

REGULERINGSKOMMISSIE VOOR ENERGIE IN HET BRUSSELS HOOFDSTEDELIJK GEWEST

**Samenvatting van de studie¹ (BRUGEL-RAPPORT-
20201209-34)**

**Bedoeld in artikel 24ter, § 1, lid 3 van de ordonnantie van 19 juli
2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het
Brussels Hoofdstedelijk Gewest**

**En met betrekking tot de evaluatie van de economische,
energetische en sociale geschiktheid van de ontwikkeling van
verbonden meters² in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.**

09.12.2020

¹ Deze studie werd uitgevoerd door SIA Partners en is gepubliceerd op de website van BRUGEL.

² Doorgaans en in de voornoemde ordonnantie 'slimme meters' genoemd.

Inhoudsopgave

1	Inleiding.....	4
2	Rechtsgrond voor de uitvoering van de studie van BRUGEL	5
2.1	Studieperimeter.....	5
2.2	Juridische gevolgen van de studie.....	7
3	Methodologie	8
4	Uitrolophothesen en beschrijving van winst- en kostenposten	11
4.1	Financiële parameters en referentiescenario	11
4.2	Evolutie van het park van 'slimme' verbonden meters voor elk bestudeerd model:	12
4.3	De winst- en kostenposten	15
4.3.1	De winstposten.....	15
4.3.2	De kostenposten	19
4.3.3	Evaluatie van de kosten en baten voor de betrokken partijen.....	21
5	Resultaat van de evaluaties	27
5.1	Resultaten van de kwantitatieve analyse	27
5.1.1	Analyse van de niches voor de uitrol en aanbevolen prioritering.....	28
5.2	Resultaten van de kwalitatieve analyse	29
6	Strategisch stappenplan.....	32
7	Bijlage: studie betreffende de evaluatie van de economische, energetische en sociale geschiktheid van de ontwikkeling van verbonden meters in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.....	37

Lijst van de illustraties

Figuur 1: Prognose van de uitrol van het 'Ordonnantiemodel' (SIA Partners)	12
Figuur 2: Prognose van de uitrol van het 'Geoptimaliseerde model' (SIA Partners)	14
Figuur 3: Prognose van de uitrol van het 'Massale model' (SIA Partners)	14
Figuur 4: Verwachte resultaten (in €/teller/jaar) voor elke uitrolniche (SIA Partners)	29
Figuur 5: Matrix voor het bepalen van de waarschijnlijkheid en het impactniveau van de externe factoren (SIA Partners)	30
Figuur 6: Strategisch stappenplan (SIA Partners).....	36

Tabel 1: De drie onderzochte uitrolmodellen	9
Tabel 2: Financiële parameters voor de kwantitatieve analyse	11
Tabel 3: Samenvatting van de gegevens per kosten- en batenpost	22
Tabel 4: Details van de kosten en baten voor de samenleving	23
Tabel 5: Details van de kosten en baten voor de DNG's	24
Tabel 6: Details van de kosten en baten voor de DNB.....	25
Tabel 7: Details van de baten voor de DNB die verband houden met de post onderhoud van het net	25
Tableau 8 Samenvatting van de economische resultaten van de drie bestudeerde uitrolmodellen (SIA Partners).....	27
Tabel 9: Samenvatting van de economische resultaten van de drie bestudeerde uitrolmodellen, rekening houdend met de 'slimme' verbonden meters voor gas (SIA Partners)	27
Tabel 10 : Aantal geplaatste meters en begunstigde van de baten voor elke uitrolniche (SIA Partners)	28
Tabel 11: Overzicht van de impact van de tien externe factoren (SIA Partners).....	30
Tabel 12: Lijst van aanbevelingen met bijbehorende acties.....	34

I Inleiding

Met de organisatie van de openbare raadpleging tussen 10 april 2020 en 30 juni 2020 wilde³ BRUGEL in eerste instantie tegemoetkomen aan de verplichting om de specifieke en transversale studie, vermeld in artikel 24ter, § 2, vijfde lid van de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, met betrekking tot de evaluatie van de economische, energetische en sociale geschiktheid van de ontwikkeling van de 'slimme' verbonden meters te onderwerpen aan een openbare raadpleging.

Tijdens deze openbare raadpleging hebben verschillende deelnemers, rechtstreeks of via hun vragen, de behoefte aan verduidelijking en motivering van de hypothesen en opties uit de in opdracht van BRUGEL uitgevoerde studie⁴ aan de orde gesteld. Het gaat in het bijzonder om een verduidelijking van:

- het einddoel van de studie en de juridische implicaties ervan, met name met betrekking tot de eisen van de nieuwe Europese richtlijn;
- de voor de uitvoering van de studie gebruikte methodologie en de verschillende hypothesen (met inbegrip van de kosten- en batenposten) waarmee in de verschillende evaluaties rekening is gehouden.

Dit document beoogt de nodige verduidelijkingen te verstrekken door middel van een nieuwe samenvatting van de bovengenoemde studie. In dezelfde geest publiceert BRUGEL ook een raadplegingsverslag⁵ en zijn advies⁶ over dezelfde problematiek (definitieve versie van het ontwerpadvies dat ook aan de openbare raadpleging werd onderworpen) om tegemoet te komen aan de behoeften aan verduidelijking en motivering die werden geuit door de deelnemers aan de door BRUGEL georganiseerde openbare raadpleging.

³BRUGEL wilde door zijn ontwerpadvies over zijn visie 2050 voor de verbonden meters voor te leggen aan een raadpleging ook de bekommernissen van de gebruikers en de marktspelers verzamelen om er in zijn eindadvies beter rekening mee te kunnen houden.

⁴<https://www.brugel.brussels/publication/document/notype/2020/fr/rapport-final-syst%C3%A8mes-intelligents-Executive-Summary.pdf>

⁵ <https://www.brugel.brussels/publication/document/verslagen/2020/nl/verslag-112-raadpleging-smartmeter.pdf>

⁶ <https://www.brugel.brussels/publication/document/adviezen/2020/nl/ADVIES-313-smartmeter.pdf>

2 Rechtsgrond voor de uitvoering van de studie van BRUGEL

De ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (hierna de Elektriciteitsordonnantie) bepaalt,

in haar artikel 24ter het volgende: "...

Op voorwaarde dat een specifiek en transversaal onderzoek van Brugel de economische, energetische en sociale geschiktheid van de ontwikkeling van slimme meters aantoont voor elke niche bedoeld in artikel 24ter, lid 1 en 2, alsook, desgevallend, voor elke nieuwe categorie van eventuele begunstigen, en na debat in het Parlement, kan de Regering andere situaties bepalen waarin de distributienetbeheerder slimme meters installeert, evenals de installatiemodaliteiten ervoor. Brugel legt dat onderzoek ter raadpleging voor aan het publiek."

in haar artikel 30bis, § 2, het volgende:

"[...] BRUGEL wordt bekleed met een opdracht tot verlening van advies aan de overheid over de organisatie en de werking van de gewestelijke energiemarkt enerzijds, en met een algemene opdracht van toezicht op en controle van de toepassing van de hiermee verband houdende ordonnanties en besluiten anderzijds.

BRUGEL is belast met volgende opdrachten:

1° het geven van adviezen, studies of gemotiveerde beslissingen, en het indienen van voorstellen in de gevallen die zijn vastgelegd door deze ordonnantie en door de bovenbedoelde ordonnantie van 1 april 2004 of hun uitvoeringsbesluiten;

2° op eigen initiatief of op vraag van de minister of de Regering, het uitvoeren van onderzoeken en studies of het geven van adviezen, betreffende de elektriciteits- en gasmarkt; [...]"

Op basis van de bovenvermelde artikelen heeft BRUGEL een extern studiebureau de opdracht gegeven om een studie uit te voeren naar de economische, sociale en energetische geschiktheid van de uitrol van de 'slimme' verbonden meters in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

2.1 Studieperimeter

Zoals tijdens de voormelde openbare raadpleging werd opgemerkt, zijn sommige deelnemers het niet eens met de interpretatie van BRUGEL van de bepalingen van de Elektriciteits- en de Gasordonnantie die de perimeter van de in opdracht van BRUGEL uitgevoerde studie vastleggen. Sommigen vinden dat de BRUGEL-studie zich moet beperken tot het identificeren van bijkomende niches naast de reeds in de ordonnanties gedefinieerde niches; anderen schrijven aan de BRUGEL-studie directe gevolgen toe die bij de bevoegde rechtbanken kunnen worden aangevochten.

In de artikelen 24ter en 18ter van respectievelijk de Elektriciteits- en de Gasordonnantie wordt verwezen naar meerdere evaluaties voorafgaand aan de uitrol van de 'slimme' meters. De studie van BRUGEL is slechts één van die evaluaties. Het gaat om de analyse van de economische, energetische en sociale geschiktheid van de ontwikkeling van slimme meters:

Artikel 24ter, § 1, derde lid, bepaalt immers: “**Op voorwaarde dat een specifiek en transversaal onderzoek van BRUGEL de economische, energetische en sociale geschiktheid** van de ontwikkeling van slimme meters aantoont **voor elke niche bedoeld in artikel 24ter, lid 1 en 2**, alsook, desgevallend, voor elke nieuwe categorie van eventuele begunstigden, en na debat in het Parlement, kan **de Regering andere situaties** bepalen waarin de distributienetbeheerder slimme meters installeert, evenals de installatiemodaliteiten ervoor. Brugel legt dat onderzoek ter raadpleging voor aan het publiek.” (De onderlijningen en de vette letters zijn door ons aangebracht.)

Deze bepaling koppelt de uitrol van de verbonden zogenoemde 'slimme' meters aan het bewijs van de economische, energetische en sociale geschiktheid van de ontwikkeling van deze meters voor alle niches (verplichte, prioritaire en andere niet in artikel 24ter vermelde gevallen). Het betreft:

1. Verplichte niches:

Artikel 24ter, § 1, eerste lid bepaalt de verplichte niches waarvoor de DNB geleidelijk aan slimme meters moet installeren:

“De distributienetbeheerder installeert geleidelijk slimme meters op het distributienet, overeenkomstig de volgende verplichte niches, rekening houdend met het algemeen belang en voor zover dat technisch haalbaar, financieel redelijk en evenredig is, gelet op de potentiële energiebesparingen:

1° als een meter vervangen wordt, tenzij dit technisch niet mogelijk of rendabel zou zijn, gelet op de geraamde potentiële besparingen op lange termijn;

2° als er een aansluiting wordt uitgevoerd in een nieuw of een ingrijpend gerenoveerd gebouw zoals omschreven in richtlijn 2010/31/EU. (Onze onderlijningen.)

2. Prioritaire niches:

In het tweede lid van § 1 van hetzelfde artikel worden de prioritaire niches vermeld waarvoor de DNB geleidelijk aan slimme meters kan installeren:

“De distributienetbeheerder kan eveneens geleidelijk slimme meters op het distributienet installeren, overeenkomstig de volgende prioritaire niches vastgelegd in het investeringsplan waarvan sprake in artikel 12, rekening houdend met het algemeen belang en voor zover dat technisch haalbaar, financieel redelijk en evenredig is gelet op de potentiële energiebesparingen:

*1° als de gebruiker van het distributienet beschikt over een **elektrisch voertuig** en dit laat weten aan de distributienetbeheerder; in dat geval wordt in het gebouw waarin hij woont een slimme meter geplaatst;*

*2° als de gebruiker van het distributienet een **jaarlijks verbruik heeft van meer dan 6.000 kWh per jaar;***

*3° als de gebruiker van het distributienet beschikt over een **opslagenheid die elektriciteit opnieuw in het distributienet kan injecteren**, of over een warmtepomp;*

*4° als de eindafnemers hun **flexibiliteit aanbieden** via een aanbieder van flexibiliteit;*

5° als een gebruiker van het distributienet het vraagt, tenzij dat niet technisch haalbaar of financieel redelijk en evenredig is gelet op de potentiële energiebesparingen;

6° als de gebruiker van het distributienet een **prosumer is of elektriciteit opnieuw in het net kan injecteren.**" (Onze onderlijningen.)

3. Niches geïdentificeerd door de studie van BRUGEL en, in voorkomend geval, bepaald door de Regering na bespreking in het Parlement:

Artikel 24ter laat in § 1, derde lid, de DNB de mogelijkheid om slimme meters te installeren in andere gevallen, die eventueel door een specifiek en transversaal onderzoek van BRUGEL geïdentificeerd zijn als economisch, energetisch en sociaal geschikt en die vastgelegd zijn door de Regering na debat in het Parlement.

2.2 Juridische gevolgen van de studie

Zoals vermeld in het vorige lid zal de studie waartoe BRUGEL opdracht heeft gegeven, overeenkomstig de bepalingen van artikel 24ter, § 1 lid 3 van de Elektriciteitsordonnantie, het voorwerp uitmaken van een debat in het Parlement vooraleer de Regering het in aanmerking neemt voor het opstellen van een besluit. Het spreekt voor zich dat in dit kader alle aspecten van de studie zullen worden gecontroleerd door de kamerleden die democratisch zijn gekozen door de hele Brusselse bevolking. Dit betreft zeker een essentiële stap voordat de uitgevoerde studie kan leiden tot het creëren van juridische gevolgen die worden omgezet in een regelgevende tekst.

Gelet op het voorgaande is BRUGEL van mening dat voormelde studie deel uitmaakt van een reeks adviezen en studies die de wetgever en de overheid klaarheid zullen brengen bij de beslissingen die zij zullen moeten nemen met betrekking tot de uitrol van de 'slimme' verbonden meters. BRUGEL wijst er in dit verband op dat deze studie niet bedoeld is om formeel te beantwoorden aan de nieuwe Europese eisen (van artikel 19 en bijlage II van de richtlijn (EU) 2019/944⁷) die ertoe zouden kunnen leiden dat de Staten verplicht worden om deze nieuwe meters uit te rollen. Het is aan de Regering om al dan niet rekening te houden met deze studie om aan de voorschriften van de Europese Unie te voldoen.

⁷ Richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU.

3 Methodologie

De methodologie die BRUGEL hanteert om deze studie uit te voeren, werd beschreven in de technische clausules van de overheidsopdracht die bindend zijn voor het adviesbureau (SIA Partners). Hoewel dit bestek werd gepubliceerd voordat de nieuwe ordonnanties werden aangenomen, voorzagen de technische clausules reeds in alle economische, sociale en energetische evaluaties die deze ordonnanties voorschrijven. Om deze evaluaties uit te voeren, werd de studie opgesplitst in drie delen, elk met als doel het beantwoorden van een specifieke vraag (WAAROM, HOEVEEL en HOE):

- I. Het eerste deel bestaat uit het beantwoorden van de vraag WAAROM de 'slimme' verbonden meters moeten worden geïnstalleerd: het gaat dus om het in kaart brengen van de uitrolmodellen van verbonden meters die rekening houden met de verschillende uitdagingen van het Gewest (met name de uitdagingen op het vlak van de energietransitie). Er zijn use cases voor deze meters gedefinieerd om de geïdentificeerde uitdagingen te activeren. Voor elk onderzocht gebruik werden de te activeren functies van de 'slimme' meters geïdentificeerd. Op basis van dit onderzoek zijn er drie uitrolmodellen vastgesteld. Die maken het mogelijk om (via use cases) in meer of mindere mate bij te dragen aan de concretisering van de geïdentificeerde uitdagingen. Deze eerste fase van de studie is zeer belangrijk in zoverre dat ze al een antwoord geeft op de vraag of het wenselijk is (rekening houdend met de uitdagingen van het Gewest: economisch, sociaal en energetisch) om slimme meters uit te rollen in vergelijking met een referentiesituatie zonder meters die met de markt communiceren.

De drie bestudeerde modellen (zie onderstaande tabel) komen overeen met de volgende drie uitrolstrategieën:

- Uitrol beperkt tot de in de Elektriciteitsordonnantie aangegeven niches: dit is een uitrolmodel dat voldoet aan de bepalingen van de Elektriciteitsordonnantie. Dit model wordt '**Ordonnantiemodel**' genoemd;
- Geoptimaliseerde uitrol door integratie van drie extra niches en afzwakking van het 'opt-in/opt-out'-toestemmingssysteem van de Elektriciteitsordonnantie: dit betreft dus een model dat niet conform de bepalingen van de Elektriciteitsordonnantie is. Dit model wordt '**Geoptimaliseerd model**' genoemd;
- Uitrol die wordt veralgemeend tot alle klanten en waarbij het 'opt-in/opt-out'-toestemmingssysteem van de Elektriciteitsordonnantie wordt afgezwakt: dit betreft dus een model dat niet conform de bepalingen van de Elektriciteitsordonnantie is. Dit model wordt '**Massaal model**' genoemd.

Gezien de onzekerheden over de toekomst van aardgas richtte de studie zich vooral op het elektriciteitsnet en beschouwde ze de uitrol van 'slimme' verbonden gasmeters als een variant in de economische evaluaties van de drie modellen.

Bovendien werd het onderzoek van de drie geïdentificeerde modellen verricht door drie soorten communicatietechnologieën in aanmerking te nemen:

- Draadloze technologie (4G en NB-IoT⁸);
- PLC-technologie (Powerline Carrier Technology⁹);
- Hybride technologie verkregen door het combineren van zowel PLC- als draadloze technologieën.

Tabel 1: De drie onderzochte uitrolmodellen

Onderzochte uitrolmodellen	Naleving van het wettelijk kader	Systeem voor de toestemming	
		Voorafgaand (Opt-in)	A posteriori (Opt-out)
Ordonnantiemodel = niches van de ordonnanties (vervanging van het hele meterpark over 30 jaar)	Conform aan de Elektriciteits-ordonnantie	<ul style="list-style-type: none"> - Vervanging van meters - Renovatie van gebouwen - Op aanvraag 	<ul style="list-style-type: none"> - Elektrische voertuigen - Verbruik > 6MWh/jaar - Opslag - Flexibiliteitsdiensten - Producenten
Geoptimaliseerd model: niches van de ordonnantie + 3 extra niches (energiegemeenschap, kwetsbare klanten en tarieven voor vermogensaanpassing): vervanging van het hele meterpark over 20 jaar.	Onder voorbehoud van aanpassing van het wettelijk kader: <ul style="list-style-type: none"> - extra niches - afzwakking van het opt-insysteem 	- Een verplicht standaardregime: één indexaflezing per maand, openen/sluiten, vermogensaanpassing, spanningsoverschrijding en en onderbrekingsduur	Alle klanten kunnen op elk moment vragen om de communicatie met de meter te stoppen.
Massaal model: vervanging van het hele meterpark over 10 jaar	Onder voorbehoud van aanpassing van het wettelijk kader: <ul style="list-style-type: none"> - verlaten van de niche-logica, - afzwakking van het opt-insysteem 	<ul style="list-style-type: none"> - Opmeting van de laadcurve en vooruitbetaling worden op verzoek geactiveerd - 	

⁸ Narrowband Internet of Things – Dit is een communicatiestandaard die speciaal is ontworpen voor het Internet of Things en die het mogelijk maakt om grote hoeveelheden gegevens over grote afstanden te communiceren, maar met een hoge latentie. Er wordt gebruikgemaakt van een protocol op basis van de uitwisseling van berichten (message based). De slimme meter communiceert dus via draadloze communicatie met het informatiesysteem van de netbeheerder.

⁹ Powerline Carrier: de 'slimme' meter communiceert door een signaal uit te zenden op het elektriciteitsnet. De signalen worden naar een hub gestuurd, die zich meestal in de laagspanningscabines bevindt. De hub zorgt voor de communicatie met het informatiesysteem van de DNB. Elke slimme meter fungeert als een versterker voor signalen van andere slimme meters om het signaalverlies als gevolg van de afgelegde afstand te compenseren. Deze technologie vereist een bepaalde geografische dichtheid van geïnstalleerde meters om de overdracht van informatie te verzekeren en is daarom beter geschikt voor massale scenario's.

2. Het tweede deel van de studie bestaat voornamelijk uit het beantwoorden van de HOEVEEL-vraag om de kosten en baten van de uitrol van de 'slimme' meters te bepalen: dit deel van de studie focust op het onderzoek van de economische haalbaarheid van de drie geïdentificeerde modellen en op de economische, sociale en energetische risico's en voordelen.
3. Het derde deel van de studie bestaat voornamelijk uit het beantwoorden van de HOE-vraag om het meest geschikte actieplan voor de uitrol van de 'slimme' meters in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest vast te stellen: op basis van deze verschillende evaluaties wordt in dit derde deel van de studie een stappenplan voorgesteld voor wettelijke, reglementaire en regulatoire hervormingen voor de implementatie van het meest gunstige uitrolmodel voor het Gewest. Daarnaast werd een reeks maatregelen aanbevolen voor een betere ondersteuning van de klant bij het gebruik van deze meters (voorstudies, proefprojecten enz.). Wat de gevolgen van de elektromagnetische vervuiling voor de gezondheid betreft, beperkte de studie van BRUGEL zich tot een vermelding ervan in de kwalitatieve analyse, omdat dit niet behoort tot de doelstellingen die door de Brusselse ordonnanties worden aangegeven (zie punt 2.1 van dit document).

Bovendien vormt de methodologie, zoals bepaald in artikel 24^{ter} van de Elektriciteitsordonnantie, een leidraad door de drie delen van de studie heen door de economische, energetische en sociale geschiktheid van de uitrol van de 'slimme' verbonden meters te onderzoeken en de gevolgen ervan voor de belangrijkste bij deze uitrol betrokken partijen te beoordelen. Het economische luik behandelt dus de business cases en de verwachte voordelen voor deze partijen (hoofdzakelijk de DNB, de klant en de maatschappij als geheel). Het sociale luik omvat onder meer de nieuwe diensten en use cases en de impact op de eindklanten. Het energetische luik kijkt de impact op de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen en de vermeden CO₂-emissies.

Voor de uitvoering van deze studie had de voormalige minister van Energie, mevrouw Céline Fremault, bovendien de wens geuit dat er een begeleidingscomité zou worden opgericht, bestaande uit vertegenwoordigers van de minister-president van het Gewest, het kabinet van de minister, Leefmilieu Brussel, SIBELGA, Brulocalis, de FDSS en de FEBEG. Rekening houdend met dit verzoek heeft BRUGEL het oorspronkelijk opgerichte begeleidingscomité uitgebreid door vertegenwoordigers van de bovenvermelde organisaties en van het OCMW van Brussel, Test Aankoop en Lampiris uit te nodigen. Dit comité is tussen december 2018 en december 2019 zeven keer bijeengekomen.

Daarnaast wilde de minister met de studie ook kunnen bepalen welke prioritaire niches in de Elektriciteitsordonnantie eventueel een hogere prioriteit hebben dan andere, vanuit economisch, energetisch en sociaal oogpunt, voor de uitrol van slimme meters. De studie van BRUGEL heeft onder meer gepoogd aan deze vraag tegemoet te komen.

4 Uitrolhypothesen en beschrijving van winst- en kostenposten

Als onderdeel van de kwantitatieve analyse zijn algemene hypothesen en parameters vastgesteld. Deze hypothesen staan los van de bestudeerde modellen en worden beïnvloed door elementen die voornamelijk buiten de kwantitatieve analyse vallen. Enkele van deze elementen worden hieronder uitgelicht, gezien hun invloed op de resultaten.

In het tweede deel van dit onderdeel volgt een voorstelling van de verschillende winst- en kostenposten die in de kwantitatieve analyse in overweging werden genomen.

4.1 Financiële parameters en referentiescenario

De uitrolhypothesen koppelen het uitrolkader aan de kwantitatieve analyse; ze definiëren en bieden een helder kader voor de financiële parameters van de kwantitatieve analyse.

Duur van de analyse	30 jaar
Disconteringspercentage	4 %
Loonsverhoging	1,5 % ¹⁰
Evolutie van de energieprijzen (toename)	4 % ¹¹
Evolutie van het meterpark	1500/jaar ¹²
Aantal elektriciteitsmeters (begin 2018)	700.000
Verhoopte levensduur van de nieuwe meters	15 jaar
Prijs per ton CO ₂ (gemiddelde 01.18 - 07.19) ¹³	€ 24,28/tCO ₂
Uitvalgraad van nieuwe meters	0,25 %
Aankoopkosten van een elektromechanische meter	€ 41
Aankoopkosten van een 2G/4G-meter	€ 63
Aankoopkosten van een NB.IoT-meter	€ 60
Aankoopkosten van een PLC-meter	€ 33
Prijs van een A+/A- -meter	€ 300
Jaarlijks mediaan verbruik	2036 kWh

Tabel 2: Financiële parameters voor de kwantitatieve analyse

De kwantitatieve analyses van de drie uitrolmodellen worden uitgevoerd aan de hand van een referentiescenario. Dit referentiescenario geeft de situatie weer waarin traditionele (elektromechanische) en bidirectionele meters niet worden vervangen door 'slimme' verbonden meters. De verbetering van de meetkasten die bijna is afgerond, wordt beschouwd als onderdeel van het referentiescenario, en daarom wordt deze procedure niet in aanmerking genomen bij de berekening van de kosten van de uitrolmodellen.

¹⁰ Federaal Planbureau, *Index van de consumptieprijzen – Inflatievooruitzichten*, 2019.

¹¹ Apere, *Observatorium van de energieprijzen*, 2019 - geraamd op basis van de inflatie van de energieprijzen over de laatste vijf jaar.

¹² FPB en Statbel, 2019-2071: *perspectieven*.

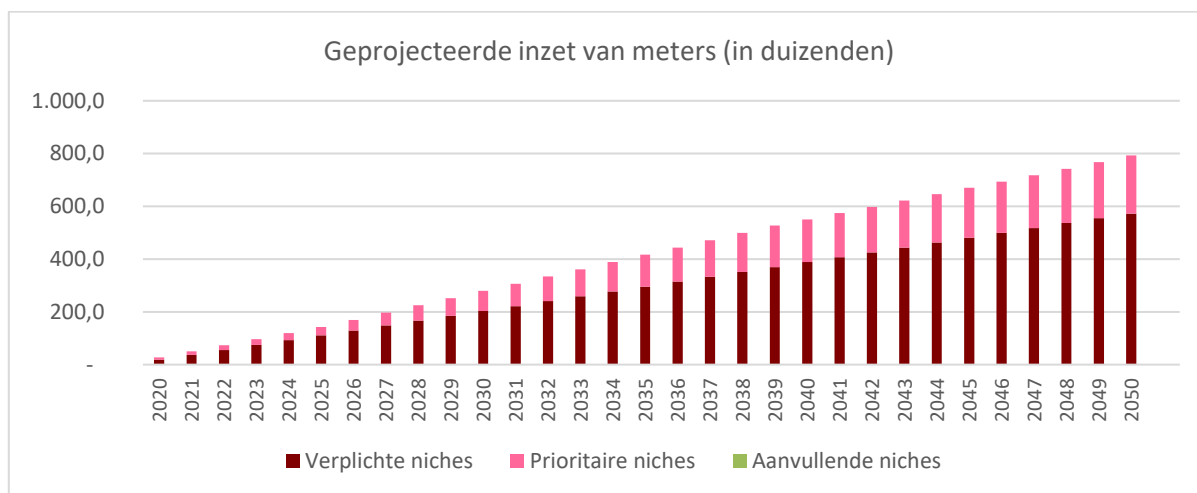
¹³ <https://sandbag.org.uk/carbon-price-viewer/>

4.2 Evolutie van het park van 'slimme' verbonden meters voor elk bestudeerd model:

I. Situatie van het 'Ordonnantiemodel'

Het **Ordonnantiemodel** komt overeen met het basismodel volgens de verplichtingen van de ordonnantie, het komt overeen met de minimale implementatiegraad die de DNB moet bereiken. In dit model vindt de uitrol alleen plaats in de verplichte en prioritaire niches (zie paragraaf 2.1 van dit document). Het uitroltempo (zie figuur 1 hieronder) is dan ook relatief laag (30 jaar).

Voor dit model wordt alleen de draadloze communicatietechnologie in aanmerking genomen (4G of NB-IoT). Het gebruik van technologie zoals PLC vereist een omvangrijkere uitrol om de communicatie met alle geïnstalleerde meters te waarborgen.



Figuur 1: Prognose van de uitrol van het 'Ordonnantiemodel' (SIA Partners)

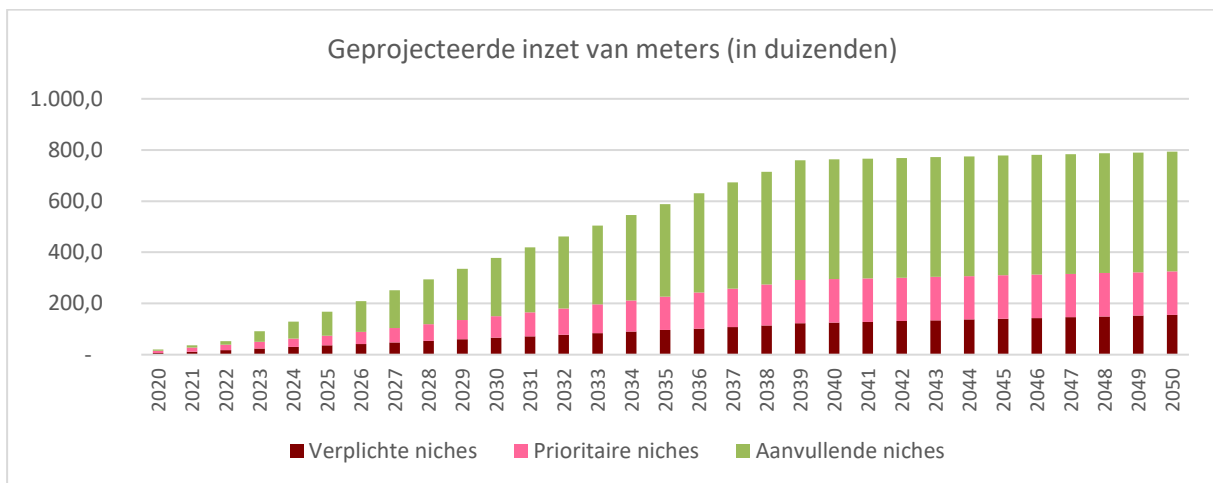
2. Situatie van het 'Geoptimaliseerde model'

Het **Geoptimaliseerde model** komt overeen met het model waarin de resultaten en aanbevelingen van het eerste deel van de studie zijn verwerkt. In dit model worden, naast de verplichte en prioritaire niches die in de Elektriciteitsordonnantie zijn vermeld (zie paragraaf 2.1 van dit document), extra niches met slimme meters uitgerust. Deze extra niches, bestemd voor specifieke uitdagingen, zijn bedoeld om de voordelen van de 'slimme' verbonden meters te maximaliseren en tegelijkertijd een snellere uitrol mogelijk te maken (zie figuur 2 hieronder) (20 jaar in vergelijking met 30 jaar voor het Ordonnantiemodel).

De extra niches die in dit model in aanmerking worden genomen, hebben betrekking op collectief zelfverbruik, kwetsbare klanten en het capaciteitsstarief. Deze niches maken het mogelijk om ook de vastgestelde uitdagingen voor het Gewest, die echter niet onder de verplichte en prioritaire niches van de Elektriciteitsordonnantie ('Ordonnantiemodel') vallen, aan te pakken:

- De uitrol in de **niche van collectief zelfverbruik** maakt het mogelijk om de ontwikkeling van modellen van collectief zelfverbruik te stimuleren door de kennis van injectie- en verbruiksstromen in de loop van de tijd en het delen van de productie van lokale hernieuwbare energie.
- De **niche van de kwetsbare verbruikers** maakt het mogelijk om een specifieke aanpak te definiëren met betrekking tot de communicatie over de installatie en het gebruik van slimme meters en om het begrip van deze nieuwe technologieën te bevorderen door middel van specifieke en aangepaste begeleidingsmaatregelen. Het creëren van deze niche is ook bedoeld om de uitdaging van de bescherming van kwetsbare bevolkingsgroepen aan te gaan. Deze kwetsbare klanten kunnen immers onrechtstreekse negatieve gevolgen ondervinden (technologische kloof, de onmogelijkheid om nieuwe producten te verwerven zoals externe displays, de onmogelijkheid om te profiteren van nieuwe voordelige aanbiedingen ...) van de uitrol van slimme meters bij de actieve klanten.
- De **niche capaciteitstarief** is een subniche binnen de niche 'vraag van de gebruiker'. Wanneer de capaciteitscomponent in de kosten voor het gebruik van het elektriciteitsdistributienet wordt opgenomen, worden immers verzoeken om een vermindering van het onderschreven vermogen verwacht. Voor klassieke meters vereist de uitvoering van het verzoek om vermogensvermindering dat de DNB zich verplaatst, terwijl het in het geval van slimme meters mogelijk is om deze handeling op afstand uit te voeren. De slimme meter is immers uitgerust met een functie die het mogelijk maakt om het maximale beschikbare vermogen op het aansluitingspunt op afstand te wijzigen. De slimme meter kan dan worden geconfigureerd met het nieuwe onderschreven vermogen. Dit heeft ook het voordeel dat de gebruiker van het distributienet een aanpassing van zijn onderschreven vermogen kan vragen tegen een lagere kostprijs, aangezien de kostprijs van een dergelijke prestatie op afstand veel lager is dan de kostprijs van een interventie ter plaatse. Dit voorkomt ook dat de DNB meer interventies moet uitvoeren wanneer de gebruiker het hem ter beschikking gestelde vermogen om verschillende redenen wil wijzigen (onderschatting van zijn behoeften, aankoop van een elektrisch voertuig of een andere installatie met een grote belasting).

Voor dit model wordt naast de draadloze communicatietechnologie ook een hybride communicatietechnologie met een combinatie van draadloze technologie en bedrade PLC-technologie overwogen. Dankzij deze technologie is het inderdaad mogelijk om in een eerste fase hybride meters in te zetten, die eerst met 4G-technologie communiceren en vervolgens overschakelen op PLC zodra de noodzakelijke verzadigingsdrempel van het meterpark is bereikt. Deze technologie is bijzonder geschikt voor een semi-massale uitrol. De PLC-technologie wordt niet in aanmerking genomen, omdat het potentieel ervan alleen bij een massale uitrol volledig kan worden geactiveerd om de communicatie met alle geïnstalleerde meters te waarborgen.

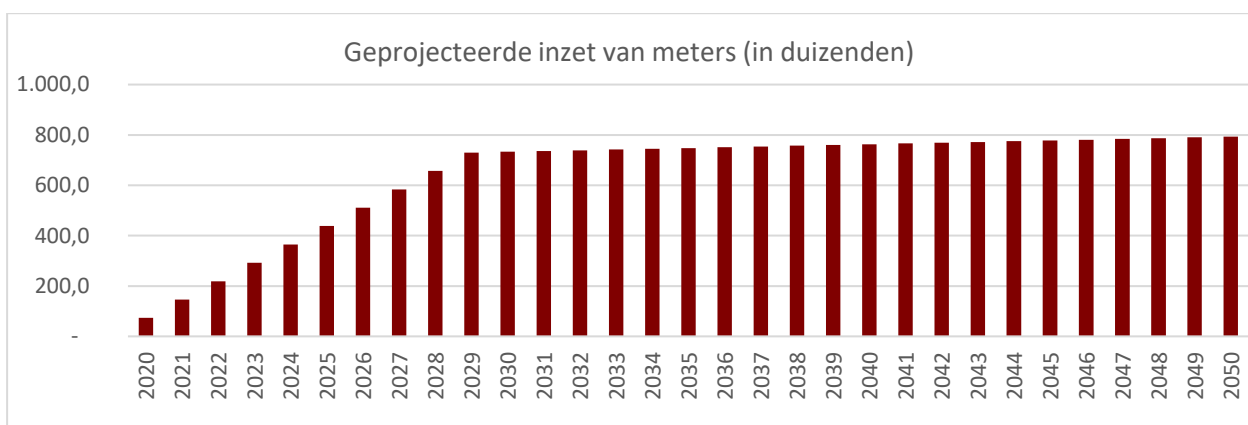


Figuur 2: Prognose van de uitrol van het 'Geoptimaliseerde model' (SIA Partners)

3. Situatie van het 'Massale model':

Het **Massale model** beschrijft de volledige vervanging van het elektriciteitsmeterpark door 'slimme' verbonden meters in enkele jaren tijd. Dit model maakt het mogelijk om de impact van een veralgemeende uitrol op de Brusselse energiemarkt visueel weer te geven. In dit model verloopt de uitrol gesegmenteerd, zodat elk jaar een vaste hoeveelheid meters wordt geplaatst, en dit tot de volledige overgang van het meterpark, die op tien jaar wordt geraamd (zie figuur 3 hieronder).

Omdat dit model massaal is, leent het zich voor alle technologieën. De 4G/NB-IoT-, hybride en PLC-technologieën zullen voor dit model worden bekeken.



Figuur 3: Prognose van de uitrol van het 'Massale model' (SIA Partners)

4.3 De winst- en kostenposten

4.3.1 De winstposten

De winstposten worden vastgesteld op basis van de in het eerste deel van de studie gedefinieerde uitdagingen op het vlak van de uitrol: voor elke uitdaging worden de winstposten geïdentificeerd op basis van de vastgestelde gebruikssituaties in verband met de desbetreffende uitdaging. De door de studie geïdentificeerde winstposten zijn de volgende:

- Winst uit hernieuwbare energie: Deze winst komt overeen met de winst die de 'slimme' verbonden meters opleveren qua beheer van de hernieuwbare energie en bevat twee belangrijke voordelen:
 - Winst op het vlak van A+/A- -meters: De slimme meter maakt het mogelijk om de elektriciteitsafname en de injectie van elektriciteit in het net afzonderlijk te meten. Dit bespaart de kosten van een A+/A- -meter en de installatie ervan. Deze kosten worden geraamd op € 300¹⁴.
 - Winst op het vlak van energie-injectie¹⁵: Deze winst wordt gegenereerd door het stopzetten van het compensatiemechanisme voor de 'commodity'-component en de mogelijkheid voor de *prosumer* om de productie die hij niet zelf heeft verbruikt, te valoriseren bij een leverancier.
- Winst op het vlak van energie-efficiëntie: Deze winst komt overeen met de verlaging van de energiefactuur dankzij een vermindering van het verbruik, die mogelijk wordt gemaakt door een beter inzicht in het gebruik via de toegang tot verbruiksgegevens. Om deze winst te ramen, werd in de studie een vergelijking gemaakt van de winsten die in de aangrenzende regio's en landen werden overwogen en hield men het op een zeer conservatieve raming van 0,5 %. Deze winst houdt geen rekening met mogelijke begeleidingsmaatregelen ter bevordering van de energie-efficiëntie. Ter vergelijking: de gemiddelde Europese winst wordt geschat op ongeveer 3 %.
- Winst op het vlak van het collectief zelfverbruik: de studie gaat ervan uit dat collectief zelfverbruik zal worden ontwikkeld via de 'slimme' verbonden meters die toegang geven tot gedetailleerde gegevens van deelnemende consumenten. In eerste instantie werd de groei van het collectief zelfverbruik geraamd op basis van de groeigegevens van het NEKP, aangezien het collectief zelfverbruik overeenkomt met 22 % van de huishoudelijke markt (d.w.z. het aandeel van de gebouwen in het residentiële vastgoedpark). Het aantal huishoudens dat gebruikmaakt van collectief zelfverbruik, werd vervolgens geraamd op basis van deze groei. De winst per huishouden werd geraamd op basis van de feedback van projecten voor collectief zelfverbruik in de omliggende regio's. De laagste waarde werd geselecteerd volgens de behoudsgezinde visie van de methodologie en komt overeen met een besparing van 8 % per huishouden op de

¹⁴ Sibelga, Tarieven aansluitingen en meters, 2019.

¹⁵ De winst wordt geraamd op basis van het verschil tussen het oude en het nieuwe mechanisme voor het factureren van prosumers.

elektriciteitsfactuur, zoals waargenomen in Wallonië¹⁶. Het verbruik van lokaal geproduceerde elektriciteit maakt het ook mogelijk om extra investeringen in het net te vermijden.

- Winst voor kwetsbare klanten: Om de winst voor deze niche te kwantificeren, werd ervan uitgegaan dat de kwetsbare klanten samenvallen met het aantal klanten in het Brussels Gewest dat profiteert van het federale sociale tarief vermeerderd met het aantal geïnstalleerde vermogensbegrenzers op de leveringspunten voor elektriciteit (goed voor een totaal van 92.000 kwetsbare klanten). Op basis van de feedback uit Nederland werd vervolgens geschat dat de mogelijke winst voor kwetsbare klanten 7 % op hun energiefactuur zou zijn, mits er passende begeleidingsmaatregelen worden genomen¹⁷. Volgens de conservatieve methode die in de studie van BRUGEL werd gebruikt, werd slechts de helft van deze factor in aanmerking genomen, dus 3,5 %. Van deze baten werden de kosten in verband met de begeleidingsmaatregelen afgetrokken om een dergelijke procentuele verlaging van de factuur te bereiken. Deze kosten worden geschat op € 10 per jaar per kwetsbaar huishouden (met een jaarlijkse indexering volgens het inflatiepercentage van 1,5 %). Dit item bevat niet alleen een winst voor de kwetsbare klant, maar ook een maatschappelijke winst door besparingen op het ondersteuningssysteem.
- Winst met betrekking tot nieuwe tarieven: De 'slimme' verbonden meters zullen het mogelijk maken om nieuwe tarieven in te voeren op basis van het werkelijke verbruik van de consumenten. Deze winstpost houdt dus rechtstreeks verband met de invoering van deze nieuwe tarieven voor de consumenten.
 - Winst door dynamisch tarief: Om de winst in verband met dit tarief te kwantificeren, is een studie uitgevoerd naar landen die dynamische tarieven hebben ingevoerd, op basis van de resultaten van Europese studies¹⁸.
In overeenstemming met de conservatieve visie van de methodologie die in de studie van BRUGEL werd gebruikt, werden de laagste waarden geselecteerd. Naar schatting zal 10 % van de consumenten gebruikmaken van het dynamisch tarief en 5,76 % besparen op de elektriciteitsfactuur.
 - Winst door capaciteitstarieven: dankzij de 'slimme' verbonden meters kunnen sommige klanten vragen om een vermindering van het ter beschikking gestelde vermogen, waardoor het aandeel van de distributiekosten in hun elektriciteitsfactuur afneemt. Bovendien kan de consument, bij de invoering van een capaciteitscomponent in de tarieven voor het gebruik van het net, aan de hand van de informatie die is verstrekt door de verbonden meter het meest geschikte tariefblok voor zijn behoeften selecteren. Bovendien wordt verwacht dat, vanwege de mogelijkheid om het maximale vermogen op afstand te wijzigen, de kosten van een vermindering op afstand lager zullen zijn dan de kosten van een verplaatsing en een wijziging van de zekering.
- Winst in verband met de nieuwe diensten: de verwachting is dat deze nieuwe diensten de komende jaren aanzienlijk zullen groeien. Ze blijven echter weinig ontwikkeld in de landen die 'slimme' verbonden meters hebben uitgerold. De winst die deze nieuwe diensten hebben opgeleverd, is tijdens de kwantitatieve studie niet meegenomen in de berekeningen vanwege het ontbreken van precieze ramingen.

¹⁶ ORES, juli 2019

¹⁷ Rijksoverheid, *Evaluatierapport pilot Prepaid Energie in Nederland*, april 2019.

¹⁸ "Energy prices and costs in Europe" (Europese Commissie, 09.01.2019) en "Dynamic pricing in electricity supply" (Eurelectric, februari 2017).

- Winst in verband met flexibiliteitsoplossingen: dankzij de 'slimme' verbonden meters met verbruiksprofiel (kwartaurlijkse gegevens) kunnen sommige klanten de transmissienetbeheerder tijdens belastingspieken een vermogensreserve aanbieden door hun flexibele belastingen te moduleren. Zo kunnen ze worden vergoed voor hun bijdrage. In Europese studies is het flexibiliteitsvermogen op respectievelijk 8 % en 45 % voor piekmodulatie voor conventioneel gebruik en voor elektrische voertuigen gewaardeerd¹⁹. In overeenstemming met de in de studie van BRUGEL voorgestelde methodologie werd gekozen voor de conservatieve visie.
- Beheer van de bevoorrading: de frequente terbeschikkingstelling van de werkelijke verbruiksgegevens zal leveranciers in staat stellen de bevoorrading beter te beheren, zowel door hoeveelheden energie te produceren die dichter bij het actuele verbruik liggen als door de voorkeur te geven aan minder dure energiebronnen die minder broeikasgassen uitstoten.
- Beheer van de verrichtingen op afstand: dankzij de 'slimme' verbonden meters kan de DNB bepaalde verrichtingen op afstand uitvoeren, waardoor de operationele kosten van de verrichtingen ter plaatse worden verlaagd en de kwaliteit van de dienstverlening aan de klanten wordt verbeterd. In dit stadium worden in de studie twee soorten verrichtingen op afstand onderscheiden:
 - De meteraflezing: door gebruik te maken van de communicatiefunctie van de meter kan de DNB automatisch de meterstanden uitlezen, waardoor geen verplaatsingen hoeven te gebeuren en de operationele kosten worden verlaagd.
 - De ingrepen op de meter: dankzij de communicatiefunctie van de meter kan de DNB bepaalde handelingen op afstand uitvoeren, zoals het openen of sluiten van de meter, het wijzigen van het vermogen enz. Dit vermindert de reis- en interventietijd en verlaagt de operationele kosten van de DNB.
- Winsten in verband met de dimensionering van het distributienet: net als wat de flexibiliteitsoplossingen betreft, zou de verbonden meter een betere dimensionering van het net mogelijk moeten maken, met name door een betere kennis van de stromen op het net en in sommige gevallen door het afvlakken van de piek die wordt uitgelokt op het net. Deze vermeden kosten worden dus gemodelleerd in de vorm van baten voor de DNB.
- Winst gekoppeld aan het toezicht op het distributienet: dankzij de 'slimme' verbonden meters kan de DNB zijn verliezen beperken door een beter toezicht op het distributienetwerk. Momenteel lijdt de DNB jaarlijks ongeveer 3 % zowel technische als niet-technische verliezen (fraude en diefstal van elektriciteit). De aanwezigheid van slimme meters zou het dan mogelijk kunnen maken om in te grijpen op het niet-technische deel van deze verliezen, dat wordt geacht de helft van de verliezen uit te maken:
 - Winst op het vlak van fraude: momenteel maken sommige gebruikers zich schuldig aan frauduleuze activiteiten, die bestaan uit het verminderen/vertragen van de wijzerplaten van elektromechanische meters. Deze handelingen, die vaak verband houden met het mechanische karakter van de meters, kunnen niet worden uitgevoerd op verbonden meters, waardoor de niet-technische verliezen worden beperkt.

¹⁹ Europese Commissie, *Impact assessment study on downstream flexibility, price flexibility, demand response & smart metering*, juli 2016.

- Winst op het vlak van elektriciteitsdiefstal: er worden ook niet-technische verliezen geleden in de vorm van illegale aansluitingen. Deze verliezen zijn moeilijker op te sporen, maar kunnen door de netbeheerder toch worden vastgesteld dankzij een uitgebreide kennis van de verbruiksgegevens, door op het niveau van de laagspanningscabines de gegevens van de in het net geïnjecteerde energie te vergelijken met de verbruiksgegevens van de klanten. Er moet echter worden benadrukt dat voor het behalen van deze winst een aanzienlijke uitrol van meters is vereist.
- Winst in verband met de stabiliteit van het distributienet: deze winst is bedoeld om de vermindering van het aantal stroomonderbrekingen op het elektriciteitsnet naar waarde te schatten. Volgens de gegevens van SIBELGA wordt de gemiddelde jaarlijkse onderbrekingstijd per consument immers geschat op 15 minuten. Op basis van de ervaringen in de landen van de Europese Unie wordt geschat dat deze uitvaltijd met 10 % kan worden verkort door de invoering van een 'slim' metersysteem, met name door een beter beheer van de overbelasting, die vaak de oorzaak is van onderbrekingsverschijnselen.
- Winst in verband met de kwaliteit van de klantenservice: net als bij verrichtingen op afstand zal het gebruik van de communicatiefuncties van slimme meters leiden tot een beter beheer van de verhuizingen door de DNB, met name de MOZA-procedures²⁰. Het gebruik van de communicatiefuncties van de meter maakt het immers mogelijk om de bezetting van het gebouw te controleren en de situatie te regulariseren in geval van incidenten, waardoor de nu noodzakelijke bezoeken worden vermeden en het beheer van de MOZA-procedures wordt vergemakkelijkt.
- Winst met betrekking tot vermeden kosten voor elektromechanische meters: deze winst komt overeen met vermeden investeringen in defecte elektromechanische meters. Het meterpark in het Brusselse Gewest is immers relatief oud, het grootste deel van het meterpark (70 %) zal dus vóór 2048 het einde van zijn levensduur bereiken en zal moeten worden vervangen door nieuwe meters. Door de uitrol van slimme meters in het hele park wordt deze vervanging vermeden, wat voordelen oplevert op het vlak van vermeden kosten. De kosten van de elektromechanische meters die tijdens de geanalyseerde periode hadden moeten worden geïnstalleerd, worden vermeden en worden daarom voorgesteld als een winst.
- Winst op vermeden CO₂: in het kader van de aanbevelingen van de Europese Unie en de feedback van de lidstaten is een extra winst geraamd: de winst op het vlak van vermeden CO₂ dankzij de verbonden meters. Deze winst is gebaseerd op drie belangrijke vaststellingen:
 - de vermindering van het elektriciteitsverbruik zal de CO₂-uitstoot van de Brusselse elektriciteitsmix proportioneel verminderen;
 - de extra opwekking van hernieuwbare energie die mogelijk wordt gemaakt dankzij de verbonden meters en die geen CO₂ genereert;
 - de vermindering van de piekbelasting dankzij de modulatie van de belastingen, waardoor de vraag naar energie uit de bronnen met de hoogste CO₂-uitstoot kan worden verminderd, waardoor deze emissies afnemen.

Deze verminderingen van de CO₂-emissies werden vervolgens opgeteld en gewaardeerd tegen de prijs per ton CO₂.

²⁰ De MOZA-procedure (Move Out Zonder Afspraak) is een procedure die wordt aangevraagd door een energieleverancier en die wordt beheerd door de DNB. Het doel is om een potentiële klant te identificeren en/of verbruik waarvoor er geen geregistreerd contract bestaat, te regulariseren.

4.3.2 De kostenposten

Bij de kwantitatieve analyse is rekening gehouden met de volgende verschillende kostenposten:

- Kosten van implementatie en onderhoud van de informaticasystemen: Er wordt van uitgegaan dat de implementatie van de informaticasystemen zal worden uitgevoerd vóór de uitrol van de verbonden meters, terwijl de jaarlijkse onderhoudsbeurten de goede werking van de systemen zullen waarborgen. Om storingen in verband met de veroudering van de systemen te voorkomen, wordt ervan uitgegaan dat er na 15 jaar een vernieuwing zal plaatsvinden.
- Installatiekosten van de apparatuur: deze kosten hebben betrekking op de operationele uitgaven in verband met de installatie van slimme meters. Deze kosten omvatten dus de installatie van elementen zoals verbonden meters en hubs in het geval van implementaties waarbij gebruik wordt gemaakt van PLC-technologie. Er wordt geen rekening gehouden met de meetkosten aangezien de sanering ervan wordt beschouwd als een afzonderlijk project waarin reeds in eerdere investeringsplannen was voorzien. Ook de verplaatsingen van de technici werden in rekening gebracht, aangezien deze factor varieert naargelang de manier waarop de meters worden uitgerold, hetzij op een geconcentreerde manier (bv. het aansluiten van een volledig gebouw), hetzij op een verspreide manier (bv. het vervangen van een verouderde meter). Deze post is dus afhankelijk van de tijd die het kost om een meter te installeren en de uurprijs van een technicus.
- Aankoopkosten van materiaal: deze post brengt de kosten voor de aankoop van meters (zowel bij de eerste installatie als bij de vernieuwing) en hubs voor de uitrol met behulp van PLC-technologie in rekening. Deze kosten zijn afhankelijk van het aantal geïnstalleerde meters, de snelheid van de uitrol en van de gebruikte technologie, wat de aanzienlijke verschillen tussen de modellen verklaart. De snelheid van de uitrol beïnvloedt het moment waarop de meters van de eerste generatie het einde van hun levensduur bereiken en vervangen moeten worden. Natuurlijk is de snelheid van de uitrol ook van invloed op de realisatie van de winst. Het is wel zo dat de PLC-technologieën extra apparatuur in laagspanningscabines (hubs) vereisen. Deze extra kosten worden gecompenseerd door het feit dat de PLC-meters over het algemeen goedkoper zijn dan de 4G- of NB-IoT-meters.
- Telecommunicatiekosten: deze kosten hebben betrekking op de uitgaven in verband met het gebruik van telecommunicatie door de verbonden meters. Ze komen dus overeen met de kosten van het gebruik van de communicatiefunctie door de meters en zijn dus recht evenredig met het aantal geplaatste meters. Die kosten hangen ook af van de gebruikte technologie.

Op basis van de ervaring met de uitrol van 'slimme' meters is geschat dat de telecommunicatiekosten van meters die gebruikmaken van 4G/NB-IoT- technologie hoger zijn dan van de meters die gebruikmaken van PLC technologie. Ongeacht de gebruikte technologie vertegenwoordigen deze kosten echter minder dan 10 % van de totale kosten van de uitrol.

- Kosten van begeleidings- en communicatiemaatregelen: deze kosten hebben betrekking op de uitgaven in verband met de begeleidings- en communicatiemaatregelen die gericht zijn op een goede aanvaarding van de verbonden meters door de gemeenschap. Deze kosten omvatten dus de kosten van communicatie- en bewustmakingscampagnes, mailings naar klanten, het opzetten van een bijbehorend webplatform en de personele middelen die nodig zijn voor een goede uitvoering van het project. Ze werden op uniforme wijze geëvalueerd voor alle modellen en technologieën. Op lange termijn moet er wel een begeleiding van kwetsbare klanten en gevoelige bevolkingsgroepen worden overwogen.

- Kosten van het toestemmingssysteem 'opt-in/opt-out': deze kosten vertegenwoordigen het inkomstenverlies in verband met het toestemmingsbeleid in verband met de activering van de communicatiefunctie van de meter. Het niet-activeren van de communicatiefunctie door een deel van de bevolking zou namelijk een grote impact hebben op de voordelen die slimme meters opleveren, waardoor er een inkomstenverlies voor de samenleving ontstaat, dat hier als een kostenpost wordt weergegeven. De communicatie- en bewustmakingscampagnes zijn ook bedoeld om dit effect te minimaliseren. Er werd wel geoordeeld dat de handhaving van het toestemmingssysteem waarin is voorzien in de Elektriciteitsordonnantie, alle modellen negatief zou maken op economisch vlak.

De onderstaande tabel maakt het mogelijk om de verschillende kosten en baten te associëren met de verschillende betrokken partijen.

Kosten	Winst
Onderneming	
<ul style="list-style-type: none"> • Communicatiekosten • Kostprijs van de begeleidende maatregelen • Kosten in verband met de toestemming 	<ul style="list-style-type: none"> • Vermeden CO₂ • Gewestelijke/federale baten (met betrekking tot de bescherming van kwetsbare klanten)
DNG	
<ul style="list-style-type: none"> • Kosten in verband met de toestemming 	<ul style="list-style-type: none"> • Ontwikkeling van hernieuwbare energieën en opslag • Ondersteuning van de energie-efficiëntie • Collectief zelfverbruik • Baten verbonden aan de bescherming van de kwetsbare gebruiker • Ontwikkeling van nieuwe tarieven • Ontwikkeling van flexibiliteitsoplossingen
DNB	
<ul style="list-style-type: none"> • Materiaalkosten • Kostprijs informaticasysteem • Onderhoudskosten • Plaatsingskosten • Telecommunicatiekosten • Kosten in verband met de toestemming 	<ul style="list-style-type: none"> • Onderhoud van het net • Dimensionering van het net • Toezicht op het net • Kwaliteit van de dienstverlening aan klanten • Baten verbonden aan het referentiescenario

Hoewel alle hierboven geïdentificeerde voordelen een economische impact hebben, is het mogelijk een onderscheid te maken tussen voordelen die ook een impact hebben op het milieu (vermeden CO₂, ontwikkeling van hernieuwbare energieën en opslag ...) of een sociaal belang (voordelen in verband met de bescherming van kwetsbare klanten, kwaliteit van de dienstverlening aan de klanten ...) of zelfs socio-economisch (ontwikkeling van nieuwe tarieven, collectief zelfverbruik ...). De kwalitatieve impact komt aan bod in punt 4.5.

4.3.3 Evaluatie van de kosten en baten voor de betrokken partijen

De gegevens die in elk bestudeerd uitrolmodel worden gebruikt, worden in de onderstaande tabellen weergegeven volgens de begunstigden, d.w.z. de samenleving, de eindklanten en de DNB. Deze gegevens komen overeen met bedragen die over 30 jaar zijn omgerekend naar de huidige waarde.

Tabel 3: Samenvatting van de gegevens per kosten- en batenpost

	Kosten (in miljoen euro) ²¹				Baten (in miljoen euro) ²¹		
	Ordonnantie 4G	Geoptimaliseerd 4G	Massaal 4G		Ordonnantie 4G	Geoptimaliseerd 4G	Massaal 4G
Materiaalkosten	39	47	60	Hernieuwbare energiebronnen	8	8	8
Kostprijs informaticasysteem	90	90	90	Energie-efficiëntie	16	20	29
Plaatsingskosten	37	38	44	Zelfverbruik	0	4	4
Kostprijs van de begeleiding	4	4	5	Kwetsbare klanten	0	10	14
Telecommunicatiekosten	12	15	21	Nieuwe tarieven	1	26	34
Toestemming	44	/	/	Flexibiliteit	7	8	9
				Nieuwe diensten	/	/	/
				Bevoorrading	/	/	/
				Handelingen op afstand	43	57	81
				Dimensionering	19	20	23
				Toezicht	10	12	16
				Stabiliteit	0	0	0
				Kwaliteit van de dienstverlening aan klanten	2	3	4
				Vermeden EM-meters	24	24	24
				Vermeden CO ₂	1	1	1
Som	226	194	219	Som	131	193	248

²¹ Deze cijfers zijn afgerond op het dichtstbijzijnde miljoen.

Tabel 4: Details van de kosten en baten voor de samenleving

	Kosten (in duizend euro)				Baten (in duizend euro)		
	Ordonnantie 4G	Geoptimaliseerd 4G	Massaal 4G		Ordonnantie 4G	Geoptimaliseerd 4G	Massaal 4G
Communicatiekosten	4.273	4.444	4.578	Gewestelijk e/federale baten (met betrekking tot de bescherming van kwetsbare klanten)	/	7.306	9.979
Kostprijs van de begeleidende maatregelen	/	12.185	16.931	Winst vermeden CO ₂	1.150	1.249	1.403
Kostprijs toestemming	76	/	/				
Som	4.349	16.629	21.509	Som	1.150	8.555	11.382

Twee soorten overwegingen zijn van invloed op de te behalen winst en de gegenereerde kosten, afhankelijk van het bestudeerde model:

- Overwegingen in verband met de structuur van de kosten en baten: Sommige kosten zijn niet afhankelijk van het type model, zoals de aanschaf en het onderhoud van het informaticasysteem, die niet afhankelijk zijn van het tempo van de uitrol. Hetzelfde geldt voor bepaalde baten, zoals die in verband met de vermeden kosten voor de installatie van elektromechanische meters, die in alle drie de modellen naar schatting identiek zijn. Van kosten in verband met het toestemmingssysteem is enkel sprake in het Ordonnantiemodel, aangezien de andere twee modellen een wijziging van dit systeem overwegen.
- Overwegingen in verband met het tempo van de uitrol (volume en timing): De kosten nemen toe met het aantal geïnstalleerde meters, maar ook met de frequentie van de installaties (en van de vervanging van reeds geïnstalleerde meters op het einde van de levenscyclus). Afhankelijk van het tempo van de uitrol worden de baten eerder geïdentificeerd en zijn ze dus hoger aan het einde van de evaluatieperiode (30 jaar). Sommige baten (bijvoorbeeld met betrekking tot smart grids) worden alleen geactiveerd bij een uitgebreide geografische inzet van verbonden meters. Deze baten zijn dus niet aanwezig in de nichemodellen.

Tabel 5: Details van de kosten en baten voor de DNG's

	Kosten (in duizend euro)				Baten (in duizend euro)		
	Ordonnantie 4G	Geoptimaliseerd 4G	Massaal 4G		Ordonnantie 4G	Geoptimaliseerd 4G	Massaal 4G
Kostprijs toestemming	1.508	/	/	Ontwikkeling van hernieuwbare energieën en opslag	8.474	8.474	8.474
				Ondersteuning van de energie-efficiëntie	16.282	19.953	28.980
				Collectief zelfverbruik	/	4.498	4.498
				Baten verbonden aan de bescherming van de kwetsbare verbruiker	/	15.275	21.164
				Ontwikkeling van nieuwe tarieven	683	25.991	34.068
				Ontwikkeling van flexibiliteitsoplossingen	7.158	7.742	8.968
Som	1.508	/	/	Som	32.597	81.933	106.152

Tabel 6: Details van de kosten en baten voor de DNB

	Kosten (in duizend euro)				Baten (in duizend euro)		
	Ordonnantie 4G	Geoptimaliseerd 4G	Massaal 4G		Ordonnantie 4G	Geoptimaliseerd 4G	Massaal 4G
Materiaalkosten	39.006	46.625	60.381	Onderhoud van het net	42.843	57.365	81.069
Kostprijs informaticasysteem	24.991	24.991	24.991	Dimensionering van het net	18.547	20.058	23.234
Plaatsingskosten	36.840	37.867	43.750	Toezicht op het net	9.539	12.352	16.026
Onderhoudskosten	65.223	65.223	65.223	Kwaliteit van de dienstverlening aan klanten	2.393	3.001	4.075
Telecommunicatiekosten	11.666	14.673	20.513	Winst referentiescenario	23.731	23.731	23.731
Toestemming	42.665	/	/				
Som	220.391	189.379	214.858	Som	97.053	116.507	148.135

Tabel 7: Details van de baten voor de DNB die verband houden met de post onderhoud van het net

		Ordonnantie 4G	Geoptimaliseerd 4G	Massaal 4G
Onderhoud van het distributienet (in duizend euro)	Opmeting ter plaatse	5.971	11.125	18.280
	Interventies op afstand	36.872	46.240	62.789

Enkele toelichtingen over de verkregen resultaten voor de post baten voor de DNB die verband houden met de post onderhoud van het distributienet.

- Wat betreft de opmeting op afstand: bij gebrek aan slimme meters voor gas wordt de opmeting nog steeds manueel verricht (door de DNB of de DNG). Bijgevolg zal er niet worden bespaard op de kosten voor de opmeting van het verbruik van toegangspunten voor beide fluïda (elektriciteit en gas). De baten van opmeting op afstand komen dus vooral van huishoudens zonder aardgas.

Bovendien wordt verwacht dat de frequentie van de elektriciteitsmeteraflezing in de toekomst zal toenemen onder impuls van Europese richtlijnen die tot doel hebben meer gegevens beschikbaar te stellen aan klanten voor frequente informatie over hun energiefacturen ('Billing information'). Deze trend bestaat nog niet voor gas.

- Wat de interventies op afstand betreft: de meeste interventies (openen, sluiten, beperken ...) vereisen gekwalificeerde medewerkers voor elk type fluidum (elektriciteit of gas), zodat er niet veel synergie is in het beheer van de verrichtingen op de elektriciteitsmeter en de gasmeter. De kosten van de verrichtingen op de elektriciteitsmeter worden dus globaal gezien vermeden door de verbonden meter. Bovendien worden in de toekomst nieuwe behoeften verwacht voor het beheer van de elektriciteitsmeters (aanpassing van het vermogen op de meter, informatie over de duur van de onderbrekingen voor de compensatieregeling enz.).

5 Resultaat van de evaluaties

5.1 Resultaten van de kwantitatieve analyse

De economische resultaten van de drie bestudeerde uitrolmodellen worden in de tabellen 8 en 9 hieronder gepresenteerd.

		Ordonnantiemodel		Geoptimaliseerde model		Massale model	
		Totaal M€	Per huishouden/jaar	Totaal M€	Per huishouden/jaar	Totaal M€	Per huishouden/jaar
4G/Nb IOT	Baten	+131	+5,50€	+194	+8,19€	+248	+10,46€
	Kosten	-226	-9,51€	-193	-8,15€	-219	-9,22€
	Totaal	-95	-4,01€	+1	+0,04€	+29	+1,24€
Hybride	Baten	Technologie die niet wordt beschouwd als gevolg van een te grote technische complexiteit t.o.v. van potentiële voordelen		+216	+9,10€	+281	+11,84€
	Kosten			-206	-8,68€	-207	-8,72€
	Totaal			+10	+0,41€	+74	+3,72€
PLC	Baten	Niet aanbevolen vanwege de verminderde waardecreatie bij een massale inzet				+297	+12,50€
	Kosten					-190	-8,01€
	Totaal					+107	+4,49€
Gas 4G	Baten	+144	+6,08€	+257	+10,81€	+273	+11,49€
	Kosten	-282	-11,87€	-261	-10,96€	-304	-12,79€
	Totaal	-138	-5,79€	-4	-0,15€	-31	-1,30€
		Business case negatief		€ 0	Neutraal	Business case positief	

Tableau 8 Samenvatting van de economische resultaten van de drie bestudeerde uitrolmodellen (SIA Partners)

		Model 1: Ordonnantie		Model 2: Geoptimaliseerd		Model 3: Massaal	
		Totaal M€	Per huishouden/jaar	Totaal M€	Per huishouden/jaar	Totaal M€	Per huishouden/jaar
Gasmeters (4G/NB IOT)	Baten	+144	6,08 €	+257	10,81 €	+273	11,49 €
	Kosten	-282	-11,87 €	-261	-10,96 €	-304	-12,79 €
	Totaal	-138	-5,79 €	-4	-0,15 €	-31	-1,30 €

Tabel 9: Samenvatting van de economische resultaten van de drie bestudeerde uitrolmodellen, rekening houdend met de 'slimme' verbonden meters voor gas (SIA Partners)

Dit leidt tot de volgende vaststellingen:

- Het 'Ordonnantiemodel' leidt tot een **negatief eindresultaat** (€ -95 M) als gevolg van het ontbreken van bepaalde baten die niet kunnen worden behaald door de beperkingen die worden opgelegd door het 'opt-in/opt-out'-toestemmingssysteem dat wordt opgelegd door de Elektriciteitsordonnantie;

- Als gevolg van de realisatie van bijkomende uitdagingen blijft het resultaat van het '**Geoptimaliseerd model**' **neutraal of licht positief** (€ +1 M). Dit model impliceert wel wijzigingen in de ordonnantie: herziening van het toestemmingsbeleid en extra niches voor de uitrol.
- Hoewel het afwijkt van de filosofie van de ordonnantie, is het '**Massaal model**' **positief** (€ +29 M) vanuit economisch oogpunt en lijkt het de functies van de slimme meter maximaal te benutten. Het biedt ook meer vrijheid bij het optimaliseren van de uitrol.

Deze economische resultaten tonen aan dat het mogelijk is de rentabiliteit van het uitrolproject van de 'slimme' verbonden meters te verbeteren door de plaatsing uit te breiden naar andere niches en het systeem van voorafgaande toestemming (opt-in) te beperken tot niet-essentiële functies (anders dan de opmeting van een index per maand, het openen/sluiten, het aanpassen van het vermogen, de spanningsoverschrijdingen en de uitvalduur). **De uitrol van verbonden gasmeters zou alle scenario's economisch gezien negatief maken.**

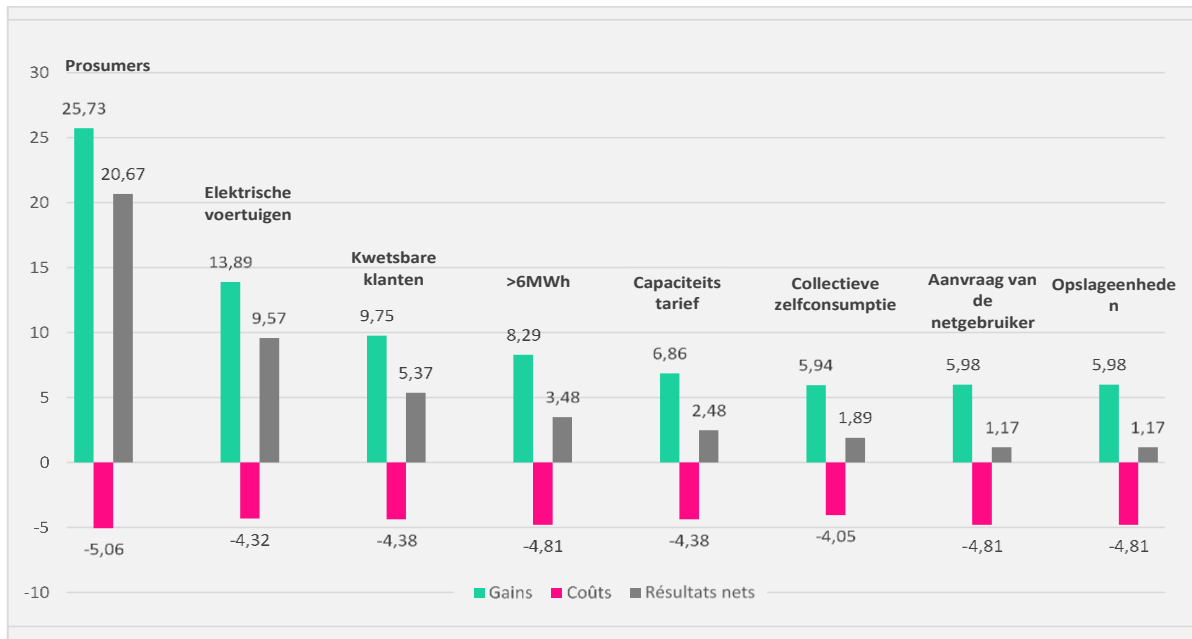
5.1.1 Analyse van de niches voor de uitrol en aanbevolen prioritering

Naar aanleiding van het verzoek van de voormalige minister, mevrouw Céline Fremault, is de prioritering van de niches onderzocht. Het komt erop aan te bepalen welke prioritaire niches in de Elektriciteitsordonnantie een hogere prioriteit hebben dan andere, vanuit economisch, energetisch en sociaal oogpunt, voor de uitrol van 'slimme' meters.

Deze evaluatie werd uitgevoerd voor het Massale model (het meest positieve). De baten van de niches verschillen, omdat sommige baten verband houden met specifieke niches, zoals de baten dankzij begeleidende maatregelen voor kwetsbare klanten. Ook de kosten van de niches verschillen omdat ze afhankelijk zijn van de uitrolkronieken. Er is geen rekening gehouden met vaste kosten en baten, omdat die geen rechtstreekse invloed uitoefenen op de niches. De voordeligste niches zijn die met de beste verhouding van de bijbehorende baten ten opzichte van de geplaatste meters. Omgekeerd hebben alle niches zonder bijbehorende baten dezelfde kosten en baten.

	Prosumers	EV	Kwetsbare klanten	>6MWh	Capaciteitsstarief	Zelfconsumptie	Vraag van de DNG	Opslageenheden
Aantal geplaatste meters	20.000	76.000	65.000	105.000	2.000	340.000	2.000	2.000
Begunstigde van de baten	Prosumers	DNB en gebruikers van flexibiliteit	Kwetsbare klanten	Grote verbruikers	DNG met behoefte aan vermogensvermindering	collectieve zelfconsumptie	Klanten die een smart meter aanvragen	DNB en gebruikers van flexibiliteit

Tabel 10 : Aantal geplaatste meters en begunstigde van de baten voor elke uitrolniche (SIA Partners)



Figuur4: Verwachte resultaten (in €/tellerjaar) voor elke uitrolniche (SIA Partners)

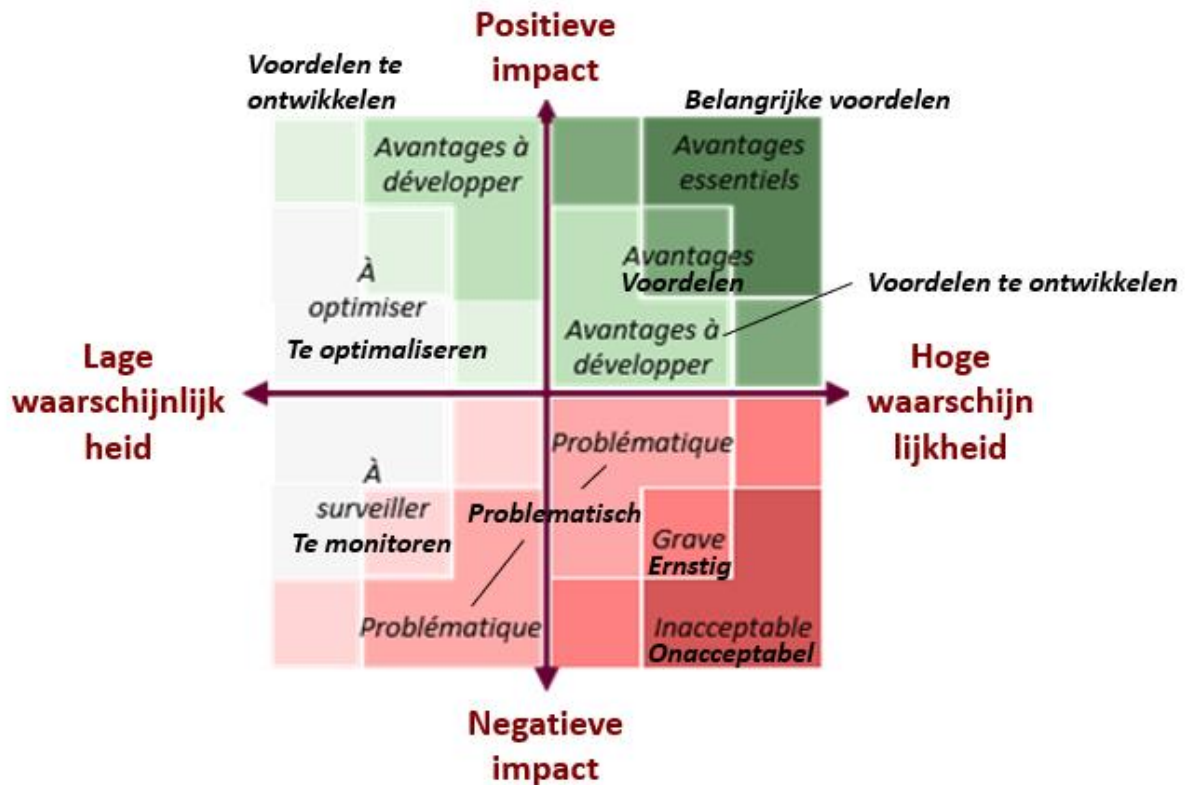
De niches prosumers, elektrische voertuigen, kwetsbare klanten, grootverbruikers, capaciteitstarief en zelfverbruik lieten in deze volgorde resultaten zien die over het algemeen positief zijn en die de resultaten van de andere niches overtreffen. Een vroegtijdige uitrol in deze niches zal het mogelijk maken winst op te leveren zodra de keten die met de markt communiceert (ATRIAS) is opgezet.

5.2 Resultaten van de kwalitatieve analyse

De risico's en kansen die tijdens de identificatie van de uitdagingen en de use cases zijn geïdentificeerd, worden in detail onderzocht tijdens de **kwalitatieve analyse** en volgens **drie assen van externe factoren**: op sociaal, ecologisch-energetisch en economisch vlak. Alleen die aspecten die niet economisch kwantificeerbaar zijn, zijn hier bestudeerd.

De impact van deze tien externe factoren werd bestudeerd met betrekking tot de **verschillende betrokken actoren**. Om een goede vertegenwoordiging van de verschillende gebruikers van het distributienet te garanderen, werden vier soorten gebruikers in aanmerking genomen: de leveranciers, de netbeheerder, de maatschappij in het algemeen en de netgebruikers, die in de studie worden ingedeeld in vier 'archetypes': gevoelige bevolking, gezinshuishouding, jong & verbonden en ten slotte kleine ondernemingen.

De externe factoren werden op een matrix geplaatst die de **waarschijnlijkheid (laag of hoog)** van elke externe factor definieert, alsook hun **niveau van impact (positief of negatief)** op de betrokken actor.



Figuur 5: Matrix voor het bepalen van de waarschijnlijkheid en het impactniveau van de externe factoren (SIA Partners)

	Netgebruikers				Samenleving in het algemeen	DNB	Leverancier
	Kwetsbare bevolkingsgroepen	Huishouden	Jong & verbonden	Kleine onderneming			
SOCIALE ASPECTEN							
<i>Evolutie van de prijzen en de tarieven</i>							
<i>Cybersecurity en gegevensbescherming</i>							
<i>Bescherming van de gebruikers</i>							
<i>Kwaliteit en toegankelijkheid van de informatie</i>						/	
<i>Emissies van elektromagnetische velden</i>							
<i>Verbetering van de dienstverlening en de klantentevredenheid</i>					/		
MILIEUASPECTEN							
<i>Recycling van oude meters</i>	/	/	/	/	/		/
<i>Ontwikkeling van de elektrische mobiliteit</i>	/						/
ECONOMISCHE ASPECTEN							
<i>Nieuwe diensten</i>							
<i>Nieuwe spelers en toetredingsdrempels</i>						/	

Tabel II: Overzicht van de impact van de tien externe factoren (SIA Partners)

De effecten van de tien externe factoren op de betrokken actoren zijn in de bovenstaande tabel weergegeven. Na analyse worden vervolgens voor elke onderzochte actor risicobeperkende maatregelen vastgesteld om de 'onaanvaardbaar' geachte externe effecten te 'monitoren'. De vakken met "/" hebben geen directe gevolgen voor de betrokken actor.

Zo werden een paar vaststellingen gedaan:

- De gevoelige bevolkingsgroepen moeten worden begeleid om ervoor te zorgen dat zij op de juiste wijze gebruikmaken van de slimme meters en om discriminerende situaties te voorkomen. Als gevolg van de toenemende complexiteit van het aanbod en het gebrekkige inzicht in de technologieën zijn de gevoelige bevolkingsgroepen wellicht minder tevreden met de komst van slimme meters dan andere netgebruikers.
- De DNB moet bij de implementatie van de infrastructuur veiligheidsmaatregelen treffen om de cybersecurity van de slimme meters te waarborgen en om te voorkomen dat de netgebruikers hun vertrouwen in de DNB in twijfel trekken.
- Terugkerende evaluaties van de uitrol van de slimme meters en hun impact op de energiemarkt helpen om mogelijke discriminerende situaties aan het licht te brengen.
- Om het potentieel van de slimme meters te maximaliseren, is het noodzakelijk dat de gegevens gemakkelijk toegankelijk zijn voor de consument en dat nieuwe diensten die verbonden zijn met de meters, duidelijk worden uitgelegd.
- Door het mobiliseren van kanalen voor recyclage en herplaatsing van de meters zal de DNB de bestaande meters opnieuw kunnen benutten. De terugwinning van de meters brengt wel kosten voor inzameling en opslag met zich mee. Bovendien zal de revalorisatie van de meters ecologische, sociale en economische voordelen opleveren.
- De wetgeving inzake meetgegevens moet tussen de gewesten worden geharmoniseerd. De toegang tot de metergegevens moet op een efficiënte en niet-discriminerende manier voor alle marktdeelnemers worden gerealiseerd om de liberalisering van de energiemarkt voor de samenleving in het algemeen te bestendigen.

6 Strategisch stappenplan

Tijdens de eerste twee delen van de studie werden vaststellingen naar voren gebracht. Deze leiden tot aanbevelingen die gericht zijn op het maximaliseren van de opportuniteiten in verband met de uitrol. Elke aanbeveling wordt ten uitvoer gelegd door middel van een reeks acties die in de onderstaande tabel worden opgesomd. Deze acties worden vervolgens geïntegreerd in een strategisch stappenplan.

De acties kunnen worden onderverdeeld in drie categorieën:

- **Herziening van het wettelijk kader:** bundelt de aanbevelingen om het wettelijk kader te wijzigen teneinde een kader te scheppen voor de optimalisering van de uitrol van de slimme meters door de winst te maximaliseren, specifieke begeleiding mogelijk te maken en een jaarlijkse follow-up van de uitrol te ontwikkelen.
- **Begeleidingsmaatregelen voor de klant:** waarborgt een optimaal gebruik van de slimme meters door alle consumenten door het organiseren van specifieke studies, gevolgd door proefprojecten om de maatregelen uit te voeren en ten slotte door begeleiding en opvolging op de lange termijn.
- **Uitrolstrategie en technische maatregelen:** organiseert de gehele uitrol, van de voorbereiding tot de jaarlijkse evaluatie, alsmede de getroffen technische maatregelen.

Aanbeveling	Actie
HERZIENING VAN HET WETTELIJK KADER	
Een beheersmodel voor de toestemming vastleggen.	1 Een voorstel indienen voor de hervorming van de ordonnantie: - om de wetgeving op het vlak van de toestemming in overeenstemming te brengen met de GDPR.
Niches creëren voor collectief zelfverbruik, kwetsbare klanten en capaciteitstarieven.	2 - om een niche voor de uitrol toe te voegen met betrekking tot collectief zelfverbruik.
	3 - om een niche voor de uitrol toe te voegen met betrekking tot de kwetsbare klanten.
	4 - om een niche voor de uitrol toe te voegen voor de vraag die verband houdt met het capaciteitstarief.
De aanvaarding van de slimme meters door de gebruikers vergemakkelijken.	5 - om de uitvoering op te leggen van specifieke maatregelen die aan de hand van studies zijn vastgesteld (begeleiding van kwetsbare en gevoelige klanten, opvolging van zelfverbruik en EE).
	6 - om een evenwichtige communicatie over de risico's en voordelen van slimme meters naar de netgebruikers toe verplicht te stellen.
Het potentieel van een dynamisch kwartaarlijks tarief verzekeren.	7 - om aan te geven dat gebruikers die niet beperkt willen worden tot vier tariefblokken, deze limiet kunnen intrekken door hun uitdrukkelijke toestemming te geven (opt-in).
De modaliteiten van de slimme meter vaststellen in de voorbereidingsfase en tijdens de uitrol.	8 - om aan te geven dat de minimale functies van de slimme meters door een regeringsbesluit moeten worden vastgesteld.
	9 - om de DNB een jaarlijkse update van de uitrolstrategie op te leggen evenals een jaarlijkse evaluatie van de uitrol.
BEGELEIDING VAN DE KLANTEN	

Specifieke ontwikkelingsmethoden voor de niche van collectief zelfverbruik voorstellen.	10	Een studie verrichten uit om de beste tools, methoden en maatregelen te identificeren om een efficiënte ontwikkeling van de niche van collectief zelfverbruik te verzekeren.
	11	De modellen van collectief zelfverbruik opvolgen op lange termijn.
Specifieke begeleidingsmethodes voorstellen voor kwetsbare klanten.	12	Een studie verrichten uit om de beste tools, methoden en maatregelen te identificeren om een efficiënte begeleiding van de kwetsbare bevolkingsgroepen te verzekeren.
	13	De kwetsbare verbruikers op de lange termijn begeleiden om ervoor te zorgen dat de gewoontes in stand worden gehouden.
Specifieke begeleidingsmethodes voorstellen voor gevoelige bevolkingsgroepen.	14	Een studie verrichten uit om de beste tools, methoden en maatregelen te identificeren om een efficiënte begeleiding van de gevoelige bevolkingsgroepen te verzekeren.
	15	De gevoelige bevolkingsgroepen op de lange termijn begeleiden om ervoor te zorgen dat de gewoontes in stand worden gehouden.
Maatregelen nemen die bijdragen tot de doelstelling van energie-efficiëntie.	16	Een studie uitvoeren naar maatregelen en tools om gebruikers te helpen energie te besparen door middel van slimme meters.
	17	De resultaten van de vermindering van het verbruik opvolgen.
Maatregelen treffen om het gebruik en het begrip van de slimme meters te vergemakkelijken.	18	Een universeel medium voor de toegang tot gegevens voor de consument implementeren en communicatiecampagnes over het gebruik ervan voeren.
	19	Communicatiecampagnes voeren over de voordelen van het combineren van nieuwe belastingtypes en slimme meters.
	20	Educatieve workshops organiseren om vragen van consumentenorganisaties in verband met slimme meters te beantwoorden.
UITROLSTRATEGIE EN TECHNISCHE MAATREGELEN		
De uitrol van slimme meters optimaliseren.	21	Het plan van massale uitrol vaststellen op basis van de resultaten van deze studie.
	22	Voorafgaand een uitrol uitvoeren in niches om profijt te halen uit de activering van de communicatie van de gegevens van de slimme meters met de markt.
De uitrol opvolgen.	23	Jaarlijks de resultaten van de reeds geplaatste slimme meters evalueren aan de hand van verschillende indicatoren en de nodige corrigerende maatregelen treffen.
Ervoor zorgen dat de wetgevingen inzake meetgegevens tussen de gewesten worden geharmoniseerd.	24	'Smart' marktprocessen (openen/sluiten, aflezing op afstand, overdracht van de gegevens van de slimme meters) implementeren.
Een beroep doen op kanalen voor de recyclage en herplaatsing van het elektronisch materiaal.	25	Overheidsopdrachten voor de recyclage en herplaatsing van de oude meters uitschrijven en uitvoeren.
De cyberveiligheid van slimme meters waarborgen.	26	Veiligheidsmaatregelen 'by design' en 'by default' invoeren bij de implementatie van de infrastructuur.

Zorgen voor de harmonisering van de functies in de verschillende gewesten.	27	De technische bijzonderheden van de meter definiëren om de interoperabiliteit van het ene gewest naar het andere mogelijk te maken.
De duurzaamheid van het elektriciteitsnet waarborgen.	28	Maatregelen voor de aggregatie van vermogens vaststellen om de toekomstige nieuwe gesynchroniseerde belastingen te integreren.

Tabel 12: Lijst van aanbevelingen met bijbehorende acties

De acties worden ontwikkeld door middel van het hieronder beschreven en geïllustreerde stappenplan en zijn opgebouwd vanuit een strategisch oogpunt. De acties zijn gerangschikt op een matrix van urgentie/kritikaliteit om ze te prioriteren. De betrokken actoren en de duur van de acties worden eveneens omschreven.

Het stappenplan is opgebouwd vanuit een strategisch oogpunt en is bijgevolg niet volledig gedetailleerd. De DNB zal via zijn investeringsplannen een operationeel stappenplan moeten opstellen.

Het stappenplan voorziet in een uitrol in twee fasen (een voorbereidende fase en een uitrolfase) over een totale duur van 12 jaar van 2020 tot 2031. De eerste fase maakt het mogelijk om de uitrol via verschillende krachtlijnen voor te bereiden. In de eerste plaats vereist de beoogde uitrol een hervorming van het wettelijk kader. Deze hervorming omvat een aanpassing van de ordonnanties om een kader te scheppen voor de uitrol, om het toestemmingssysteem aan te passen, om extra niches te creëren en om specifieke begeleidende maatregelen vast te stellen. Deze hervorming moet ook een regelgevend karakter hebben door middel van regeringsbesluiten waarin de minimumfuncties van de verbonden meters worden gespecificeerd en een minimumaantal tariefblokken wordt vastgesteld. Ten slotte moet de hervorming ook regulatorisch zijn door een aanpassing van de tariefmethodologie, een wijziging van de technische reglementen en de vaststelling van een kader voor specifieke rapportage over de uitrol.

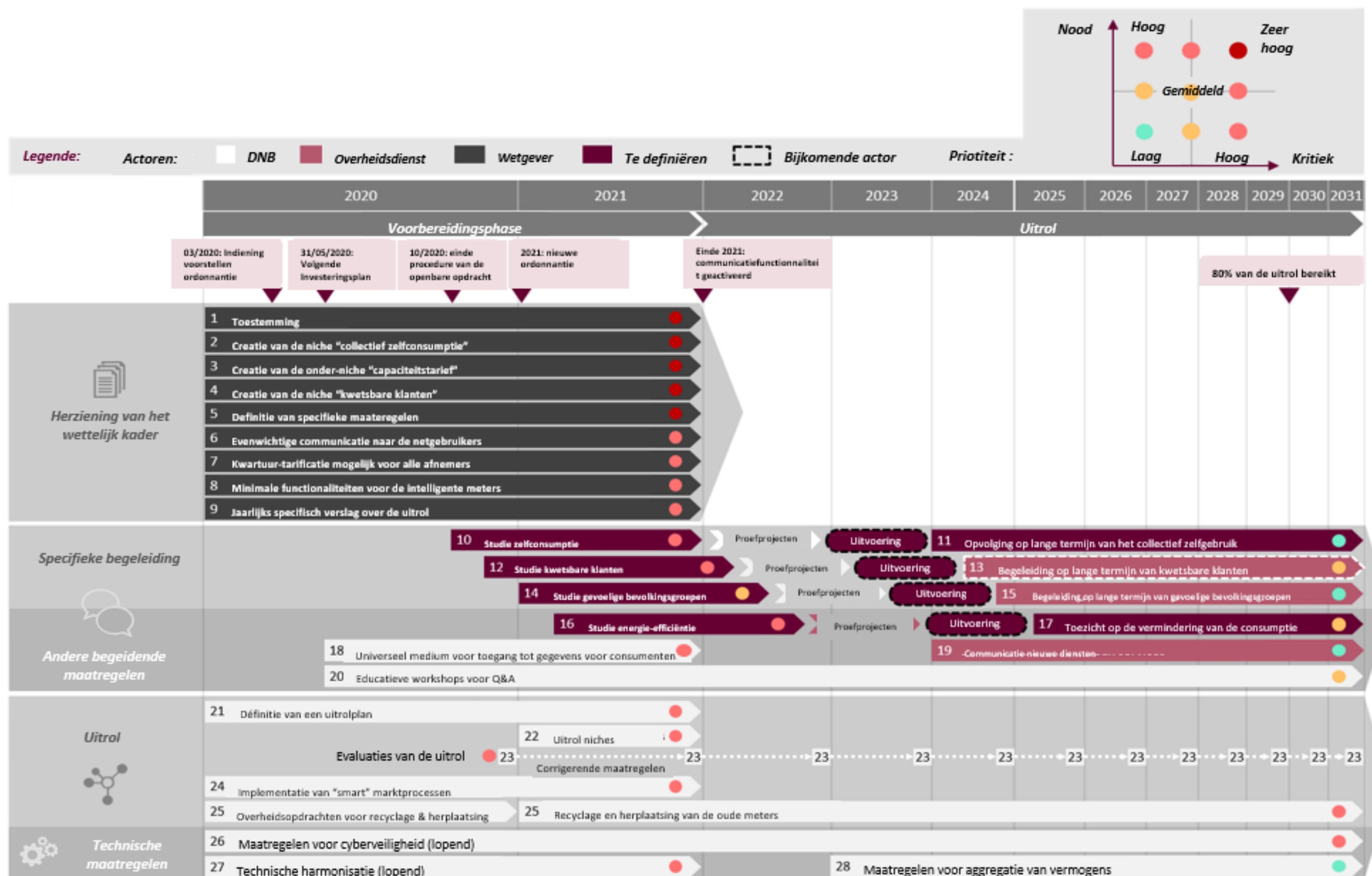
De eerste fase maakt het ook mogelijk om in een tweede fase verschillende studies uit te voeren om een reeks begeleidende maatregelen vast te stellen en proefprojecten uit te voeren, zodat deze later tijdens de algemene uitrol kunnen worden uitgevoerd.

Tot slot stelt deze eerste fase de DNB in staat om een operationeel uitrolplan te definiëren en voor te stellen, procedures met betrekking tot de uitrol te testen en te evalueren, zich voor te bereiden door de organisatie van verschillende overheidsopdrachten (aankoop van materiaal, beheer van de communicatieketen, recyclage van elektromechanische meters enz.) en te voorzien in technische maatregelen voor onder andere de cyberveiligheid en de technische interoperabiliteit. De DNB kan ook een vroege uitrol van verbonden meters in de verschillende niches uitvoeren, zodat er winst kan worden geboekt zodra de communicatiefunctie wordt geactiveerd.

De tweede fase van het stappenplan is het bereiken van een massale inzet na een fase van tests in proefprojecten. Na de aanpassing van het wettelijk, reglementair en regulatorisch kader kunnen er proefprojecten worden uitgevoerd voor de begeleidende maatregelen die in de verschillende studies zijn vastgesteld. Deze maatregelen kunnen vervolgens worden uitgevoerd. Tot slot kan de follow-up en begeleiding van de verschillende niches worden uitgevoerd. In deze fase gaat de DNB over tot een uitrol van de slimme meters om na 8 jaar een uitrol van 80 % te bereiken.

* *

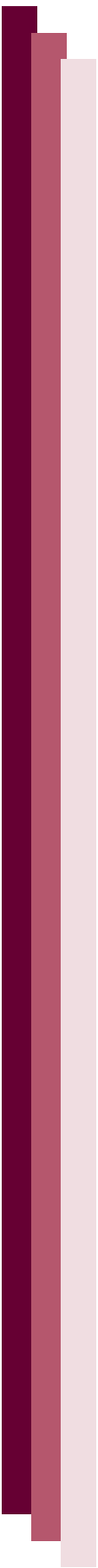
*



Figuur 6: Strategisch stappenplan (SIA Partners)

7 Bijlage: studie betreffende de evaluatie van de economische, energetische en sociale geschiktheid van de ontwikkeling van verbonden meters²² in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

²² Doorgaans en in de voornoemde ordonnantie 'slimme meters' genoemd.



**IDENTIFICATION DU MODÈLE DE
DÉPLOIEMENT DES SYSTÈMES
INTELLIGENTS DE MESURE QUI
TIENT COMPTE DES BESOINS DU
MARCHÉ, DES UTILISATEURS
BRUXELLOIS, DES DIFFÉRENTS
IMPACTS SUR LA SOCIÉTÉ DANS
SON ENSEMBLE ET SUR LES
UTILISATEURS EN PARTICULIER**

RAPPORT FINAL

Décembre 2019

siapartners

Avertissement

Le présent document est un rapport final d'une étude réalisée par Sia Partners à la demande de BRUGEL. Le document ne reflète pas nécessairement l'avis de BRUGEL sur la thématique traitée et son contenu est entièrement de la responsabilité de ses auteurs. BRUGEL ne peut garantir l'exhaustivité ni l'exactitude des données reprises dans ce document.

Copyright :

Tous les droits patrimoniaux liés à ce document appartiennent à BRUGEL. Toute utilisation, diffusion, citation ou reproduction, intégrale ou partielle, de ce document peut se faire sans l'autorisation de BRUGEL, mais en mentionnant explicitement la source d'information.

Présentation de BRUGEL

BRUGEL (BRUxelles Gaz ELectricité) est le régulateur bruxellois pour les marchés du gaz et de l'électricité.

BRUGEL est investi d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des ordonnances et arrêtés y relatifs, d'autre part. Pour plus de détails sur nos missions, consultez l'ordonnance du 14 décembre 2006 par laquelle BRUGEL a été créé.

Par ailleurs, BRUGEL a défini de manière stratégique ses engagements pour un fonctionnement efficace du marché, un réseau intelligent et une protection vigilante du consommateur.

- Garantir un marché de l'énergie performant et équitable
- Promouvoir le développement efficient et durable des réseaux de distribution et de transport régional du gaz et de l'électricité
- Conseiller de manière qualitative, précise et proactive les autorités sur le marché de l'énergie à Bruxelles
- Utiliser au mieux sa compétence et son implication dans le domaine de l'énergie
- Être au service du public
- Participer activement à la bonne mise en œuvre de la politique énergétique de la Région

Pour plus d'information : www.brugel.brussels

Sia Partners est spécialisé dans le conseil stratégique et opérationnel à travers le monde. Notre cabinet intervient à tous les niveaux de la chaîne de valeur des entreprises en les accompagnant dans les évolutions majeures de leur secteur et en améliorant leur performance.

Fondé en 1999, Sia Partners avec plus de 1700 consultants a pour objectif d'offrir une vue plus large à l'entreprise et suivre de plus près les évolutions du marché à l'international.

L'unité de compétence "Energie" possède plus de 350 experts sur les cinq continents avec une majorité en Europe occidentale. Sia Partners réalise des rapports stratégiques et/ou analytiques pour les principaux acteurs privés ou institutionnels du monde de l'énergie et du climat notamment sur de nombreux projets liés aux déploiements des compteurs intelligents et du smart grid.

CONTACT POUR LA PRÉSENTE ÉTUDE :

Jean Trzcinski – Associate Partner

+32 485 690 875

jean.trzcinski@sia-partners.com

TABLE DES MATIÈRES

ABBREVIATIONS.....	6
LISTE DES FIGURES	7
LISTE DES TABLEAUX	8
AVANT-PROPOS	9
INTRODUCTION.....	10
A. Objectifs de l'étude	10
B. Approche méthodologique.....	10
1. Comité de suivi	10
2. Identification d'un modèle adapté au contexte de la Région de Bruxelles-Capitale.....	11
3. Analyse d'impact de plusieurs variantes du modèle de déploiement.....	12
4. Recommandation d'une feuille de route.....	14
SECTION I : DEFINITION DU MODELE DE COMPTEUR INTELLIGENT LE PLUS ADAPTE A LA REGION DE BRUXELLES-CAPITALE.....	15
1.1. Examen du contexte du déploiement des compteurs intelligents en Région de Bruxelles-Capitale	16
1.1.1. Cadres législatifs européens, nationaux et régionaux	16
1.1.2. Axes d'analyse du contexte spécifique bruxellois.....	18
1.2. Présentation des éléments structurant du modèle de déploiement.....	25
1.3. Enjeux du déploiement des compteurs intelligents en région bruxelloise	27
1.3.1. Développement des énergies renouvelables et du stockage de l'énergie.....	27
1.3.2. Support à l'efficacité énergétique	27
1.3.3. Autoconsommation Collective.....	28
1.3.4. Protection du consommateur vulnérable.....	28
1.3.5. Développement de nouveaux tarifs	29
1.3.6. Développement de nouveaux services	29
1.3.7. Développement de solutions de flexibilité	30
1.3.8. Gestion de l'approvisionnement	30
1.3.9. Gestion opérationnelle des raccordements et des compteurs.....	31
1.3.10. Dimensionnement du réseau de distribution	31
1.3.11. Supervision du réseau de distribution	32
1.3.12. Stabilité du réseau électrique.....	32
1.3.13. Qualité de service au client.....	33
1.4 Validation des enjeux.....	34
1.5 Niches de déploiement.....	35
1.5.1. Stratégie de déploiement des compteurs intelligents en Région de Bruxelles-Capitale	35
1.5.2. Création d'une nouvelle niche : Autoconsommation collective	35
1.5.3. Création d'une nouvelle niche d'accompagnement : Les consommateurs vulnérables.....	36
1.5.4. Création d'une sous-niche au sein de la niche « Demande de l'utilisateur »	36
1.5.5. Couverture des enjeux par les niches de déploiement.....	37
1.5.6. Remarques concernant le consentement.....	38
1.6 Présentation des aspects technologiques du déploiement des compteurs intelligents	39
1.6.1. Fonctions nécessaires pour la réalisation des cas d'usage	39
1.6.2. Architecture communicante.....	40
SECTION II : ANALYSE DES OPPORTUNITÉS ÉCONOMIQUES, ENVIRONNEMENTALES ET SOCIALES DU DÉVELOPPEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS	44
2.1. Présentation des hypothèses générales et des modèles de déploiement.....	45

2.1.1	Hypothèses générales relatives à l'analyse quantitative	45
2.1.2	Description du scénario de référence.....	46
2.1.3	Caractéristiques des modèles de déploiement de l'analyse quantitative	46
2.2.	Modélisation et résultats de l'analyse quantitative	48
2.2.1	Méthodologie de l'analyse quantitative	48
2.2.2	Description détaillée des postes de gains.....	49
2.2.3	Description détaillée des postes de coûts	57
2.2.4	Synthèse des résultats des modèles de déploiement.....	59
2.2.5	Décomposition des coûts et gains pour les différents modèles	60
2.2.6	Gains et coûts supplémentaires issus du déploiement de compteurs intelligents gaz.....	63
2.2.7	Analyse approfondie des niches de déploiement et recommandation de priorisation.....	64
2.2.8	Analyse de sensibilité	65
2.3.	Analyse qualitative.....	66
2.3.1	Méthodologie de l'analyse qualitative	66
2.3.2	Analyse des externalités : Aspects sociaux	67
2.3.3	Analyse des externalités : Aspects environnementaux	72
2.3.4	Analyse des externalités : Aspects économiques	74
2.4.	Synthèse des observations de la deuxième section de l'étude	76
SECTION III : PROPOSITION D'UNE FEUILLE DE ROUTE STRATEGIQUE POUR LE DEPLOIEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS.....		77
3.1.	Méthodologie	78
3.2.	Analyse des observations provenant de l'étude et recommandations correspondantes	79
3.3.	Priorisation des recommandations et actions correspondantes.....	81
3.4.	Construction d'une feuille de route stratégique	83
3.5.	Définitions des recommandations et actions correspondantes devant être mises en place par les acteurs concernés	84
3.5.1.	Révision du cadre légal	84
3.5.2.	Mesures d'accompagnement des clients	87
3.5.3.	Déploiement et mesures techniques.....	90
CONCLUSION		95
ANNEXES.....		96
A.	Extraits de l'ordonnance bruxelloise du 23 juillet 2018.....	96
B.	Analyse comparative des orientations stratégiques de chaque région	98
	<i>Région Wallonne</i>	<i>100</i>
	<i>Région Flamande.....</i>	<i>102</i>
	<i>Allemagne</i>	<i>106</i>
	<i>France.....</i>	<i>108</i>
	<i>Luxembourg.....</i>	<i>110</i>
C.	Analyse comparative des technologies	112
	<i>Région Wallonne</i>	<i>113</i>
	<i>Région Flamande.....</i>	<i>114</i>
	<i>Pays-Bas</i>	<i>115</i>
	<i>Allemagne</i>	<i>116</i>
	<i>France.....</i>	<i>117</i>
	<i>Luxembourg.....</i>	<i>118</i>
D.	Les cas d'usage de chaque enjeu	119
E.	Les fonctionnalités minimales du compteur intelligent.....	125
F.	Les externalités positives et négatives analysées.....	128
BIBLIOGRAPHIE		130

ABBREVIATIONS

BRP : Balance Responsible Party
CI : Compteur Intelligent
CIPU : Coordination of the Injection of the Production Units
CPL : Courants Porteurs en Ligne
EE : Efficacité Energétique
EHS : Électrohypersensibilité
EM : Électromécanique
EnR : Energie Renouvelable
EOC : End Of Contract
GRD : Gestionnaire du Réseau de Distribution
GRT : Gestionnaire du Réseau de Transport
LimPu : Limiteur de Puissance
MOZA : Move Out Zonder Afspraak
NB IOT : Narrowband Internet of Things
PV : Photovoltaïques
RBC : Région de Bruxelles-Capitale
RF : Radiofréquence
SI : Système Informatique
URD : Utilisateurs Du Réseau
V2G : Vehicle To Grid
VE : Véhicule Electrique

LISTE DES FIGURES

Figure 1 - Méthodologie pour la conception du modèle	11
Figure 2 - Méthodologie pour l'analyse d'impact	12
Figure 3 - Zoom sur la méthodologie pour l'émission d'une feuille de route	14
Figure 4 - Aperçu de la consommation annuelle en Région de Bruxelles-Capitale	19
Figure 5 - Evolution de la consommation électrique annuelle (GWh hors climat) selon 2 scénarios de développement ...	19
Figure 6 - Evaluation du nombre de ménages précarisés en Région de Bruxelles-Capitale	21
Figure 7 - Schéma explicatif de la structure du modèle de déploiement	25
Figure 8 - Architecture communicante pour la Région de Bruxelles-Capitale	40
Figure 9 - Projection de déploiement du modèle « ordonnance »	46
Figure 10 - Projection du modèle de déploiement « optimisé »	47
Figure 11 - Projection de déploiement du modèle « massif »	47
Figure 12 - Croissance du nombre de prosumers résidentiels (en milliers) (estimée à partir des données de la PNEC)	49
Figure 13 - Croissance de l'autoconsommation à Bruxelles (en milliers) (estimée à partir des données de la PNEC)	50
Figure 14 - Evolution du pic de charge en RBC (en MW)	53
Figure 15 - Projections des gains et coûts (en M€) du modèle ordonnance	60
Figure 16 - Projections des gains et coûts (en M€) du modèle optimisé	61
Figure 17 - Projections des gains et coûts (en M€) du modèle massif	62
Figure 18 - Projections des gains et coûts (en M€) du modèle optimisé + gaz	63
Figure 19 - Projections des résultats (en €/compteur/an) pour chaque niche de déploiement	64
Figure 20 - Analyse de sensibilité du modèle positif	65
Figure 21 - Zoom sur la méthodologie pour l'émission d'une feuille de route	78
Figure 22 - Régions étudiées durant l'analyse comparative	98

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 - Membres du comité de suivi.....	10
Tableau 2 - Participants aux ateliers bilatéraux.....	10
Tableau 3 - Tableau récapitulatif des hypothèses de déploiement.....	12
Tableau 4 - Tableau récapitulatif des modèles de déploiement.....	12
Tableau 5 - Tableau récapitulatif des postes de gains et de coûts.....	13
Tableau 6 - Tableau récapitulatif des axes étudiés.....	13
Tableau 7 - Validation des enjeux lors des ateliers bilatéraux et par comparaison aux régions/pays voisins.....	34
Tableau 8 - Niches obligatoires du cadre législatif de la Région de Bruxelles-Capitale.....	35
Tableau 9 - Niches prioritaires du cadre législatif de la Région de Bruxelles-Capitale.....	35
Tableau 10 – Lien direct entre les enjeux et les niches prévues par le cadre optimisé.....	37
Tableau 11 - Niches de déploiement nécessitant l’opt-in ou l’opt-out.....	38
Tableau 12 - Rappel des cas d’usage retenus par les acteurs de la région.....	39
Tableau 13 - Fonctions nécessaires pour l’activation des cas d’usage.....	39
Tableau 14 - Tableau récapitulatif des liens entre modèles, niches et enjeux.....	48
Tableau 15 - Facteurs d’efficacité énergétique considérés dans les régions voisines.....	50
Tableau 16 - Facteur de gain lié à la tarification dynamique dans les pays utilisant cette tarification.....	52
Tableau 17 - Tableau récapitulatif des opérations réalisables à distance.....	54
Tableau 18 - Temps de coupure moyen annuel à Bruxelles.....	55
Tableau 19 - Déroulement d’une procédure Moza.....	55
Tableau 20 - Synthèse des résultats financiers des différents modèles de déploiement.....	59
Tableau 21 - Résultats par acteur du modèle ordonnance.....	60
Tableau 22 - Résultats par acteur du modèle ordonnance.....	61
Tableau 23 - Résultats par acteur du modèle ordonnance.....	62
Tableau 24 - Synthèse des résultats financiers des différents modèles de déploiement avec gaz.....	63
Tableau 25 - Nombre de compteurs déployés et destinataire des gains pour chaque niche de déploiement.....	64
Tableau 26 - Les externalités étudiées lors de l’analyse qualitative.....	66
Tableau 27 - La description des persona étudiés lors de l’analyse qualitative.....	66
Tableau 28 - Mapping des observations vers les recommandations de la feuille de route.....	79
Tableau 29 - Liste des recommandations avec leurs actions correspondantes, les acteurs impliqués et leur priorité.....	81
Tableau 30 - Article 2 - Définitions relatives au compteur et réseau intelligent.....	96
Tableau 31 - Article 24ter §1er - Niches de déploiement.....	96
Tableau 32 - Article 24ter §2 - Conditions d’installation et d’utilisation du compteur intelligent.....	96
Tableau 33 - Article 24ter §4 - Responsabilités du gestionnaire de réseau en matière de traitement des données.....	97
Tableau 34 - Analyse d’écarts entre les régions analysées et le cadre bruxellois.....	99
Tableau 35 - Analyse des technologies utilisées en Région Wallonne.....	113
Tableau 36 - Analyse des technologies utilisées en Région Flamande.....	114
Tableau 37 - Analyse des technologies utilisées aux Pays-Bas.....	115
Tableau 38 - Analyse des technologies utilisées en Allemagne.....	116
Tableau 39 - Analyse des technologies utilisées en France.....	117
Tableau 40 - Analyse des technologies utilisées au Luxembourg.....	118
Tableau 41 - Externalités positives liées au déploiement des compteurs intelligents.....	128
Tableau 42 - Externalités négatives liées au déploiement des compteurs intelligents.....	129

AVANT-PROPOS

Le document suivant constitue le rapport de l'étude complète de l'identification du cadre et du modèle de déploiement des systèmes intelligents de mesure pour la Région de Bruxelles-Capitale. Le régulateur Brugel a en effet souhaité au travers du cahier des charges :

[Section I]

1. Définir le modèle qui sera le plus adapté à la Région de Bruxelles-Capitale dans le contexte de la transition énergétique.

[Section II]

2. Réaliser sur base des résultats de la section I l'analyse coût-bénéfice de plusieurs variantes du modèle afin de pouvoir évaluer la création de valeurs de chacun d'entre elles, de manière qualitative, les externalités positives et négatives de chacun d'entre elles.

[Section III]

3. Proposer une feuille de route stratégique incluant les recommandations préalables et souhaitables avant et lors du déploiement des compteurs intelligents.

INTRODUCTION

A. Objectifs de l'étude

Comme défini par l'ordonnance relative à l'organisation des marchés du gaz et de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale (NUMAC: 2018031814), le but principal de cette étude est d'analyser *l'opportunité économique, environnementale et sociale du développement de compteurs intelligents* conformément aux exigences des ordonnances électricité et gaz. Afin de réaliser cet objectif, trois objectifs intermédiaires ont été identifiés :

1. Déterminer le modèle de déploiement de systèmes intelligents de mesure le plus adapté au contexte bruxellois (enjeux et besoins des utilisateurs du réseau, des acteurs du marché et des réseaux de distribution) :
 - Identifier les besoins en termes d'usages des différentes parties prenantes dans le cadre de l'implémentation de systèmes intelligents ainsi que les rôles et responsabilités de chacun,
 - Proposer un modèle de solution marché qui pourrait servir de « cadre ».
2. Analyser les impacts, opportunités et risques de ce modèle et ses variantes sur les différents acteurs :
 - Analyser de manière quantitative les coûts/bénéfices sur toute la chaîne de valeur,
 - Analyser de manière qualitative l'impact sur tous les acteurs,
 - Analyser les risques et les opportunités.
3. Recommander un cadre de déploiement et le décliner en une feuille de route pour sa mise en œuvre.

B. Approche méthodologique

1. Comité de suivi

La première étape de l'étude consiste à mettre en place un comité de suivi capable de :

1. Donner leur opinion sur les enjeux de la Région et les cas d'usage qui permettent d'activer ces enjeux dans le contexte spécifique à la Région de Bruxelles-Capitale
2. Identifier les points d'attention pour chacun de ces enjeux et cas d'usage
3. Pour chacun des acteurs, donner son opinion sur le cadre et le modèle optimisé
4. Apporter des arguments lors des débats

Les membres du comité de suivi sont des représentants des organisations et institutions suivantes :

Tableau 1 - Membres du comité de suivi

Membres du comité de suivi		
<ul style="list-style-type: none"> • Brugel • Sibelga • Bruxelles Environnement • Cabinet du Ministre-Président Rudy Vervoort 	<ul style="list-style-type: none"> • Cabinet du Ministre chargé de l'énergie • CPAS de la ville de Bruxelles • Fédération des Services Sociaux • Infor Gazelec 	<ul style="list-style-type: none"> • Lampiris • Fédération belge des entreprises électriques et gazières (FEBEG) • Test-Achats

En complément du comité de suivi, d'autres acteurs sont interviewés :

Tableau 2 - Participants aux ateliers bilatéraux

Participants aux ateliers bilatéraux	
<ul style="list-style-type: none"> • Elia • REstore • Vivaqua 	<ul style="list-style-type: none"> • ENGIE • BECI
Acteurs n'ayant pas donné suite à la sollicitation	
<ul style="list-style-type: none"> • June 	<ul style="list-style-type: none"> • Syndicat National des Propriétaires et des Copropriétaires

2. Identification d'un modèle adapté au contexte de la Région de Bruxelles-Capitale

La deuxième étape est d'identifier un modèle adapté pour la Région de Bruxelles-Capitale dans un contexte de transition énergétique, représentant la section I du rapport.

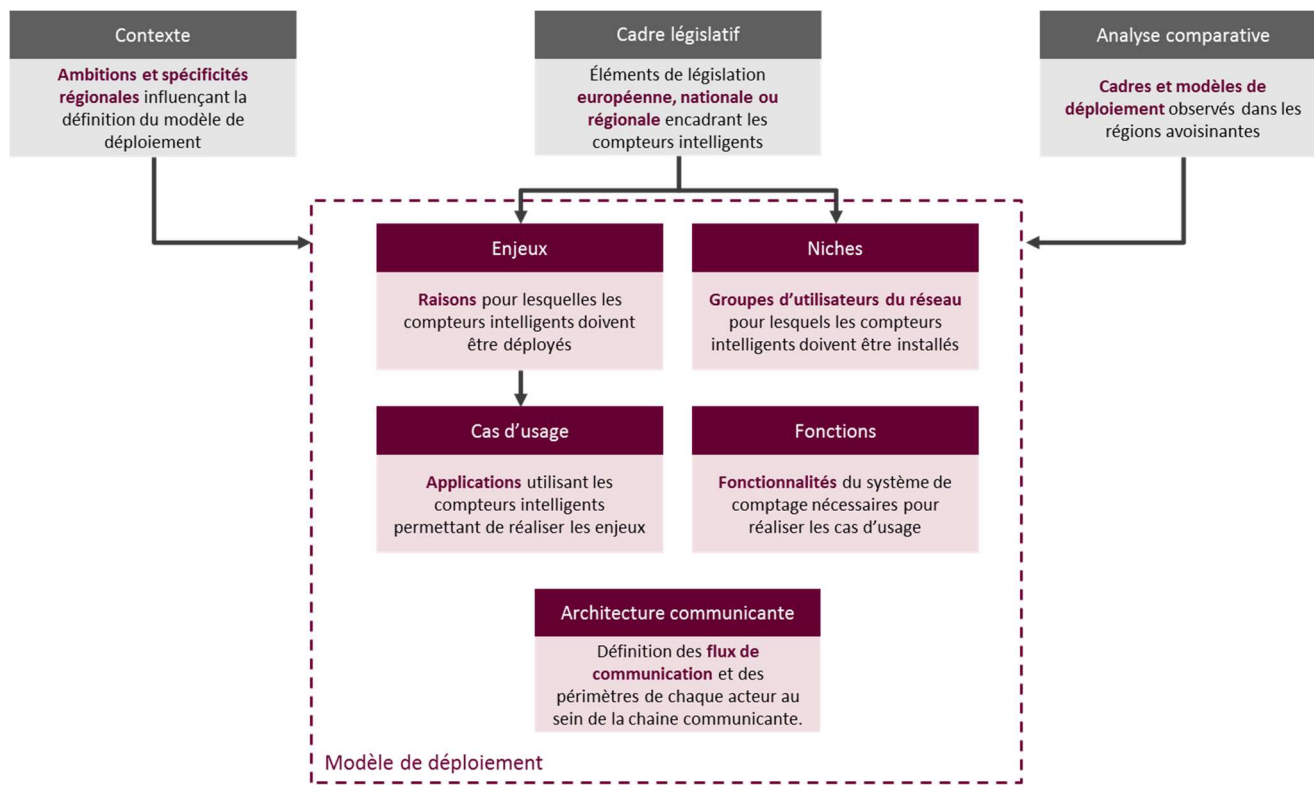


Figure 1 - Méthodologie pour la conception du modèle

1. Après avoir examiné le contexte spécifique de la Région de Bruxelles-Capitale dans le cadre de la transition énergétique et identifié d'éventuels écarts entre les solutions proposées d'une part par l'ordonnance de la région bruxelloise et d'autre part, par le cadre législatif existant au niveau européen et fédéral, ainsi que le cadre législatif et les enjeux sous-jacents des régions avoisinantes la Région de Bruxelles-Capitale, les enjeux propres à la Région de Bruxelles-Capitale sont discutés en ateliers individuels et ensuite débattus durant deux sessions plénières avec l'ensemble des acteurs.
2. Sur base des enjeux, les segments de population – ce que l'ordonnance bruxelloise du 23 juillet 2018 nomme des « niches » – sont évalués et discutés en ateliers individuels et ensuite débattus durant deux sessions plénières avec l'ensemble des acteurs :
 - a. Ces niches sont confirmées ou une recommandation est émise pour une analyse plus approfondie de nouvelle niche conformément à l'ordonnance.
 - b. Les niches prioritaires seront ensuite classées par ordre de priorité dans la feuille de route de déploiement.
3. Sur base des enjeux également, les cas d'usage (la manière dont les enjeux peuvent être déclinés opérationnellement pour devenir des applications concrètes), les fonctionnalités et l'architecture des systèmes intelligents de mesure – sont discutés en ateliers individuels et ensuite débattus durant deux sessions plénières avec l'ensemble des acteurs.
4. **Les enjeux, cas d'usage, fonctionnalités, niches et l'architecture des systèmes intelligents de mesure constituent le modèle optimisé de déploiement des compteurs intelligents pour la Région de Bruxelles-Capitale.**
5. En sortie de cette première section, une liste d'observations est compilée afin de servir de point d'analyse pour la section III de l'étude.

3. Analyse d'impact de plusieurs variantes du modèle de déploiement

Les analyses qualitatives et quantitatives ont pour vocation :

- D'analyser de manière quantitative les bénéfices et les coûts sur toute la chaîne de valeur pour toutes les variantes du modèle de déploiement et identifier la plus pertinente.
- D'analyser de manière qualitative les opportunités et les risques émanant du déploiement des compteurs.
- D'établir une liste d'observation concernant à la fois la stratégie de déploiement et les mesures de prévention des risques, qui serviront à définir les recommandations à la base de la construction de la feuille de route stratégique lors de la section III de l'étude.

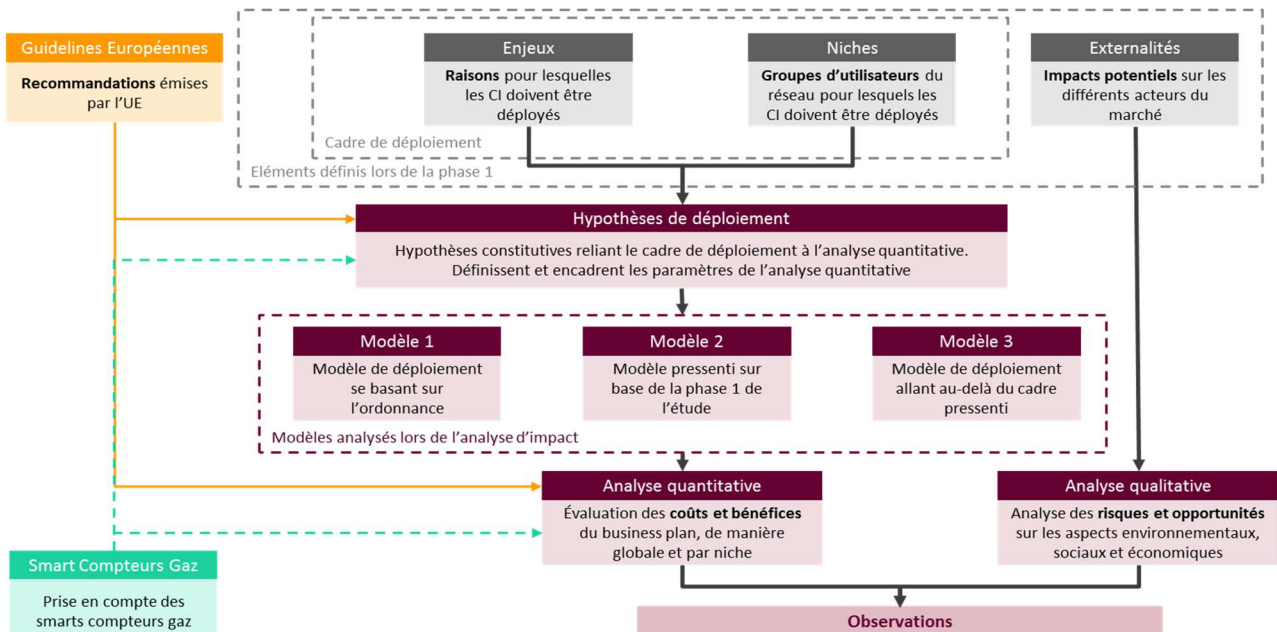


Figure 2 - Méthodologie pour l'analyse d'impact

1. Les hypothèses de déploiement représentent les paramètres généraux issus directement du contexte de la région bruxelloise. Ces paramètres tiennent compte des enjeux de la transition énergétique, des contraintes et potentialités identifiées de la Région et ont une grande influence sur les résultats de l'analyse quantitative.

Tableau 3 - Tableau récapitulatif des hypothèses de déploiement

Hypothèses de déploiement	
1. Durée d'analyse du déploiement	4. Evolution du prix de l'énergie
2. Taux d'actualisation	5. Croissance du parc de compteurs
3. Evolution des salaires	

2. Les variantes du modèle de déploiement sont les éléments évalués lors de l'analyse quantitative. Elles se caractérisent par leur stratégie de déploiement (massif ou par niche) et par les enjeux auxquels ils doivent répondre. Pour chaque modèle, les applications potentielles (cas d'usage) ainsi que les situations dans lesquelles les compteurs intelligents sont installés (niche de déploiement) sont définies et permettent d'identifier les meilleures actions à prendre pour optimiser le projet d'un point de vue économique. Pour chaque modèle, plusieurs technologies sont évaluées.

Tableau 4 - Tableau récapitulatif des modèles de déploiement

Modèles de déploiement	Technologies envisagées
1. Modèle 1 : Ordonnance	1. 4G/NB-IOT
2. Modèle 2 : Pressenti (modèle 1 optimisé)	2. Hybride
3. Modèle 3 : Massif	3. CPL

3. L'analyse quantitative permet d'estimer le potentiel économique de chacun des modèles de déploiement. Elle est composée de postes de gains et de coûts liés aux éléments identifiés durant la section 1 (enjeux et cas d'usage) et permet de quantifier l'impact économique des compteurs intelligents. Pour simplifier la compréhension des résultats, les postes

de gain ont été reliés aux enjeux du modèle de déploiement, les contributions des différents cas d’usage associés à chaque enjeu étant ainsi regroupées au niveau de l’enjeu.

Tableau 5 - Tableau récapitulatif des postes de gains et de coûts

Poste de gains	Poste de coûts
1. Développement des énergies renouvelables et du stockage	1. Implémentation et maintenance des systèmes informatiques
2. Support à l'efficacité énergétique	2. Dépenses matérielles
3. Développement de l'autoconsommation collective	3. Dépenses opérationnelles
4. Protection des clients vulnérables	4. Télécommunications
5. Développement de nouveaux tarifs	5. Mesures d'accompagnement et de communication
6. Développement de nouveaux services	6. Mesures liées au système de consentement (opt-in / opt-out)
7. Développement de solution de flexibilité	
8. Gestion de l'approvisionnement	
9. Gestion à distance des opérations	
10. Dimensionnement du réseau de distribution	
11. Supervision du réseau de distribution	
12. Stabilité du réseau de distribution	
13. Qualité du service au client	
14. Compteurs EM évités	
15. CO2 évité	

4. Le but de l’analyse qualitative est d’évaluer les risques et les opportunités résultant du déploiement des compteurs intelligents sur différents sujets selon trois axes : social, environnemental et économique. Lors de l’analyse qualitative, dix sujets ont ainsi été étudiés selon la répartition suivante :

Tableau 6 - Tableau récapitulatif des axes étudiés

Aspects sociaux	Aspects environnementaux	Aspects économiques
1. Evolution des prix et des tarifs	7. Recyclage des anciens compteurs	9. Développement de nouveaux services
2. Cybersécurité et protection des données	8. Développement de la mobilité électrique	10. Nouveaux acteurs et barrières à l’entrée
3. Protection des utilisateurs		
4. Qualité et accès de l’information		
5. Emissions de champs magnétiques		
6. Amélioration de la satisfaction client		

5. Suite à la publication de nombreuses analyses de déploiement de compteurs intelligents, l’Union Européenne a regroupé les résultats et a émis des recommandations sur les approches à prendre pour les analyses quantitative et qualitative. Ces recommandations sont prises en compte dans cette section de l’étude.

6. Dans le cadre de l’ordonnance bruxelloise du 23 juillet 2018, le déploiement de compteurs intelligents gaz est également défini. Cette étude se basant principalement sur le déploiement de compteurs intelligents électricité, le déploiement de compteurs gaz a été analysé comme une option et considéré comme un poste de gains/coûts supplémentaire.

4. Recommandation d'une feuille de route

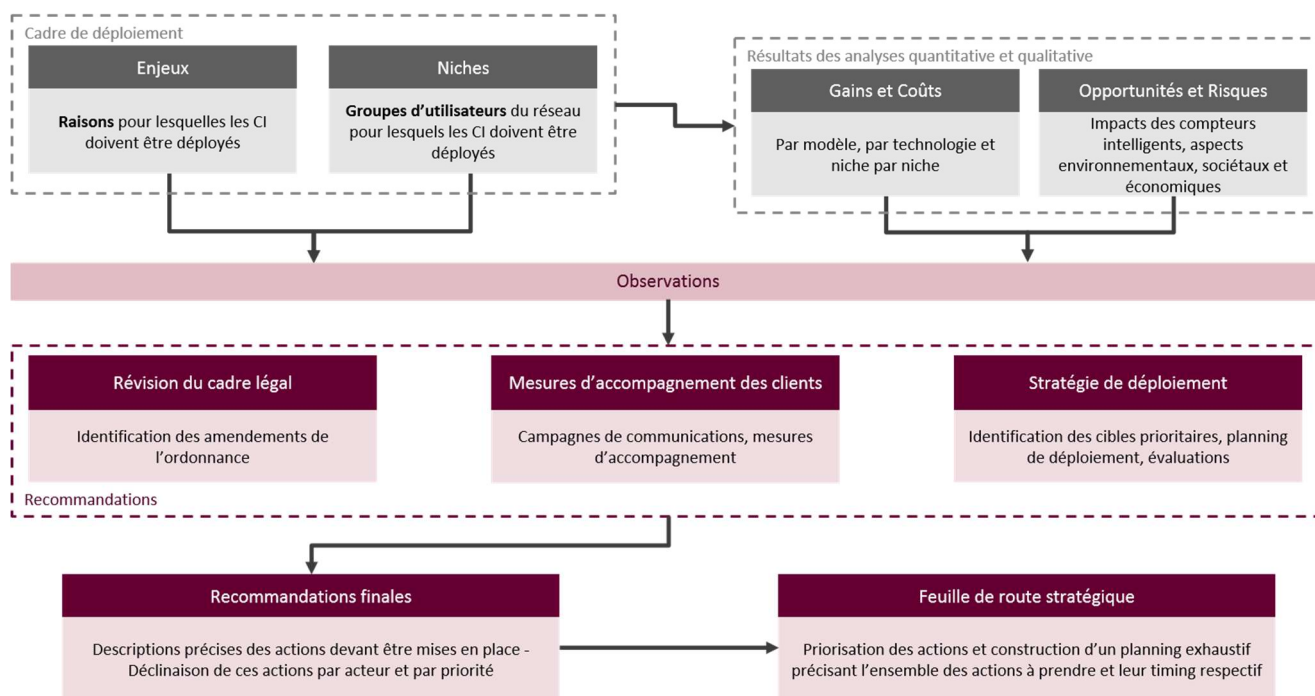


Figure 3 - Zoom sur la méthodologie pour l'émission d'une feuille de route

Tout au long du rapport, des observations permettent de mettre en exergue les éléments importants de l'étude. Certaines observations définissent une action à mettre en place. Celles-ci mènent donc aux recommandations de la feuille de route et sont encadrées et repérées par un numéro. Les observations sont finalement listées en fin de chaque section. Ces deux types d'observations se retrouvent dans les formats suivants :

Les observations ne menant pas à une recommandation.

1.1

Les observations menant à une recommandation.

Sur base des observations provenant de l'étude du cadre de déploiement et des analyses quantitative et qualitative, des recommandations sont proposées en fonction des impacts identifiés et des mesures mitigatives à apporter à travers plusieurs actions :

- Les actions modificatrices de l'ordonnance.
- Les mesures d'accompagnement des clients (actifs ou non) : Il s'agit de définir les modalités des campagnes de communication ainsi que d'autres mesures spécifiques visant à accompagner les clients lors du déploiement des compteurs intelligents et de la mise en place de cas d'usage.
- Les actions concernant le déploiement en tant que tel, sa préparation et son évaluation.

La feuille de route stratégique reprend finalement toutes les actions dans le temps en les priorisant et en définissant les acteurs impliqués.

SECTION I :

DEFINITION DU MODELE DE COMPTEUR INTELLIGENT LE PLUS ADAPTE A LA REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

1.1. Examen du contexte du déploiement des compteurs intelligents en Région de Bruxelles-Capitale

1.1.1. Cadres législatifs européens, nationaux et régionaux

Les cadres législatifs existants au niveau européen, fédéral et régional sont analysés afin d'identifier d'éventuels écarts avec l'ordonnance de la région bruxelloise.

Cadre législatif européen

La **Directive Européenne 2019/944¹ définie au sein du « Clean Energy Package »²** définit les règles concernant la mise à disposition des données de consommation pour les consommateurs et pour les fournisseurs d'électricité. La directive précise que « les consommateurs devraient avoir accès aux données de consommation qui les concernent et connaître les prix et les coûts des services liés à leur consommation pour pouvoir inviter les concurrents à leur faire des offres sur la base de ces informations », et ce dans le respect de la vie privée des clients et de la protection de leurs données, conformément aux règles de l'Union Européenne.

Afin de promouvoir l'efficacité énergétique et d'autonomiser les clients finals, la directive incite les États membres à recommander aux acteurs du marché énergétique de proposer « des services de gestion de l'énergie, en élaborant des formules tarifaires novatrices et en introduisant des systèmes intelligents de mesure qui sont interopérables ».

Concernant les informations de facturation, la directive mentionne en annexe 1 que « la facturation sur la base de la consommation réelle ait lieu au moins une fois par an ». Lorsque le client final dispose d'un compteur intelligent, « des informations précises relatives à la facturation fondées sur la consommation réelle sont fournies au moins une fois par mois ; ces informations peuvent également être mises à disposition sur l'internet ». Lorsque le client final ne dispose pas de compteur intelligent, « des informations précises relatives à la facturation fondées sur la consommation réelle sont mises à la disposition du client final au moins tous les six mois ».

A propos de la tarification dynamique, la directive mentionne que le cadre réglementaire national doit permettre « aux fournisseurs de proposer un contrat d'électricité à tarification dynamique ». Ainsi, cela devrait permettre aux consommateurs « d'ajuster leur consommation en fonction de signaux de prix en temps réel reflétant la valeur et le coût de l'électricité ou de son transport à des moments différents ».

La directive impose aussi de tenir compte « des meilleures techniques disponibles pour garantir le plus haut niveau de protection en matière de cybersécurité ». Il est également spécifié que « les clients finals ont la possibilité d'extraire leurs données de relevés de compteur ou de les transmettre à un tiers sans frais supplémentaires ». De plus, la directive signale que « des informations et des conseils appropriés sont donnés aux clients finals avant ou au moment de l'installation de compteurs intelligents, notamment en ce qui concerne toutes les possibilités qu'ils offrent en matière de gestion des relevés et de suivi de la consommation d'énergie ».

Enfin, la directive stipule que « les États membres veillent au déploiement sur leurs territoires de systèmes intelligents de mesure qui favorisent la participation active des clients au marché de l'électricité. Ce déploiement peut être subordonné à une évaluation coûts-avantages, qui est menée conformément aux principes fixés à l'annexe II ». En outre, « lorsque le déploiement des systèmes intelligents de mesure a été évalué de manière négative à la suite de l'évaluation coûts/avantages visée au paragraphe 2, les États membres veillent à ce que cette évaluation soit révisée au moins tous les quatre ans, voire plus souvent, en fonction des changements significatifs dans les hypothèses sous-jacentes et de l'évolution des technologies et du marché. Les États membres notifient à la Commission le résultat de leur évaluation coûts-bénéfices actualisée dès que celle-ci est disponible ». Selon l'article 21 de cette directive, un droit de disposer d'un compteur intelligent est instauré pour le client final, à condition de supporter les coûts connexes, même si le déploiement des systèmes intelligents de mesure a été évalué de manière négative.

¹ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

² COMMISSION EUROPEENNE - Clean energy for all Europeans, mai 2019.

Le **Paquet Climat – Energie 2030**³ et la feuille de route « **Bas Carbone 2050** »⁴ définissent des objectifs énergétiques contraignants dans différents domaines ainsi qu’une vision, non contraignante, concernant les sujets permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les réseaux intelligents sont ainsi présentés comme un élément essentiel permettant de maîtriser la demande énergétique. Les bénéfices d’évolutions du réseau, telles que le développement de la technologie photovoltaïque et la pénétration à venir des véhicules électriques et des solutions de stockage, ne concernent pas uniquement les gestionnaires de réseau mais ont également un impact sociétal : la sécurité d’approvisionnement et la réduction des émissions de gaz à effet de serre sont, en effet, considérées comme bénéfiques pour la société. Le **Cadre Financier Pluriannuel 2021-2027 du budget de l’Union Européenne**⁵ insiste sur la réalisation des ambitions en termes de réseaux d’énergie et vise également à soutenir l’innovation en termes de réseaux d’énergie intelligents et digitalisés dans le but d’améliorer la sécurité d’approvisionnement. Le développement de villages intelligents fait notamment parti des domaines soutenus par le Fonds européen de développement régional (FEDER) et le Fonds de cohésion.

Ambitions nationales et régionales

Le **Pacte énergétique Interfédéral belge**⁶ fixe des objectifs et établit une liste d’actions permettant d’atteindre ceux-ci. Un objectif central du pacte revient à « Mettre le consommateur au cœur du système énergétique » : les comportements des utilisateurs évoluent, ces derniers tendent à devenir de plus en plus actifs sur le marché de l’énergie pour devenir des acteurs de la transition énergétique. Des outils, tels que le compteur intelligent, permettent au consommateur d’acquérir une meilleure connaissance de sa consommation d’énergie, de mieux maîtriser sa consommation et ainsi de participer activement à la transition énergétique. Aussi, pour intégrer des énergies renouvelables au réseau, il est nécessaire de mettre à disposition de l’ensemble des acteurs des outils de participation à la flexibilité dans le but d’assurer « la sécurité d’approvisionnement » et la stabilité du réseau. Le compteur intelligent peut contribuer à impliquer le citoyen dans la sécurité d’approvisionnement et la flexibilité. Le défi représenté par la décentralisation de la production électrique posé aux gestionnaires de réseau de distribution entraîne de nouveaux risques et leur impose de faire « évoluer les réseaux de transport et de distribution » (congestion, stabilité du réseau, ...).

Le **Plan Régional Air-Climat-Energie (PACE)**⁷, publié en juin 2016, fixe les mesures à entreprendre au sein de la région bruxelloise fin de réaliser le Paquet Climat-Energie produit au niveau européen. Une série de mesures y est détaillée avec pour objectif de stimuler l’offre en énergie renouvelable. Parmi les actions envisagées, on peut noter que l’accompagnement des prosumers (consommateurs produisant également de l’énergie et capable de réinjecter celle-ci sur le réseau) dans le développement de l’autoconsommation collective y tient une place de choix (à la fois en termes de développement de capacité de production photovoltaïque et de stockage). Enfin, le PACE décline une volonté de la région de « Développer les solutions de partage de l’énergie produite à partir de sources renouvelables », et de développer des Smart Cities, possibilité offerte par l’installation de systèmes de comptage intelligents.

Le **Plan National Energie-Climat belge 2021-2030 (PNEC)**⁸ a été publié en décembre 2018. Celui-ci fixe des objectifs nationaux afin de garantir les bénéfices de l’autoconsommation et des nouvelles technologies, telles que les compteurs intelligents, pour les consommateurs. Le PNEC veut également assurer la flexibilité du système énergétique au regard de la production d’énergies renouvelables, et ce en augmentant les possibilités de stockage de l’énergie d’ici 2030.

Le **Plan Energie-Climat bruxellois 2030**⁹ définit des mesures propres à la région, dont 20 mesures relatives aux bâtiments, 17 mesures relatives au transport et 14 mesures relatives aux énergies renouvelables. Le plan annonce l’interdiction de l’installation d’appareils de chauffage fonctionnant au mazout dès 2025, ainsi que la possibilité d’interdiction de l’installation d’appareils de chauffage fonctionnant au gaz dès 2030 – répondant à la volonté d’une sortie progressive du

³ CONSEIL EUROPÉEN (23 ET 24 OCTOBRE 2014) – CONCLUSIONS, Conseil Européen, octobre 2014

⁴ COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN, AU CONSEIL, AU COMITÉ ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN ET AU COMITÉ DES RÉGIONS - Feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l’horizon 2050, Commission Européenne, mars 2011.

⁵ COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN, AU CONSEIL EUROPÉEN, AU CONSEIL, AU COMITÉ ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN ET AU COMITÉ DES RÉGIONS - Un budget moderne pour une Union qui protège, qui donne les moyens d’agir et qui défend - Cadre financier pluriannuel 2021-2027, Commission Européenne, mai 2018.

⁶ PACTE ÉNERGETIQUE INTERFÉDÉRAL BELGE – Une vision commune pour la transition, Les quatre ministres de l’Energie du pays (fédéral, flamand, wallon et bruxellois), 2017

⁷ PLAN REGIONAL AIR-CLIMAT-ENERGIE, Bruxelles Environnement/Département Planification, Air, Climat et Energie, juin 2016.

⁸ PLAN NATIONAL ENERGIE-CLIMAT 2021-2030, Plan National Energie-Climat 2021-2030, décembre 2018.

⁹ REGION DE BRUXELLES-CAPITALE, Plan Energie Climat 2030, octobre 2019

gaz naturel à partir de 2030. Accompagnant la sortie des véhicules diesel pour 2030 et essence/LPG pour 2035, le Plan indique un objectif selon lequel 100% des nouvelles immatriculations doivent être zéro émission à partir de 2025. Ainsi, des quotas du nombre de véhicules électriques seront renforcés. Concernant les objectifs d'efficacité énergétique, la Région de Bruxelles-Capitale doit accomplir des économies annuelles de 0,8% de sa consommation finale de 2021 à 2030 par rapport à la moyenne 2016-2018. L'effort requis pour remplir cette obligation est estimée à une économie d'énergie annuelle additionnelle de 159 GWh et une économie d'énergie cumulée de 2021 à 2030 de 8.747 GWh.

Cadre légal régional

Les **ordonnances électricité et gaz**¹⁰ confient, sous conditions, au GRD le déploiement progressif des compteurs intelligents sur son réseau. Les articles mentionnés se trouvent en annexe A. L'article 2 de l'ordonnance électricité précise les définitions de « compteur intelligent » et de « réseau intelligent ». L'article 24ter de l'ordonnance électricité confie au GRD l'installation des compteurs intelligents et spécifie les niches de déploiement, obligatoires et prioritaires. L'article définit également les conditions d'installation des compteurs et le caractère irrémédiable de leur installation. Il y est également précisé que le GRD a la responsabilité d'informer l'utilisateur de la date de mise en place, et des caractéristiques du matériel utilisé. Il y est ensuite précisé les droits des utilisateurs du réseau face à l'activation (ou la désactivation) de la collecte d'information et la réalisation d'actes à distance par le GRD, ces droits variant en fonction de la niche à laquelle l'utilisateur de réseau appartient. Le texte oblige également le GRD à faire une demande explicite d'utilisation des données pour les clients finals concernés par un changement de compteur suite à la défaillance d'un ancien modèle, l'emménagement dans un domicile neuf, et ceux réclamant un compteur communicant. Les responsabilités du GRD sont également énoncées en matière de traitement des données à caractère personnel fournies par les compteurs intelligents.

1.1.2. Axes d'analyse du contexte spécifique bruxellois

Le déploiement des compteurs intelligents s'inscrit dans un contexte global marqué par les transitions énergétique et numérique. Il est toutefois primordial de prendre en compte les spécificités du marché bruxellois.

Le réchauffement climatique

Le réchauffement climatique, causé notamment par les importantes émissions de gaz à effet de serre, force les pouvoirs publics à prendre des décisions fortes afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et notamment celles générées par production d'électricité et la consommation de gaz naturel. Dans le domaine de l'énergie, ceci se matérialise par une volonté d'augmenter fortement et rapidement la part des sources d'énergie renouvelable dans le mix énergétique de la Région de Bruxelles-Capitale. Les compteurs intelligents permettent d'appuyer le développement du renouvelable en facilitant les échanges de mesures et la communication entre les différents acteurs, ainsi que l'intégration d'une production d'énergie intermittente via une gestion dynamique du réseau.

La transition numérique et les populations sensibles

La transition numérique est à l'œuvre depuis près de 10 ans et son effet se marque par une utilisation toujours grandissante des données. Il est en effet de plus en plus aisé de collecter, stocker et partager des données. Cependant, le fossé du numérique est grandissant pour les populations qui n'ont pas la possibilité, l'envie ou l'intérêt de s'intéresser à ces technologies. Le cadre de déploiement doit dès lors également prendre en compte ces populations. Brugel souhaite donc définir les populations sensibles vis-à-vis de la transition numérique. Le déploiement des compteurs intelligents doit tenir compte de ces populations notamment en proposant une communication adaptée et un accompagnement garantissant un accès aux opportunités offertes par les compteurs intelligents pour tous les utilisateurs du réseau. Les populations sensibles peuvent être « des populations ayant des difficultés à s'approprier un nouveau service ou une nouvelle

¹⁰ 23 JUILLET 2018 - Ordonnance modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 12 décembre 1991 créant des fonds budgétaires, Région de Bruxelles-Capitale, 20 septembre 2018.

technologie, par exemple : les personnes privées d'internet, les personnes âgées, les personnes ne maîtrisant pas la (les) langue(s) ou simplement les personnes mal informées sur le digital et la numérisation ».

La consommation des ménages

Selon les statistiques fournies par le GRD¹¹, la consommation électrique moyenne à Bruxelles varie entre 600 kWh pour un petit consommateur et 7.500 kWh pour un gros consommateur. La consommation médiane annuelle est de 2.036 kWh et la consommation annuelle moyenne pour un ménage à Bruxelles est de 3.500 kWh. Au niveau national, la consommation électrique moyenne s'élève à 3.928 kWh/an par ménage¹². Pour le gaz, selon les mêmes statistiques, la consommation à Bruxelles varie de 2.326 kWh/an pour un petit consommateur à 23.260 kWh/an pour un gros consommateur. De plus, il est utile de constater que 45% de la consommation électrique est réalisée durant les heures pleines, c'est à dire en journée.

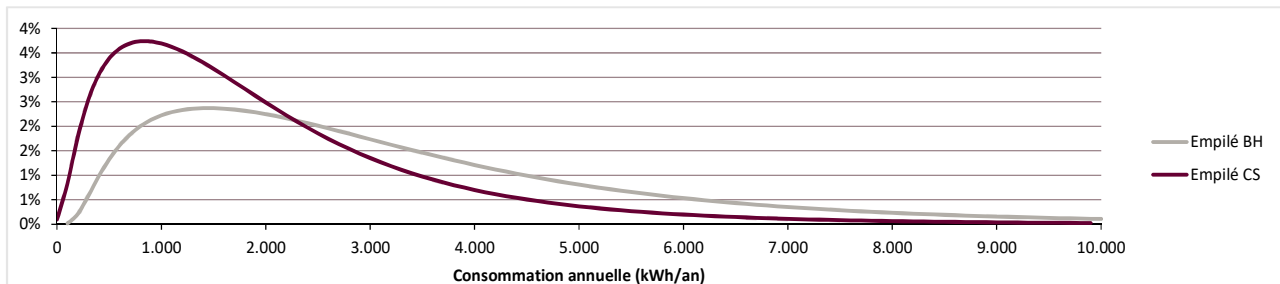


Figure 4 - Aperçu de la consommation annuelle en Région de Bruxelles-Capitale
SOURCE : Sia Partners¹³ (BH : heures pleines, CS : heures creuses)

Dans un futur proche, une croissance de l'électrification des usages est attendue, notamment suite à l'essor des véhicules électriques, au développement des pompes à chaleur, aux solutions de stockage et des sources d'énergie renouvelable intermittentes et à l'interdiction de vente des chaudières au mazout à partir de 2025 et à gaz à partir de 2030, comme énoncé dans le Plan Energie Climat 2030. Ces modifications du paysage énergétique impacteront la charge sur le réseau ainsi que la consommation. Des solutions sont donc à prévoir afin de maintenir l'équilibre sur le réseau et de garantir la sécurité d'approvisionnement. Les systèmes intelligents de mesure sont des éléments fondamentaux permettant d'adresser certaines de ces évolutions.

Mesures d'efficacité énergétique

En 2015, Brugel a commandité une étude qui évalue le gain d'efficacité énergétique sans compteur intelligent à l'horizon 2025 dans une fourchette de 1,5% de réduction dans la tranche basse. En accompagnant cette évolution de mesures complémentaires, le gain peut évoluer jusqu'à 5% dans la tranche haute¹⁴. Cette réduction est, pour un tiers, réalisée par des actions émanant d'initiatives du consommateur sans incitant financier mais grâce à une meilleure connaissance de sa consommation et d'un meilleur suivi de son budget.

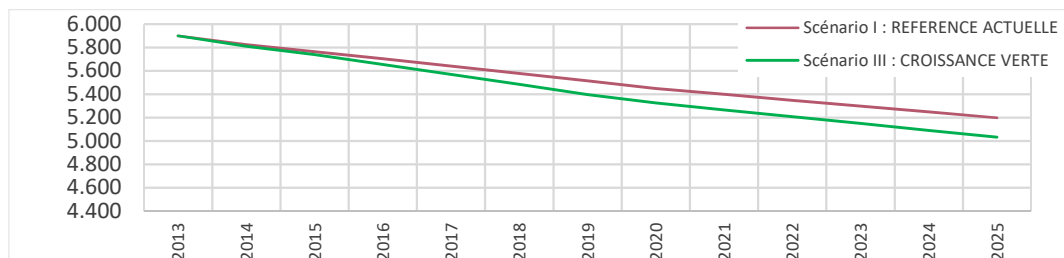


Figure 5 - Evolution de la consommation électrique annuelle (GWh hors climat) selon 2 scénarios de développement
SOURCE : Sia Partners¹⁵

¹¹ Sibelga, *Energiguide*

¹² CallMePower, *Quelle est la consommation moyenne d'électricité en Belgique ?*, 2019

¹³ Sia Partners, *ETUDE SUR LA TARIFICATION PROGRESSIVE DE L'ÉLECTRICITÉ EN RÉGION DE BRUXELLES-CAPITALE*, Brugel, 2015

¹⁴ Sia Partners, *ESTIMATION DU POTENTIEL TECHNICO-ECONOMIQUE DES MESURES DE MAITRISE DE LA DEMANDE EN ELECTRICITE*, Brugel, 2015

Plus récemment, les projections de la consommation (tous secteurs confondus) fournies dans le cadre du Plan National intégré Energie-Climat (PNEC) pour la période 2019-2025 prévoient une réduction de 0,6 % dans le cas d'un scénario où les mesures en place restent inchangées (WEM). Cette réduction s'élève à 1,8 % dans le cas d'un scénario intégrant des mesures additionnelles (WAM)¹⁵. La présence d'objectifs en matière d'efficacité énergétique dans le modèle de déploiement des compteurs intelligents semble donc cohérente.

Intégration des véhicules électriques

Le parc de véhicules électriques en Belgique a bénéficié d'un essor très important ces dernières années : actuellement constitué de plus de 13.000 véhicules, il connaît une croissance annuelle supérieure à 30% depuis 2012¹⁶. Les véhicules électriques ne constituent toutefois que 0,2% du parc total de véhicules et restent pour l'instant encore une minorité. Néanmoins, leur croissance importante constitue un élément à considérer dans le cadre de cette étude. En effet, le développement des véhicules électriques est un défi important pour le GRD :

- Les véhicules électriques nécessitent des bornes de recharges qui devront être connectées au réseau de distribution, ce qui constitue un enjeu important pour le réseau de distribution.
- Un véhicule électrique requiert une puissance égale à 6 à 22 fois la puissance garantie par le règlement technique pour les ménages sans véhicules électriques¹⁷, l'essor des véhicules électriques risque donc de créer des congestions et des surcharges.
- Les batteries des véhicules électriques peuvent constituer des solutions de stockage intéressantes à la fois pour les propriétaires des véhicules et les acteurs du marché, dont notamment pour la stabilité du réseau électrique.

Développement des énergies renouvelables

Bien qu'en constante augmentation, la capacité de production d'énergie renouvelable en région bruxelloise peut encore être augmentée :

- La capacité actuelle est évaluée à 83 MW (fin 2018),
- Les prévisions annoncent 100 MW installés d'ici 2020,
- D'autres métropoles se fixent des objectifs encore plus élevés. Amsterdam a ainsi lancé un projet prévoyant d'atteindre les 160 MW en 2020 et les 1.000 MW en 2040 alors que la population est aussi dense qu'en région bruxelloise et moins importante en nombre.

Afin de faciliter l'intégration d'une grandissante production d'énergie renouvelable décentralisée et intermittente sur le réseau de distribution, la région bruxelloise doit se doter de solutions telles que la gestion dynamique du réseau ou le développement du stockage. Le compteur intelligent fait partie des outils à la disposition du GRD lui permettant d'avoir une connaissance plus précise de la charge sur son réseau et de faciliter le déploiement de ces mesures concrètes.

Les risques sur la population vulnérable

- Le taux de risque de pauvreté est particulièrement élevé à Bruxelles : En 2016, 30% des ménages avaient un revenu inférieur à 60% du salaire médian (contre une moyenne de 15,5% dans le reste de la Belgique).¹⁸
- En 2018, le nombre de clients protégés régionaux (points de fourniture bénéficiant du tarif social du GRD) s'élevait à 1.943 pour l'électricité et 1.577 pour le gaz¹⁹.
- Un tarif social (anciennement TSS) existe également au niveau fédéral. Il est réservé à certaines catégories de personnes (catégories indépendantes du revenu) et est appliqué par les fournisseurs.

¹⁵ Bruxelles environnement, mai 2019

¹⁶ SPF Economie - DG Statistique - Statistics Belgium, *PARC DES VEHICULES A MOTEURS*, 2018

¹⁷ Sibelga, *MEMORANDUM ELECTIONS REGIONALES*, 2019

¹⁸ Sia Partners, *ACCOMPAGNEMENT ANALYTIQUE, STRATEGIQUE ET OPERATIONNEL DANS LA REFLEXION SUR LA PROBLEMATIQUE DE PRECARITE HYDRIQUE ET D'ACCES A L'EAU POTABLE EN REGION BRUXELLES-CAPITALE*, Hydrobru, 2018

¹⁹ Sibelga, *Statistiques 2018*

- En 2018, le nombre de clients protégés fédéraux s'élevait à 65.169. Le nombre exact de clients en situation de précarité énergétique est sous-estimé si l'on considère que de nombreux clients n'osent pas faire la demande permettant de bénéficier du statut de client protégé.
- 27.628 limiteurs²⁰ de puissance sont installés sur des points de fourniture d'électricité, après défaut de paiement.

La population bruxelloise étant fortement hétérogène, il est nécessaire de veiller à ce que chacun ait accès aux applications offertes par une nouvelle technologie telle que le compteur intelligent. En effet, on ne peut pas exclure des subsides croisés entre les clients tirant profit de leur compteur intelligent (notamment pour avoir un meilleur prix) et les clients non-équipés de ces compteurs subissant des primes de risques éventuelles. Un tel risque de discrimination doit être pris en compte dans la réflexion sur le modèle de déploiement en Région de Bruxelles-Capitale.

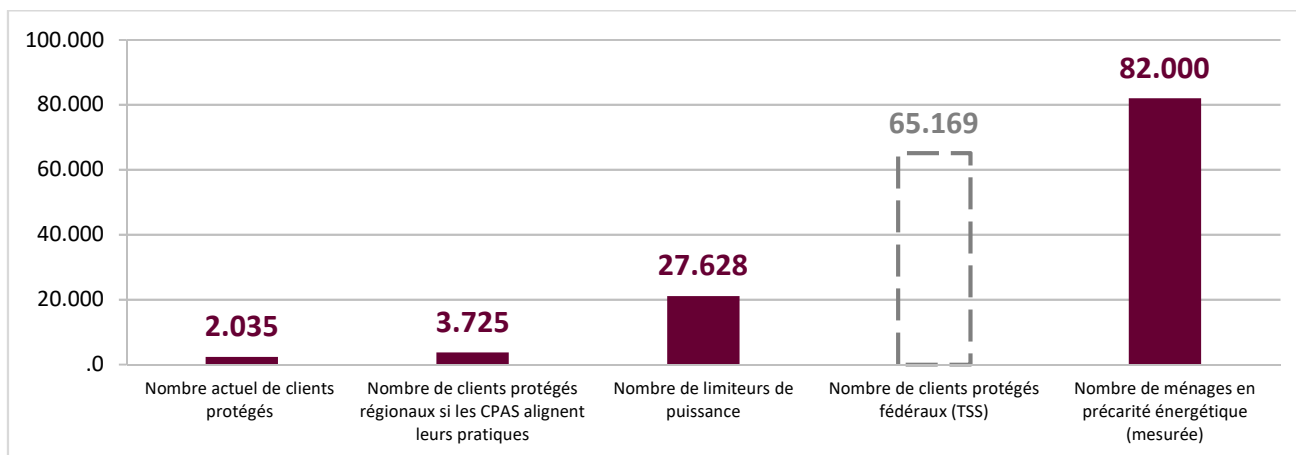


Figure 6 - Evaluation du nombre de ménages précarisés en Région de Bruxelles-Capitale
SOURCE : Sia Partners²¹

Situation du logement

Le contexte du logement en région bruxelloise est un cadre complexe dans le cadre de l'implémentation des compteurs intelligents. En effet :

- Au 1^{er} janvier 2018, le parc immobilier résidentiel bruxellois était constitué d'environ 22% d'immeubles, ce qui représente environ 18% du parc immobilier total.²²
- Bien souvent, la configuration des immeubles d'appartement est telle que les compteurs d'électricité (et de gaz) de tous les appartements sont rassemblés à la cave (selon Sibelga). Le remplacement d'un compteur nécessite donc l'accès à l'immeuble. En 2001, la part de la population bruxelloise habitant en appartement s'élevait à 71%.
- Seulement 41% des logements étaient occupés par leur propriétaire, ce qui permet d'estimer que la proportion de locataires s'élève à près de 60%.

Les déménagements sont une problématique importante pour les fournisseurs et le GRD puisque lors d'un déménagement, les index de consommation doivent être relevés aussi bien par l'habitant sortant que par celui entrant. Dans certains cas, les déménagements sont accompagnés par les ouvertures et fermetures de compteurs. Ces opérations nécessitent le déplacement d'un technicien et représentent un coût pour le GRD. Dans certains cas, des écarts entre les index de l'habitant entrant et sortant sont constatés, signifiant des pertes pour les fournisseurs. Dans d'autres cas, les relevés peuvent se révéler contradictoires, nécessitant un travail de réconciliation.

L'utilisation d'un compteur intelligent permet de disposer d'une donnée fiable et immédiate à distance, simplifiant ainsi la relève des index (économies des déplacements des releveurs, suppression des contraintes liées à la présence du client à son domicile au moment de la relève et réduction des estimations inadaptées).

²⁰ Sibelga, *Statistiques 2018*

²¹ Sia Partners, *ETUDE SUR LES MECANISMES DE TARIFICATION SOLIDAIRE*, Brugel, 2016

²² IBSA, *AMENAGEMENT DU TERRITOIRE ET IMMOBILIER – Parc de bâtiments résidentiels et non résidentiels*, Juillet 2018

Le parc des compteurs

L'état du parc de compteurs géré par le GRD est également à prendre en compte dans le modèle de déploiement du système intelligent de comptage :

- Actuellement, le parc est constitué d'environ 1.200.000 compteurs (actifs et inactifs) dont environ 500.000 pour le gaz et 700.000 pour l'électricité²³,
- En 2017, la relève annuelle s'est faite, pour 85% de ceux-ci, par des agents du GRD lors de relève manuelle,
- L'âge moyen des compteurs d'électricité est vieillissant :
 - Sur les 700.000 compteurs d'électricité installés à Bruxelles, plus de 110.000 compteurs ont plus de 45 ans,
 - Selon les informations fournies par Sibelga, la durée de vie d'un compteur est estimée à 50 ans,
 - Le GRD évalue donc un volume de remplacement des compteurs d'environ 25.000 unités par an à partir de 2022.

- ***Cas des compteurs pour installations photovoltaïques***

Selon les articles 195 et 199ter du règlement technique du réseau de distribution et de l'article 5, §2, 6° de l'arrêté électricité verte, les installations de productions décentralisées doivent être équipées de compteurs bidirectionnels (A+/A) afin de permettre l'évaluation des parts de production et d'injection d'énergie sur le réseau. Pour satisfaire l'obligation d'installation de compteurs bidirectionnel pour les auto-producteurs, Sibelga procède à l'installation de compteurs de type « intelligent » mais sans activer les fonctionnalités Smart (relèves et opérations à distance d'ouverture/fermeture et limitation de puissance).

- ***Cas des compteurs spécifiques pour les véhicules électriques***

Sur la base de l'article 199ter du règlement technique du réseau de distribution, Sibelga doit installer des compteurs A+/A pour toute unité susceptible d'injecter de l'électricité sur le réseau comme les batteries stationnaires ou celles des véhicules électriques. Pour satisfaire cette obligation, Sibelga peut installer des compteurs de type « intelligent » mais sans activer les fonctionnalités Smart, comme pour le cas des productions décentralisées.

- ***Déploiement de systèmes de mesure privée***

Des acteurs privés tendent à se positionner sur des infrastructures de comptage communicantes, notamment pour les usages du monitoring, de pilotage ou de services de flexibilité. Plus le GRD tardera à démarrer l'installation d'équipements de comptage intelligent, plus l'incitation à déployer des solutions alternatives sera forte. Ces solutions ne sont pas régulées et leur tarification est définie par les acteurs du marché.

Plans d'Investissement Electricité et Gaz du GRD pour la période 2019-2023

Le Plan d'Investissement Electricité de Sibelga²⁴, se basant sur la directive européenne 2012/27/EU relative à l'efficacité énergétique, annonce la volonté de Sibelga d'installer des compteurs intelligents non-communicants. Cette technologie favorise l'émergence des énergies renouvelables et le déploiement grandissant des véhicules électriques tout en permettant le maintien de l'équilibre sur le réseau de distribution d'électricité. Les fonctionnalités « intelligentes » telles que l'ouverture et la fermeture à distance ou la relève à distance ne seraient activées qu'après la satisfaction des exigences des nouvelles dispositions des ordonnances électricité et gaz. Ces évolutions entraîneront également la création de nouveaux produits et services, tels que la tarification dynamique ou les services de flexibilité, qui nécessiteront l'installation de compteurs intelligents afin de les rendre accessibles à la clientèle basse tension.

Une expérience pilote prévoyant l'installation d'environ 5.000 compteurs d'électricité intelligents démarrée en janvier 2019 doit notamment permettre d'évaluer le processus d'installation pour différentes solutions techniques. Les résultats

²³ Sibelga, *Statistiques 2018*

²⁴ Sibelga, *PLAN D'INVESTISSEMENT ELECTRICITE 2019-2023*, Septembre 2018

de cette expérience doivent également donner la possibilité à Sibelga d'évaluer sa politique d'investissement en perspective du nouveau contexte induit par les nouvelles ordonnances.

Le Plan d'Investissement Gaz²⁵ indique qu'un projet pilote avait initialement été envisagé (500 compteurs intelligents gaz) dans le but d'offrir à Sibelga l'opportunité de développer une expertise relative au Smart Metering gaz. Néanmoins, Sibelga pense que le déploiement des compteurs intelligents pour le gaz est inopportun en raison d'absence de besoins du marché et de gains opérationnels. En outre, le GRD évoque l'incertitude autour de la technologie de communication des compteurs intelligents électricité (qui doivent servir de passerelle de communication).

Vision du gestionnaire du réseau de Transport

D'après le plan d'investissement d'Elia en Région de Bruxelles-Capitale²⁶, l'impact des productions d'énergies renouvelables sur le réseau de transport régional devrait être limité. En effet, les projections des niveaux de production d'énergies renouvelables sont limitées en comparaison aux niveaux de consommation. Notons qu'une réévaluation de l'impact des sources de productions délocalisées sera réalisée dans les plans d'investissements futurs d'Elia. Par ailleurs, Elia précise que la pénétration des véhicules électriques ne devrait pas avoir d'impact significatif sur son réseau, ou tout du moins n'engendrera pas de rupture majeure dans les rythmes d'investissements. L'impact de ce type de véhicule sera néanmoins suivi année après année et si besoin, des projets locaux de renforcement seront lancés.

Un document décrivant la vision²⁷ du système électrique dans lequel l'utilisateur final joue un rôle actif et central a également été réalisé par Elia. Il s'agit dorénavant pour le consommateur d'avoir le choix de produire, de consommer ou de stocker de l'énergie. En parallèle de nouvelles installations énergétiques aux prix abordables (PV, batteries, véhicules électriques...), le compteur intelligent est également perçu comme un maillon essentiel du système physique à mettre en place pour favoriser le renouvelable et l'efficacité énergétique. Il joue le rôle de passerelle entre le système électrique global et le consommateur final, il permet à ce dernier de devenir actif sur le réseau. Un tel système est gagnant-gagnant pour de multiples acteurs : les clients finals profitent de services énergétiques avancés (Energy as a Service), les opérateurs des réseaux gagnent en flexibilité et les acteurs commerciaux peuvent mettre en place de nouveaux business modèles.

Par ailleurs, pour exploiter les sources de flexibilité disponibles sur le réseau de distribution, Elia a développé une plateforme dénommée *Bidladder*^{28,29} avec pour objectif d'étendre la participation au marché de l'équilibrage (*balancing*), via les offres libres (*Free bids*), à des unités de type non CIPU³⁰. La demande des services de flexibilité devrait donc connaître un essor considérable avec la mise en œuvre des initiatives d'Elia et le développement attendu des demandes issues des BRP (responsables d'équilibre sur la zone de réglage belge).

En outre, au cours de l'année 2017, les gestionnaires de réseaux belges (Elia et les GRD) ont, à travers SYNERGRID, développé et mis en œuvre un projet intitulé DataHub pour une période initiale qui pourrait prendre fin de plein droit le 31 décembre 2021. Cette plateforme permet de gérer les registres d'accès de flexibilité et le calcul automatique des activations avant de les transmettre aux acteurs de marché. Le DataHub est entré en fonction le 1^{er} juin 2018³¹.

Rôle de la plateforme de concertation Atrias

Atrias est une association constituée par les gestionnaires de réseau de distribution actifs en Belgique pour créer et gérer une Clearing House (ou plateforme d'échanges de données) interrégionale. Ses missions³² sont de :

²⁵ Sibelga, *PLAN D'INVESTISSEMENT GAZ 2019-2023*, Septembre 2018

²⁶ Elia, *RÉGION DE BRUXELLES – CAPITALE PLAN D'INVESTISSEMENTS 2018-2028*, 15 septembre 2017

²⁷ Elia, *TOWARDS A CONSUMER-CENTRIC SYSTEM*, 23 novembre 2018

²⁸ Il s'agit d'une solution permettant aux clients finals de valoriser leur flexibilité auprès d'un tiers différent de leur fournisseur. Des solutions de compensations financières sont proposées pour compenser le fournisseur pour l'énergie fournie mais non consommée. Le transfert d'énergie désigne donc l'activation de la flexibilité impliquant deux BRP et/ou deux fournisseurs distincts.

²⁹ Elia Group Innovation, *Market Facilitation*

³⁰ « Coordination of the Injection of the Production Units » - Toutes les unités de production d'une puissance nominale supérieure à 25 MW et/ou directement raccordées au réseau ELIA doivent conclure un contrat CIPU avec ELIA

³¹ Synergrid, *Mise en service d'un 'datahub' commun à l'ensemble des gestionnaires de réseau pour soutenir la flexibilité électrique*, 8 mars 2018

³² Brugel, *Atrias*

- « Réaliser un projet consistant à élaborer une nouvelle version des règles de marché (MIG 6) et à développer une application unique d'échanges de données de marché (CH), »
- « Gérer, maintenir et exploiter ladite application pour les associés qui le demandent. »

Concrètement, Atrias propose deux types de service au marché :

1. Différents services de commercialisation des productions décentralisées (injection, prélèvement, production excédentaire après compensation³³). Ces nouveaux services sont proposés dans la version actuelle du MIG6³⁴.
2. Outre la gestion des données de compteurs intelligents, la mise à disposition de données détaillées de la consommation des clients professionnels via leur entreprise de conseils en énergie ou directement aux clients multisites.

L'application permettra, dès son activation en septembre 2021, l'échange de données entre tous les acteurs du marché de l'énergie. Cette plateforme permettant une « harmonisation effective dans les échanges d'informations »³⁵, elle aura un rôle central dans la mise en place d'applications liées aux compteurs intelligents en facilitant les communications entre les gestionnaires du réseau de distribution et les fournisseurs d'une part et entre les gestionnaires du réseau de distribution et le gestionnaire du réseau de transport d'autre part³⁶.

Mise en œuvre du marché de la flexibilité

Une étude de Brugel³⁷ définit la flexibilité comme « la capacité d'une charge (consommation ou production) d'être modulée ou effacée en réaction à des signaux externes dans l'objectif de fournir un service au réseau ou de recevoir un avantage financier » et la présente dans le contexte de l'évolution actuelle des marchés de l'énergie.

Les défis auxquels le marché de l'énergie est confronté sont répartis en trois catégories :

- « Le développement de nouvelles technologies », telles que la production décentralisée d'énergie, les solutions de stockages ou les véhicules électriques, impliquent de nouvelles contraintes au réseau de distribution.
- « La transformation du rôle du consommateur d'un acteur passif à un acteur actif » au sein du fonctionnement du marché de l'énergie par la Commission Européenne.
- « Une profonde évolution dans les rôles attribués aux différents acteurs du marché » : En ce qui concerne les gestionnaires de réseau, la flexibilité est identifiée comme une solution permettant de faire face aux modifications de la capacité réseau nécessaire pour l'intégration des nouvelles technologies. Les fournisseurs devront être capables de s'adapter aux possibilités qu'offrent les nouvelles technologies aux petits consommateurs. Enfin, de nouveaux types d'acteurs sont amenés à se développer. Les agrégateurs et les entreprises de services énergétiques auront un rôle important dans l'élaboration de solutions de flexibilité et de gestion de l'énergie.

Brugel présente dans son étude des « messages généraux aux autorités publiques bruxelloises sur la nécessité de fixer un cadre légal permettant le développement de la flexibilité en Région de Bruxelles-Capitale ». Parmi ces recommandations, il est notamment écrit que « le client final est propriétaire de ses données de mesure et de comptage et peut les communiquer librement ». L'étude indique également que, de son côté, la VREG spécifie que « le GRD reste propriétaire du compteur de tête et que seules les données de ce compteur doivent faire foi ». Toutefois, certains équipements disposent d'un sous-compteur, mesurant l'énergie consommée ou produite par l'équipement.

Selon le règlement technique bruxellois (décision 80 de Brugel), l'article 192 §1er prévoit que « le GRD est propriétaire des équipements de comptage. » Dans le paragraphe §4, il est mentionné qu'« en cas de contradiction entre des données mesurées par un équipement de l'utilisateur du réseau de distribution ou d'un tiers et les données mesurées par le GRD conformément au présent règlement technique, les données mesurées par le GRD font foi. »

³³ Ce service est proposé uniquement pour la Wallonie et la Flandre car les compteurs installés chez les producteurs à Bruxelles sont bidirectionnels et que le cadre légal prévoit l'arrêt de la compensation à partir du 1^{er} janvier 2018.

³⁴ Brugel, CAHIER THÉMATIQUE 01 - RAPPORT ANNUEL 2018 - Évolution du marché de l'électricité et du gaz naturel en région de Bruxelles-Capitale, 2018

³⁵ Sibelga, UNE NOUVELLE CLEARING HOUSE BAPTISÉE ATRIAS, 2011

³⁶ Atrias, L'évolution du secteur de l'énergie

³⁷ Brugel, ETUDE RELATIVE AU DEVELOPPEMENT DU MARCHE DE FLEXIBILITE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE, 2016

1.2. Présentation des éléments structurant du modèle de déploiement

Le modèle de déploiement se compose des éléments suivants :

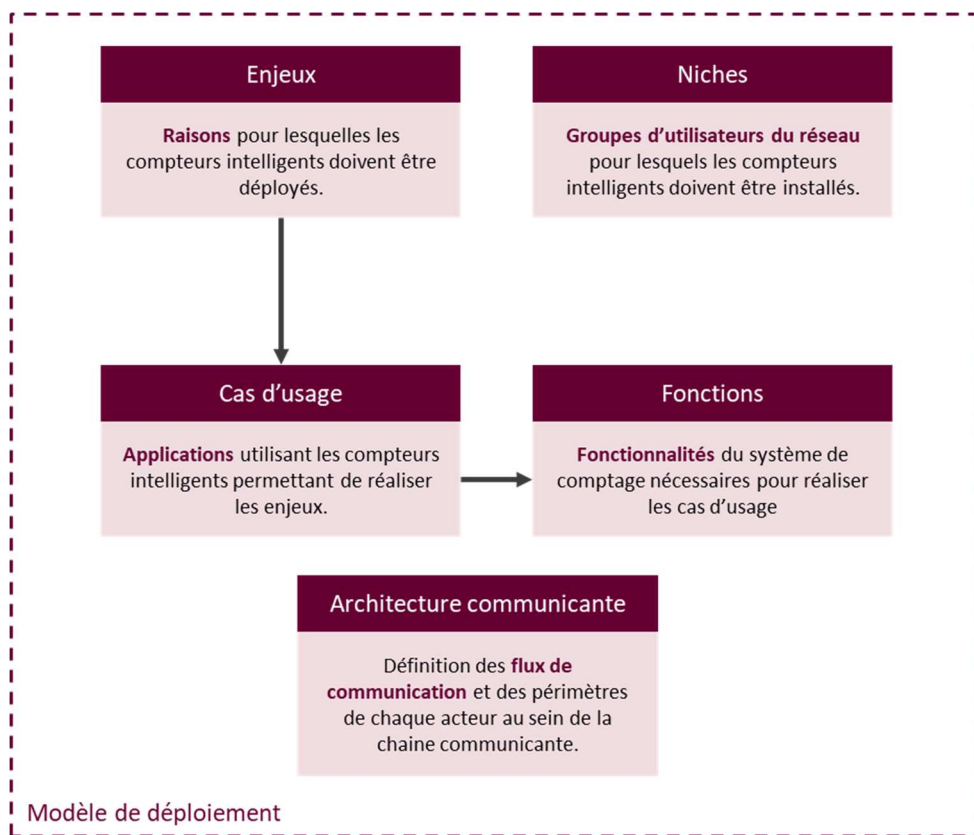


Figure 7 - Schéma explicatif de la structure du modèle de déploiement

Les enjeux

Les compteurs intelligents permettent de soutenir la réalisation de différents types d'objectifs importants pour la Région de Bruxelles-Capitale. Les enjeux sont induits par le cadre législatif européen, les besoins du marché et les nouvelles dispositions des ordonnances bruxelloises. Les enjeux se caractérisent notamment par leur impact sur les plans économique, social et environnemental et se traduisent en pratique par la mise en place de cas d'usage.

Les enjeux sont organisés en quatre catégories :

- Les **enjeux sociétaux** sont les enjeux ayant un impact sur la gestion de l'énergie par la société et soutenant la transition énergétique.
- Les **enjeux liés au marché de l'énergie** contribuent à l'émergence de nouvelles solutions de marché.
- Les **enjeux liés au réseau de distribution** représentent des améliorations dans la manière de gérer le réseau, aussi bien d'un point de vue opérationnel qu'au niveau des investissements à réaliser.
- Les **enjeux liés aux utilisateurs du réseau de distribution** regroupent les améliorations pour l'utilisateur du réseau.

Les cas d'usage

Les cas d'usage sont les applications potentielles des compteurs intelligents et permettent de contribuer aux enjeux. Les cas d'usage sont présentés dans cette section et détaillés dans l'annexe D. Deux caractéristiques importantes des cas d'usage y sont mises en avant :

- Le **niveau de saturation** : ce niveau représente la proportion de compteurs intelligents déployés au sein du parc complet des compteurs.

- Les **externalités** : celles-ci représentent les impacts potentiels, positifs ou négatifs, des cas d'usage et seront utilisées comme points d'analyse durant la deuxième section de l'étude. L'ensemble des externalités positives et négatives sont regroupées en annexe F.

Les niches de déploiement

Les niches de déploiement correspondent à des regroupements de points de raccordement selon certains critères. Comme défini par l'article 24ter des ordonnances électricité et gaz, il existe actuellement deux types de niches :

- **Les niches obligatoires** : Le GRD doit installer des compteurs intelligents pour ces points de raccordement.
- **Les niches prioritaires** : Le GRD peut installer des compteurs intelligents pour ces points de raccordement.

La création de niches de déploiement permet de définir des stratégies de déploiement spécifiques pour chacune d'elle. Les niches de déploiement permettent également de garantir la réalisation de certains enjeux en assurant une installation de compteurs intelligents aux points de raccordement concernés par ces enjeux, ainsi que la mise en place de mesures spécifiques pour les catégories d'utilisateurs du réseau de distribution identifiées.

Aspects technologiques

- **Les fonctionnalités du compteur intelligent**

Afin de permettre la mise en œuvre des cas d'usage identifiés, il est nécessaire que le système de comptage intelligent soit capable de réaliser certaines actions. Ceci est rendu possible par l'implémentation de fonctionnalités au sein du système de comptage intelligent. En plus du compteur intelligent, les autres composants du système de comptage intelligent tels que le système d'information du GRD, la chaîne communicante ou les systèmes d'informations d'autres acteurs du marché, sont impliqués dans la mise en place de ces fonctionnalités.

Les fonctionnalités minimales nécessaires à la réalisation des enjeux sont présentées dans cette section et détaillées dans l'annexe E.

- **L'architecture communicante**

L'architecture communicante représente l'ensemble des composants du système de comptage intelligent et des flux de données qui y circulent.

1.3. Enjeux du déploiement des compteurs intelligents en région bruxelloise

Cette partie reprend les 13 enjeux et les 26 cas d’usage correspondants d’un déploiement de compteurs intelligents en Région de Bruxelles-Capitale sur base des autres déploiements européens étudiés. Les enjeux et cas d’usage ont été abondamment discutés avec les acteurs administratifs, sociaux et économiques de la Région.

1.3.1. Développement des énergies renouvelables et du stockage de l’énergie

L’intégration des énergies renouvelables dans le réseau est un défi pour le GRD. Ces sources de production sont intermittentes et le réseau doit être dimensionné de manière optimale afin de pouvoir accueillir ces flux variables au cours du temps. De plus, les panneaux PV étant de plus en plus accessibles pour les particuliers, l’utilisation du réseau est également en train d’évoluer. Le réseau n’est plus uniquement utilisé pour consommer de l’énergie, mais aussi pour injecter. Au vu de la croissance attendue des énergies renouvelables et des solutions de stockage dans le paysage bruxellois, une meilleure connaissance de la production et de la charge présente à tout instant sur le réseau est indispensable pour faciliter leur intégration et améliorer la stabilité du réseau. Le développement des énergies renouvelables et des solutions de stockage est considéré comme un enjeu sociétal à portée environnementale parce qu’il soutient la réduction des émissions de gaz à effet de serre liées à la production d’énergie.

1.1

Une meilleure connaissance de la production et de la charge présente à tout instant sur le réseau est indispensable pour faciliter l’intégration des énergies renouvelables intermittentes et améliorer la stabilité du réseau

En ce sens, le compteur intelligent permet de mesurer les flux entrants (consommation) et sortants (production) au cours du temps au niveau du point de raccordement. Il est également capable de détecter l’autoconsommation, c’est-à-dire la part de la production consommée localement et qui ne circule donc pas sur le réseau de distribution.

Consommateurs	GRD	Fournisseurs d’énergie
<ul style="list-style-type: none"> • Tarification plus équitable • Valorisation de sa production : <ul style="list-style-type: none"> ○ Formules tarifaires ○ Modèles d’autoconsommation 	<ul style="list-style-type: none"> • Connaissance des flux • Optimisation des décisions • Tarification équitable de l’utilisation du réseau 	<ul style="list-style-type: none"> • Tarification plus adaptée • Informations précises sur les flux d’énergie • Valorisation des unités de production décentralisée

- **Cas d’usage 1 : Développement du photovoltaïque résidentiel**
- **Cas d’usage 2 : Processus d’équilibrage**

1.3.2 Support à l’efficacité énergétique

Le système de comptage intelligent se présente comme une technologie permettant de fournir au consommateur des informations détaillées sur sa consommation (courbe de charge, consommation par usage), sur sa production ou sur la qualité de fourniture. Ces informations sont visibles directement sur le compteur ou au moyen d’un site internet ou d’un afficheur déporté. Les consommateurs ont alors la possibilité d’entreprendre des actions (telles que le déplacement temporel de certaines charges) pour optimiser leur consommation et leur budget énergétique.

Couplé à d’autres solutions, le système de comptage intelligent permet de soutenir les mesures d’efficacité énergétique

Le support à l’efficacité énergétique est considéré comme un enjeu sociétal à portée environnementale soutenant la lutte contre le réchauffement climatique par une utilisation raisonnée de l’énergie et contribuant à la diminution de la facture des consommateurs. La réduction de la consommation électrique favorise également la sécurité d’approvisionnement.

Consommateurs	GRD	Fournisseurs d’énergie
<ul style="list-style-type: none"> • Économies d’énergie • Réduction du budget alloué à l’énergie • Réduction des émissions de CO2 	<ul style="list-style-type: none"> • Mise à disposition des données pour les consommateurs 	<ul style="list-style-type: none"> • Développement d’outils de visualisation des données (afficheur déporté, site internet, application, ...)

- **Cas d’usage 3 : Suivi de l’évolution de la consommation**

1.3.3 Autoconsommation collective

Le développement de modèles d’autoconsommation collective favorise l’émergence de communautés d’énergie à travers une consommation locale de l’énergie produite par des unités de production d’énergie décentralisées. Ces communautés d’énergie peuvent se développer sous plusieurs formes³⁸ :

- Un ménage qui vend son surplus d’énergie produite à d’autres ménages ne produisant pas d’énergie ;
- Une barre d’habitation qui installe des panneaux PV bénéficiant à tous les habitants de l’immeuble ;
- Plusieurs entreprises qui s’associent pour répartir les pics de consommation/production d’énergie entre elles ;
- Une instance publique qui installe des panneaux PV sur un immeuble de logements sociaux.

Un tel modèle d’autoconsommation collective requiert une compréhension précise de la consommation énergétique de la zone concernée (mesure par point de raccordement, mesure de l’injection/consommation...). L’utilisation d’un outil tel qu’un système de comptage intelligent permet d’obtenir cette compréhension et favorise l’essor des modèles d’autoconsommation collective. La connaissance de la consommation de chaque acteur via des compteurs individuels ainsi que des flux entrants et sortants du système permet de répartir l’utilisation et la tarification de l’énergie produite et consommée par la communauté.

1.2 *La connaissance des flux d’énergie présents à tout moment sur le réseau, permise par le système de comptage intelligent, favorise l’émergence de modèles d’autoconsommation collective*

Le développement de modèles d’autoconsommation collective est considéré comme un enjeu sociétal puisque cela permet la valorisation de production d’énergie par des communautés locales.

Consommateurs	GRD	Fournisseurs d’énergie
<ul style="list-style-type: none"> • Participation aux modèles d’autoconsommation collective • Participation à la transition énergétique 	<ul style="list-style-type: none"> • Définition et implémentation de modèles d’autoconsommation collective 	<ul style="list-style-type: none"> • Définition et implémentation de modèles d’autoconsommation collective

➤ **Cas d’usage 4 : Modèle d’autoconsommation collective**

1.3.4 Protection du consommateur vulnérable

La protection des consommateurs vulnérables est un enjeu important de la région bruxelloise. En effet, une part non négligeable de la population se trouve en situation de précarité énergétique. Disposer d’informations précises quant à la consommation et au budget énergétique favorise le développement de solutions préventives dans l’objectif de réduire le nombre de situations d’endettement. En effet, une mise à disposition des données journalières par le compteur intelligent doit permettre de détecter plus rapidement les situations à risque et ainsi d’agir de manière proactive.

1.3 *La protection des populations vulnérables est améliorée par une meilleure compréhension de leur consommation et la mise en place de solutions spécifiques et anticipatives*

La protection du consommateur vulnérable est considérée comme un enjeu sociétal à portée sociétale puisque cela permet d’aider et d’accompagner les clients les plus vulnérables dans la gestion de leur consommation et de leur budget dans le but de réduire les situations d’endettement.

Consommateurs	Services publics
<ul style="list-style-type: none"> • Meilleur contrôle de la consommation et du budget 	<ul style="list-style-type: none"> • Identification et mise en place de solutions spécifiques et anticipatives

➤ **Cas d’usage 5 : Accompagnement des populations vulnérables**

³⁸ C. Heveaux, *La Wallonie instaure les communautés d’énergie renouvelable*, mars 2019

1.3.5 Développement de nouveaux tarifs

Le déploiement des compteurs intelligents permet la mise en place de nouvelles offres tarifaires basées sur la consommation réelle des consommateurs au cours de la journée. Ainsi, de nouvelles offres peuvent être proposées :

- **Tarification dynamique** (composante de la facture liée au fournisseur) : Celle-ci est basée sur les périodes durant lesquelles l'énergie est consommée. Elle a pour vocation d'encourager les actions vertueuses visant à bénéficier des meilleurs prix et d'améliorer l'équilibre sur le réseau.
- **Tarification dynamique** (composante de la facture liée au GRD) : Permet au gestionnaire de réseau de faire varier les coûts d'utilisation du réseau en fonction des périodes durant lesquelles l'énergie est consommée.
- **Tarification capacitaire** (composante de la facture liée au GRD) : Celle-ci est basée sur la puissance mise à disposition et est comprise dans la facturation des frais d'utilisation du réseau. Le GRD offre ainsi la possibilité au consommateur de définir ses besoins réels en termes de puissance maximale et de choisir la plage tarifaire optimale pour ses besoins.

1.4

Pour les consommateurs ayant une consommation annuelle inférieure à 6.000 kWh et n'étant pas prosumer, l'ordonnance limite à quatre le nombre de plages tarifaires autorisées. Cette restriction influence le potentiel de nouvelles formules de tarification pour les utilisateurs en exprimant le souhait.

Le développement de nouveaux tarifs est considéré comme un enjeu marché à portée économique et sociétale puisqu'il agit sur la gestion de l'énergie permettant d'améliorer la sécurité d'approvisionnement et la continuité de fourniture, tout en modifiant les coûts liés à la consommation d'énergie. Il s'inscrit aussi dans la lignée des nouvelles orientations européennes et inscrites dans la nouvelle directive 2019/944 relative au marché de l'électricité³⁹.

Consommateurs	GRD	Fournisseurs d'énergie
<ul style="list-style-type: none"> • Nouvelles formules tarifaires • Identification de la puissance optimale pour sa consommation (tarification capacitaire) 	<ul style="list-style-type: none"> • Mise en place de la tarification capacitaire • Adaptation de la puissance sur demande du consommateur 	<ul style="list-style-type: none"> • Mise en place de nouveaux tarifs • Mise en place de nouvelles procédures / solutions techniques

- **Cas d'usage 6 : Nouvelle structure tarifaire (EnR)**
- **Cas d'usage 7 : Tarification dynamique**
- **Cas d'usage 8 : Tarification capacitaire**

1.3.6 Développement de nouveaux services

Le déploiement d'un système de comptage intelligent permet le développement de nouveaux services, tels que :

- De nouvelles méthodes de **facturation basées sur la consommation réelle** du client : Grâce à l'accès aux données de consommation réelle des clients, une facturation plus précise peut être réalisée. Les acomptes peuvent plus facilement être mis à jour durant l'année, via l'application d'un lissage annuel garantissant au consommateur d'éviter les effets de saisonnalité (consommation plus élevée durant certains mois) et de conserver un montant fixe à payer.
- Des **services supplémentaires gérés par des fournisseurs de services** privés : Grâce aux ports de connexion de certaines applications et des compteurs intelligents (port de connexion local), le client peut suivre la consommation de ses appareils consommant de l'énergie. De nouveaux services peuvent émerger, tels que la domotique ou des systèmes de recharge intelligent des unités de stockage ou véhicules électriques.

1.5

Le déploiement des compteurs intelligents favorise l'émergence de nouveaux services basés sur l'accès aux données précises de la consommation et de l'injection d'énergie

³⁹ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

Le développement de nouveaux services est un enjeu marché à portée économique et sociétale, favorisant la création de valeur économique tout en apportant de nouvelles solutions dédiées aux consommateurs.

Consommateurs	Fournisseurs d'énergie & services de flexibilité
• Accès à de nouveaux services.	• Proposition de nouveaux services pour les consommateurs

➤ **Cas d'usage 9 : Facturation sur base de la consommation réelle**

1.3.7 Développement de solutions de flexibilité

La connaissance des données avec une granularité fine (quart-horaire ou infra quart-horaire) permet à l'utilisateur du réseau de distribution de participer :

- Aux produits de flexibilité impliquant une agrégation en grand nombre de points de raccordement ;
- Aux produits de services de soutien au réseau de transport (réserves stratégiques ou auxiliaires de balancing : primaire, secondaire et tertiaire).

L'accès à ces produits est particulièrement adapté aux consommateurs propriétaires de solutions de stockage ou de véhicules électriques, leur permettant de valoriser leur flexibilité en mettant ces dispositifs à disposition du gestionnaire du réseau. Le système de comptage intelligent est un outil adapté aux développements de telles solutions, donnant accès aux données de consommation avec une granularité fine.

1.6

Le déploiement d'un système de comptage intelligent favorise le développement de nouvelles solutions de flexibilité valorisant la capacité de moduler la consommation ou la production des utilisateurs connectés au réseau de distribution

Le développement de solutions de flexibilité est considéré comme un enjeu marché à portée sociétale et économique car il permet de valoriser la flexibilité des consommateurs et d'augmenter la rentabilité des investissements dans les solutions de stockage, tout en améliorant la sécurité d'approvisionnement et la stabilité du système électrique.

Consommateurs	GRD	Fournisseurs de services de flexibilité et acheteurs de la flexibilité (GRT/BRP)
• Valorisation de leur flexibilité (déplacement des charges et capacité d'injection)	• Mise à disposition des informations nécessaires aux acteurs concernés	• Développement de produits pour les utilisateurs utilisant les données de comptage

- **Cas d'usage 10 : Gestion de la demande pour les particuliers**
- **Cas d'usage 11 : Gestion de la demande via l'agrégation des points de raccordements**
- **Cas d'usage 12 : Produits de réserve**
- **Cas d'usage 13 : Valorisation des unités de stockage et des batteries**

1.3.8 Gestion de l'approvisionnement

L'accès aux données de consommation avec une granularité fine permet aux fournisseurs de développer des modèles d'optimisation de l'approvisionnement prenant des décisions sur base de données précises et actuelles combinant les données de marché, l'état de la production et l'évolution de la consommation. Ceci permet à la fois d'améliorer la sécurité d'approvisionnement, tout en réduisant les coûts de déséquilibres mutualisés. Le prix de l'énergie est alors également impacté en tenant compte de la situation en temps réel du marché à court terme. Cet enjeu nécessite un taux de saturation (nombre de compteurs installés) élevé de compteurs intelligents afin d'être pleinement réalisé.

L'utilisation des données de consommation permet l'optimisation de la gestion de l'approvisionnement

La gestion de l'approvisionnement est considérée comme un enjeu marché à portée sociétale et économique, puisqu'il impacte à la fois la qualité d'approvisionnement ainsi que le prix de l'énergie.

Consommateurs	GRD	Fournisseurs d'énergie
<ul style="list-style-type: none"> • Diminution de la facture grâce à la diminution des coûts opérationnels des fournisseurs 	<ul style="list-style-type: none"> • Mise à disposition des données adéquates 	<ul style="list-style-type: none"> • Développement de nouveaux modèles d'optimisation de l'approvisionnement

➤ **Cas d'usage A1 : Optimisation de l'approvisionnement**

1.3.9 Gestion opérationnelle des raccordements et des compteurs

Le déploiement d'un système de comptage intelligent pilotable par le GRD permet l'amélioration d'activités opérationnelles au moyen de fonctionnalités exécutables à distance, telles que :

- La relève des index, évitant des interventions coûteuses pour le gestionnaire du réseau et fastidieuses pour les consommateurs ;
- La mise en service et la coupure du compteur, notamment utiles dans le cadre des déménagements ;
- Le changement de puissance souscrite, qui permettra l'émergence de la tarification capacitaire ;
- Le changement de régime de comptage.

La diminution du nombre d'interventions manuelles permet une simplification et une rapidité des opérations bénéficiant aussi bien au gestionnaire du réseau de distribution qu'au consommateur.

Le compteur intelligent permet l'exécution à distance de certaines activités opérationnelles habituelles du GRD en évitant le déplacement d'un opérateur

La gestion opérationnelle des raccordements et des compteurs est considérée comme un enjeu réseau à portée sociétale et économique, puisqu'elle impacte à la fois la qualité de services et les frais liés aux coûts opérationnels.

Consommateurs	GRD
<ul style="list-style-type: none"> • Meilleure réactivité dans l'exécution des opérations • Baisse de la facture par la diminution des coûts de gestion du réseau 	<ul style="list-style-type: none"> • Opérations à distance • Réduction des interventions physiques de techniciens

➤ **Cas d'usage 14 : Accès à distance aux index**

➤ **Cas d'usage 15 : Interventions à distance**

1.3.10 Dimensionnement du réseau de distribution

Grâce à l'amélioration de la connaissance du réseau et des courbes de charge, rendue possible par la mise en place d'un système de comptage intelligent, le GRD peut optimiser sa gestion des investissements du réseau en développant de nouveaux modèles permettant l'identification des investissements pertinents ainsi qu'en implémentant de nouveaux processus d'allègement des charges dans les cas possibles. Ces processus permettent de diminuer la charge sur certains points critiques sans pour autant nécessiter d'investissements. Cet enjeu nécessite un taux de saturation (nombre de compteurs installés) élevé de compteurs intelligents afin d'être pleinement réalisé.

Le compteur intelligent permet l'optimisation des investissements à réaliser sur le réseau de distribution

Le dimensionnement du réseau de distribution est considéré comme un enjeu réseau à portée sociétale et économique, puisqu'il impacte à la fois la qualité de fourniture et la stabilité du réseau ainsi que les frais liés aux investissements réseau.

Consommateurs	GRD
<ul style="list-style-type: none"> • Plus grande sécurité d'approvisionnement • Diminution de la facture grâce à la réduction des coûts de gestion du réseau liée à l'optimisation des investissements 	<ul style="list-style-type: none"> • Optimisation des investissements liés au réseau • Meilleur dimensionnement du réseau • Meilleure stabilité du réseau

➤ **Cas d'usage 16 : Dimensionnement du réseau sur base des incidents et des projections de consommation**

➤ **Cas d'usage 17 : Actes d'exploitations et mesures de gestion de la demande**

➤ **Cas d'usage 18 : Dimensionnement du réseau relatif au parc de véhicules électriques**

1.3.11 Supervision du réseau de distribution

L'utilisation des données des compteurs intelligents permet une supervision améliorée du réseau en augmentant la précision de l'information disponible. Cette connaissance exhaustive de la situation en temps réel du réseau permet alors d'améliorer la qualité d'approvisionnement, notamment par :

- L'amélioration de la détection des pertes techniques (pertes dans les câbles) et non-techniques (fraudes, consommation sans contrat...),
- La détection accélérée des congestions et des incidents survenant sur le réseau,
- La mesure de la qualité et de la continuité de l'approvisionnement (durée des coupures, fréquence des coupures).

Cet enjeu nécessite un taux de saturation élevé de compteurs dans le parc du GRD afin d'être pleinement réalisé.

L'utilisation des données des compteurs intelligents permet une supervision améliorée du réseau

La supervision du réseau de distribution est considérée comme un enjeu à portée sociétale et économique, impactant la qualité de fourniture et la sécurité d'approvisionnement ainsi que les frais de gestion relatifs aux pertes énergétiques.

Consommateurs	GRD
<ul style="list-style-type: none"> • Amélioration de la sécurité d'approvisionnement et de la qualité de la fourniture 	<ul style="list-style-type: none"> • Nouvelles méthodes de supervision • Amélioration de sa réactivité sur son réseau

- **Cas d'usage A2 : Gestion des congestions**
- **Cas d'usage A3 : Identification des pertes techniques et non-techniques**

1.3.12 Stabilité du réseau électrique

Grâce à l'amélioration de la connaissance du réseau et des courbes de charge, le GRD, le GRT, les fournisseurs et les responsables d'équilibres (Balance Responsible Parties) peuvent mettre en place des solutions améliorant la stabilité du réseau :

- L'amélioration du processus d'allocation pour faciliter le travail de balancing des responsables d'équilibres. Une connaissance détaillée des courbes de charges peut améliorer les prévisions et ainsi réduire les situations de déséquilibres sur le réseau.
- Des mesures spécifiques de gestion de la congestion peuvent être mises en place par le GRD.

1.7

La connaissance du réseau et des courbes de charge permet d'optimiser les activités des gestionnaires du réseau électrique garantissant la stabilité de leur réseau

La stabilité du réseau électrique est considérée comme un enjeu réseau à portée sociétale et économique, puisqu'il impacte à la fois la sécurité d'approvisionnement ainsi que les coûts relatifs aux erreurs d'allocations.

Gestionnaires du réseau	Fournisseurs et responsables d'équilibre
<ul style="list-style-type: none"> • Nouvelles méthodes de gestion des situations d'instabilité 	<ul style="list-style-type: none"> • Disposition des données précises concernant les flux d'injection et de consommation • Amélioration des modèles de prévision • Optimisation des allocations

- **Cas d'usage A4 : Limitation de puissance lors des surcharges**
- **Cas d'usage A5 : Allocation-réconciliation**

1.3.13 Qualité de service au client

L'implémentation du système de comptage intelligent facilite le développement de nombreuses fonctionnalités permettant l'amélioration de la qualité de service au client par les différents acteurs :

- Par une connaissance exhaustive du réseau, le GRD peut améliorer sa compréhension de la qualité de fourniture et ainsi l'optimiser, au bénéfice du consommateur ;
- Grâce aux compteurs intelligents, le client peut disposer des informations sur la qualité de fourniture (interruption et dépassements des limites de la tension) ;
- Les fonctionnalités d'activation et de coupure à distance, ainsi que les opérations de relèves des index, sont rendues possibles par les compteurs intelligents. Ces opérations peuvent donc être effectuées en l'absence du consommateur ;
- La connaissance de ses données de consommation permet aux consommateurs de les partager aux fournisseurs de services et d'énergie afin d'accéder à des services, des offres et des conseils personnalisés.

Le compteur intelligent permet une amélioration de la qualité de service au client grâce à une meilleure connaissance de la situation du compteur et des données précises concernant les injections et les prélèvements au point de raccordement

La qualité de service au client est considérée comme un enjeu à portée sociétale, puisqu'il bénéficie directement au consommateur en améliorant la qualité des services rendus par les autres acteurs.

Consommateurs	GRD	Fournisseurs d'énergie
<ul style="list-style-type: none"> • Nouveaux conseils personnalisés des fournisseurs • Information sur la qualité de la fourniture (coupures et dépassements des limites de la tension) 	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluation précise de la qualité de fourniture sur le réseau 	<ul style="list-style-type: none"> • Accès aux données précises concernant les profils d'injection/prélèvement

- **Cas d'usage 19 : Qualité de la fourniture**
- **Cas d'usage 20 : Réclamation client et indemnisation**
- **Cas d'usage 21 : Conseil client personnalisé**

1.4 Validation des enjeux

Les discussions tenues lors des ateliers individuels ont permis d’affiner les attentes et les objectifs liés aux enjeux. Des risques et des points d’attention ont été émis lors de ces ateliers, permettant d’alimenter la suite de l’étude. Ces remarques concernent principalement la contribution du compteur intelligent à la réalisation d’objectifs d’efficacité énergétique, l’accompagnement de clients vulnérables ou la contribution à l’émersion de nouveaux produits et services.

L’analyse comparative des cadres de déploiement présents dans différentes régions avoisinantes (cf. annexe B) a permis d’identifier les enjeux traités par ces cadres. Une comparaison entre les enjeux du contexte bruxellois et les enjeux identifiés dans les autres régions et pays voisins permet de confirmer la bonne identification des enjeux à prendre en compte dans le modèle bruxellois :

- Enjeux globalement validés par les autres régions et pays, principalement par la Flandre, l’Allemagne et la France,
- Enjeux de gestion de l’approvisionnement et stabilité non repris par les autres régions et pays voisins.

Tableau 7 - Validation des enjeux lors des ateliers bilatéraux et par comparaison aux régions/pays voisins

	Acteurs des ateliers bilatéraux													Régions et pays voisins						
	Act. Soc. Indep.	Act. Soc. Instit.	Engie	BECI	REstore	Test-Achats	Lampiris	Elia	Vivaqua	BE	Cabinet Min.	FEPEG	Sibelga	Région Wallone	Région Flamand	Pays-Bas	Allemagne	France	Luxemb.	
Développement des énergies renouvelables et du stockage	✓	✓	✓			✓				✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Support à l’efficacité énergétique	✓	✓		✓		✓			✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Autoconsommation collective	✓	✓	✓			✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓						
Protection du consommateur vulnérable						✓					✓		✓	✓	✓				✓	
Développement de nouveaux tarifs			✓	✓	✓	✓	✓				✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Développement de nouveaux services			✓	✓	✓	✓	✓				✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓
Développement de solutions de flexibilité			✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓		✓		✓			
Gestion de l’approvisionnement			✓				✓					✓								
Gestion à distance des opérations		✓					✓			✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Dimensionnement du réseau de distribution													✓						✓	✓
Supervision du réseau de distribution													✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Stabilité du réseau électrique													✓							
Qualité de service au client			✓	✓		✓	✓					✓	✓						✓	✓

Remarque : - Acteurs sociaux indépendants : Fédération des Services Sociaux (FDSS) & Infor Gazelec
 - Acteurs sociaux institutionnels : CPAS de la Ville de Bruxelles

1.8

Des mesures d’accompagnement appropriées doivent permettre de renforcer la position centrale du client dans le déploiement des compteurs intelligents afin de renforcer l’attractivité du compteur intelligent et son acceptabilité pour l’ensemble de la population et notamment les populations sensibles et vulnérables. Ces

mesures doivent favoriser l'émergence de valeur ajoutée dès la pose du compteur intelligent.

1.5 Niches de déploiement

1.5.1 Stratégie de déploiement des compteurs intelligents en Région de Bruxelles-Capitale

La stratégie de déploiement des compteurs intelligents en région bruxelloise est définie par l'article 24^{ter} et 18^{ter} des ordonnances électricité et gaz. Ces articles imposent au GRD un déploiement progressif par niche. Deux niches obligatoires sont identifiées ainsi que différentes niches prioritaires afin de permettre au GRD d'installer des compteurs intelligents dans d'autres cas que les cas couverts par les niches obligatoires.

Tableau 8 - Niches obligatoires du cadre législatif de la Région de Bruxelles-Capitale

Niches obligatoires définies dans le cadre législatif de la Région de Bruxelles-Capitale
1. Lorsqu'un compteur est remplacé, à moins que cela ne soit pas techniquement possible ou rentable au regard des économies potentielles estimées à long terme.
2. Lorsqu'il est procédé à un raccordement dans un bâtiment neuf ou un bâtiment faisant l'objet de travaux de rénovation importants, tels que définis dans la directive 2010/31/UE.

Tableau 9 - Niches prioritaires du cadre législatif de la Région de Bruxelles-Capitale

Niches prioritaires définies dans le cadre législatif de la Région de Bruxelles-Capitale
1. Lorsque l'utilisateur du réseau de distribution dispose d'un véhicule électrique et le signale au GRD ; en ce cas, un compteur intelligent est installé dans l'immeuble dans lequel il a son domicile.
2. Lorsque l'utilisateur du réseau de distribution a une consommation annuelle dépassant 6.000 kWh par an.
3. Lorsque l'utilisateur du réseau de distribution dispose d'une unité de stockage susceptible de réinjecter de l'électricité sur le réseau de distribution ou d'une pompe à chaleur.
4. Lorsque les clients finals offrent leur flexibilité via un opérateur de flexibilité.
5. Lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution le demande, à moins que cela ne soit pas techniquement possible ou financièrement raisonnable et proportionné compte tenu des économies d'énergie potentielles.
6. Lorsque l'utilisateur du réseau de distribution est prosumer ou peut réinjecter de l'électricité sur le réseau.

Les niches telles que détaillées ci-dessus permettent de couvrir certains enjeux notamment par la définition d'approches spécifiques pour les groupes de populations ciblés. Il convient dès lors d'examiner davantage les enjeux du contexte bruxellois afin d'identifier de potentielles nouvelles niches ou des modifications éventuelles des niches existantes.

Cette analyse met en lumière le fait qu'aucune niche actuelle ne soutienne de manière spécifique l'autoconsommation collective. Une niche supplémentaire peut également être créée pour soutenir l'enjeu lié aux clients vulnérables. Il convient également de constater que certains enjeux, tels que la supervision ou la stabilité du réseau, sont difficilement réalisables dans le cas d'un déploiement par niche car ils ne sont faisables que lorsque le taux de déploiement des compteurs intelligents se rapproche d'un déploiement massif.

Les niches proposées ci-dessous permettent de compléter le modèle des niches indiquées dans les ordonnances.

1.5.2 Création d'une nouvelle niche : Autoconsommation collective

Suite aux consultations des différents acteurs, il est apparu que les barres d'immeubles, grâce à leur surface de toit et à la présence de plusieurs points de raccordement en un seul lieu géographique, représentent des cibles importantes pour les modèles de l'autoconsommation collective. Afin de pouvoir garantir une facturation équitable lors de l'application de tels modèles, les acteurs commerciaux ont besoin de connaître les flux d'injection et de consommation au cours du temps pour tous les points de raccordements participants.

En plus des barres d'immeubles, les autres cibles principales pour le développement de l'autoconsommation collective sont les points de raccordements situés en aval d'une même cabine Basse-Tension. Un tel modèle permet de redistribuer l'énergie par une ou plusieurs installations de production d'énergie renouvelable vers les différents points de raccordements situés dans la même zone géographique.

En plus de faciliter le développement de l'autoconsommation collective, une telle niche permet également d'optimiser les coûts, pour le GRD, liés à l'installation de compteurs intelligents. Au 1er janvier 2018, près de 22% du parc immobilier résidentiel bruxellois était constitué d'immeubles à appartements. Les coûts d'installation sont fortement liés au déplacement sur site et à la mobilisation des ressources. Dans le cadre d'un déploiement massif, le déplacement, la pose et la configuration représentent généralement entre 50% et 70% des coûts liés au déploiement. Encourager le remplacement de tous les compteurs d'une même barre d'immeuble lorsqu'un compteur intelligent doit y être placé permet de mieux rentabiliser le déplacement.

1.9

Le déploiement des compteurs intelligents favorise le développement de modèles d'autoconsommation collective, lesquels permettent d'utiliser l'énergie renouvelable produite localement et d'ainsi réduire les besoins capacitaires du réseau

1.5.3 Création d'une nouvelle niche d'accompagnement : Les consommateurs vulnérables

Dans d'autres régions européennes, notamment en France et au Pays-Bas, une approche spécifique pour les consommateurs vulnérables a été créée afin de répondre à leurs besoins de manière appropriée. Dans le cas de la Flandre et de la Wallonie, un segment a été créé afin de définir les modalités du déploiement et les solutions spécifiques.

Une niche spécifique permet de définir une approche dédiée en ce qui concerne la communication autour de la pose et de l'usage des compteurs intelligents et favoriser la compréhension de ces nouvelles technologies. La création de cette niche a également pour but de répondre à l'enjeu de protection des populations vulnérables. En effet, ces clients vulnérables peuvent subir des impacts négatifs indirects (retard technologique, impossibilité d'acquérir de nouveaux produits tels que les afficheurs déportés, impossibilité de profiter de nouvelles offres avantageuses...) du déploiement des compteurs intelligents chez les clients actifs.

Les retours d'expérience en France démontrent également une demande de la part des ménages précaires de se voir offrir des outils les aidant à maîtriser leurs dépenses relatives à la consommation d'énergie⁴⁰. Une attention particulière s'est également portée sur les éléments pédagogiques qui permettent d'expliquer le fonctionnement de ces outils aux membres des ménages. Une étude et la réalisation de projets pilotes peuvent donc identifier les améliorations possibles de l'accompagnement des clients vulnérables, comme par exemple la mise en place par le GRD d'un service universel de mise à disposition des données de manière compréhensibles par tous les ménages.

1.10

La création d'une niche pour les clients vulnérables permet de définir une approche spécifique d'accompagnement, notamment via un service universel de mise à disposition des données détaillées de la consommation

La nouvelle niche « Consommateurs vulnérables » contient les catégories de consommateurs suivantes :

- Les clients protégés régionaux
- Les utilisateurs du réseau de distribution munis d'un limiteur de puissance
- Les clients protégés fédéraux (bénéficiant du TSS)

1.5.4 Création d'une sous-niche au sein de la niche « Demande de l'utilisateur »

Suite à l'introduction de la composante capacitaire dans les frais d'utilisation du réseau de distribution d'électricité, des demandes de déforçement de la puissance souscrite sont attendues. Une telle intervention ayant un coût pour le GRD sur un compteur classique car impliquant des déplacements et des remplacements de matériels, il est possible de la lier à l'installation d'un compteur intelligent. En effet, le compteur intelligent dispose d'une fonctionnalité permettant de

⁴⁰ Alphéïs, SMART-UP - NEWSLETTER TRIMESTRIELLE DES PARTENAIRES, Juin 2018

modifier à distance la puissance maximale disponible au point de raccordement. Le compteur intelligent peut alors être configuré avec la nouvelle puissance souscrite. Ceci présente également l'avantage de laisser la possibilité à l'utilisateur du réseau de distribution de pouvoir demander une adaptation de sa puissance souscrite à moindre coût, le coût d'une telle opération effectuée à distance étant nettement moins élevé que le coût d'une intervention sur site. Ceci permet également d'éviter au GRD davantage d'interventions lorsque l'utilisateur souhaite modifier la puissance mise à sa disposition pour des raisons différentes (sous-estimation de ses besoins, achat d'un véhicule électrique ou autre installation ayant une charge importante).

1.11

Installer des compteurs intelligents lors de demandes d'adaptation de la puissance maximale permet au consommateur d'avoir une vue plus précise sur son besoin réel et au GRD de réduire ses coûts opérationnels futurs

1.5.5 Couverture des enjeux par les niches de déploiement

Afin de compléter le cadre de déploiement, la majeure partie des enjeux est maintenant couverte par au moins une niche de déploiement grâce aux nouvelles niches proposées :

- Niche d'autoconsommation collective
- Niche de clients vulnérables
- Niche de tarification capacitaire

Ces nouvelles niches de déploiement permettent de compléter des enjeux non-couverts par l'ordonnance, tels que :

- Autoconsommation collective
- Protection du client vulnérable

Certains enjeux ne peuvent être réalisés que lorsque l'entièreté du parc est déployée. Ils ne peuvent donc être associés à aucune niche.

Tableau 10 – Lien direct entre les enjeux et les niches prévues par le cadre optimisé

	Prosumer	Demande URD		>6000 kWh/an	Utilisateur de flexibilité	VE	Stockage et pompe à chaleur	Auto-consommation	Clients vulnérables
		Actifs	Tarif réseau						
Société	Développement des énergies renouvelables et du stockage	✓			✓	✓	✓		
	Support à l'efficacité énergétique		✓	✓			✓		✓
	Autoconsommation collective							✓	
	Protection du consommateur vulnérable								✓
Marché	Développement de nouveaux tarifs	✓	✓	✓		✓	✓		
	Développement de nouveaux services	✓	✓	✓		✓	✓		
	Développement de solutions de flexibilité	✓			✓	✓	✓		
	Gestion de l'approvisionnement								
Réseau	Gestion à distance des opérations	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Dimensionnement du réseau de distribution	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Supervision du réseau de distribution								
	Stabilité du réseau électrique								
URD	Qualité de service au client	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

1.12

Un modèle optimisé correspond à une extension du modèle ordonnance permettant de répondre à davantage d'enjeux, notamment par le déploiement de niches supplémentaires et un système de consentement moins contraignant pour les

activités du GRD. Ce modèle optimise également le fonctionnement du marché en proposant des adaptations de l'ordonnance, élargissant ainsi la réalisation de gains potentiels additionnels.

1.5.6 Remarques concernant le consentement

Actuellement, l'article 24ter § 2 de l'ordonnance bruxelloise précise que pour certaines niches, un consentement explicite de l'utilisateur du réseau (opt-in) est requis pour autoriser le gestionnaire à activer la fonctionnalité communicante du compteur intelligent. De même, pour d'autres niches, l'ordonnance laisse la possibilité, pour l'utilisateur du réseau, de demander explicitement la désactivation de la fonctionnalité communicante du compteur intelligent (opt-out).

Tableau 11 - Niches de déploiement nécessitant l'opt-in ou l'opt-out

Niches	Remplacement compteur	Bâtiment neuf / rénovation	Demandé par URD	Véhicule électrique	>6000 kWh/an	Unité de stockage	Flexibilité	Prosumer
Opt-in	✓	✓	✓					
Opt-out				✓	✓	✓	✓	✓

Le besoin d'autorisation explicite implique qu'une démarche de la part de l'utilisateur est nécessaire. Le GRD craint que seule une minorité des utilisateurs du réseau n'entreprenne cette démarche réduisant ainsi le potentiel d'utilisation des fonctionnalités du compteur et, par conséquent, la réalisation de certains gains. De la même manière, la possibilité laissée aux utilisateurs du réseau de demander la désactivation des fonctionnalités communicantes rend, elle-aussi, difficile la réalisation de certains gains liés à un déploiement quasi massif des compteurs intelligents.

Il convient également de préciser que le règlement général pour la protection des données (RGDP)⁴¹ permet la collecte d'information sans consentement explicite lorsque ces informations sont nécessaires pour les opérations légitimes d'une organisation. Il apparaît donc utile d'évaluer juridiquement l'ordonnance au regard des activités censées être légitimes du GRD (et donc sans consentement explicite du client). Le règlement européen « RGDP » et l'impact de la mise en œuvre des mesures de consentement des clients sur la réalisation des enjeux, seront évalués dans la deuxième section de cette étude.

1.13

Le futur cadre légal régional doit s'appuyer sur la législation européenne existante en matière de protection de la vie privée (RGPD) afin de permettre au GRD de réaliser ses opérations légitimes, essentielles au bon fonctionnement du marché, sans le consentement explicite de l'utilisateur du réseau. Un consentement explicite est toutefois nécessaire pour les applications additionnelles ou non-essentiels au bon fonctionnement du marché ou du système électrique qui pourraient être développées sur base des fonctionnalités des compteurs intelligents.

⁴¹ RÈGLEMENT (UE) 2016/679 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données à caractère personnel et à la libre circulation de ces données, et abrogeant la directive 95/46/CE (règlement général sur la protection des données), Parlement Européen et Conseil, 2016

1.6 Présentation des aspects technologiques du déploiement des compteurs intelligents

1.6.1 Fonctions nécessaires pour la réalisation des cas d'usage

Lors de cette étude, onze fonctionnalités minimales ont été identifiées pour permettre la réalisation de l'intégralité des cas d'usage. Ces fonctionnalités sont développées en annexe E.

Tableau 12 - Rappel des cas d'usage retenus par les acteurs de la région

UC « Sociétaux »		UC « Marché »		UC « Réseau »		UC « URD »	
1	Développement du PV résidentiel	6	Nouvelle structure tarifaire (EnR)	14	Accès à distance aux index	19	Qualité de la fourniture
2	Processus d'équilibrage	7	Tarifcation dynamique	15	Interventions à distance	20	Réclamation client
3	Suivi de l'évolution de la consommation	8	Tarifcation capacitaire	16	Dimensionnement réseau sur base des incidents et projections conso.	21	Conseil client personnalisé
4	Modèles de valorisation des productions décentralisées	9	Facturation sur base de la consommation réelle	17	Actes d'exploitations et mesures de gestion de la demande		
5	Accompagnement des populations vulnérables	10	Gestion demande pour les particuliers	18	Dimensionnement du réseau relatif au parc de VE		
		11	Gestion demande via l'agrégation de points de raccordements	A2	Gestion des congestions		
		12	Produits de réserve	A3	Identification des pertes techniques et non-techniques		
		13	Valorisation des unités de stockage et des batteries	A4	Limitation de puissance lors des surcharges		
		A1	Optimisation de l'approvisionnement	A5	Allocation-réconciliation		

Tableau 13 - Fonctions nécessaires pour l'activation des cas d'usage

Fonction	UC "Sociétaux"					UC "Marché"					UC "Réseau"					UC "URD"											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	A1	14	15	16	17	18	A2	A3	A4	A5	19	20	21	
Consultation des données compteurs	✓	✓	✓		✓				✓				✓				✓	✓					✓			✓	
Relève distance	✓	✓	✓			✓			✓				✓		✓	✓				✓							
Relève en temps réel	✓	✓		✓		✓	✓			✓	✓	✓	✓	✓						✓						✓	
Télé-opérations par GRD																✓									✓	✓	
Activation & coupure à distance par GRD																✓						✓					
Modulation de la puissance de coupure								✓								✓											
Données de qualité de fourniture																✓	✓	✓			✓		✓	✓	✓		
Réconciliation des données																✓							✓				
Registre tarifaire (pricing dynamique)	✓		✓			✓	✓		✓				✓														
Registre tarifaire (tarif capacitaire)			✓					✓																			
Transmission proche temps réel (aval compteur)	✓									✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓			✓						

1.14

Afin de pouvoir réaliser de manière concrète les cas d'usage, le système de comptage intelligent nécessite des fonctionnalités minimales spécifiques, chacune dédiée à un ou plusieurs cas d'usage

1.6.2 Architecture communicante

La mise en place d’une chaîne de communication précise est essentielle dans le modèle de déploiement du système de comptage intelligent. Dans ce cadre, la définition des flux et des périmètres de données des différents acteurs est nécessaire lors de la construction de l’architecture communicante.

Schéma explicatif de l’architecture du système intelligent

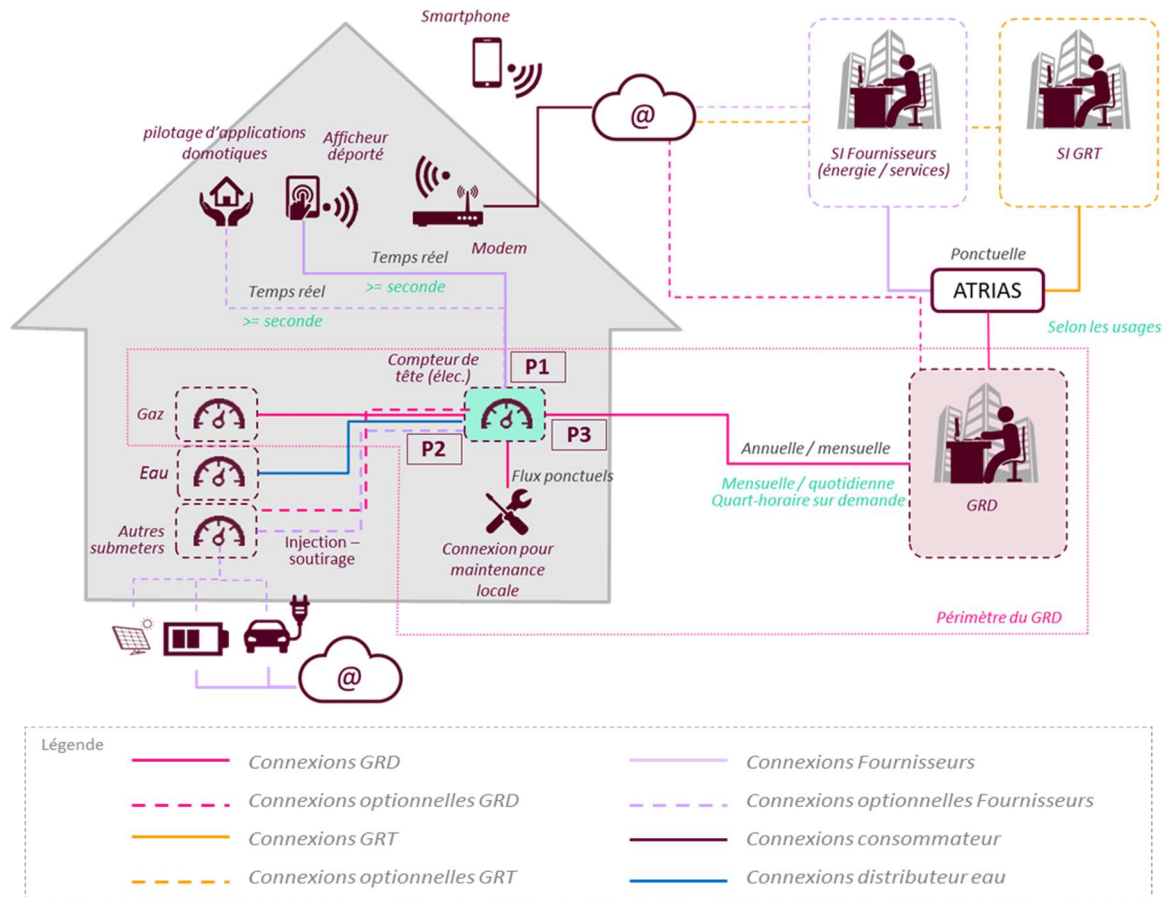


Figure 8 - Architecture communicante pour la Région de Bruxelles-Capitale

Ports de communication des compteurs intelligents

Afin de pouvoir réaliser ses différentes fonctions, le compteur intelligent nécessite des ports de connexion qui lui permettront de transmettre et/ou recevoir des données qui seront ensuite utilisées dans différents usages. Ces connexions peuvent être à sens unique ou bien bidirectionnelles selon les besoins (uniquement transmission de données ou bien réception de commande/d’informations), et peuvent avoir des granularités plus ou moins fines ainsi que des destinataires et des usages différents.

Ces différentes contraintes et spécificités imposent la nécessité de plusieurs ports de connexion :

Port local aval compteur, filaire ou transmetteur radio – Port P1 :

Ce port, à destination du consommateur, a été défini principalement pour l’utilisation d’un afficheur déporté (par exemple dans le cas où une longue distance sépare le compteur intelligent et les pièces de vie). Servant uniquement à transmettre des informations, ce port est unidirectionnel. Sa granularité est de l’ordre de la seconde afin de fournir au consommateur un rendu temps réel de sa consommation. Le choix du type de liaison avec le compteur (filaire, wifi...) dépend de l’architecture des bâtiments (maison, grands bâtiments...) et doit être adapté en conséquence.

Des applications supplémentaires, telles que la liaison aux éléments domotiques de l'habitation, peuvent être envisagées, afin par exemple de pouvoir les piloter à distance et les activer/désactiver en cas de besoin. Celles-ci seront fournies par des acteurs privés. Elles ne seront, par conséquent, soumis à aucune régulation.

Port local pour gestion d'autres compteurs – Port P2 :

Ce port a pour vocation de garantir une connexion possible future entre le compteur intelligent d'électricité et d'autres compteurs de ressources (par l'utilisation du standard IDIS) présents au sein de l'habitation. Les sous compteurs concernés sont notamment le compteur vert, le compteur gaz, le compteur d'eau, le compteur véhicule électrique ainsi que le compteur de batteries. Seuls quatre sous-compteurs peuvent être connectés au port P2. Le standard IDIS ne définissant pas l'entièreté des protocoles de communication, une coordination est nécessaire entre les développeurs de sous-compteur et le GRD afin de s'accorder sur les détails manquants.

Il existe un risque élevé que l'intégralité de ces informations ne soit pas remontée vers le système informatique du GRD via le port P3 notamment pour le compteur vert, le compteur véhicule électrique ou le compteur de batteries. Ces informations seront cependant accessibles via le port P1, permettant leur utilisation par les acteurs concernés. L'objectif est donc de créer une véritable plateforme de supervision et de gestion des ressources à la fois pour le consommateur ainsi que pour les différents acteurs du marché.

Bien que de telles connexions ne soient pas prévues dans le cadre de cette étude, l'implémentation de ports permettant la connexion future des autres compteurs est un aspect à considérer dans sa capacité à influencer de futurs déploiements.

Technologie communicante avec le SI du GRD (bidirectionnel) – Port P3 :

Ce port de connexion, à destination du gestionnaire de réseau, est une composante essentielle de la chaîne de communication intelligente. Bidirectionnel, ce port a pour vocation deux actions principales :

- La transmission des données de consommation du compteur intelligent vers le GRD. Ces données, qui seront ensuite traitées, permettront la réalisation de nombreux cas d'usage du modèle de déploiement.
- La transmission de commande du GRD au compteur intelligent. Cette fonction de pilotage sera également impliquée dans la réalisation de plusieurs cas d'usage du modèle de déploiement.

Le choix de la technologie communicante dépendra de la stratégie de déploiement, les technologies étant adaptées aux contraintes du modèle de déploiement. Il est nécessaire d'utiliser un standard existant pour garantir l'interopérabilité des équipements. Dans ce cadre, la technologie DSMR5 a été identifiée pour le port P1 (branchement d'équipement en aval du compteur) tandis que la technologie IDIS sera utilisée pour le reste de la chaîne de communication.

Flux de données relatives au GRD

Le GRD sera le principal interlocuteur (à distance) avec les compteurs intelligents. En effet, opérant une liaison directe avec les compteurs intelligents (via le port P3), le GRD est l'acteur responsable de la collecte et du traitement des données. La connexion entre le système informatique du GRD étant bidirectionnelle, il pourra également transmettre des commandes aux compteurs intelligents, afin de réaliser différents types d'opérations telles que l'activation/désactivation des compteurs, l'assistance à distance ou bien encore l'équilibrage du réseau.

La granularité de cette connexion reste encore à déterminer. En effet, certains usages requièrent des granularités très fines (quart horaires, infra quart horaire), cependant l'utilisation globale d'une telle granularité a pour conséquence la collection d'une quantité de données considérable, et donc complexe et coûteuse à traiter. La granularité maximale des courbes de charges a donc été évaluée à 15 minutes (unité actuelle du marché de l'énergie).

Le gestionnaire de réseau sert également d'intermédiaire entre le consommateur et les autres acteurs du marché de l'énergie, en partageant les données collectées utiles au gestionnaire de réseau de transport et aux fournisseurs d'énergie.

Pour certaines niches de déploiement, le cadre législatif bruxellois actuel conditionne l'utilisation, par le GRD, de la connexion bidirectionnelle entre son système d'information et le compteur intelligent à l'obtention d'une autorisation « expresse et écrite du client final identifié pour le point de fourniture », c'est l'*opt-in* défini précédemment.

En ce qui concerne les autres niches de déploiements, le gestionnaire peut, par défaut, utiliser la connexion bidirectionnelle. Toutefois, le client final peut « s'opposer à la collecte de données personnelles à distance ». Les modalités de notification par l'utilisateur restent à préciser.

Flux de données relatives au gestionnaire du réseau de transport

Le gestionnaire du réseau de transport interagit de manière indirecte avec les compteurs intelligents de consommateurs. En effet, le gestionnaire de réseau de transport récolte les données dont il a besoin auprès du GRD, via la plateforme du GRD (ou Atrias dans le futur). Ces données lui servent à analyser la consommation des utilisateurs du réseau afin de proposer de nouveaux services en permettant aux consommateurs l'accès aux produits de réserves primaire, secondaire et tertiaire. Ces produits nécessitant une réactivité de l'ordre de la seconde (réserve primaire) jusqu'au quart-heure (réserve secondaire) et au-delà du quart-heure (tertiaire), il est nécessaire que la granularité des informations recueillies soit adaptée à ces réactivités.

Flux de données relatives aux fournisseurs d'énergie et de services

De même que pour le gestionnaire du réseau de transport, les fournisseurs d'énergie récoltent auprès du GRD (via la plateforme du GRD ou celle d'Atrias dans le futur) les données nécessaires pour la mise en place de modèles de tarification, notamment pour l'injection d'énergie, l'autoconsommation collective ou la tarification dynamique. La granularité dépendra également des produits offerts par les fournisseurs, certains produits demandant une granularité plus fine que d'autres (par exemple la tarification dynamique). Ainsi, les fournisseurs récolteront auprès du GRD uniquement les données nécessaires à l'élaboration de chaque produit, avec une granularité adaptée pour chacun, limitant ainsi la quantité de données à recevoir et à traiter.

Les fournisseurs d'énergie ou d'autres acteurs commerciaux pourront cependant interagir directement avec les consommateurs dans leur qualité de fournisseurs de services (avec d'autres acteurs uniquement dédiés aux services) via le port P1 du compteur intelligent. Dans ce cadre, le choix de partage de données dépendra uniquement du consommateur et les données partagées ainsi que leur granularité seront spécifiques aux usages prévus par les différents nouveaux services.

Flux de données supplémentaires

Des potentiels flux de données supplémentaires sont également à prévoir dans le cadre du déploiement des compteurs intelligents. Ceux-ci sont groupables en catégories :

- Les flux relatifs aux submeters (ou sous-compteurs) par l'intermédiaire du port P2 : encore hypothétiques, ces connexions permettraient la récolte de données relatives aux submeters, toujours dans un objectif de gestion intelligente des ressources. Ces connexions dépendront des acteurs responsables des différentes ressources impliquées (Sibelga pour le gaz, Vivaqua pour l'eau, les fournisseurs pour la gestion des énergies renouvelables, des solutions de stockage ou d'autres applications électriques).
- Les flux de données relatives aux nouveaux services, tels que la connexion à des équipements supplémentaires (domotiques).

1.7 Synthèse des observations de la première section de l'étude

- 1.1** Une meilleure connaissance de la production et de la charge présente à tout instant sur le réseau est indispensable pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et améliorer la stabilité du réseau.
- 1.2** La connaissance des flux d'énergie présents à tout moment sur le réseau, permise par le système de comptage intelligent, favorise l'émergence de modèles d'autoconsommation collective.
- 1.3** La protection des populations vulnérables est améliorée par une meilleure compréhension de leur consommation et la mise en place de solutions spécifiques et anticipatives.
- 1.4** Pour les consommateurs ayant une consommation annuelle inférieure à 6.000 kWh et n'étant pas prosumer, l'ordonnance limite à quatre le nombre de plages tarifaires autorisées. Cette restriction influence le potentiel de nouvelles formules de tarification pour les utilisateurs en exprimant le souhait.
- 1.5** Le déploiement des compteurs intelligents favorise l'émergence de nouveaux services basés sur l'accès aux données précises de la consommation et de l'injection d'énergie.
- 1.6** Le déploiement d'un système de comptage intelligent favorise le développement de nouvelles solutions de flexibilité valorisant la capacité de moduler la consommation ou la production des utilisateurs connectés au réseau de distribution.
- 1.7** La connaissance du réseau et des courbes de charge permet d'optimiser les activités des gestionnaires du réseau électrique garantissant la stabilité de leur réseau.
- 1.8** Des mesures d'accompagnement appropriées doivent permettre de renforcer la position centrale du client dans le déploiement des compteurs intelligents afin de renforcer l'attractivité du compteur intelligent et son acceptabilité pour l'ensemble de la population et notamment les populations sensibles et vulnérables. Ces mesures doivent favoriser l'émergence de valeur ajoutée dès la pose du compteur intelligent.
- 1.9** Le déploiement des compteurs intelligents favorise le développement de modèles d'autoconsommation collective, lesquels permettent d'utiliser l'énergie renouvelable produite localement et d'ainsi réduire les besoins capacitaires du réseau.
- 1.10** La création d'une niche pour les clients vulnérables permet de définir une approche spécifique d'accompagnement, notamment via un service universel de mise à disposition des données détaillées de la consommation.
- 1.11** Installer des compteurs intelligents lors de demandes d'adaptation de la puissance maximale permet au consommateur d'avoir une vue plus précise sur son besoin réel et au GRD de réduire ses coûts opérationnels futurs.
- 1.12** Un modèle optimisé correspond à une extension du modèle ordonnance permettant de répondre à davantage d'enjeux, notamment par le déploiement de niches supplémentaires et un système de consentement moins contraignant pour les activités du GRD. Ce modèle optimise également le fonctionnement du marché en proposant des adaptations de l'ordonnance, élargissant ainsi la réalisation de gains potentiels additionnels.
- 1.13** Le futur cadre légal régional doit s'appuyer sur la législation européenne existante en matière de protection de la vie privée (RGPD) afin de permettre au GRD de réaliser ses opérations légitimes, essentielles au bon fonctionnement du marché, sans le consentement explicite de l'utilisateur du réseau. Un consentement explicite est toutefois nécessaire pour les applications additionnelles ou non-essentielles au bon fonctionnement du marché ou du système électrique qui pourraient être développées sur base des fonctionnalités des compteurs intelligents.
- 1.14** Afin de pouvoir réaliser de manière concrète les cas d'usage, le système de comptage intelligent nécessite des fonctionnalités minimales spécifiques, chacune dédiée à un ou plusieurs cas d'usage.

SECTION II :

ANALYSE DES OPPORTUNITÉS ÉCONOMIQUES, ENVIRONNEMENTALES ET SOCIALES DU DÉVELOPPEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS

2.1. Présentation des hypothèses générales et des modèles de déploiement

Les analyses réalisées durant la première section de l'étude ont pour objectif d'alimenter les analyses d'impacts quantitatives et qualitatives de cette seconde section de l'étude. D'une part, différentes variantes du modèle de déploiement étudié dans la première section de cette étude sont proposées et sont évaluées au cours de l'analyse coût-bénéfice. D'autre part, les risques et les opportunités liés aux externalités relevées durant l'identification des enjeux et des cas d'usage sont analysés de manière détaillée au cours de l'analyse qualitative.

2.1.1 Hypothèses générales relatives à l'analyse quantitative

Dans le cadre de l'analyse quantitative, des hypothèses et des paramètres généraux ont été établis. Ces hypothèses sont indépendantes des modèles étudiés et sont influencées par des éléments principalement extérieurs à l'analyse quantitative. Ces éléments sont ici mis en avant étant donné leur influence sur les résultats.

Une analyse de sensibilité sera réalisée par la suite illustrant les écarts occasionnés par la variation des paramètres pouvant être modifiés.

Les paramètres généraux sont :

- **La durée d'analyse**

Durée d'analyse	2020 - 2050
------------------------	--------------------

La durée d'analyse de cette étude quantitative a été établie de **2020 à 2050**. Elle correspond à un déploiement total sur une durée de 15 ans, suivi d'un renouvellement des compteurs intelligents.

- **Le taux d'actualisation**

Taux d'actualisation	4,00%
-----------------------------	--------------

Le taux d'actualisation a été estimé à **4%** par analyse des études de déploiement des pays européens en l'adaptant à la région bruxelloise.

- **La hausse des salaires**

Hausse des salaires	1,5%
----------------------------	-------------

Ce paramètre impacte la majorité des coûts et des gains opérationnels. La valeur utilisée pour cette étude se base sur l'inflation attendue pour le pays. Une hausse annuelle des salaires de **1,5%** prévue par le Bureau Fédéral du Plan⁴² pour la période 2019-2020 a ainsi été utilisée pour la durée complète de l'analyse.

- **L'évolution du prix de l'énergie**

Croissance du prix de l'énergie	4,00%
--	--------------

De même que pour la hausse des salaires, l'évolution du prix de l'énergie a été estimée à partir de l'inflation des prix de l'énergie sur les cinq dernières années⁴³ : elle est égale à **4%**.

- **L'évolution du parc de compteur**

Croissance du parc de compteurs	1500/an
--	----------------

Le parc de compteurs d'électricité de la région bruxelloise est environ à 700.000 compteurs en 2018⁴⁴. Sa croissance est proportionnelle à la croissance du nombre de ménage. Le Bureau Fédéral du Plan prévoit une augmentation de 1200 ménages par an sur la période 2019-2039⁴⁵. Les ménages représentant 78% du parc de compteurs d'électricité à Bruxelles, l'augmentation totale du nombre de compteurs est évaluée à 1.500 nouveaux compteurs par an.

⁴² Bureau fédéral du Plan, *Indice des prix à la consommation - Prévisions d'inflation, 2019*

⁴³ Apere, *Observatoire des prix de l'énergie, 2019*

⁴⁴ Sibelga, *Statistiques 2018*

⁴⁵ BFP et Statbel, *2019-2071 : perspectives*

2.1.2 Description du scénario de référence

Les analyses quantitatives des trois variantes du modèle de déploiement sont réalisées par rapport à un scénario de référence. Ce scénario de référence représente la situation dans laquelle les compteurs classiques (électromécaniques) et bidirectionnels ne sont pas remplacés par des compteurs intelligents.

L'assainissement des coffrets de comptage devant être réalisé dans le scénario de référence, cette procédure n'est pas prise en compte dans le calcul des coûts des modèles de déploiement.

De plus, dans les modèles de déploiement des compteurs intelligents, certains compteurs actuels sont remplacés avant leur fin de vie. Le non-amortissement de ces compteurs ne rentre pas en compte dans l'étude quantitative liée aux compteurs intelligents mais doit intervenir dans les résultats de leurs projets respectifs.

2.1.3 Caractéristiques des modèles de déploiement de l'analyse quantitative

Suite à la section 1 de l'étude, trois variantes de modèle de déploiement peuvent être établies. Elles se distinguent par les enjeux réalisés, le nombre de niches activées et la durée de déploiement.

Dans ce cadre, plusieurs technologies sont également évaluées afin de déterminer quelle serait la plus adaptée au déploiement de compteurs intelligents. Les technologies de communication évaluées sont :

- Les technologies sans fil (4G et NB-IOT) : le compteur intelligent communique avec le système d'information du gestionnaire de réseau au moyen de communication sans fil ;
- La technologie CPL (Courants Porteurs en Ligne) : le compteur intelligent communique en émettant un signal sur les lignes électriques. Les signaux sont envoyés vers un concentrateur, situé habituellement dans les cabines basse-tension. Le concentrateur se charge de la communication avec le système d'information du GRD. Chaque compteur intelligent sert de répéteur pour les signaux provenant d'autres compteurs intelligents afin de compenser la perte du signal relative à la distance parcourue. Cette technologie nécessite une certaine densité géographique des compteurs installés pour assurer le transfert des informations et est donc plus adaptée à des scénarios massifs ;
- Une technologie hybride combinant ces deux technologies.

Modèle de déploiement suivant le cadre de l'ordonnance

Le modèle ordonnance correspond au modèle de base suivant les obligations de l'ordonnance, il correspond au degré minimum de déploiement que devra réaliser le GRD. Dans ce modèle, seules les niches obligatoires et prioritaires sont déployées. Il est considéré que la transition du parc de compteurs actuel vers un parc intelligent sera relativement lente et réalisée sur 30 ans.

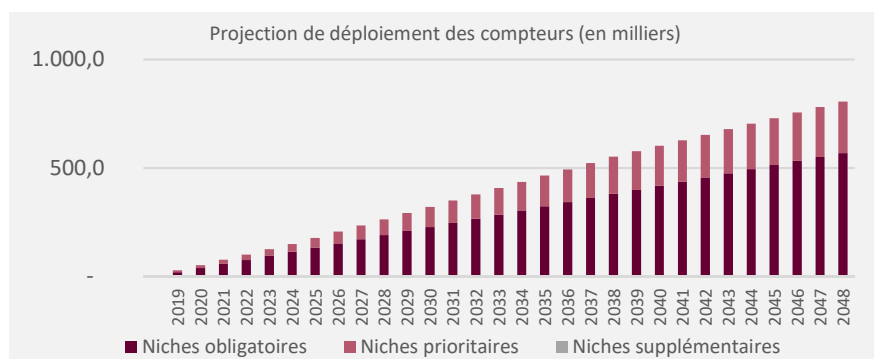


Figure 9 - Projection de déploiement du modèle « ordonnance »

Pour ce modèle, seule une technologie de communication sans fil est envisagée. L'utilisation de technologie telle que le CPL demande un déploiement rapide afin d'activer la fonction communicante des compteurs et n'est donc pas en accord avec ce modèle-ci.

Modèle de déploiement optimisé dans le cadre de l'étude

Le modèle optimisé correspond au modèle intégrant les résultats et les recommandations de la première section de l'étude. Ce modèle a pour vocation d'optimiser le déploiement du système de comptage intelligent en Région de Bruxelles-Capitale, notamment dans la réalisation des enjeux tout en respectant la philosophie de l'ordonnance. Dans ce modèle, en plus des niches obligatoires et prioritaires, des niches supplémentaires sont déployées. Ces niches supplémentaires, dédiées à des enjeux spécifiques, ont pour objectif de maximiser les bénéfices générés par les compteurs intelligents tout en permettant un déploiement plus rapide, accélérant la transition du parc vers un parc intelligent sur une durée de 20 ans. La réalisation des gains est également conditionnée par un alignement de la législation bruxelloise sur le Règlement Général sur la Protection des Données Européen afin de permettre au GRD d'utiliser les données mises à disposition par les compteurs intelligents pour ses usages légitimes sans demander le consentement explicite des utilisateurs du réseau.

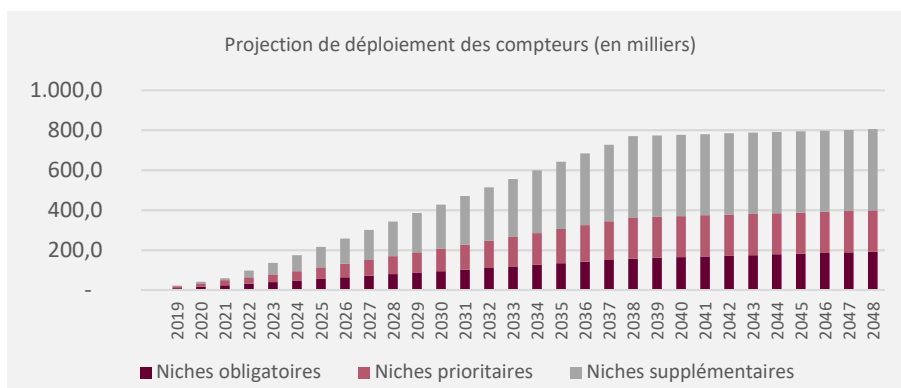


Figure 10 - Projection du modèle de déploiement « optimisé »

Pour ce modèle, en plus de la technologie de communication sans fil, une technologie de communication hybride combinant une technologie sans fil avec la technologie filaire CPL sera envisagée. En effet grâce à cette technologie, il est possible de déployer des compteurs hybrides en premier lieu, communiquant d'abord par technologie 4G, qui passeront en CPL une fois le seuil de saturation du parc nécessaire atteint. Cette technologie est particulièrement adaptée pour un déploiement semi-massif. La technologie CPL ne sera pas envisagée car son potentiel ne peut être pleinement activé que lors d'un déploiement massif permettant une activation rapide de la fonction communicante des compteurs.

Modèle de déploiement massif

Le modèle massif décrit le remplacement intégral du parc de compteurs électriques par des compteurs intelligents en l'espace de quelques années. Ce modèle permet de visualiser l'impact qu'aurait un déploiement généralisé sur le marché de l'énergie bruxellois. Dans ce modèle, le déploiement ne se fait pas de manière segmentée, ainsi une quantité constante de compteurs est déployée chaque année jusqu'à transition complète du parc estimée sur 10 ans.

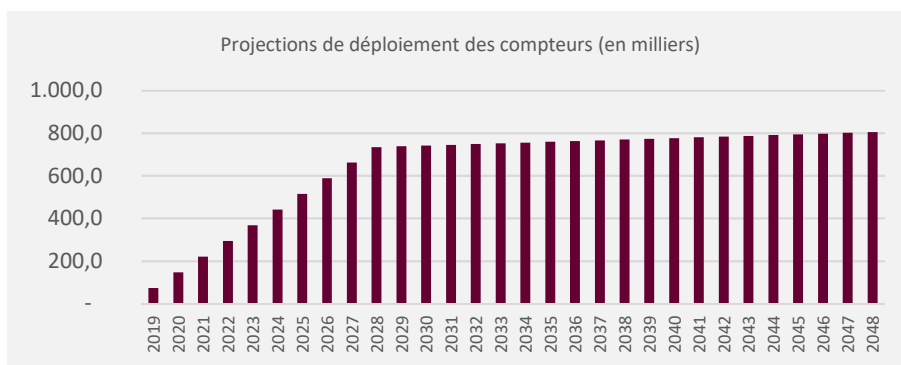


Figure 11 - Projection de déploiement du modèle « massif »

Ce modèle étant massif, il se prête à toutes les technologies. Les technologies 4G/NB-IOT, Hybride et CPL seront ainsi évaluées pour ce modèle.

2.2. Modélisation et résultats de l’analyse quantitative

2.2.1 Méthodologie de l’analyse quantitative

Dans le cadre de l’analyse quantitative, les trois variantes du modèle de déploiement sont étudiées afin d’évaluer l’impact de différents degrés de déploiement sur le marché de l’énergie bruxellois :

- Un modèle « **ordonnance** » : modèle suivant les obligations de l’ordonnance, il correspond au degré minimum de déploiement que devra réaliser le GRD.
- Un modèle « **optimisé** » : modèle intégrant les résultats de la première section de l’étude, ce modèle a pour vocation d’optimiser le déploiement du système de comptage intelligent en région bruxelloise, notamment dans la réalisation des enjeux.
- Un modèle « **massif** » : décrivant le remplacement intégral du parc de compteurs électriques par des compteurs intelligents en l’espace de quelques années, ce modèle permet de visualiser l’impact qu’aurait un déploiement généralisé sur le marché de l’énergie bruxellois.

A chacun de ces modèles sont liés les niches et les enjeux de déploiement décrits précédemment, qui seront respectivement activés et réalisés en accordance avec le degré de déploiement des modèles.

Tableau 14 - Tableau récapitulatif des liens entre modèles, niches et enjeux

		Modèle ordonnance	Modèle optimisé	Modèle massif	
Niches de déploiement	Obligatoires	Remplacement du compteur	✓	Déploiement massif	
		Nouveau raccordement	✓		
	Prioritaires	Véhicules électriques	✓		✓
		Consommation annuelle > 6.000kWh	✓		✓
		Solutions de stockage et Pompes à chaleur	✓		✓
		Mise à disposition de la flexibilité	✓		✓
		Demande de l'utilisateur du réseau	✓		✓
	Supplémentaires	Prosumer et réinjection de l'électricité	✓		✓
		Autoconsommation collective			✓
		Clients vulnérables			✓
	Demande liée à la tarification capacitaire		✓		
Enjeux	Société	Développement des énergies renouvelables	✓	✓	✓
		Support à l'efficacité énergétique	✓	✓	✓
		Autoconsommation collective		✓	✓
		Protection du consommateur vulnérable		✓	✓
	Marché	Développement de nouveaux tarifs	✓	✓	✓
		Développement de nouveaux services	✓	✓	✓
		Développement de solutions de flexibilité	✓	✓	✓
		Gestion de l'approvisionnement			✓
	Réseau	Gestion à distance des opérations	✓	✓	✓
		Dimensionnement du réseau de distribution	✓	✓	✓
		Supervision du réseau de distribution		✓	✓
		Stabilité du réseau électrique		✓	✓
	URD	Qualité de service au client	✓	✓	✓

Des postes de gains et de coûts ont été modélisés afin de quantifier l’impact économique des compteurs intelligents vis-à-vis du scénario de référence. Les différents modèles sont ainsi soumis à ces postes de coûts et de gains pour chaque technologie, permettant ainsi d’établir les solutions les plus économiquement viables et de définir des recommandations sur la stratégie de déploiement. Les modèles prenant en compte les compteurs gaz sont aussi analysés.

Une vue des gains et coûts est également effectuée pour chaque niche de déploiement afin de les prioriser par la suite. Enfin, une analyse de sensibilité permet de mettre en exergue les paramètres dont la variabilité impacte le plus les résultats des différents modèles.

2.2.2 Description détaillée des postes de gains

Les postes de gains sont établis à partir des enjeux de déploiement définis dans la section 1 de l'étude : pour chaque enjeu, des postes de gains sont identifiés, suivant les cas d'usage établis associés à l'enjeu concerné. Chaque poste de gain est ensuite modélisé et quantifié.

Pour chaque poste de gain, des paramètres clés influant sur les résultats sont identifiés, ces facteurs seront ensuite soumis à une analyse de sensibilité dans la suite de l'étude.

Gain - Développement des énergies renouvelables

Le gain de développement des énergies renouvelables correspond aux gains que permettront les compteurs intelligents dans la gestion des énergies renouvelables. Ce gain est à destination des prosumers résidentiels et est ainsi concentré principalement sur le développement du photovoltaïques résidentiels. Afin d'évaluer ce poste de gain, la croissance des prosumers en Région de Bruxelles-Capitale a été estimée à partir des données de la PNEC.

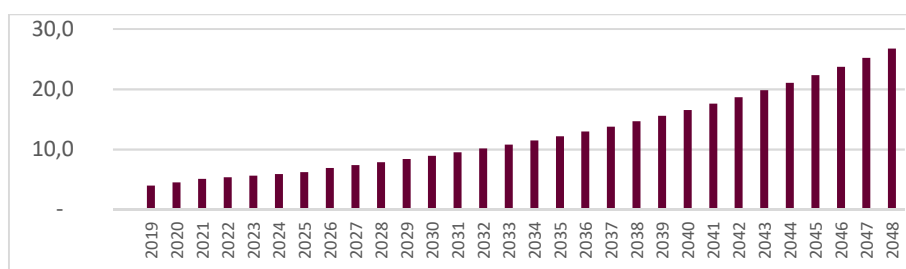


Figure 12 - Croissance du nombre de prosumers résidentiels (en milliers) (estimée à partir des données de la PNEC)

Pour ce poste, deux gains principaux ont été identifiés :

- Le gain sur les compteurs A+/A- :

Actuellement l'installation de panneaux photovoltaïques par un utilisateur du réseau de distribution nécessite l'installation d'un compteur spécifique (bidirectionnel) afin de permettre l'évaluation des parts de production et d'injection d'énergie sur le réseau. Ce compteur est obligatoire et son installation coûte environ 300€⁴⁶ au prosumer. La pose d'un compteur intelligent, dans le cadre d'un déploiement prévu dans le plan d'investissements du GRD, permet au prosumer d'éviter ce coût supplémentaire.

La pose de compteurs intelligents pour l'intégralité des prosumers permettra d'éviter l'investissement dans des compteurs A+/A-, économisant ainsi 300€ par prosumer

- Le gain sur l'injection d'énergie :

Dès janvier 2020, en région bruxelloise, un prosumer pourra, en plus de consommer sa propre énergie, vendre l'énergie qu'il produit aux fournisseurs. Avant la mise en place de ce mécanisme, la production annuelle du prosumer est déduite de sa consommation annuelle, réduisant ainsi le coût de sa facture énergétique. La mesure précise des flux sortants permettront au prosumer de valoriser sa production auprès d'un fournisseur.

L'utilisation de compteurs intelligents permettra de mesurer efficacement l'énergie produite par les installations photovoltaïques, permettant ainsi aux prosumers de vendre leur énergie aux fournisseurs, au prix du marché

Le gain est alors estimé sur base de la différence entre l'ancien et le nouveau mécanisme de facturation des prosumers.

Remarque : Afin d'être au plus proche de la réalité, les factures énergétiques du scénario de référence ont été estimées sans compensation sur le réseau (composante tarif réseau), celle-ci s'arrêtant à partir de 2020.

- **Paramètre clé à évaluer : Croissance du photovoltaïque**

⁴⁶ Sibelga, Tarifs raccordements et compteurs, 2019

Gain - Support à l'efficacité énergétique

Le gain de support à l'efficacité énergétique correspond au gain de réduction de la facture énergétique grâce à une diminution de la consommation permise par une meilleure compréhension des usages via l'accès aux données de consommation. Ce gain s'applique sur l'intégralité des consommateurs équipés d'un compteur intelligent et a été estimé grâce à l'étude des régions et pays voisins réalisée pendant la phase 1 de cette étude.

Tableau 15 - Facteurs d'efficacité énergétique considérés dans les régions et pays voisins

Région bruxelloise	Flandre	Luxembourg	Pays-Bas
0,8% ⁴⁷	2,6%	0,5%	3,5%

Le facteur d'efficacité énergétique pris dans cette étude est équivalent à la valeur la plus faible des régions étudiées, selon la vision conservatrice : il est ainsi égal à 0,5%.

Une réduction de la facture énergétique grâce à une diminution de la consommation permise par une meilleure compréhension des usages

Un consommateur moyen utilisant 3.500 kWh par an diminuera donc sa consommation totale annuelle de 17,5 kWh, économisant ainsi chaque année le coût de ces 17,5 kWh.

Remarque : Le facteur de réduction considéré est très conservateur comparé à la moyenne européenne qui est égale à 3% et aux objectifs d'efficacité énergétique de la région bruxelloise transmis dans le Plan Energie Climat 2030 d'octobre 2019.

➤ **Paramètre clé à évaluer : Facteur d'efficacité**

Gain - Développement de l'autoconsommation collective

Dans cette étude, il est considéré que l'autoconsommation collective sera développée via les compteurs intelligents, grâce à l'accès aux données de consommation détaillées des consommateurs participants.

Le gain estimé pour l'autoconsommation collective correspond à l'intégralité de la valeur créée par les installations d'autoconsommation collective

Dans un premier temps, la croissance de l'autoconsommation collective a été estimée à partir des données de croissance du PNEC, en considérant que l'autoconsommation collective correspond à 22% de la croissance du résidentiel (soit la part des immeubles dans le parc immobilier résidentiel). Le nombre de ménages utilisant l'autoconsommation collective a ensuite été estimé à partir de cette croissance. Les gains par ménage ont été estimés par retour d'expérience de projets d'autoconsommation collective dans les régions environnantes. La valeur la plus faible a été sélectionnée selon la vision conservatrice de la méthodologie, correspondant à une économie de 8% par ménage sur leur facture d'électricité.⁴⁸

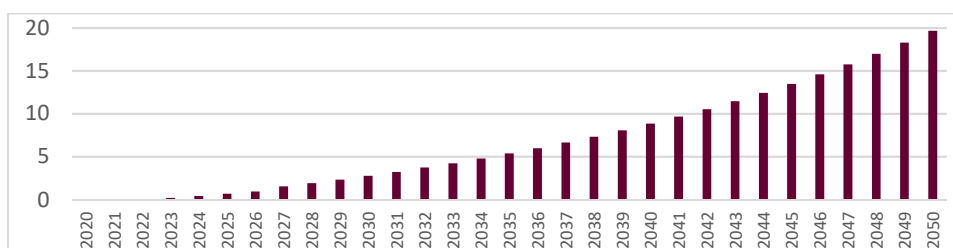


Figure 13 - Croissance de l'autoconsommation à Bruxelles (en milliers) (estimée à partir des données de la PNEC)

De plus, le développement de l'autoconsommation collective, et donc de communautés d'énergie, permet, grâce à une consommation locale d'énergie produite localement, d'envisager l'évitement d'investissements réseau supplémentaires. En effet, le besoin en transport d'énergie via le réseau diminuera avec l'augmentation de communautés d'énergie.

➤ **Paramètres clés à évaluer : Croissance de l'autoconsommation ; Gain par ménage**

⁴⁷ REGION DE BRUXELLES-CAPITALE, Plan Energie Climat 2030, Octobre 2019

⁴⁸ ORES, Juillet 2019

Gain - Protection des clients vulnérables

Selon les éléments définis durant la première partie de l'étude, un consommateur est considéré comme vulnérable :

- S'il détient le statut de client protégé
- Si un limiteur de puissance est installé chez lui (sous réserve de maintien de cette mesure dans le futur)
- S'il bénéficie du tarif social fédéral

Afin de quantifier cette niche, il a été considéré lors de cette section de l'étude que les clients vulnérables seraient associés au nombre de clients de la région bruxelloise bénéficiant du tarif social fédéral additionné au nombre de limiteurs de puissance installés sur des points de fourniture d'électricité, atteignant environ 92.000 clients vulnérables.

Il a ensuite été estimé par retour d'expérience des Pays-Bas que le gain possible pour les clients vulnérables serait de 7% sur leur facture énergétique à condition que des mesures d'accompagnement appropriées⁴⁹ soient mises en place. Selon la méthodologie conservatrice utilisée lors de cette étude, seulement la moitié de ce facteur a été prise en compte.

Un facteur de gain de 3,5% sur la facture énergétique des consommateurs vulnérables générerait un gain conséquent sur l'échelle du déploiement

Un ménage constitué de clients vulnérables ayant une facture annuelle de 617€ (pour une consommation de 3.500 kWh) pourrait réaliser jusqu'à 43€ d'économie par an.

Remarque : De ce gain sociétal ont été déduits des coûts liés aux mesures d'accompagnement permettant d'atteindre un tel pourcentage de réduction de la facture.

- **Paramètres clés à évaluer : Facteur de gain ; Coûts des mesures**

Gain - Développement de nouveaux tarifs

Lors de la première section de l'étude, il a été établi que les compteurs intelligents permettront la mise en place de nouveaux tarifs construits à partir de la consommation réelle des consommateurs. Ce poste de gain est ainsi directement lié à la mise en place de ces nouveaux tarifs à destination des consommateurs.

- Gain de tarification dynamique :

La tarification dynamique, mise en place par les fournisseurs, est basée sur les périodes durant lesquelles l'énergie est consommée. Elle a pour vocation d'aligner le prix de l'énergie avec le coût du fournisseur via des actions des clients, telles que le déplacement des charges, en favorisant les périodes où l'énergie est peu consommée. Cette tarification permet aussi aux fournisseurs d'optimiser leur sourcing de l'électricité, entraînant des coûts plus faibles et ainsi des prix d'électricité potentiellement plus bas.

Un rapport de la Commission Européenne⁵⁰ évalue le potentiel d'économie sur la facture énergétique, découlant de l'utilisation de contrats à tarification dynamique, à au moins 22% pour les ménages dont la consommation d'électricité est faible (consommation annuelle < 1.000 kWh – Bande Eurostat DA). Des gains sont également pressentis pour les autres catégories de consommateurs.

Afin de quantifier les gains liés à cette tarification, une étude des pays ayant mis en place la tarification dynamique a été réalisée, se basant sur les résultats des études « Energy prices and costs in Europe » (European commission, 09/01/2019) et « Dynamic pricing in electricity supply » (Eurelectric, février 2017).

⁴⁹ Rijksoverheid, *Evaluatierapport pilot Prepaid Energie in Nederland*, Avril 2019

⁵⁰ *RAPPORT DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN, AU CONSEIL, AU COMITÉ ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN ET AU COMITÉ DES RÉGIONS* - Prix et coûts de l'énergie en Europe, Commission Européenne, janvier 2019

Tableau 16 - Facteur de gain lié à la tarification dynamique dans les pays utilisant cette tarification

	Finlande	Norvège	Espagne
Bande Eurostat DA ⁵¹	51,34%	58,16%	65,25%
Bande Eurostat DB	30,07%	41,03%	31,96%
Bande Eurostat DC	16,97%	24,46%	17,04%
Bande Eurostat DD	5,76%	11,15%	5,30%
Part de la population utilisant la tarification dynamique	10,0%	65,0%	47%

Suivant la vision conservatrice de la méthodologie, les valeurs les plus faibles ont été sélectionnées.

Il est estimé que 10% des consommateurs utiliseront la tarification dynamique et réaliseront 5,76% d'économie sur leur facture d'électricité

- Le gain de tarification capacitaire :

Les compteurs intelligents, en informant les consommateurs de leur véritable puissance utilisée, leur permettraient de demander des déforçements de puissance, réduisant ainsi la part de frais de distribution de leur facture d'électricité.

En outre, lors de l'introduction d'une composante capacitaire dans les frais liés à l'utilisation du réseau, les informations fournies par le compteur intelligent permettent au consommateur de sélectionner la plage tarifaire la plus appropriée pour ses besoins.

De plus, en raison de la possibilité de modifier la puissance maximale à distance, il est attendu que le coût d'un déforçement réalisé à distance soit inférieur au coût d'un déplacement et d'une modification de fusible.

La tarification capacitaire permet d'améliorer la stabilité du réseau en limitant les surcharges et d'inciter le GRD à développer des mesures de gestion de la demande

Remarque : actuellement les possibilités de changement de puissance ne peuvent être que de plus ou moins de 13,6 KVA, limitant le potentiel de ce gain.

- **Paramètres clés à évaluer : Facteur de gain ; Part de la population participant**

Gain - Développement de nouveaux services

De par leur nature, les nouveaux services liés aux compteurs intelligents et les acteurs associés seront multiples dans les années à venir. Encore peu développés dans les pays ayant déployé des compteurs intelligents, les gains créés par ces nouveaux services n'ont pas été valorisés lors de l'étude quantitative, faute d'estimations précises. Ces nouveaux services et les externalités en résultants seront détaillés dans l'analyse qualitative.

Gain - Développement de solutions de flexibilité

Le but du développement des solutions de flexibilité est de permettre aux consommateurs de valoriser leur flexibilité, notamment via l'accès à des produits d'agrégation et de réserve. Ceci n'est en effet possible que par l'accès aux données quart-horaires et infra quart-horaires qui seront rendues disponibles par le compteur intelligent.

Les compteurs intelligents permettent aux consommateurs de proposer une réserve de puissance au gestionnaire de réseau de transport lors de pics de charge par modulation des charges et ainsi d'être rémunérés pour leur participation au marché de réserve stratégique.

Grâce aux données mises à disposition par les compteurs intelligents, les utilisateurs du réseau de distribution peuvent valoriser leur flexibilité auprès d'acteurs tels que les agrégateurs ou le gestionnaire du réseau de transport

⁵¹ Les bandes Eurostat représentent des segments de consommateurs (ménages) caractérisés par leur consommation annuelle ; DA représentant les plus petits consommateurs et DD les plus gros consommateurs.

Les modulations de charge réalistes possibles lors des 15 heures les plus chargées de la semaine seraient de 3,4% du pic pour les usages classiques et de 19,2% pour les recharges de véhicules électriques⁵². Des études européennes ont évalué les potentiels de flexibilité respectivement à 8 et 45% pour la modulation de la pointe pour les usages classiques et les véhicules électriques⁵³. Suivant la méthodologie proposée, la vision conservatrice a été choisie.

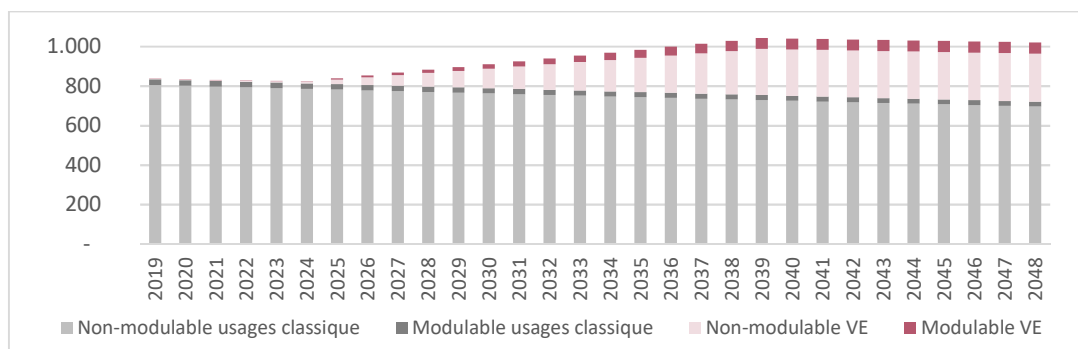


Figure 14 - Evolution du pic de charge en RBC (en MW)

Les consommateurs pourraient alors proposer cette puissance au gestionnaire de réseau de transport pendant environ 780 heures par an (15 heures par semaine pendant 52 semaines) via des produits de flexibilité. Cette puissance serait alors valorisée au prix de la puissance réservée la majorité du temps et au prix de la puissance actuellement appelée, plus élevée, une fraction du temps (le rapport puissance appelée sur puissance réservée est d'environ 7%).

➤ **Paramètre clé : Part de modulation des charges**

Gain - Gestion de l'approvisionnement

La connaissance des données de consommation permettra aux fournisseurs de mieux gérer l'approvisionnement à la fois en produisant des quantités d'énergie plus proches de la consommation réelle, ainsi qu'en privilégiant des énergies moins coûteuses et émettant moins de gaz à effet de serre.

Gain - Gestion à distance des opérations

L'implémentation de compteurs intelligents et communicants en région bruxelloise permettra au GRD de réaliser certaines opérations à distance, améliorant ainsi la qualité de services clients et réduisant ses coûts opérationnels.

Même si ces opérations semblent légitimes pour un distributeur, l'ordonnance impose l'accord du consommateur final pour certaines activités et complexifie encore davantage en imposant cet accord uniquement sur certaines niches. La dépendance vis-à-vis de cette complexité liée aux consentements et refus des clients réduit le potentiel de gains pour le gestionnaire de réseau et entraîne des coûts de gestion supplémentaires.

Le compteur intelligent permet l'exécution de certaines opérations à distance diminuant ainsi les coûts opérationnels du GRD liés aux opérations sur site

Pour la réalisation de cet enjeu, le déploiement du compteur à gaz doit être pris en compte. La nécessité d'une relève du compteur à gaz annule une grande partie des gains créés par la relève à distance des compteurs électricité en raison des nombreux bâtiments étant équipés à la fois d'un compteur électricité et d'un compteur gaz. Deux gains se distinguent :

- Le gain de relève des compteurs : grâce à l'utilisation de la fonction communicante du compteur, le GRD peut relever automatiquement les compteurs, évitant ainsi les déplacements et réduisant les coûts opérationnels.
- Les gains sur les interventions : de même, grâce à la fonction communicante du compteur, le GRD peut réaliser certaines opérations à distance, telles que l'ouverture ou la fermeture du compteur, la modification de puissance, etc. Ceci réduit le temps de déplacement et d'interventions, diminuant les coûts opérationnels du GRD.

⁵² Sia Partners, ESTIMATION DU POTENTIEL TECHNICO-ECONOMIQUE DES MESURES DE MAITRISE DE LA DEMANDE EN ELECTRICITE, Brugel, 2015

⁵³ European Commission, Impact assessment study on downstream flexibility, price flexibility, demand response & smart metering, Juillet 2016

Tableau 17 - Tableau récapitulatif des opérations réalisables à distance

Interventions	Nombre par an	Temps de travail (min)
Move-in	20300	33
LIMPU installation	16100	72
LIMPU removal	12800	33
Cutoff	1000	52
Drop	1700	144
EOC	1300	51
Move-out	1600	25
Déforçement	100	90

Ces opérations à distance permettraient également aux consommateurs d'éviter de devoir prendre congés, si le client qui en fait la demande, pour accueillir les techniciens effectuant les interventions sur site, ce qui améliore la qualité de service aux clients.

Remarque : Il est important de souligner que la plupart de ces opérations (relève, ouverture et fermeture...) concernent également les compteurs gaz. Ainsi, un déploiement de compteurs intelligents uniquement pour les compteurs électricité limitera le potentiel de ce gain, car sans déploiement gaz, les déplacements pour ces opérations devront toujours être réalisés pour les clients disposant des deux sources d'énergie. Une analyse spécifique dédiée au déploiement des compteurs gaz est réalisée dans la suite de l'étude.

- **Paramètres clés : Seuil d'activation de la relève à distance**

Gain - Dimensionnement du réseau de distribution

De même que pour les solutions de flexibilité, le compteur intelligent permettra un meilleur dimensionnement du réseau, notamment par la diminution du pic de charge, grâce au déplacement, dans le temps de certaines charges. Ces coûts évités sont ainsi modélisés sous formes de bénéfices pour le GRD.

Une meilleure gestion de la consommation visant à déplacer les charges en dehors des heures de pointe permettrait de diminuer le pic de charge, allégeant les besoins en équipements du réseau et évitant ainsi des investissements au GRD

- **Paramètres clés : Part de modulation des charges ; Prix du kW évité**

Gain - Supervision du réseau de distribution

L'implémentation d'un système de comptage intelligent permettra au GRD de diminuer ses pertes par une meilleure supervision du réseau de distribution.

Actuellement, le GRD encoure chaque année environ 3% de pertes à la fois techniques et non-techniques (fraude et vol d'électricité). La présence de compteurs intelligents pourrait alors permettre d'agir sur la partie non technique de ces pertes, considérées à hauteur de 50% des pertes, par retour d'expérience.

Les gains augmentent de manière linéaire car ils sont directement proportionnels aux projections de déploiement des compteurs intelligents

- Gain sur les fraudes :

Actuellement, des activités de fraudes consistant à diminuer/ralentir les cadrans des compteurs électromécaniques sont effectuées par certains utilisateurs. Ces opérations, souvent liées au caractère mécanique des compteurs, ne sont pas réalisables sur les compteurs intelligents, réduisant ainsi les pertes non-techniques.

Toute tentative de manipulation malintentionnée du compteur sera également détectée par le GRD, restreignant les possibilités de fraude sur les compteurs intelligents.

- Gain sur les vols d'électricité :

De même que pour les fraudes, des pertes non-techniques sont également enregistrées par le gestionnaire de réseau sous forme de raccordements illicites. Plus difficilement détectables, ces pertes pourront cependant être identifiées par le gestionnaire du réseau grâce à une connaissance exhaustive des données de consommation, en comparant au niveau des cabines basse-tension les données d'énergie injectée dans le réseau avec les données de consommation des clients. Il faut toutefois souligner que ce gain nécessite un déploiement important de compteur pour pouvoir être réalisé.

Une couverture totale, par des compteurs intelligents, des points de raccordement situés en amont d'une cabine basse-tension permet de mesurer précisément les flux entrants et sortants de cette cabine et donne la possibilité au gestionnaire de réseau de détecter les vols d'électricité.

➤ **Paramètres clés : Prix de rachat des pertes**

Gain - Stabilité du réseau de distribution

Ce gain a pour vocation de valoriser la diminution des coupures d'électricité sur le réseau électrique. En effet, selon les données de Sibelga, le temps annuel moyen de coupure par consommateur est estimé à 15 minutes.

Tableau 18 - Temps de coupure moyen annuel à Bruxelles

	2015	2016	2017	2018
Temps de coupure annuelle par client (en min)	19 :31	16 :07	14 :44	11 :42

Par retour d'expérience dans les pays de l'Union Européenne, il est estimé que ce temps de coupure pourrait être réduit de 10% par l'implémentation d'un système de comptage intelligent, notamment par une meilleure gestion des surcharges souvent à l'origine des phénomènes de coupure. L'énergie qui ne serait normalement pas utilisée pendant ces périodes de coupures peut alors être valorisée, créant des bénéfices pour les acteurs de la chaîne de l'énergie.

La réduction du temps de coupure d'électricité peut être valorisée en évaluant la quantité d'énergie non consommée durant ce temps. Cependant, après modélisation, il a été constaté que ce gain est d'une valeur très inférieure aux autres gains dû au temps relativement court de coupure annuel par client, il sera ainsi considéré comme négligeable pour le reste de l'analyse quantitative.

Gain - Qualité du service au client

De même que pour les opérations à distance, l'utilisation des fonctions communicantes des compteurs intelligents permettront d'améliorer la gestion des déménagements par le GRD, notamment des procédures MOZA⁵⁴.

Tableau 19 - Déroulement d'une procédure Moza

	Type	But	Temps
Première visite	Obligatoire	Vérification de l'occupation des lieux	19 min
Deuxième visite	Potentielle	Régularisation de la situation	19 min
Troisième visite	Potentielle	Régularisation de la situation	19 min

En effet, l'utilisation des fonctions communicantes du compteur permettent de vérifier l'occupation des lieux ainsi que la régularisation de la situation en cas d'incidents, ce qui permet d'éviter des visites aujourd'hui nécessaires, facilitant la gestion des procédures MOZA. La première visite reste néanmoins obligatoire mais les secondes et troisièmes visites pourront être évitées et les opérations de fermeture pourront être réalisées à distance.

Le gain est donc valorisé par la quantité de temps gagné, valorisé aux coûts horaires d'un technicien.

Les compteurs intelligents permettent d'améliorer la gestion des déménagements par le GRD et les fournisseurs, améliorant ainsi la qualité de service client

⁵⁴ La procédure MOZA (Move Out Zonder Afspraak) est une procédure demandée par un fournisseur d'énergie et gérée par le GRD. L'objectif est d'identifier un potentiel client et/ou de régulariser une consommation pour laquelle il n'existe pas de contrat enregistré.

Gain - Compteurs électromécaniques évités

Ce gain correspond aux investissements évités dans des compteurs électromécaniques défectueux. En effet, le parc de compteurs de la région bruxelloise est relativement vieux, la majorité du parc de compteurs (70%) arrivera ainsi en fin de vie avant 2048 (date de la fin d'analyse) et devra être remplacée par de nouveaux compteurs.

Le déploiement de compteurs intelligents à travers le parc permettra d'éviter ce remplacement, créant ainsi des bénéfices sur les coûts évités.

Le coût des compteurs électromécaniques qui auraient dû être installés pendant la durée de l'analyse est évité et est donc représenté comme un gain.

Gain - Gains sur le CO2 évité

Dans le cadre des recommandations de l'Union Européenne et des retours d'expériences des pays membres, un gain supplémentaire, non présent dans les enjeux, a été estimé : le gain de CO2 évité grâce aux compteurs intelligents.

Ce gain se base sur trois principales observations :

- La diminution de la consommation électrique réduira proportionnellement le CO2 rejeté par le mix électrique bruxellois ;
- La génération d'énergie renouvelable supplémentaire permise grâce aux compteurs intelligents qui ne génère pas de CO2 ;
- La diminution du pic de charge grâce à la modulation des charges qui permettra de diminuer l'appel d'énergie provenant des sources les plus hautes en émission de CO2, diminuant ainsi ces émissions.

Ces diminutions d'émission de CO2 ont ensuite été sommées puis valorisées au prix de la tonne de CO2.

Les réductions des émissions de gaz à effet de serre liées aux usages pour lesquels un compteur intelligent est nécessaire sont valorisées sur base du prix de la tonne de CO2 et représentent un gain supplémentaire.

2.2.3 Description détaillée des postes de coûts

Coût - Implémentation et maintenance des systèmes informatiques

Il est considéré que l'implémentation des systèmes informatiques sera réalisée préalablement au déploiement des compteurs intelligents tandis que les maintenances annuelles permettront d'assurer le bon fonctionnement des systèmes. Afin de prévenir des dysfonctionnements liés au vieillissement des systèmes, il est estimé qu'un renouvellement sera effectué au bout de 15 ans (date correspondant à la moitié de la période d'analyse).

Les coûts d'implémentation et de maintenance des systèmes informatiques représentent environ un tiers des coûts de déploiement

L'utilisation d'une granularité très fine (infra quart-horaire) sur l'ensemble du système de comptage peut toutefois engendrer un volume de données considérable ainsi que davantage de coûts pour le GRD, notamment en ce qui concerne l'acquisition des données, la chaîne communicante et les systèmes d'information. Une solution possible, selon les usages, est alors de mettre à disposition ces données via un port différent du compteur (tel que le port 1) directement jusque, par exemple, au fournisseur de service de flexibilité.

Le coût des systèmes informatiques dépend uniquement des aspects technologiques utilisés et non du nombre de compteurs, il est ainsi fixe pour tous les modèles utilisant la même technologie et augmente proportionnellement avec la complexification de la technologie (la technologie hybride demandant la gestion de deux technologies coûte ainsi plus cher qu'un système n'utilisant qu'une seule technologie de communication).

➤ **Paramètres clés : Coûts des systèmes informatiques**

Coût - Pose de matériel

Ce coût est relatif aux dépenses opérationnelles liées à la pose des compteurs intelligents. Ce coût comprend ainsi la pose d'éléments tels que les compteurs intelligents et les concentrateurs dans le cas des déploiements impliquant la technologie CPL. Les tableaux de comptage ne sont pas pris en compte car leur assainissement est considéré comme un projet à part déjà prévu dans les plans d'investissements précédents.

Les opérations de pose de compteurs ont ainsi été différenciées selon leur complexité :

- Raccordement d'un nouveau compteur intelligent
- Remplacement d'un compteur électromécanique par un compteur intelligent
- Renouvellement d'un compteur intelligent

Les coûts de pose de matériel sont parmi les plus importants coûts de déploiement et comprennent les opérations de pose des compteurs ainsi que les déplacements nécessaires pour l'installation des compteurs

Les déplacements des techniciens ont également été pris en compte, ce facteur variant selon le mode de déploiement des compteurs, soit réalisé de manière concentrée (ex : raccordement d'un immeuble entier) ou diffuse (ex : remplacement d'un compteur vétuste).

➤ **Paramètres clés : Temps de pose ; Prix horaire d'un technicien**

Coût - Achat de matériel

Ce coût est relatif aux dépenses matérielles qui seront réalisées dans le cadre du projet de déploiement du système de comptage intelligent. Il prend en compte le coût d'achat des compteurs (à la fois lors de la première pose et lors du renouvellement) et des concentrateurs dans le cadre de déploiement utilisant la technologie CPL.

Les coûts de dépenses matérielles dépendent du nombre de compteurs installés, de la vitesse de déploiement et de la technologie utilisée, ce qui explique des variations importantes entre les modèles

La vitesse de déploiement influence le moment où les compteurs de la première génération arriveront en fin de vie et devront être remplacés. Évidemment, la vitesse de déploiement influence également la réalisation des gains.

Bien que les technologies CPL nécessitent des équipements supplémentaires au niveau des cabines basse-tension (les concentrateurs). Ces coûts supplémentaires sont contrebalancés par le fait que les compteurs CPL coûtent généralement moins cher que les compteurs 4G ou NB-IOT.

➤ **Paramètres clés : Prix des compteurs ; Vitesse de déploiement**

Coût - Télécommunications

Ce coût est relatif aux dépenses liées à l'utilisation de télécommunications par les compteurs intelligents. Il correspond ainsi au coût d'utilisation de la fonction communicante par les compteurs et est donc directement proportionnel au nombre de compteurs déployés. Il dépend également de la technologie utilisée.

Les coûts de télécommunication dépendent fortement de la technologie communicante choisie mais restent relativement faibles par rapport à l'échelle du déploiement

Par retour d'expérience de déploiement de compteurs intelligents, il a été estimé que les coûts de télécommunications des compteurs utilisant la technologie 4G/NB-IOT sont plus élevés que ceux utilisant la technologie CPL. Cependant, quelle que soit la technologie utilisée, ces coûts représentent moins de 10% du total des coûts du déploiement.

Coût - Mesures d'accompagnement et de communications

Ce coût est relatif aux dépenses liées aux mesures d'accompagnement et de communication visant à la bonne acceptation des compteurs intelligents par la communauté. Il comprend ainsi les coûts des campagnes de communication et de sensibilisation, les envois de courriers aux clients, la mise en place d'une plateforme web d'accompagnement et les ressources humaines associées à la bonne mise en œuvre du projet. Ils ont été évalués de manière uniforme pour tous les modèles et toutes les technologies.

Les coûts des mesures d'accompagnement et de communications sont principalement présents au début du déploiement et restent largement inférieurs aux coûts principaux

Néanmoins, les accompagnements prévus spécifiquement pour les clients vulnérables et les populations sensibles doivent être maintenus sur le long terme.

Coût - Consentement

Ce coût représente le manque à gagner relatif à la politique de consentement liée à l'activation de la fonction communicante du compteur. En effet, la non-activation de la fonction communicante par une partie de la population aurait un impact majeur sur les bénéfices générés par les compteurs intelligents, créant un manque à gagner pour la société représenté ici sous forme de coût.

Une politique de consentement contraignante met en péril la réalisation de nombreux gains et ainsi la rentabilité globale du déploiement des compteurs intelligents

Les campagnes de communication et de sensibilisation ont également pour objectif de minimiser cet impact. Cependant il a été estimé que la conservation du procédé de consentement explicite nuirait fortement au projet. Il convient également de s'assurer que la législation bruxelloise respecte le Règlement Général sur la Protection des Données et permet aux GRD d'exercer ses activités légitimes sans le consentement explicite des utilisateurs du réseau de distribution.

Recommandation : Afin d'assurer la viabilité économique du projet, les usages légitimes du GRD (jugés nécessaires pour le bon fonctionnement du marché de l'énergie) ne devraient pas être affectés par les politiques de consentement.

➤ **Paramètre clé : Proportion de clients ayant donné leur consentement**

2.2.4 Synthèse des résultats des modèles de déploiement

Le tableau suivant présente les résultats de l'analyse quantitative pour les différents modèles et technologies. Pour chacune des configurations sont affichés les résultats totaux (nets actualisés) ainsi que les résultats attendus par compteur par an.

Tableau 20 - Synthèse des résultats financiers des différents modèles de déploiement

	Modèle 1: Ordonnance		Modèle 2: Optimisé		Modèle 3: Massif			
	Total	Par ménage/an	Total	Par ménage/an	Total	Par ménage/an		
4G / Nb IOT	Gain	+131 M€	5,50 €	+194 M€	8,19 €	+248 M€	10,46 €	
	Coût	-226	-9,51 €	-193	-8,15 €	-219	-9,22 €	
	Total	-95	-4,01 €	+1	+0,04 €	+29	+1,24 €	
Hybride	Gain	Technologie non considérée en raison de la complexité technique trop élevée au regard des gains potentiels					+281 M€	11,84 €
	Coût						-207	-8,72 €
	Total						+74	+3,12 €
CPL	Gain	Non recommandée en raison de la création de valeur réduite dans le cadre d'un déploiement non massif					+297 M€	12,50 €
	Coût						-190	-8,01 €
	Total						+107	+4,49 €

Négatif
Neutre
Positif

Bien que potentiellement génératrice de gains supplémentaires (vis-à-vis de la technologie sans-fil), la technologie hybride n'apparaît actuellement pas comme suffisamment mature et nécessiterait la coexistence de deux technologies de communication en parallèle.

2.1 L'utilisation de la 4G est préférée dans le cas d'un déploiement par niche, ainsi que pour assurer l'interopérabilité technique entre les régions, la Wallonie et la Flandre proposant un déploiement de compteurs intelligents sans fil

Le modèle ordonnance 4G génère un résultat final négatif, notamment en raison de l'absence de certains gains non réalisables en raison des contraintes définies par l'ordonnance. En effet, ce modèle est fortement pénalisé par le consentement qui est spécifique pour la Région et proposé de manière complexifiée dans l'ordonnance car différent selon plusieurs cas d'usage.

Suite à la réalisation d'enjeux supplémentaires, les résultats du modèle optimisé sont globalement neutres. Cependant, ils impliquent des modifications dans la continuité de la philosophie de l'ordonnance : révision de la politique de consentement, du périmètre de déploiement et des niches de déploiement.

Le déploiement massif s'éloigne de la philosophie de l'ordonnance dans sa logique des niches de déploiement et de la gestion du consentement, mais semble exploiter au maximum les fonctionnalités du compteur intelligent. Ce modèle offre des libertés dans le déploiement pour plus de bénéfices et reste positif.

2.2 Au-delà d'un déploiement optimisé, l'analyse démontre la possibilité de créer davantage de valeur à travers un modèle qui tend vers un déploiement massif

2.2.5 Décomposition des coûts et gains pour les différents modèles

Les valeurs totales nettes actualisées de chaque poste de gains et coûts sont décomposés ci-dessous pour les modèles Ordonnance 4G, Optimisé 4G, et Massif 4G, les gains étant organisés par enjeu.

Modèle Ordonnance

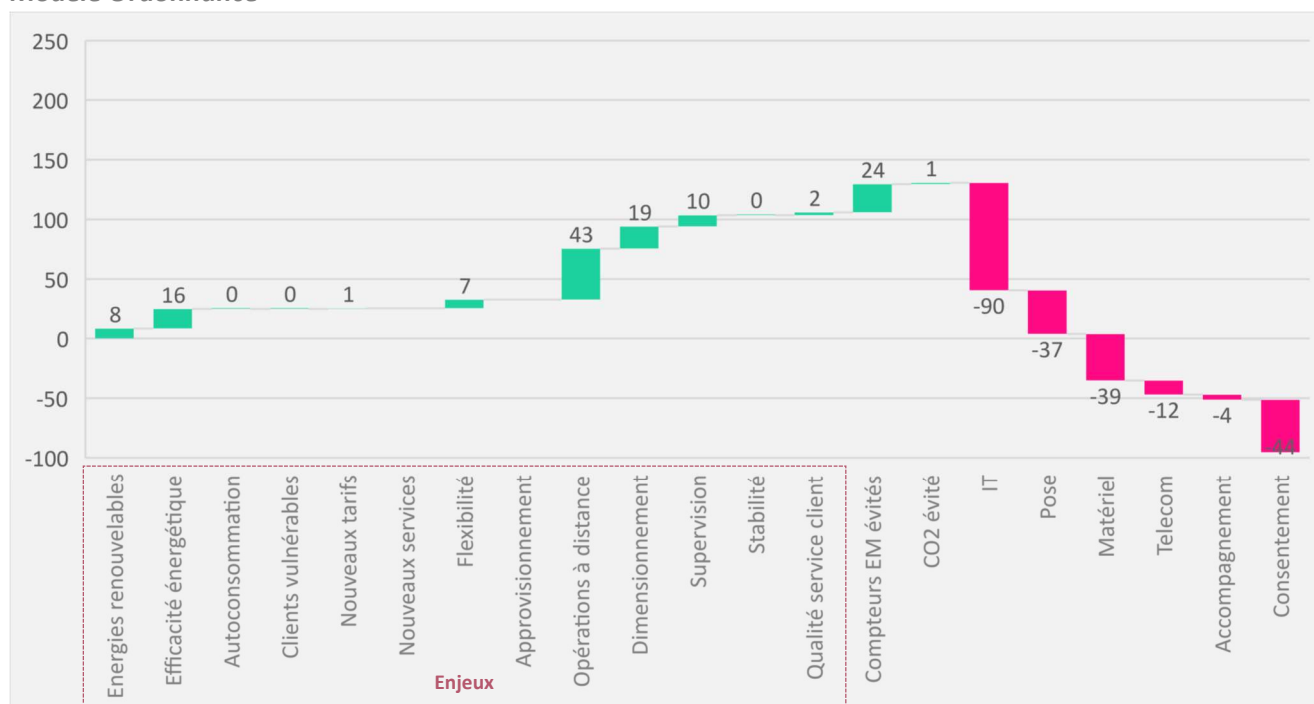


Figure 15 - Projections des gains et coûts (en M€) du modèle ordonnance

Pour rappel des hypothèses utilisées :

- La technologie utilisée est la 4G.
- Seules les niches obligatoires et prioritaires sont activées.
- Le parc de compteurs est remplacé sur une durée de 30 ans.

Les gains principaux du modèle optimisé se retrouvent dans les opérations à distance, les investissements évités dans des compteurs électromécaniques, le dimensionnement du réseau, l'efficacité énergétique et la supervision. Les coûts principaux se trouvent dans l'implémentation et la maintenance des systèmes informatiques, l'achat et la pose de matériel.

Des gains sont néanmoins limités en termes d'opération à distance pour le modèle ordonnance. De plus, près de 20% des coûts se retrouvent dans la définition du consentement, ce qui n'est pas le cas dans les autres modèles.

2.3

Le modèle ordonnance génère un résultat final négatif dû à l'absence de certains gains non réalisables en raison des contraintes définies par l'ordonnance. Ce modèle est fortement pénalisé par le consentement qui est proposé de manière complexifiée dans l'ordonnance car différent selon plusieurs cas d'usage.

Tableau 21 - Résultats par acteur du modèle ordonnance

	Gains	Coûts	Résultats nets
Pour le GRD	97 M€	220 M€	-123 M€
Pour les URD	33 M€	2 M€	31 M€
Pour la société	1 M€	4 M€	-3 M€
Pour les fournisseurs ⁵⁵	/	/	/ M€

⁵⁵ Aucune donnée numérique concernant les coûts et les gains pour les fournisseurs n'a été communiquée dans le cadre de cette étude.

Modèle Optimisé

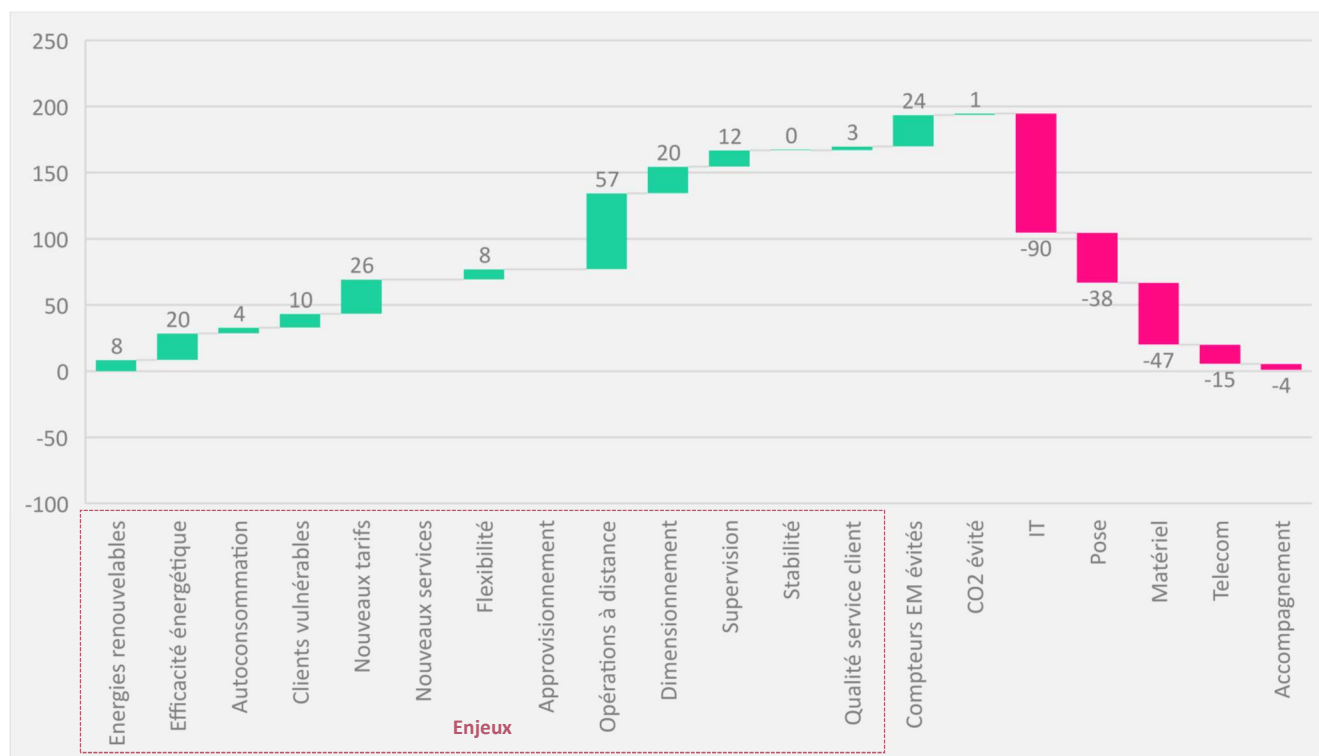


Figure 16 - Projections des gains et coûts (en M€) du modèle optimisé

Pour rappel des hypothèses utilisées :

- La technologie utilisée est la 4G.
- Toutes les niches, en ce comprises les niches supplémentaires identifiées, sont activées.
- Le parc de compteur est remplacé sur une durée de 20 ans.

Dans le cas du modèle optimisé, les coûts sont limités par la suppression du consentement. Les opérations à distance et la tarification dynamique permettent les deux plus grands gains, suivis par les investissements évités dans des compteurs électromécaniques défaillants, l'efficacité énergétique et le dimensionnement.

Comme pour le modèle ordonnance, les coûts principaux se trouvent dans l'implémentation et la maintenance des systèmes informatiques, l'achat et la pose de matériel.

2.4

Suite à la réalisation d'enjeux supplémentaires identifiés par l'étude, les résultats de ce modèle restent globalement neutres. Cependant, ce modèle implique des modifications dans la continuité de la philosophie de l'ordonnance : révision de la politique de consentement, du périmètre de déploiement et des niches de déploiement.

Tableau 22 - Résultats par acteur du modèle optimisé

	Gains	Coûts	Résultats nets
Pour le GRD	116 M€	189 M€	-73 M€
Pour les URD	81 M€	/ M€	81 M€
Pour la société	9 M€	17 M€	-8 M€
Pour les fournisseurs	/	/	/ M€

Modèle Massif

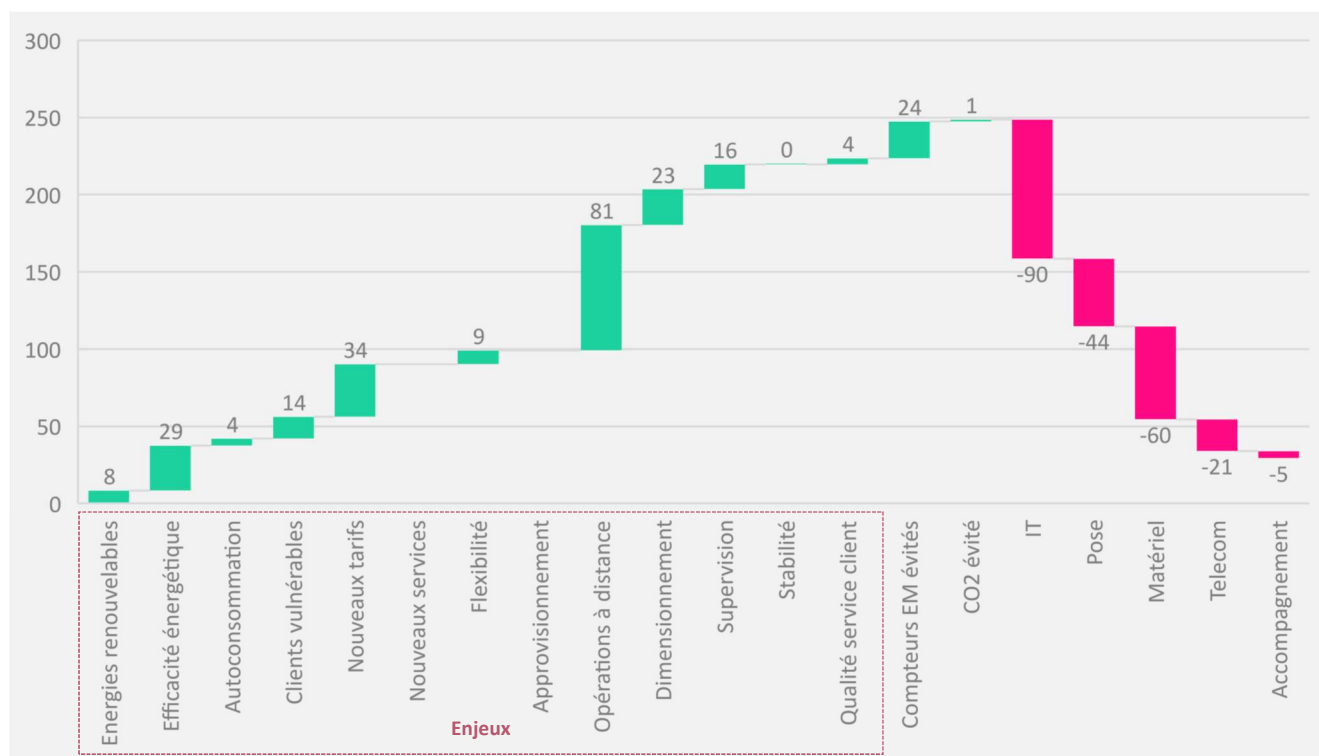


Figure 17 - Projections des gains et coûts (en M€) du modèle massif

Pour rappel des hypothèses utilisées :

- La technologie utilisée est la 4G.
- Le parc de compteur est remplacé sur une durée de 10 ans.

De même que pour le modèle optimisé, le modèle massif ne présente pas de coûts dus au consentement. Comme énoncé précédemment, le modèle massif permet d’exploiter au maximum les fonctionnalités des compteurs intelligents. En effet, les gains sur les opérations à distance représentent plus de 30% des gains totaux. Ceux-ci sont suivis par les gains sur la tarification dynamique, sur l’efficacité énergétique, sur les investissements évités dans des compteurs électromécaniques défectueux et enfin sur le dimensionnement du réseau. De manière générale, les gains augmentent lorsque le déploiement se déroule plus rapidement.

Comme pour les deux autres modèles, les coûts principaux se trouvent dans l’implémentation et la maintenance des systèmes informatiques, l’achat et la pose de matériel.

2.5

Bien qu’il s’éloigne de la philosophie de l’ordonnance, le déploiement massif semble exploiter au maximum les fonctionnalités du compteur intelligent. Ce modèle offre des libertés dans le déploiement pour plus de bénéfices et reste positif.

Tableau 23 - Résultats par acteur du modèle massif

	Gains	Coûts	Résultats nets
Pour le GRD	148 M€	215 M€	-67 M€
Pour les URD	106 M€	/ M€	106 M€
Pour la société	11 M€	22 M€	-11 M€
Pour les fournisseurs	/ M€	/ M€	/ M€

2.2.6 Gains et coûts supplémentaires issus du déploiement de compteurs intelligents gaz

Pour rappel des hypothèses utilisées :

- Les compteurs gaz sont déployés en parallèle des compteurs électriques.
- Les coûts supplémentaires du compteur gaz sont liés au matériel et à la pose. On considère que la communication se fait via le compteur électrique déjà existant.
- Les gains supplémentaires du compteur gaz sont l'efficacité énergétique, les opérations à distance et les gains relatifs aux compteurs électromécaniques évités.

Tableau 24 - Synthèse des résultats financiers des différents modèles de déploiement avec gaz

Compteurs gaz (4G/NB IOT)		Modèle 1: Ordonnance		Modèle 2: Optimisé		Modèle 3: Massif	
		Total	Par ménage/an	Total	Par ménage/an	Total	Par ménage/an
		Gain	+144 M€	6,08 €	+257 M€	10,81 €	+273 M€
Coût	-282	-11,87 €	-261	-10,96 €	-304	-12,79 €	
		-138	-5,79 €	-4	-0,15 €	-31	-1,30 €

Face à un business case négatif, il est recommandé que l'éventualité d'un déploiement gaz soit envisagée avec prudence.

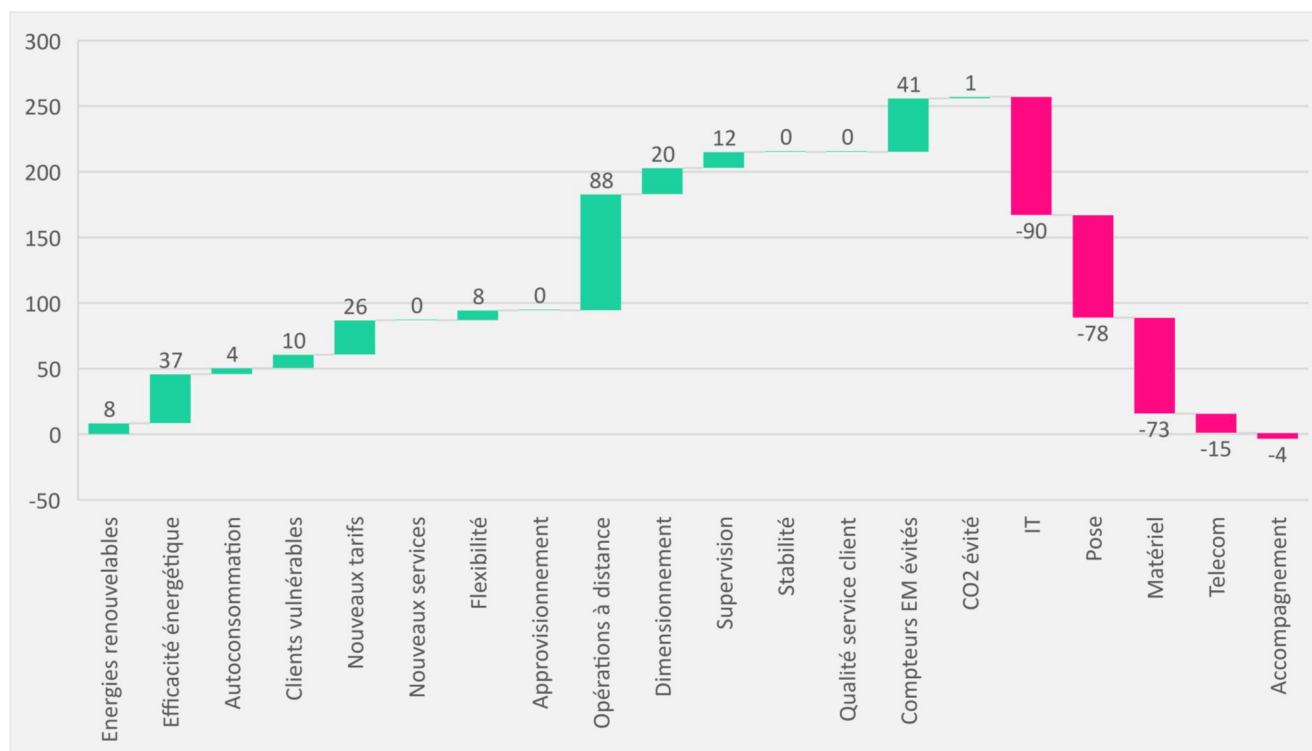


Figure 18 - Projections des gains et coûts (en M€) du modèle optimisé + gaz

Les poses de compteurs intelligents gaz sont plus complexes que celles des compteurs électriques, expliquant les coûts de pose conséquents dans la projection des postes de gains et de coûts du modèle optimisé avec gaz. Les coûts de déploiement sont ainsi très importants et dépassent les gains générés par un rajout des compteurs gaz. De plus, une alimentation électrique sera toujours tout autant nécessaire dans 30 ans, ce qui est moins garanti pour le gaz dans un contexte annoncé de décarbonation, ce qui diminuerait considérablement la rentabilité d'un tel déploiement.

2.6

Après analyse, il s'avère que le déploiement supplémentaire de compteurs intelligents gaz entrainerait des coûts additionnels, et serait néfaste au projet de déploiement rendant le business case négatif pour les trois modèles

2.2.7 Analyse approfondie des niches de déploiement et recommandation de priorisation

Afin d'évaluer la rentabilité des niches de déploiement, les gains et coûts associés à chacune d'elles ont été évalués.

Tableau 25 - Nombre de compteurs déployés et destinataire des gains pour chaque niche de déploiement

	Prosumers	VE	Clients vulnérables	>6MWh	Tarification capacitaire	Auto-consommation	Demande de l'utilisateur	Unités de stockage
Nombre de compteurs déployés	20.000	76.000	65.000	105.000	2.000	340.000	2.000	2.000
Destinataire des gains	Prosumers	GRD et utilisateurs de flexibilité	Clients vulnérables	Gros consommateurs	URD ayant besoin d'un déforcement	L'auto-consommation collective	Clients demandant un CI	GRD et utilisateurs de flexibilité



Figure 19 - Projections des résultats (en €/compteur/an) pour chaque niche de déploiement

L'analyse des niches de déploiement est ici détaillée sur base d'un modèle de déploiement à business case positif.

Les gains des niches diffèrent car certains gains sont associés à des niches spécifiques, comme par exemple les gains dégagés grâce aux mesures d'accompagnement pour les clients vulnérables. De même, les coûts des niches diffèrent car ils dépendent des chroniques de déploiement. Les coûts et gains fixes n'ont pas été pris en compte, n'influant pas sur les niches directement.

Les niches les plus avantageuses sont celles ayant le meilleur rapport gains associés/compteurs déployés. Inversement, toutes les niches n'ayant pas de gains associés ont les mêmes coûts et gains.

2.7

Les niches prosumers, véhicules électriques, clients vulnérables, gros consommateurs, tarification capacitaire et autoconsommation ont, dans cet ordre, montré des résultats globalement positifs et plus performants que les autres niches. Un déploiement anticipé des niches permet de générer des gains dès la mise en place de la chaîne communicante avec le marché.

Remarque : La niche « utilisateur de flexibilité » est directement ventilée à travers les autres niches.

2.2.8 Analyse de sensibilité

Dans le cadre de l'analyse quantitative, une analyse de sensibilité a été réalisée sur les paramètres principaux de l'étude afin d'identifier ceux ayant le plus d'influence sur le résultat final. Ci-dessous se trouvent quelques clés de lecture :

- L'analyse de sensibilité a pour but d'étudier l'impact de chaque paramètre sur le résultat de l'analyse quantitative ;
- Pour chaque paramètre étudié, la valeur de référence utilisée provient d'un modèle de déploiement massif ;
- Les valeurs extrêmes utilisées pour l'analyse de sensibilité sont représentées en gras dans le graphe ;
- La variation engendrée sur le résultat total actualisé du modèle est représentée par les barres de l'histogramme, exprimée en millier d'euros sur l'axe horizontal.

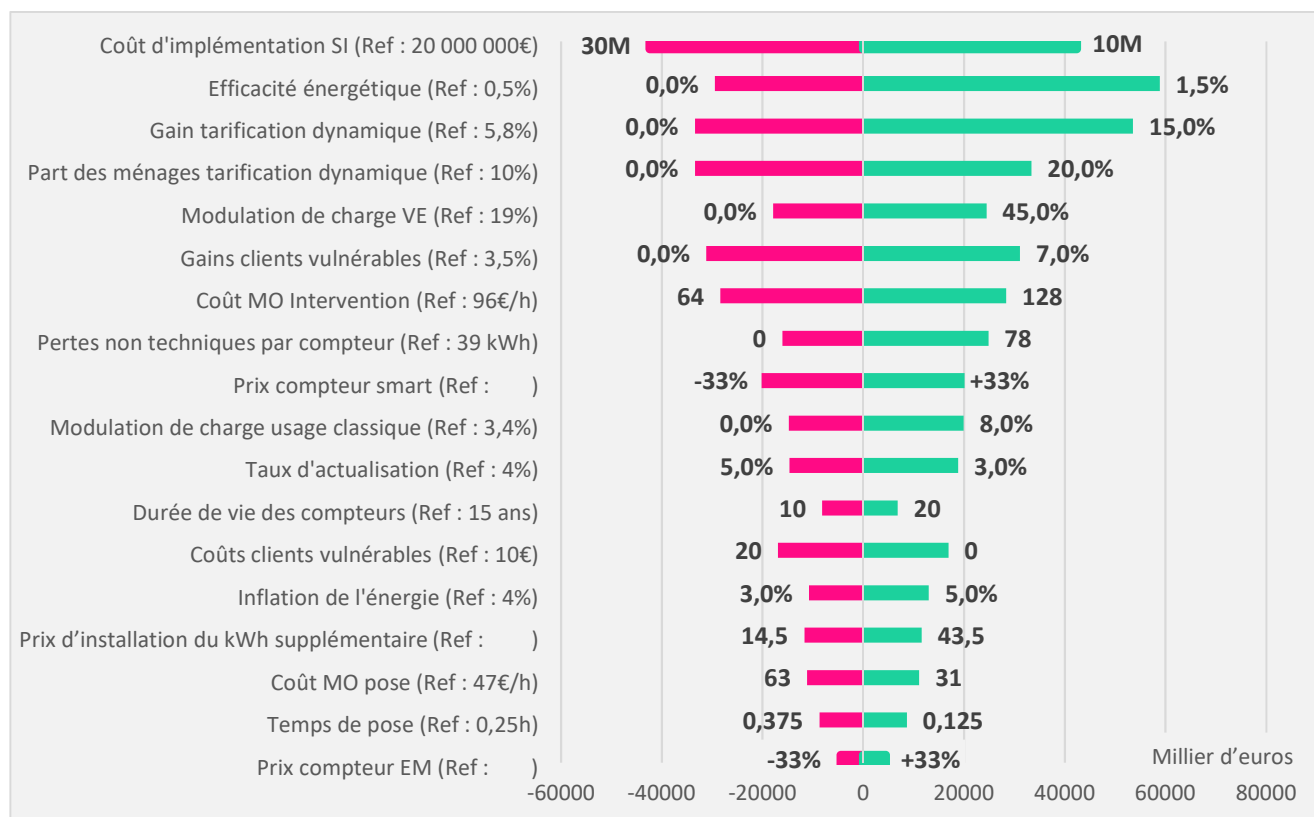


Figure 20 - Analyse de sensibilité du modèle positif

A l'issue de cette analyse, il apparaît que trois facteurs sont prédominants sur le résultat final de l'analyse quantitative :

- Le coût d'implémentation des SI ;
- L'efficacité énergétique ;
- La tarification dynamique (gain et part de ménages participant).

2.8

Les réductions de la consommation liées à l'installation d'un compteur intelligent ont une grande influence sur le résultat final de l'analyse coûts-bénéfices. Les objectifs en matière d'efficacité énergétique peuvent être plus ambitieux. Des mesures complémentaires devraient permettre de favoriser ces réductions.

2.3. Analyse qualitative

2.3.1 Méthodologie de l'analyse qualitative

Le but de l'analyse qualitative est d'évaluer les risques et les opportunités résultant du déploiement des compteurs intelligents sur différents sujets selon trois axes : social, environnemental et économique. Il est important de préciser que seuls les aspects non quantifiables dans cette étude et non quantifiables économiquement ont ici été étudiés. Ceux retrouvés dans l'analyse quantitative ne se retrouvent donc pas dans l'analyse qualitative.

1. Lors de l'analyse qualitative, dix externalités ont ainsi été étudiés selon la répartition suivante :

Tableau 26 - Les externalités étudiées lors de l'analyse qualitative

Aspects sociaux	Aspects environnementaux	Aspects économiques
1. Evolution des prix et des tarifs	7. Recyclage des anciens compteurs	9. Développement de nouveaux services
2. Cybersécurité et protection des données	8. Développement de la mobilité électrique	10. Nouveaux acteurs et barrières à l'entrée
3. Protection des utilisateurs		
4. Qualité et accès de l'information		
5. Emissions de champs magnétiques		
6. Amélioration du service et de la satisfaction client		

Pour chacun de ces sujets, un niveau de risque et d'opportunité est évalué et des mesures de mitigation des risques et de favorisation des opportunités sont proposées.

2. Dans un souci de bonne représentation des différents utilisateurs du réseau de distribution, quatre types d'utilisateurs ont été définis. Ceux-ci seront impactés de différentes manières par la mise en place des compteurs intelligents.

Tableau 27 - La description des types d'utilisateurs étudiés lors de l'analyse qualitative

	#1 – Population sensible	#2 – Ménage	#3 – Jeune et connecté	#4 – Petite entreprise
Age	72 ans	52 ans, 50 ans, 18 ans, 16 ans, 10 ans	24 ans	48 ans
Niveau d'éducation	Bas ; manque de maîtrise de la langue française	Haut, maîtrise des langues FR, NL et EN	Diplôme d'enseignement supérieur ; maîtrise des langues FR, NL et EN	Diplôme d'enseignement professionnel ; maîtrise des langues FR et NL
Consommation annuelle	1.896 kWh	4.637 kWh	1.422 kWh	99.000 kWh
Contrôle de son budget	Contrôle régulièrement l'évolution de son budget lié à sa consommation d'énergie	Contrôle de la facture annuelle	Aucun contrôle de son budget	Contrôle régulièrement son budget lié à sa consommation d'énergie
Activité sur le marché	Peu active sur le marché de l'énergie ; pas à l'aise avec les offres et les outils de comparaisons disponibles	Actifs sur le marché ; intéressés par les nouveaux produits	Peu actif sur le marché	Très actif sur le marché afin de réduire son budget
Utilisation des nouvelles technologies	N'utilise pas les nouvelles technologies	Familiers avec les nouvelles technologies et outils informatiques	Familier avec les nouvelles technologies et outils informatiques	Peu familier avec les nouvelles technologies ; habitué au contact humain

3. Les différents impacts des dix externalités ont été analysés sur les acteurs impliqués dans la mise en place des compteurs intelligents, étant :

- Les utilisateurs du réseau (population sensible, ménage, jeune et connecté, petite entreprise) ;
- La société en général ;
- Le GRD ;
- Les fournisseurs.

Ces externalités ont été placées sur une matrice définissant la probabilité (faible ou élevée) de chaque externalité ainsi que leur niveau d'impact (positif ou négatif) sur l'acteur en question. Le placement des externalités s'est fait après l'étude de chacune au croisement de sources et de discussions avec le comité de suivi.

Cette matrice présente des catégories en fonction du niveau d'impact et de la probabilité de l'externalité :

- **Inacceptable** : Externalité à impact très négatif et probabilité très élevée.
- **Grave** : Externalité à impact très négatif et probabilité peu élevée ou à impact peu négatif et probabilité très élevée.
- **Problématique** : Externalité à impact très négatif et probabilité faible ou à impact peu négatif et probabilité peu élevée.
- **A surveiller** : Externalité à impact très ou peu négatif et probabilité très faible.
- **A optimiser** : Externalité à impact très ou peu positif et probabilité très faible.
- **Avantages à développer** : Externalité à impact très positif et probabilité faible ou à impact peu positif et probabilité peu élevée.
- **Avantages** : Externalité à impact très positif et probabilité peu élevée ou à impact peu positif et probabilité très élevée.
- **Avantages essentiels** : Externalité à impact très positif et probabilité très élevée.

Des mesures d'atténuation des risques sont alors définies pour les externalités jugées d'*inacceptable* à « à surveiller » pour chaque acteur étudié. Ces mesures représentent alors des recommandations, lesquelles seront explicitées à travers des actions dans la feuille de route de la troisième section de cette étude.

2.3.2 Analyse des externalités : Aspects sociaux

Les aspects sociaux correspondent aux sujets touchant directement les consommateurs tels que la protection des consommateurs, l'évolution des prix et des services et les conséquences sanitaires.

Evolution des prix et des tarifs

Le déploiement d'un système de comptage intelligent permet aux fournisseurs et gestionnaire du réseau de mettre en place de nouvelles offres tarifaires. Celles-ci sont basées sur un nombre plus important de plages horaires (respectivement des échelles de puissances) et ont pour vocation d'encourager les comportements vertueux tels que le déplacement des charges pour par exemple limiter les pics de charge sur le réseau. Les offres actuellement présentes en Europe^{56,57,58} sont :

- Time of use : cette offre mène à la définition de plages tarifaires horaires (supplémentaires aux plages heures pleines, heures creuses). Les prix de chaque plage peuvent être fixes ou variables et annoncés un jour à l'avance selon les modèles. Par exemple, les fournisseurs français ont mis en place des heures « super creuses » ainsi que des tarifs week-end.
- Critical Peak Pricing : cette offre prend en compte le pic maximal annuel avec des prix spécifiques.
- Real-Time Pricing : à travers cette offre, le prix de l'énergie est transmis au consommateur en temps réel et celui-ci peut réagir en fonction du prix.
- Tarification de la puissance : ici, le prix est proportionnel à l'échelon de puissance demandée.

L'impact des compteurs intelligents sur la facture d'électricité du consommateur dépendra du résultat économique du projet de déploiement. A court terme, la facture pourrait augmenter afin de compenser les coûts d'installation des compteurs mais devrait ensuite diminuer grâce aux bénéfices engrangés par les acteurs de l'énergie.

	Utilisateurs du réseau				Société en général	GRD	Fournisseurs
	Population sensible	Ménage	Jeune & connecté	Petite entreprise			
Evolution des prix et des tarifs							

Pour les populations sensibles, il existe un risque de complexification des offres ne leur permettant pas de tirer profit des nouvelles offres. Les jeunes et connectés peuvent perdre l'intérêt dans les tarifs, n'ayant pas comme priorité de réduire

⁵⁶ European Parliament, *Effect of smart metering on electricity price*, 2012

⁵⁷ Eurelectric, *Dynamic pricing in electricity supply*, 2017

⁵⁸ European Parliament, *Energy price and costs in Europe*, 2019

leur consommation d'énergie. Il est donc nécessaire de motiver l'intérêt des tarifs en affichant le prix de l'énergie, via une interface dédiée, avec une communication claire et précise lors de lancement de nouvelles offres et un accompagnement pour s'assurer de leur compréhension.

2.9

Les populations sensibles doivent être accompagnées afin d'assurer leur bonne utilisation des compteurs intelligents et d'éviter des situations discriminatoires. Les populations sensibles peuvent en effet être moins satisfaites de l'arrivée des compteurs intelligents que les autres utilisateurs du réseau.

Au contraire, de nouveaux tarifs permettent aux ménages et petites entreprises, soucieux de leur facture énergétique, une meilleure gestion de leur énergie étant plus adaptée à leurs usages réels. Cela permet au GRD le déplacement des pics de charge et aux fournisseurs d'offrir des offres personnalisées.

Risques	Opportunités
<ul style="list-style-type: none"> • Risque de complexification des offres. • Risque d'augmentation de la facture due à la consommation en heure de pointe (en cas de tarification dynamique). 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestion de l'énergie plus adaptée aux usages réels. • Diminution du pic par déplacement des charges. • Réduction de la facture par l'usage de comportement vertueux.
Mesures de mitigation des risques	Mesures d'optimisation des opportunités
<ul style="list-style-type: none"> • Communication claire et précise lors de lancement de nouvelles offres. • Affichage du prix de l'énergie sur le compteur (temps réel et historique). 	<ul style="list-style-type: none"> • Sensibilisation sur les effets bénéfiques de la diminution du pic de charge.

Cybersécurité et protection des données

L'accès aux données de consommation à une granularité suffisamment fine créerait une quantité importante de données personnelles. Une analyse malveillante de ces données pourrait avoir des impacts potentiels négatifs sur le consommateur (discrimination des prix, profilage, sécurité). En plus de simplement analyser les données de consommation, le risque, en cas de piratage, est une utilisation malintentionnée, telle que l'ouverture ou la coupure du compteur.⁵⁹

Conscient de ces risques, l'Union Européenne a rédigé un rapport spécifiquement dédié à la gestion de ces données personnelles, « Recommendations for Privacy, Data Protection and Cyber-Security in the Smart Grid Environment », qui a pour but d'accompagner les pays membres dans la gestion des données. Les données de consommation, étant considérées comme des données personnelles, sont d'ailleurs encadrées par le RGPD et l'ordonnance. Le GRD de son côté a l'obligation de réaliser l'analyse sur la sécurité des données telle que définie par l'UE. Ces recommandations ainsi que cet encadrement ont pour vocation de contrôler l'utilisation des données par les acteurs du marché de l'énergie et d'établir des protocoles de sécurité permettant de protéger les données des utilisateurs de tentatives d'attaques.

A ce jour, un seul cas de piratage de compteurs intelligents a été reporté, à Puerto Rico en 2009⁶⁰. Celui-ci a été orchestré par des employés du fournisseur qui déréglaient les compteurs pour faire baisser les factures (en échange de rémunération) et n'était donc un cas d'attaque ni massive, ni externe. Des cyberattaques importantes contre des acteurs de l'énergie ont été reportées par le passé, cependant aucune n'avait de lien avec les compteurs intelligents et la majorité provenait d'erreurs humaines. Les craintes que les systèmes se retrouvent dépassés par la technologie ont également été soulevées, cependant, les systèmes seront mis à jour régulièrement grâce à la capacité de communication des compteurs.

	Utilisateurs du réseau				Société en général	GRD	Fournisseurs
	Population sensible	Ménage	Jeune & connecté	Petite entreprise			
Cybersécurité et protection des données							

Au regard des utilisateurs, le risque de cyberattaque peut remettre en question leur sécurité et leur confiance en le GRD. Afin d'atténuer ce risque, le GRD se doit de mettre en place des mesures de sécurité « by design » et « by default » lors de l'implémentation de l'infrastructure. Il est important de rappeler que ces mesures de mitigation sont déjà appliquées.

⁵⁹ European Parliament, *Effect of smart metering on electricity price*, 2012

⁶⁰ Commission de l'éthique en science et en technologie, *Transparence, perception du risque et liberté de choix: Au-delà des impacts sur la santé*, 2012

Des audits annuels des systèmes permettent d’assurer une cybersécurité au long-terme.

2.10

Le GRD doit mettre en place des mesures de sécurité lors de l’implémentation de l’infrastructure de gestion des compteurs afin d’assurer la cybersécurité des compteurs intelligents et éviter que les utilisateurs du réseau ne remettent en question leur confiance en le GRD, lequel verrait sa réputation détériorée

Risques	Opportunités
<ul style="list-style-type: none"> • Utilisation malintentionnée des données. • Risque de discrimination des prix. • Risque de profilage. • Risque de sécurité personnelle. • Risque relatif au réseau de distribution. 	
Mesures de mitigation des risques	Mesures d’optimisation des opportunités
<ul style="list-style-type: none"> • Mise en place de mesure de sécurité « by design » et « by default » lors de l’implémentation de l’infrastructure. • Utilisation de technologie plus complexe à attaquer (filaire...). • Audits réguliers des systèmes de sécurité. 	

Protection des utilisateurs⁶¹

Il existe le risque qu’une tarification dynamique peut avoir tendance à dicter le comportement des consommateurs et/ou à favoriser les personnes possédant un compteur intelligent. Le cadre de l’ordonnance limite actuellement le nombre de plages associées à ces tarifs au nombre de quatre et oblige les fournisseurs à continuer les offres actuelles. Ces offres n’ont donc pas pour vocation de favoriser les personnes possédant un compteur intelligent mais à encourager les comportements vertueux, notamment en déplaçant la consommation lors des pics de charge, afin de réduire les factures d’énergie ou participer aux efforts environnementaux.

Il a été soulevé l’hypothèse que les compteurs intelligents accroissent la captivité des clients aux fournisseurs d’énergie ou de services par dépendance à un élément technologique. Cependant, il a été démontré au Royaume-Uni que les compteurs intelligents permettent un changement plus facile de fournisseurs, notamment grâce aux relèves à distance et aux facturations basées sur des données de consommations réelles et non estimées⁶². De même, il a été soulevé l’hypothèse que les compteurs intelligents peuvent être défavorables aux populations sensibles contrôlant mal les outils numériques.

	Utilisateurs du réseau				Société en général	GRD	Fournisseurs
	Population sensible	Ménage	Jeune & connecté	Petite entreprise			
Protection des utilisateurs							

Une étude dédiée aux solutions spécifiques et aux mesures d’accompagnement pour les clients sensibles est souhaitable afin d’identifier les solutions possibles (par exemple : application de suivi de la consommation, afficheur déporté, développement de modèles prédictifs à des fins préventives, partage des informations avec les services sociaux) et d’évaluer les avantages et les inconvénients. Les mesures d’accompagnement doivent être définies en collaboration avec les acteurs sociaux (institutionnels - CPAS ou indépendants) et les clients eux-mêmes. De même pour les solutions à apporter aux éventuelles situations discriminatoires pour les clients ne possédant pas de compteurs intelligents.

2.11

Des évaluations récurrentes du déploiement des compteurs intelligents et de leur impact sur le marché de l’énergie permettent de découvrir d’éventuelles situations discriminatoires

⁶¹ Department for Business, Energy & Industrial Strategy, *Smart Meter Roll-out Cost-Benefit Analysis*, Août 2016

⁶² SmartEnergyGB, *Smart meters and energy usage*, Mai 2019

Grâce aux données de comptage, des situations présentant un risque de surendettement peuvent être plus facilement détectées. Des mesures appropriées doivent permettre d'éviter l'apparition de telles situations, permettant donc une réduction budgétaire pour le GRD.

Risques	Opportunités
<ul style="list-style-type: none"> • CI défavorables aux populations sensibles contrôlant mal les outils numériques. • Risque de captivité accrue lié à une dépendance aux CI. • Risque de discrimination relative aux services exclusifs aux CI. • Les clients classiques risquent de payer davantage de primes de risque que les clients possédant un compteur intelligent. • Les clients classiques risquent de payer davantage afin de compenser les erreurs d'allocation (non applicables pour les clients équipés d'un CI). 	<ul style="list-style-type: none"> • Meilleur accompagnement des clients grâce à des conseils personnalisés basés sur les données de consommation réelles. • Des situations de surendettement peuvent être évitées. • Accès aux nouvelles offres et nouveaux services.
Mesures de mitigation des risques	Mesures d'optimisation des opportunités
<ul style="list-style-type: none"> • Etudier les solutions à apporter aux situations discriminatoires. • Accompagnement des clients sensibles dans l'utilisation des compteurs. 	<ul style="list-style-type: none"> • Accompagnement des consommateurs sensibles dans leur utilisation des compteurs intelligents.

Qualité et accessibilité de l'information⁶³

La connaissance des données de consommation est un des avantages principaux des compteurs intelligents car elle permet de nombreux cas d'usage, notamment l'optimisation de la consommation énergétique. Cette connaissance améliorée des flux d'énergie sur le réseau favorise, pour le GRD, des prises de décisions se basant sur des informations plus précises, notamment en ce qui concerne l'équilibrage et le dimensionnement du réseau. Les compteurs intelligents représentent une première étape vers le développement de la région bruxelloise en tant que SmartCity⁶⁴.

Afin de pouvoir comprendre sa consommation, le consommateur doit avoir accès à des informations d'une certaine qualité. Une granularité horaire est notamment nécessaire pour identifier quels usages sont les plus énergivores. La mise en place d'un historique de consommation permet au consommateur de visualiser l'évolution de sa consommation et d'identifier les comportements vertueux. Des études ont également démontré que l'utilisation d'un afficheur déporté avait un potentiel plus important que les plateformes et applications⁶⁵. Elles s'adressent en effet à une population plus large en rendant l'accès plus facile contrairement aux plateformes qui nécessitent une action de la part du consommateur. Ainsi en 2017, seul 1,5% des gens ayant un compteur Linky s'étaient inscrits au portail d'Enedis.

	Utilisateurs du réseau				Société en général	GRD	Fournisseurs
	Population sensible	Ménage	Jeune & connecté	Petite entreprise			
Qualité et accessibilité de l'information							

Les populations sensibles peuvent rencontrer des difficultés quant à la compréhension des informations fournies par les compteurs intelligents. De plus, il existe un risque d'effet drawback lorsque les comportements vertueux n'adhèrent pas, notamment chez les jeunes et connectés. Ceci, avec la passivité des consommateurs, peut alors mener à un faible taux d'inscription aux supports de visualisation.

2.12

Afin d'optimiser le potentiel des compteurs intelligents, il est nécessaire que les données puissent être facilement accessibles par le consommateur et que les nouveaux services liés aux compteurs soient clairement explicités

Risques	Opportunités
<ul style="list-style-type: none"> • Risque de faible inscription aux supports de visualisation dû à la passivité. • Risque d'effet drawback. • Risque de mauvaise compréhension des données. 	<ul style="list-style-type: none"> • Optimisation de la consommation par une bonne compréhension des usages. • Les communautés d'énergie sont favorisées par un meilleur partage de l'information. • Prise de conscience des utilisateurs de leur consommation grâce à l'envoi de Billing Information mensuels.

⁶³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 5 juillet 2017.

⁶⁴ Brussels Smart City

⁶⁵ van Elburg, *Real-time smart meter feedback to kick-start consumer interest*, Juin 2015

Mesures de mitigation des risques	Mesures d'optimisation des opportunités
<ul style="list-style-type: none"> Mise en place de home display ou d'actions encourageant l'accès aux plateformes. Mise en place de services adaptés à la bonne compréhension des clients. 	<ul style="list-style-type: none"> Accompagnement/communication sur le long terme pour s'assurer que les habitudes soient conservées. Proposer un service universel d'accès aux données par le GRD.

Emissions de champs magnétiques

Les radiofréquences (RF) sont classées par le Centre international de recherche sur le cancer (CIRC) comme « probablement cancérigènes pour l'homme »⁶⁶. Ceci est basé sur la découverte d'un lien possible entre l'utilisation du téléphone cellulaire et un type spécifique de tumeur cérébrale. Étant donné que les compteurs intelligents émettent des rayonnements RF, il est possible qu'ils augmentent le risque de cancer. Néanmoins, la multiplication des sources d'expositions au RF et le faible niveau d'exposition au compteur intelligent rend presque impossible de prouver ou réfuter un lien entre la présence de celui-ci dans un logement et le développement d'un cancer^{67,68,69}. En effet, dans pratiquement toutes les conditions de déploiement, les densités de puissance RF des émissions des compteurs intelligents resteront d'un ordre de grandeur au moins en-dessous des niveaux d'exposition maximale admissible de la Région de Bruxelles-Capitale pour le grand public (3 V/m à 900 MHz) en amont et aval du compteur⁷⁰. De même, dans le cadre d'une étude réalisée par l'Université de Gand, il a été démontré que les RF des compteurs intelligents tombent sous les normes autorisées en toutes circonstances⁷¹.

Il est aussi important d'analyser l'impact des ondes électromagnétiques induites par les compteurs communicants sur les personnes souffrant d'électrosensibilité. Celles-ci souffrent de leurs symptômes à la proximité ou à l'usage d'équipements électriques et qui résultent en des degrés variables d'inconfort ou de mauvaise santé perçue. L'expertise de l'ANSES⁷² met en évidence la grande complexité de la question de l'électrohypersensibilité (EHS), tout en concluant à l'absence de preuve expérimentale solide permettant d'établir un lien de causalité entre l'exposition aux champs électromagnétiques et les symptômes décrits par les personnes se déclarant EHS.

NB : Bruxelles Environnement est en charge de l'étude des champs électromagnétiques émis par les compteurs intelligents.

	Utilisateurs du réseau				Société en général	GRD	Fournisseurs
	Population sensible	Ménage	Jeune & connecté	Petite entreprise			
Emissions de champ électromagnétiques							

Cette externalité entraîne certains risques qui sont à surveiller dans le cas des utilisateurs du réseau. En effet, si ceux-ci sont mal informés des études existantes sur les champs électromagnétiques des compteurs intelligents, des refus concernant leur installation peuvent être rencontrés. Cela aurait un impact sur le déploiement des compteurs intelligents et sur le niveau de confiance du GRD. Il est donc nécessaire de faire preuve de transparence, de communiquer de manière proactive sur les études existantes et d'intégrer les associations de consommateurs à des ateliers pédagogiques sur ces sujets. Concernant les risques d'électrosensibilité, il faut pouvoir, le cas échéant, proposer des solutions alternatives pour les personnes effectivement diagnostiquées électrosensibles.

Risques	Opportunités
<ul style="list-style-type: none"> Mauvaise publicité pour le GRD et les instances dirigeantes. Dégradation du niveau de confiance dans le GRD. Mauvaise information concernant les niveaux d'émission menant à une mauvaise perception par les utilisateurs. Risque d'apparition de symptômes chez les personnes électrosensibles. Refus d'installation de la solution communicante par les utilisateurs. 	<ul style="list-style-type: none"> Augmentation du niveau de confiance dans le GRD.
Mesures de mitigation des risques	Mesures d'optimisation des opportunités

⁶⁶ Centre international de Recherche sur le Cancer, LE CIRC CLASSE LES CHAMPS ELECTROMAGNETIQUES DE RADIOFREQUENCES COMME "PEUT-ETRE CANCEROGENES POUR L'HOMME, 2011

⁶⁷ ANSES, Rapports de l'Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement du travail

⁶⁸ CRIIREM, Rapports du centre de recherche et d'information indépendantes sur les rayonnements électromagnétiques

⁶⁹ European Commission, Potential health effects of exposure to electromagnetic fields (EMF), Janvier 2015

⁷⁰ American cancer society

⁷¹ Aerts, et al., Emissions from smart meters and other residential radiofrequency sources, Mai 2019

⁷² ANSES, *Hypersensibilité aux ondes électromagnétiques*, Mars 2018

<ul style="list-style-type: none"> • Faire preuve de transparence et communiquer sur les études existantes. • Intégrer les associations de consommateurs à des ateliers pédagogiques sur des sujets autour des compteurs communicants. • Evaluation de l'électrosensibilité. • Proposer des solutions alternatives pour les personnes électrosensibles. 	
---	--

Amélioration du service et de la satisfaction client

Les compteurs intelligents mènent à plusieurs avantages pour les consommateurs :

- Plus de confort : Relevé à distance ; Meilleure gestion des déménagements, des ouvertures et fermetures ; Interventions plus simples et plus rapides ; Réduction des coupures ; Accès à de nouveaux services.
- Plus de précision : Diminution des erreurs de facturation ; Fin des factures estimées.
- Plus de pédagogie : Visualisation de sa propre consommation d'énergie.

De plus, les consommateurs peuvent être indemnisés en cas de coupure de courant de plus de 6 heures. Les compteurs intelligents peuvent faciliter la détection de ces coupures et ainsi favoriser la réclamation des indemnités.

La satisfaction des consommateurs commence par une participation dès, voire même avant, l'installation du compteur intelligent. Il est question d'accompagner les consommateurs pour s'assurer d'une bonne compréhension du système et des nouveaux services et de permettre une communication claire et précise lors de lancement de nouvelles offres.

En étudiant des retours des expériences, 81% des utilisateurs de compteurs intelligents au Royaume-Uni en sont satisfaits et en recommandent l'utilisation⁷³. En France, 85 % des utilisateurs Linky se disent satisfaits du service fourni par le GRD. Enfin, Enedis reporte un taux de plainte diminué d'un facteur 5 après pose des compteurs intelligents⁷⁴.

	Utilisateurs du réseau				Société en général	GRD	Fournisseurs
	Population sensible	Ménage	Jeune & connecté	Petite entreprise			
Amélioration du service et satisfaction client					/		

Les populations sensibles, suite à la complexification des offres et à la mauvaise compréhension des technologies, peuvent être moins satisfaits de l'arrivée des compteurs intelligents que les autres utilisateurs du réseau.

Pour le GRD et les fournisseurs, les compteurs intelligents permettent une amélioration du service client.

Risques	Opportunités
<ul style="list-style-type: none"> • Insatisfaction suite aux risques présentés dans les externalités précédentes. • Augmentation des réclamations des utilisateurs envers le GRD. 	<ul style="list-style-type: none"> • Amélioration du service pour les clients. • Prise de connaissances automatisée des coupures afin d'entamer un processus d'indemnisation.
Mesures de mitigation des risques	Mesures d'optimisation des opportunités
<ul style="list-style-type: none"> • Combinaison des mesures d'atténuation des externalités précédentes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Combinaison des mesures d'optimisation des externalités précédentes.

2.3.3 Analyse des externalités : Aspects environnementaux

Recyclage des anciens compteurs

Les enjeux du recyclage sont multiples. D'un point de vue environnemental, le recyclage de compteurs permet de privilégier le réemploi, de maximiser la valorisation de matière et enfin de permettre une valorisation énergétique. De manière sociétale, cela incite à avoir recours aux emplois du secteur du travail protégé et adapté, ainsi que du secteur de l'insertion. Enfin, des points de vue économique et industriel, le recyclage des compteurs peut optimiser les prestations de collecte et les processus de valorisation économique, ainsi qu'assurer la traçabilité des matériels.

⁷³ SmartEnergyGB, *Smart meters and energy usage*, Mai 2019

⁷⁴ Enedis, *RAPPORT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE D'ENEDIS AU TITRE DE L'ANNÉE 2017*, 2017

Les coûts pour les sociétés de recyclages sont majoritairement constitués de la collecte, du transport, du tri des matériaux dans le cas d'un démontage de compteurs ou du reconditionnement des compteurs et du stockage. Les gains pour la filière se retrouvent dans la revente des matériaux pour la réutilisation, voire la revente de compteurs⁷⁵.

En France, 35 millions de compteurs vont ainsi être recyclés, représentant 7.000 tonnes d'emballages et 45.000 tonnes de matériels électroniques. La loi française impose que ces compteurs soient recyclés ou valorisés à hauteur de 75%⁷⁶.

	Utilisateurs du réseau				Société en général	GRD	Fournisseurs
	Population sensible	Ménage	Jeune & connecté	Petite entreprise			
Recyclage des anciens compteurs	/	/	/	/	/		/

2.13

En mobilisant les filières de recyclage et de réinsertion des compteurs, le GRD pourra revaloriser les compteurs existants dont la récupération engendre des coûts de collecte et de stockage. De plus, la revalorisation des compteurs permettra d'engendrer des bénéfices environnementaux, sociaux et économiques.

Risques	Opportunités
<ul style="list-style-type: none"> La non valorisation des compteurs remplacés dont Sibelga est propriétaire (coûts de collecte, de stockage). 	<ul style="list-style-type: none"> Création d'emplois en favorisant les filières de réinsertion professionnelle. Valorisation des ressources.
Mesures de mitigation des risques	Mesures d'optimisation des opportunités
	<ul style="list-style-type: none"> Mobiliser la filière du recyclage des matériaux via des appels d'offres. Y ajouter la contrainte de favorisation des filières de réinsertion

Développement de la mobilité électrique

En plus des systèmes d'autoproduction d'électricité, la mobilité électrique représente une révolution à laquelle les réseaux de distribution doivent faire face et s'adapter. Les changements de comportement liés à la recharge des véhicules auront une influence sur la charge sur le réseau. Le compteur intelligent apparaît comme nécessaire pour permettre au GRD de contrôler la charge sur son réseau et faciliter l'intégration de ce nouveau type de charge.

D'après une étude opérée par SmartEnergyGB auprès de 8 millions de personnes, un tiers d'entre-elles ont dit être plus intéressées par l'achat de véhicule électrique si elles possèdent un compteur intelligent afin de charger le véhicule électrique quand les tarifs sont au plus bas et quand l'énergie est la plus verte⁷⁷.

De nouvelles offres de fourniture en électricité peuvent apparaître à destination des propriétaires de véhicules électriques, leur proposant des tarifs favorables à certains moments de la journée (cf. Elec'Car de Engie en France).

Le développement de technologies vehicle-to-grid en parallèle avec l'utilisation des compteurs intelligents permet davantage de stockage d'énergie menant vers Bruxelles en tant que SmartCity. Quand le réseau électrique est en surplus, il sera aussi possible d'être payé afin de charger son véhicule électrique et d'utiliser ce surplus d'énergie⁷⁸. De même pour l'injection d'électricité en cas de manque sur le réseau.

	Utilisateurs du réseau				Société en général	GRD	Fournisseurs
	Population sensible	Ménage	Jeune & connecté	Petite entreprise			
Développement de la mobilité électrique	/						/

La combinaison du compteur intelligent avec le développement de la mobilité électrique est une opportunité pour les utilisateurs du réseau à travers l'arrivée de nouvelles solutions tarifaires. Cela permet également au GRD une meilleure gestion des flux d'énergie et une réduction des pics de charge sur le réseau.

⁷⁵ Reckinger, *Projet de recyclage des compteurs électriques: une collaboration Creos / Forum pour l'emploi*

⁷⁶ ERDF, *PROGRAMME LINKY - Présentation des marchés de recyclage*, Décembre 2014

⁷⁷ SmartEnergyGB, *Powering the future with electric vehicles*

⁷⁸ UCL Energy Institute, *Annual Review 2018 - Choosing the right energy tariff for your electric vehicle*, 2018

Risques	Opportunités
<ul style="list-style-type: none"> Faible développement de la mobilité électrique en RBC, ne profitant pas des opportunités liées à la combinaison avec les compteurs intelligents. 	<ul style="list-style-type: none"> Meilleure gestion des flux d'énergie. Réduction des pics de charge sur le réseau. Développement de nouvelles solutions tarifaires. Gains pour le consommateur liés au V2G.
Mesures de mitigation des risques	Mesures d'optimisation des opportunités
	<ul style="list-style-type: none"> Assurer la bonne compréhension des nouvelles solutions tarifaires.

2.3.4 Analyse des externalités : Aspects économiques

Développement de nouveaux services

La connaissance des données de comptage permettra l'émergence de nouveaux services⁷⁹ :

- Les services d'économie d'énergie (conseils personnalisés)
- Les services de gestion de la charge (nouvelles offres tarifaires, produits de flexibilité, systèmes domotiques, systèmes d'autoconsommation collective)
- Les services facilitant la gestion administrative (facturation basée sur des données réelles et non des estimations, interventions à distances ne nécessitant pas la venue d'un technicien)

Des acteurs privés tendent à se positionner sur des infrastructures de comptage communicantes en proposant de nouveaux services (pilotage, monitoring). Ces solutions ne sont pas régulées et peuvent entraîner des risques pour le consommateur (utilisation des données, tarification excessive...). Le déploiement d'un système de comptage intelligent par le GRD permet ainsi de favoriser le développement de nouveaux services dans un cadre régulé. Cependant, il est entendu que c'est du marché que les innovations vont provenir, notamment des fournisseurs, des sociétés de services énergétiques, des fournisseurs de produits intelligents, des entreprises de Demand-Response et des agrégateurs.

Un déploiement des compteurs intelligents au niveau européen permet une gestion intégrée des réseaux européens, notamment au niveau des fournisseurs, grâce à une connaissance plus précise des flux d'énergie dans les différents pays.

	Utilisateurs du réseau				Société en général	GRD	Fournisseurs
	Population sensible	Ménage	Jeune & connecté	Petite entreprise			
Nouveaux services							

La mise en place de nouveaux services améliore la satisfaction des utilisateurs du réseau et permet le développement de nouvelles activités dans la société en général. Néanmoins, les compteurs intelligents et l'arrivée de nombreux nouveaux services peuvent avoir une incidence profonde sur la protection de la vie privée et engendrent un risque d'asservissement. Afin d'assurer la confiance dans le GRD et le fournisseur de services supplémentaires, les clients doivent toujours garder le contrôle des données. Par conséquent, tant la fréquence des relevés de compteurs que le niveau d'agrégation des données restent sous le contrôle des clients pour les opérations non légitimes du GRD.

Risques	Opportunités
<ul style="list-style-type: none"> Les compteurs intelligents peuvent avoir une incidence profonde sur la protection de la vie privée. Risque d'asservissement à la suite de guidances de comportement. 	<ul style="list-style-type: none"> La mise en place de nouveaux services améliorant la qualité de vie et la satisfaction des clients. Facilite l'intégration européenne et le couplage des marchés. Accroissement du bien-être social.
Mesures de mitigation des risques	Mesures d'optimisation des opportunités
<ul style="list-style-type: none"> La fréquence des relevés de compteurs et le niveau d'agrégation des données doivent rester sous le contrôle des clients. 	

⁷⁹ SmartRegions, *From Smart Meters to Smart Consumers*, 2013

Nouveaux acteurs et barrières à l'entrée^{80,81}

La mise en place d'un système de comptage intelligent va permettre l'émergence de nouveaux fournisseurs de services, à la fois pour les consommateurs mais également pour les acteurs du marché, notamment sur l'utilisation de leurs données. L'accès aux données de comptage se fera au moyen de la plateforme interrégionale Atrias. Lors de son arrivée sur le marché, un nouveau fournisseur devra uniquement se connecter à cette plateforme et non plus aux différentes plateformes des GRD actifs dans le pays.

Néanmoins, la réglementation concernant la mise à disposition des données vers des acteurs de marché privés peut générer des barrières à l'entrée d'un ordre économique si elle implique une discrimination entre les types d'acteurs, par exemple entre un fournisseur d'énergie et un fournisseur de service. De plus, les législations différentes entre les régions peuvent créer des freins à l'implantation de nouveaux fournisseurs dans certaines régions.

	Utilisateurs du réseau				Société en général	GRD	Fournisseurs
	Population sensible	Ménage	Jeune & connecté	Petite entreprise			
Nouveaux acteurs et barrières à l'entrée						/	

Pour les utilisateurs de réseau, l'émergence de nouveaux acteurs mène à de nouvelles offres sur le marché. Néanmoins, le risque de barrières à l'entrée représente un blocage de la libéralisation du marché énergétique pour la société en général.

Pour les fournisseurs présents, de nouveaux acteurs signifient plus de compétition. Pour les nouveaux fournisseurs, les barrières mentionnées limitent leur entrée sur le marché bruxellois. Il est donc nécessaire d'assurer l'harmonisation entre les régions des législations relatives aux données de comptage.

2.14

Il est nécessaire d'assurer l'harmonisation des législations relatives aux données de comptage entre les régions. L'accès aux données doit être réalisé d'une manière efficace et non-discriminatoire pour tous les participants du marché de l'énergie afin de pérenniser la libéralisation du marché énergétique pour la société en général.

Risques	Opportunités
<ul style="list-style-type: none"> Un manque d'harmonisation (législations, spécifications techniques) entre la région bruxelloise et les autres régions constituerait de nouvelles barrières à l'entrée dans un marché déjà peu diversifié (il y a actuellement quatre fournisseurs à Bruxelles pour le résidentiel). 	<ul style="list-style-type: none"> Emergence de nouveaux acteurs et accroissement du nombre de choix d'offres.
Mesures de mitigation des risques	Mesures d'optimisation des opportunités
<ul style="list-style-type: none"> Assurer l'harmonisation des législations relatives aux données de comptage entre les régions. Assurer l'harmonisation des fonctionnalités techniques entre les régions pour l'interopérabilité des compteurs. 	<ul style="list-style-type: none"> Accès des données des compteurs d'une manière efficace et non-discriminatoire pour tous les participants du marché de l'énergie.

⁸⁰ European Commission, *Une nouvelle donne pour les consommateurs d'énergie*, 2018

⁸¹ ESMIG, *Access to energy data – barriers, solutions and recommendations*

2.4. Synthèse des observations de la deuxième section de l'étude

- 2.1 L'utilisation de la 4G est préférée dans le cas d'un déploiement par niche, ainsi que pour assurer l'interopérabilité technique entre les régions, la Wallonie et la Flandre proposant un déploiement de compteurs intelligents sans fil. La technologie hybride n'apparaît actuellement pas comme suffisamment mature et nécessiterait la coexistence de deux technologies de communication en parallèle.
- 2.2 Au-delà d'un déploiement optimisé, l'analyse démontre la possibilité de créer davantage de valeur à travers un modèle qui tend vers un déploiement massif.
- 2.3 Le modèle ordonnance génère un résultat final négatif dû à l'absence de certains gains non réalisables en raison des contraintes définies par l'ordonnance. Ce modèle est fortement pénalisé par le consentement qui est proposé de manière complexifiée dans l'ordonnance car différent selon plusieurs cas d'usage.
- 2.4 Suite à la réalisation d'enjeux supplémentaires identifiés par l'étude, les résultats du modèle optimisé restent neutres. Cependant, ce modèle implique des modifications dans la continuité de la philosophie de l'ordonnance : révision de la politique de consentement, du périmètre de déploiement et des niches de déploiement.
- 2.5 Bien qu'il s'éloigne de la philosophie de l'ordonnance, le modèle massif semble exploiter au maximum les fonctionnalités du compteur intelligent, offre des libertés dans le déploiement pour plus de bénéfices et reste positif.
- 2.6 Après analyse, il s'avère que le déploiement supplémentaire de compteurs intelligents gaz entraînerait des coûts additionnels, et serait néfaste au projet de déploiement rendant le business case négatif.
- 2.7 Les niches prosumers, véhicules électriques, clients vulnérables, gros consommateurs, tarification capacitaire et autoconsommation ont, dans cet ordre, montré des résultats globalement positifs et plus performants que les autres niches. Un déploiement anticipé des niches permet de générer des gains dès la mise en place de la chaîne communicante avec le marché.
- 2.8 Les réductions de la consommation liées à l'installation d'un compteur intelligent ont une grande influence sur le résultat final de l'analyse coûts-bénéfices. Les objectifs en matière d'efficacité énergétique peuvent être plus ambitieux. Des mesures complémentaires devraient permettre de favoriser ces réductions.
- 2.9 Comme pour les clients vulnérables, les populations sensibles doivent être accompagnées afin d'assurer leur bonne utilisation des compteurs intelligents et éviter des situations discriminatoires. Les populations sensibles, suite à la complexification des offres et à la mauvaise compréhension des technologies, peuvent en effet être moins satisfaites de l'arrivée des compteurs intelligents que les autres utilisateurs du réseau.
- 2.10 Le GRD doit mettre en place des mesures de sécurité lors de l'implémentation de l'infrastructure de gestion des compteurs afin d'assurer la cybersécurité des compteurs intelligents et éviter que les utilisateurs du réseau ne remettent en question leur confiance en le GRD, lequel verrait sa réputation détériorée.
- 2.11 Des évaluations récurrentes du déploiement des compteurs intelligents et de leur impact sur le marché de l'énergie permettent de découvrir d'éventuelles situations discriminatoires.
- 2.12 Afin d'optimiser le potentiel des compteurs intelligents, il est nécessaire que les données puissent être facilement accessibles par le consommateur et que les nouveaux services liés aux compteurs soient clairement explicités.
- 2.13 En mobilisant les filières de recyclage et de réinsertion des compteurs, le GRD pourra revaloriser les compteurs existants dont la récupération engendre des coûts de collecte et de stockage. De plus, la revalorisation des compteurs permettra d'engendrer des bénéfices environnementaux, sociaux et économiques.
- 2.14 Il est nécessaire d'assurer l'harmonisation des législations relatives aux données de comptage entre les régions. L'accès aux données des compteurs doit être réalisé d'une manière efficace et non-discriminatoire pour tous les participants du marché afin de pérenniser la libéralisation du marché énergétique pour la société en général.

SECTION III :

PROPOSITION D'UNE FEUILLE DE ROUTE STRATEGIQUE POUR LE DEPLOIEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS

3.1. Méthodologie

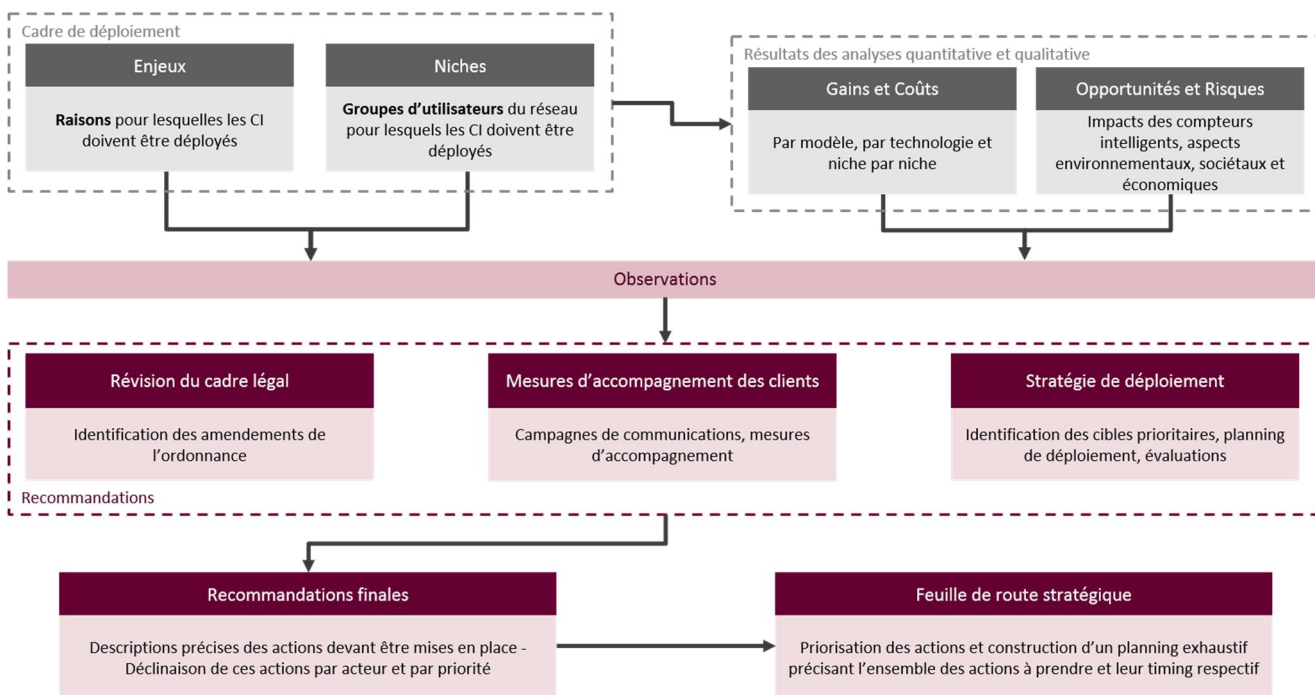


Figure 21 - Zoom sur la méthodologie pour l'émission d'une feuille de route

Dans la définition du cadre de déploiement, ainsi que lors des analyses quantitatives et qualitatives, des observations ont été mises en évidence. Celles-ci mènent donc à des recommandations ayant pour but de maximiser les opportunités du déploiement et de minimiser les risques potentiels. Ces recommandations sont ici élaborées à travers une feuille de route stratégique.

Les recommandations sont classées en trois catégories :

- **Révision du cadre légal** : Réunit les recommandations d'amendement du cadre légal afin d'encadrer l'optimisation du déploiement des compteurs intelligents en maximisant les gains, en permettant des accompagnements spécifiques et en élaborant un suivi annuel du déploiement.
- **Mesures d'accompagnement des clients** : Assure l'exploitation optimale des compteurs intelligents par tous les consommateurs en organisant des études spécifiques, suivis par des projets pilotes d'implémentation des mesures et enfin par des accompagnements et suivis au long terme.
- **Stratégie de déploiement** : Organise l'ensemble du déploiement, de sa préparation à son évaluation annuelle, ainsi qu'aux mesures techniques implémentées.

Chaque recommandation est réalisée à travers une série d'actions. Ces actions sont ensuite classées sur une matrice urgence/criticité afin de les prioriser. Les acteurs réalisant chaque action, ainsi que la durée de celles-ci, sont également définis.

Les actions sont développées à travers la feuille de route ci-dessous. Celle-ci est construite d'un point de vue stratégique, et n'est donc pas complètement détaillée. Une feuille de route opérationnelle devra être fournie par le GRD via ses plans d'investissement.

3.2. Analyse des observations provenant de l'étude et recommandations correspondantes

Tableau 28 - Mapping des observations vers les recommandations de la feuille de route

Observation	Recommandation
<p>1.13 Le futur cadre légal régional doit s'appuyer sur la législation européenne existante en matière de protection de la vie privée (RGPD) afin de permettre au GRD de réaliser ses opérations légitimes, essentielles au bon fonctionnement du marché, sans le consentement explicite de l'utilisateur du réseau. Un consentement explicite est toutefois nécessaire pour les applications additionnelles ou non-essentiels au bon fonctionnement du marché ou du système électrique qui pourraient être développées sur base des fonctionnalités des compteurs intelligents.</p>	<p>1 Définir un modèle de gestion du consentement.</p>
<p>1.9 Le déploiement des compteurs intelligents favorise le développement de modèles d'autoconsommation collective, lesquels permettent d'utiliser l'énergie renouvelable produite localement et d'ainsi réduire les besoins capacitaires du réseau.</p>	<p>2 Créer les nouvelles niches à destination de l'autoconsommation collective, des clients vulnérables et de la tarification capacitaire.</p>
<p>1.10 La création d'une niche pour les clients vulnérables permet de définir une approche spécifique d'accompagnement, notamment via un service universel de mise à disposition des données détaillées de la consommation.</p>	
<p>1.11 Installer des compteurs intelligents lors de demandes d'adaptation de la puissance maximale permet au consommateur d'avoir une vue plus précise sur son besoin réel et au GRD de réduire ses coûts opérationnels futurs.</p>	
<p>1.12 Un modèle optimisé correspond à une extension du modèle ordonnance permettant de répondre à davantage d'enjeux, notamment par le déploiement de niches supplémentaires et un système de consentement moins contraignant pour les activités du GRD. Ce modèle optimise également le fonctionnement du marché en proposant des adaptations de l'ordonnance, élargissant ainsi la réalisation de gains potentiels additionnels.</p>	
<p>1.8 Des mesures d'accompagnement appropriées doivent permettre de renforcer la position centrale du client dans le déploiement des compteurs intelligents afin de renforcer l'attractivité du compteur intelligent et son acceptabilité pour l'ensemble de la population et notamment les populations sensibles et vulnérables. Ces mesures doivent favoriser l'émergence de valeur ajoutée dès la pose du compteur intelligent.</p>	<p>3 Faciliter l'adoption des compteurs intelligents par les utilisateurs.</p>
<p>1.4 Pour les consommateurs ayant une consommation annuelle inférieure à 6.000 kWh et n'étant pas prosumer, l'ordonnance limite à quatre le nombre de plages tarifaires autorisées. Cette restriction influence le potentiel de nouvelles formules de tarification pour les utilisateurs en exprimant le souhait.</p>	<p>4 Assurer le potentiel d'une tarification dynamique quart-horaire.</p>
<p>1.14 Afin de pouvoir réaliser de manière concrète les cas d'usage, le système de comptage intelligent nécessite des fonctionnalités minimales spécifiques, chacune dédiée à un ou plusieurs cas d'usage.</p>	<p>5 Définir les modalités du compteur intelligent en amont et durant le déploiement.</p>
<p>1.2 La connaissance des flux d'énergie présents à tout moment sur le réseau, permise par le système de comptage intelligent, favorise l'émergence de modèles d'autoconsommation collective.</p>	<p>6 Proposer des méthodes de développement spécifiques pour la niche d'autoconsommation collective.</p>
<p>1.3 La protection des populations vulnérables est améliorée par une meilleure compréhension de leur consommation et la mise en place de solutions spécifiques et anticipatives.</p>	<p>7 Proposer des méthodes d'accompagnement spécifique pour les clients vulnérables.</p>
<p>2.9 Comme pour les clients vulnérables, les populations sensibles doivent être accompagnées afin d'assurer leur bonne utilisation des compteurs intelligents et éviter des situations discriminatoires. Les populations sensibles, suite à la complexification des offres et à la mauvaise compréhension des technologies, peuvent en effet être moins satisfaites de l'arrivée des compteurs intelligents que les autres utilisateurs du réseau.</p>	<p>8 Proposer des méthodes d'accompagnement spécifique pour les populations sensibles.</p>
<p>2.8 Les réductions de la consommation liées à l'installation d'un compteur intelligent ont une grande influence sur le résultat final de l'analyse coûts-bénéfices. Les objectifs en matière d'efficacité énergétique peuvent être plus ambitieux. Des mesures complémentaires devraient permettre de favoriser ces réductions.</p>	<p>9 Mettre en place des mesures (communication, accompagnement) permettant de contribuer à l'objectif d'efficacité énergétique.</p>

<p>1.5 Le déploiement des compteurs intelligents favorise l'émergence de services basés sur l'accès aux données précises de consommation et d'injection d'énergie.</p>	<p>Mettre en place des mesures permettant de faciliter l'utilisation et la compréhension des compteurs intelligents. 10</p>
<p>2.12 Afin d'optimiser le potentiel des compteurs intelligents, il est nécessaire que les données puissent être facilement accessibles par le consommateur et que les nouveaux services liés aux compteurs soient clairement explicités.</p>	
<p>2.2 Au-delà d'un déploiement optimisé, l'analyse démontre la possibilité de créer davantage de valeur à travers un modèle qui tend vers un déploiement massif.</p>	<p>Optimiser le déploiement des compteurs intelligents. 11</p>
<p>2.3 Le modèle ordonnance génère un résultat final négatif dû à l'absence de certains gains non réalisables en raison des contraintes définies par l'ordonnance. Ce modèle est fortement pénalisé par le consentement qui est proposé de manière complexifiée dans l'ordonnance car différent selon plusieurs cas d'usage.</p>	
<p>2.4 Suite à la réalisation d'enjeux supplémentaires identifiés par l'étude, les résultats du modèle optimisé restent neutres. Cependant, ce modèle implique des modifications dans la continuité de la philosophie de l'ordonnance : révision de la politique de consentement, du périmètre de déploiement et des niches de déploiement.</p>	
<p>2.5 Bien qu'il s'éloigne de la philosophie de l'ordonnance, le modèle massif semble exploiter au maximum les fonctionnalités du compteur intelligent. Ce modèle offre des libertés dans le déploiement pour plus de bénéfices et reste positif.</p>	
<p>2.6 Après analyse, il s'avère que le déploiement supplémentaire de compteurs intelligents gaz entraînerait des coûts additionnels, et serait néfaste au projet de déploiement rendant le business case négatif.</p>	
<p>2.7 Les niches prosumers, véhicules électriques, clients vulnérables, gros consommateurs, tarification capacitaire et autoconsommation ont, dans cet ordre, montré des résultats globalement positifs et plus performants que les autres niches. Un déploiement anticipé des niches permet de générer des gains dès la mise en place de la chaîne communicante avec le marché.</p>	
<p>2.11 Des évaluations récurrentes du déploiement des compteurs intelligents et de leur impact sur le marché de l'énergie permettent de découvrir d'éventuelles situations discriminatoires.</p>	<p>Assurer un suivi du déploiement. 12</p>
<p>2.14 Il est nécessaire d'assurer l'harmonisation des législations relatives aux données de comptage entre les régions. L'accès aux données doit être réalisé d'une manière efficace et non-discriminatoire pour tous les participants du marché de l'énergie afin de pérenniser la libéralisation du marché énergétique pour la société en général.</p>	<p>Assurer l'harmonisation des législations relatives aux données de comptage entre les régions. 13</p>
<p>2.13 En mobilisant les filières de recyclage et de réinsertion des compteurs, le GRD pourra revaloriser les compteurs existants dont la récupération engendre des coûts de collecte et de stockage. De plus, la revalorisation des compteurs permettra d'engendrer des bénéfices environnementaux, sociaux et économiques.</p>	<p>Mobiliser les filières de recyclage et de réinsertion des équipements électroniques. 14</p>
<p>2.10 Le GRD doit mettre en place des mesures de sécurité lors de l'implémentation de l'infrastructure de gestion des compteurs afin d'assurer la cybersécurité des compteurs intelligents et éviter que les utilisateurs du réseau ne remettent en question leur confiance en le GRD, lequel verrait sa réputation détériorée.</p>	<p>Assurer la cybersécurité des compteurs intelligents. 15</p>
<p>2.1 L'utilisation de la 4G est préférée dans le cas d'un déploiement par niche, ainsi que pour assurer l'interopérabilité technique entre les régions, la Wallonie et la Flandre proposant un déploiement de compteurs intelligents sans fil. La technologie hybride n'apparaît actuellement pas comme suffisamment mature et nécessiterait la coexistence de deux technologies de communication en parallèle.</p>	<p>Assurer l'harmonisation des fonctionnalités techniques entre les régions. 16</p>
<p>1.1 Une meilleure connaissance de la production et de la charge présente à tout instant sur le réseau est indispensable pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et améliorer la stabilité du réseau.</p>	<p>Assurer la pérennité du réseau électrique. 17</p>
<p>1.6 Le déploiement d'un système de comptage intelligent favorise le développement de nouvelles solutions de flexibilité valorisant la capacité de moduler la consommation ou la production des utilisateurs connectés au réseau de distribution.</p>	
<p>1.7 La connaissance du réseau et des courbes de charge permet d'optimiser les activités des gestionnaires du réseau électrique garantissant la stabilité de leur réseau.</p>	

3.3. Priorisation des recommandations et actions correspondantes

Tableau 29 - Liste des recommandations avec leurs actions correspondantes, les acteurs impliqués et leur priorité

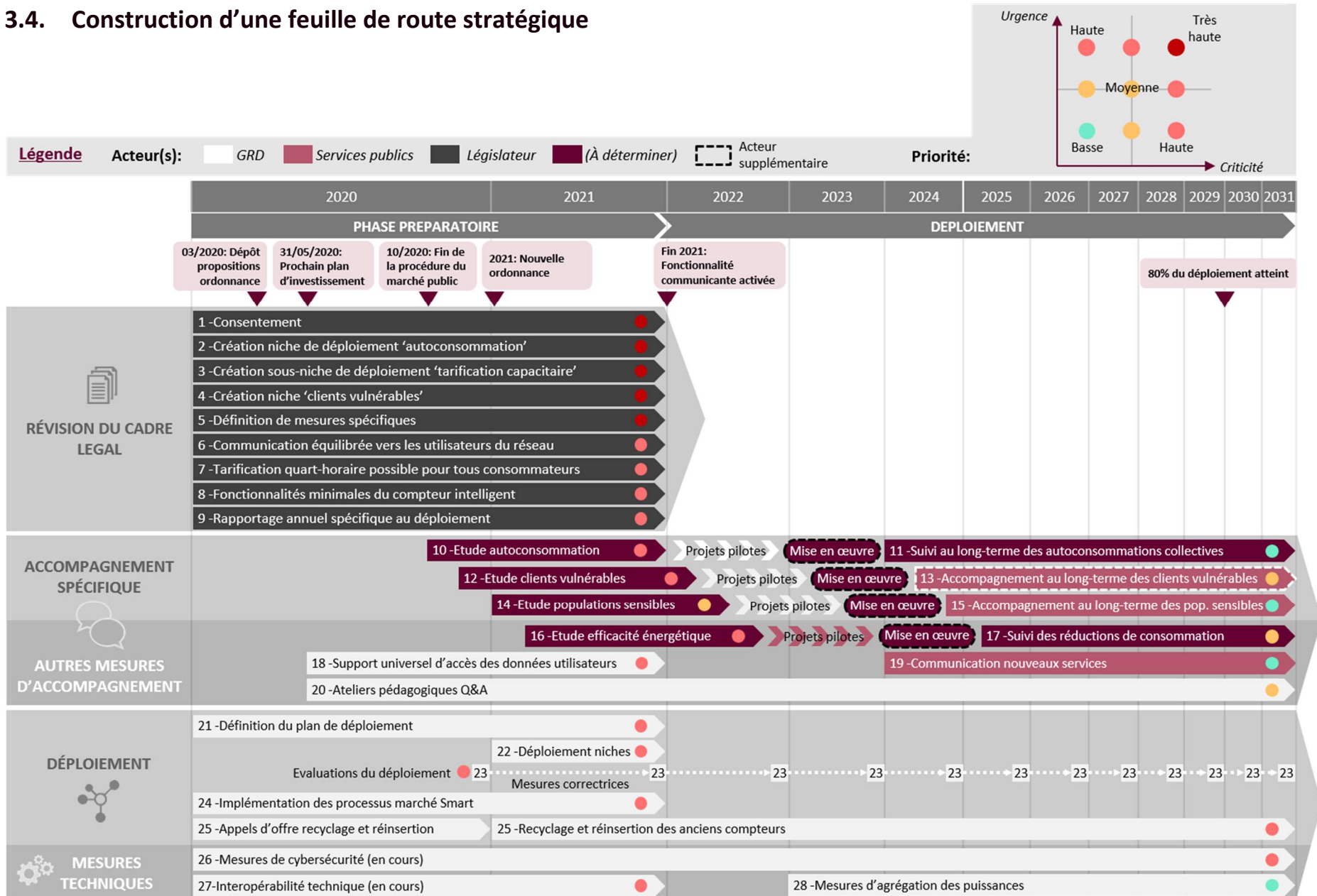
Recommandation	Action	Acteur	Priorité
REVISION DU CADRE LEGAL			
1 Définir un modèle de gestion du consentement.	1 Soumettre une proposition pour la réforme de l'ordonnance afin d'aligner la législation en matière de consentement avec le RGPD.	Législateur	Très haute
	2 Soumettre une proposition pour la réforme de l'ordonnance afin d'ajouter une niche de déploiement concernant l'autoconsommation collective.	Législateur	Très haute
2 Créer les nouvelles niches à destination de l'autoconsommation collective, des clients vulnérables et de la tarification capacitaire.	3 Soumettre une proposition pour la réforme de l'ordonnance afin d'ajouter une niche de déploiement concernant les clients vulnérables.	Législateur	Très haute
	4 Soumettre une proposition pour la réforme de l'ordonnance afin d'ajouter une sous-niche de déploiement concernant la demande liée à la tarification capacitaire.	Législateur	Très haute
	5 Soumettre une proposition pour la réforme de l'ordonnance afin d'imposer la mise en place de mesures spécifiques (accompagnement des clients vulnérables et sensibles, suivi de l'autoconsommation et de l'EE) définies à travers des études.	Législateur	Très haute
3 Faciliter l'adoption des compteurs intelligents par les utilisateurs.	6 Soumettre une proposition pour la réforme de l'ordonnance afin d'imposer une communication équilibrée des risques et avantages du compteur intelligent envers les utilisateurs du réseau.	Législateur	Haute
	7 Soumettre une proposition pour la réforme de l'ordonnance afin d'indiquer que les utilisateurs ne souhaitant pas être limités à quatre plages tarifaires puissent retirer cette limite en exprimant leur consentement explicite (opt-in).	Législateur	Haute
4 Assurer le potentiel d'une tarification dynamique quart-heure.	8 Soumettre une proposition pour la réforme de l'ordonnance afin d'indiquer que les fonctionnalités minimales des compteurs intelligents doivent être définies par un arrêté du gouvernement.	Législateur	Haute
5 Définir les modalités du compteur intelligent en amont et durant le déploiement.	9 Soumettre une proposition pour la réforme de l'ordonnance afin d'imposer au GRD une mise à jour annuelle de la stratégie de déploiement via leurs plans d'investissement ainsi qu'un rapportage annuel évaluant les compteurs déjà déployés.	Législateur	Haute
	ACCOMPAGNEMENT DES CLIENTS		
6 Proposer des méthodes de développement spécifiques pour la niche d'autoconsommation collective.	10 Réaliser une étude pour identifier les meilleurs outils, méthodes et mesures pour assurer un développement efficace de la niche d'autoconsommation collective.	-	Haute
	11 Réaliser le suivi au long terme des modèles d'autoconsommation collective.	-	Basse
7 Proposer des méthodes d'accompagnement spécifique pour les clients vulnérables exploitant les fonctionnalités des compteurs intelligents.	12 Réaliser une étude pour identifier les meilleurs outils, méthodes et mesures pour assurer un accompagnement efficace des populations vulnérables.	-	Haute
	13 Accompagner les consommateurs vulnérables sur le long terme pour s'assurer que les habitudes soient conservées.	GRD & Acteurs sociaux	Moyenne
8 Proposer des méthodes d'accompagnement spécifique pour les populations sensibles exploitant les fonctionnalités des compteurs intelligents.	14 Réaliser une étude pour identifier les meilleurs outils, méthodes et mesures pour assurer un accompagnement efficace des populations sensibles.	-	Moyenne
	15 Accompagner les populations sensibles sur le long terme pour s'assurer que les habitudes soient conservées.	Acteurs sociaux	Basse

9	Mettre en place des mesures (communication, accompagnement) contribuant à l'objectif d'efficacité énergétique.	16	Réaliser une étude sur les mesures et outils permettant aux utilisateurs de réaliser des économies d'énergie au moyen du compteur intelligent.	-	Haute
		17	Réaliser le suivi des résultats de réduction de consommation.	-	Moyenne
10	Mettre en place des mesures permettant de faciliter l'utilisation et la compréhension des compteurs intelligents.	18	Implémenter un support universel d'accès aux données pour les consommateurs et réaliser des campagnes de communication sur son utilisation.	GRD	Haute
		19	Réaliser des campagnes de communication autour des avantages liés à la combinaison des nouveaux types de charge et des compteurs intelligents.	Bruxelles Environnement	Basse
		20	Organiser des ateliers pédagogiques afin de répondre aux questions des associations de consommateurs concernant les compteurs intelligents.	GRD	Moyenne

STRATEGIE DE DEPLOIEMENT ET MESURES TECHNIQUES




11	Optimiser le déploiement des compteurs intelligents.	21	Définir le plan de déploiement massif sur base des résultats de cette étude.	GRD	Haute
		22	Réaliser des déploiements préliminaires de niches (véhicules électriques, photovoltaïques, autoconsommation, prosumers) afin de tirer profit de l'activation de la communication des données des compteurs intelligents avec le marché.	GRD	Haute
12	Assurer un suivi du déploiement.	23	Evaluer annuellement les résultats des compteurs intelligents déjà déployés d'après plusieurs indicateurs (satisfaction client, cybersécurité, situations discriminatoires, ...), et entreprendre les mesures correctrices nécessaires.	GRD	Haute
13	Assurer l'harmonisation des législations relatives aux données de comptage entre les régions.	24	Implémenter les processus de marché Smart (ouverture/fermeture, relève à distance, transmission des données des compteurs intelligents).	GRD	Haute
14	Mobiliser les filières de recyclage et de réinsertion des équipements électroniques.	25	Lancer et exécuter des marchés publics concernant le traitement des anciens compteurs en y ajoutant la contrainte de favorisation des filières de réinsertion.	GRD	Haute
15	Assurer la cybersécurité des compteurs intelligents.	26	Mettre en place des mesures de sécurité « by design » et « by default » lors de l'implémentation de l'infrastructure. (en cours)	GRD	Haute
16	Assurer l'harmonisation des fonctionnalités techniques entre les régions.	27	Définir les spécificités techniques du compteur afin de permettre son interopérabilité d'une région à l'autre. (en cours)	GRD	Haute
17	Assurer la pérennité du réseau électrique.	28	Définir des mesures d'agrégation des puissances afin d'intégrer les futures nouvelles charges synchronisées.	GRD	Basse

3.4. Construction d'une feuille de route stratégique



3.5. Définitions des recommandations et actions correspondantes devant être mises en place par les acteurs concernés

3.5.1. Révision du cadre légal

Recommandation 1	Définir un modèle de gestion du consentement.	 Législateur	 2 ans
Action 1	Soumettre une proposition pour la réforme de l'ordonnance afin d'aligner la législation en matière de consentement avec le RGPD.	 Très haute	2020 2021

Situation initiale

Actuellement, l'article 24ter §2 de l'ordonnance bruxelloise précise qu'un consentement explicite de l'utilisateur est requis pour activer la fonctionnalité communicante du compteur. Celle-ci peut aussi être désactivée suite à une demande explicite. Néanmoins, le RGPD autorise la collecte d'information sans consentement explicite lors d'opérations légitimes d'une organisation. Le besoin d'autorisation explicite implique une démarche de la part de l'utilisateur. Le GRD craint que seule une minorité des utilisateurs n'entreprenne cette démarche, réduisant le potentiel d'utilisation du compteur.










Modalités

Il est nécessaire d'évaluer juridiquement l'ordonnance au regard des activités censées être légitimes du GRD (et donc ne nécessitant pas de consentement), ainsi que le règlement européen « RGDP » et leur influence sur la réalisation des enjeux. Ceci permet de revoir les passages du consentement explicite et implicite afin de s'aligner au RGPD.

Il est important d'indiquer les actes légitimes du GRD nécessitant l'accès aux données des utilisateurs du réseau.

Situation souhaitée

Le GRD peut effectuer ses opérations légitimes sans consentement explicite des utilisateurs, ni demande explicite de désactivation. Les utilisateurs conservent tout de même la possibilité de marquer leur non-consentement en regard des opérations non-légitimes du GRD. La fonction communicante du compteur est donc activée automatiquement pour effectuer ces opérations légitimes et l'exécution de ces opérations légitimes permet la réalisation de certains gains.

Recommandation 2	Créer les nouvelles niches à destination de l'autoconsommation collective, des clients vulnérables et de la tarification capacitaire.		
Action 2	 Législateur 	 2 ans	
	Soumettre une proposition pour la réforme de l'ordonnance afin d'ajouter une niche de déploiement concernant l'autoconsommation collective.	2020 2021	
Action 3	 Législateur 	 2 ans	
	Soumettre une proposition pour la réforme de l'ordonnance afin d'ajouter une niche de déploiement concernant les clients vulnérables.	2020 2021	
Action 4	 Législateur 	 2 ans	
	Soumettre une proposition pour la réforme de l'ordonnance afin d'ajouter une sous-niche de déploiement concernant la demande liée à la tarification capacitaire.	2020 2021	

Situation initiale

L'article 24ter de l'ordonnance bruxelloise spécifie les niches de déploiement, obligatoires et prioritaires. Actuellement, l'ordonnance ne présente pas de niche de déploiement favorisant l'autoconsommation collective, les clients vulnérables ou la demande liée à la tarification capacitaire. Aucune mesure spécifique n'est donc prise pour les clients vulnérables.

De plus, le compteur intelligent dispose d'une fonctionnalité permettant de modifier à distance la puissance maximale disponible au point de raccordement.

Modalités

Il est nécessaire de soumettre au législateur une proposition d’amendement de l’ordonnance afin de créer les niches d’autoconsommation collective et des clients vulnérables, ainsi qu’une sous-niche de tarification capacitaire sous la niche existante « Demande de l’utilisateur ».

Situation souhaitée

Des mesures d’accompagnement sont mises en place pour les clients vulnérables, la niche de tarification capacitaire permet aux utilisateurs d’influencer la composante relative à l’utilisation du réseau de leur facture d’énergie et d’utiliser rationnellement la capacité du réseau et l’autoconsommation collective suit le développement et l’intégration d’énergies de sources renouvelables et décentralisées et contribue également à éviter d’éventuelles situations de congestion en distribution.

De plus, les coûts opérationnels liés à l’installation des compteurs par le GRD sont optimisés grâce à la niche d’autoconsommation collective.

Enfin, les coûts opérationnels liés à une intervention sur site d’adaptation de puissance sont limités.

Recommandation 3 Faciliter l’adoption des compteurs intelligents par les utilisateurs.			
Action 5	Législateur Très haute		Action 6
Soumettre une proposition pour la réforme de l’ordonnance afin d’imposer la mise en place de mesures spécifiques (accompagnement des clients vulnérables et sensibles, suivi de l’autoconsommation et de l’EE) définies à travers des études.		2 ans 2020 2021	Soumettre une proposition pour la réforme de l’ordonnance afin d’imposer une communication équilibrée des risques et avantages du compteur intelligent envers les utilisateurs du réseau.
			2 ans 2020 2021

Situation initiale

Actuellement, l’ordonnance bruxelloise préconise au GRD de communiquer aux utilisateurs les normes de qualité du compteur, sa puissance électromagnétique et les modalités garantissant la protection de la vie privée. Ces informations couvrent des aspects à risque du compteur sans considérer ses avantages, tels que la réduction de la consommation, les opérations à distance ou les nouveaux services. De même, aucune mesure spécifique devant être prise afin d’accompagner les populations n’est mentionnée.

Modalités




Il est nécessaire d’identifier les avantages liés au compteur intelligents, les risques non-actuellement couverts par l’ordonnance et les niches nécessitant un accompagnement ou suivi spécialisé. Il est alors question de soumettre au législateur une proposition d’amendement de l’ordonnance afin :

- D’y imposer une communication équilibrée entre les avantages et risques du compteur ;
- D’y imposer la mise en place de mesures spécifiques (accompagnement des clients vulnérables et sensibles, suivi de l’autoconsommation et de l’EE), ainsi que les budgets nécessaires correspondants.

Situation souhaitée

L’adoption des compteurs intelligents est facilitée grâce à une meilleure identification des avantages liés au compteur et des mesures de mitigation des risques existants.

Des mesures d’accompagnement spécialisé sont mises sur pied pour les clients vulnérables et les populations sensibles. De même, un suivi au long-terme des modèles d’autoconsommation collective et des réductions de consommation est réalisé. Ces derniers ont alors une utilisation optimisée des compteurs intelligents.

Recommandation 4	Assurer le potentiel d'une tarification dynamique quart-horaire.	 Législateur  Haute	 2 ans 2020 2021
Action 7	Soumettre une proposition pour la réforme de l'ordonnance afin d'indiquer que les utilisateurs ne souhaitant pas être limités à quatre plages tarifaires puissent retirer cette limite en exprimant leur consentement explicite (opt-in).		

Situation initiale

Du point de vue du fournisseur, la tarification dynamique est basée sur les périodes durant lesquelles l'énergie est consommée. Elle a pour vocation d'encourager les actions vertueuses visant à améliorer l'équilibre sur le réseau. La tarification dynamique permet également au GRD de faire varier les coûts d'utilisation du réseau en fonction des périodes durant lesquelles l'énergie est consommée et/ou le réseau est utilisé. Un régime par défaut de quatre plages tarifaires est donc fortement recommandé pour garantir aux clients une comparabilité des offres.







Actuellement, l'ordonnance bruxelloise limite à quatre le nombre de plages tarifaires pour les consommateurs n'étant pas prosumer et consommant moins de 6.000 kWh annuellement. Cette restriction influence le potentiel de nouvelles formules de tarification dynamique basée sur un prix quart-horaire.

Modalités

Il est nécessaire d'évaluer juridiquement l'ordonnance au regard du nombre de plages tarifaires autorisées pour les consommateurs souhaitant retirer la limite de quatre plages tarifaires.

Situation souhaitée

Tous les consommateurs ayant établi leur consentement explicite ont accès à une tarification dynamique quart-horaire. Ainsi, les actions vertueuses sont encouragées et le réseau est mieux équilibré.

Recommandation 5	Définir les modalités du compteur intelligent en amont et durant le déploiement.		
Action 8	 Législateur	 Haute	 2 ans 2020 2021
Soumettre une proposition pour la réforme de l'ordonnance afin d'indiquer que les fonctionnalités minimales des compteurs intelligents doivent être définies par un arrêté du gouvernement.			
Action 9	 Législateur	 Haute	 2 ans 2020 2021
Soumettre une proposition pour la réforme de l'ordonnance afin d'imposer au GRD une mise à jour annuelle de la stratégie de déploiement via leurs plans d'investissement ainsi qu'un rapportage annuel évaluant les compteurs déjà déployés.			

Situation initiale

Actuellement, l'ordonnance bruxelloise définit que les fonctionnalités « intelligentes », telles que l'ouverture et la fermeture à distance ou la relève à distance, ne seraient activées qu'après la satisfaction des exigences des nouvelles dispositions des ordonnances électricité et gaz.

De plus, les plans d'investissement du GRD, soumis pour avis de Brugel, ne contiennent pas de section propre au déploiement des compteurs intelligents.

Modalités

Il est nécessaire de soumettre au législateur une proposition d'amendement de l'ordonnance afin :

- D'y indiquer que les fonctionnalités minimales des compteurs soient définies par un arrêté du gouvernement ;
- D'y imposer la production de rapports annuels évaluant le déploiement des compteurs intelligents par le GRD (cf. Action 23) ;
- D'y imposer une mise à jour annuelle de la stratégie de déploiement à travers les plans annuels d'investissement du GRD.

Les rapports annuels d'évaluation du déploiement seront déterminés d'après un canevas défini par Brugel.

Situation souhaitée

Le rapportage annuel évalue les compteurs déjà déployés d’après une série d’indicateurs et la réévaluation de la stratégie de déploiement assure la viabilité économique et technique du déploiement des compteurs intelligents.

Les cas d’usage sont assurés par les fonctionnalités minimales des compteurs, définies lors de la première section du rapport :

- Consultation des données compteurs
- Relève à distance
- Relève en temps réel
- Télé-opérations
- Activation et coupure à distance
- Modulation de la puissance de coupure
- Données de qualité de fourniture
- Réconciliation des données
- Registre tarifaire (dynamique)
- Registre tarifaire (capacitaire)
- Transmission proche du temps réel (aval compteur)

3.5.2. Mesures d’accompagnement des clients

Recommandation 6 Proposer des méthodes de développement spécifiques pour la niche d’autoconsommation collective.			
Action 10	À déterminer Moyenne		Action 11
Réaliser une étude pour identifier les meilleurs outils, méthodes et mesures pour assurer un développement efficace de la niche d’autoconsommation collective.		1 an 3 mois	À déterminer Basse
		Sep 2020 2022	Réaliser le suivi à long terme des modèles d’autoconsommation collective.
			8 ans
			2024 2031

Situation initiale attendue


Le Plan Régional Air-Climat-Energie (PACE) définit l’accompagnement des prosumers dans le développement de l’autoconsommation collective comme une des mesures à entreprendre en région bruxelloise. De même, le Plan Energie Climat 2030 bruxellois fixe l’objectif d’identifier les conditions les plus favorables et les moyens les plus simples pour le développement de l’autoconsommation collective. Enfin, suite à la réalisation de l’action 5, l’ordonnance impose la mise en place de mesures spécifiques pour les modèles d’autoconsommation collective.

Modalités

Une étude démarre dès la fin de la procédure du marché public et permet d’identifier les mesures dans le développement de modèles d’autoconsommation collective sur base des informations mises à disposition par le compteur intelligent concernant les flux d’injection et de consommation au sein d’un certain périmètre. Ensuite, l’implémentation de projets pilotes par le GRD permet de valider les mesures déterminées par l’étude, lesquelles sont ensuite mises en œuvre par Brugel et le législateur pour définir les cadres réglementaire, légal et financier. Enfin, un suivi à long terme des modèles d’autoconsommation permet de les optimiser ou même de développer de nouveaux systèmes de partage de production.

Situation souhaitée

Des mesures, telles que le partage de la capacité du branchement collectif (capacité du réseau), sont mises en place. Ainsi, le développement de modèles d’autoconsommation collective favorise une consommation locale de l’énergie produite par des unités de production d’énergie décentralisées.

Recommandation 7 Proposer des méthodes d'accompagnement spécifique pour les clients vulnérables exploitant les fonctionnalités des compteurs intelligents.			
Action 12	 À déterminer  Haute	 1 an 3 mois	Action 13
Réaliser une étude pour identifier les meilleurs outils, méthodes et mesures pour assurer un accompagnement efficace des populations vulnérables.		Nov 2020 2022	GRD & Acteurs sociaux  Moyenne
			Accompagner les consommateurs vulnérables sur le long terme pour s'assurer que les habitudes soient conservées.
			∞
			2024 2031

Situation initiale attendue

La population vulnérable est associée au nombre de clients de la région bruxelloise bénéficiant du tarif social fédéral additionné aux nombres de limiteurs de puissance aux points de fourniture d'électricité, s'élevant à 92.000 personnes. Cette population souffre de situations d'endettement et nécessitent un accompagnement spécialisé.

Suite à la réalisation de l'action 5, l'ordonnance impose la mise en place de mesures spécifiques pour les clients vulnérables.

Modalités

Une étude démarre dès la fin de la procédure du marché public (9 mois). Elle permet d'identifier les mesures dans l'accompagnement des clients vulnérables, telles qu'un accompagnement personnalisé, un afficheur déporté, etc... Une approche dédiée en ce qui concerne la communication autour de la pose et de l'usage des compteurs est nécessaire pour favoriser la compréhension de ces nouvelles technologies. Ensuite, l'implémentation de projets pilotes par le GRD permet de valider les mesures déterminées par l'étude, lesquelles sont ensuite mises en œuvre avec le législateur et les services publics. Enfin, un accompagnement au long terme permet d'assurer le maintien des bonnes habitudes d'utilisation des compteurs intelligent par le client vulnérable.

Situation souhaitée

Des solutions préventives permettent de réduire le nombre de situations d'endettement des consommateurs vulnérables. La mise à disposition de leurs données journalières de consommation aux acteurs sociaux permet un meilleur suivi du client vulnérable, ainsi que son accompagnement dans l'analyse de sa gestion de l'énergie, et également de détecter plus rapidement les situations à risque.

Recommandation 8 Proposer des méthodes d'accompagnement spécifique pour les populations sensibles exploitant les fonctionnalités des compteurs intelligents.			
Action 14	 À déterminer  Moyenne	 1 an 3 mois	Action 15
Réaliser une étude pour identifier les meilleurs outils, méthodes et mesures pour assurer un accompagnement des populations sensibles.		Jan 2020 2022	Acteurs sociaux  Basse
			Accompagner les populations sensibles sur le long terme pour s'assurer que les habitudes soient conservées.
			∞
			2024 2031

Situation initiale attendue

Les populations sensibles sont des consommateurs ayant des difficultés à s'approprier une nouvelle technologie, tels que les personnes privées d'internet, les personnes âgées, les personnes ne maîtrisant pas la (les) langue(s) ou simplement les personnes mal informées sur le digital et la numérisation et en risque de fracture numérique. La mise à disposition de nouveaux produits et services peut donc s'avérer désavantageuse pour les populations sensibles en raison de la complexité des informations fournies.

Suite à la réalisation de l'action 5, l'ordonnance impose la mise en place de mesures spécifiques pour les populations sensibles.


Modalités

Une étude démarre dès la fin de la procédure du marché public et permet d'identifier les mesures à prendre dans l'accompagnement des populations sensibles, telles que des ateliers sur les outils numériques, un site web spécifique ou un afficheur déporté. Ensuite, l'implémentation de projets pilotes par le GRD permet de valider les mesures déterminées

par l'étude, lesquelles sont ensuite mises en œuvre avec le législateur pour définir les cadres réglementaire, légal et financier, ainsi qu'avec les services publics. Enfin, un accompagnement à long terme permet d'assurer le maintien des bonnes habitudes d'utilisation des compteurs intelligent par les populations sensibles.

Situation souhaitée

Des communications adaptées aux populations sensibles sont réalisées pour leur permettre de tirer profit des opportunités créées par le compteur intelligent. Des ateliers pédagogiques sont par exemple organisés afin de répondre à d'éventuelles questions (cf. Action 20). De plus, des solutions techniques accessibles et compréhensibles par les populations sensibles sont implémentées pour leur permettre d'exploiter les possibilités offertes par le compteur intelligent.

Recommandation 9		Mettre en place des mesures (communication, accompagnement) permettant de contribuer à l'objectif d'efficacité énergétique.			
Action 16	 À déterminer  Haute		Action 17	 À déterminer  Moyenne	
Réaliser une étude sur les mesures et outils permettant aux utilisateurs de faire des économies d'énergie au moyen du compteur intelligent.		1 an 3 mois	Réaliser le suivi des résultats de réduction de consommation.		7 ans
		Mars 2020 2022			2025 2031

Situation initiale attendue

Les compteurs intelligents représentent un outil aidant à la réduction de la consommation énergétique.

Suite à la réalisation de l'action 5, l'ordonnance impose la mise en place de mesures spécifiques pour suivre l'efficacité énergétique liée aux compteurs intelligents.

Modalités

Une étude démarre dès la fin de la procédure du marché public. Elle permet d'identifier les mesures aidant les consommateurs à réaliser des économies d'énergie au moyen du compteur. Ensuite, l'implémentation de projets pilotes permet de valider les mesures déterminées par l'étude, lesquelles sont ensuite mises en œuvre par Brugel et le législateur. Par exemple, la réalisation d'une plateforme web⁸² présentant tous les outils pouvant être connectés au compteur intelligent peut inciter les utilisateurs à utiliser leurs données de comptage afin de réduire leur consommation énergétique.

Enfin, un suivi au long terme des résultats de réduction de consommation permet de s'assurer de l'atteinte d'objectifs d'efficacité énergétique.

Situation souhaitée

Les consommateurs maîtrisent leurs données de consommation afin de réduire leur facture d'énergie, les fonctionnalités du compteur intelligent sont exploitées un maximum et les réductions de consommation permettent de nouveaux gains.

⁸² Une plateforme web de type www.energieverbruiksmanagers.nl

Recommandation 10 Mettre en place des mesures permettant de faciliter l'utilisation et la compréhension des compteurs intelligents.			
Action 18	GRD Haute	2 ans	Calendrier
Implémenter un support universel d'accès aux données pour les consommateurs et réaliser des campagnes de communication sur son utilisation.		Mai 2020 2021	
Action 19	BE Basse	9 ans	Calendrier
Réaliser des campagnes de communication autour des avantages liés à la combinaison des nouveaux types de charge et des compteurs intelligents.		2023 2031	
Action 20	GRD Moyenne	∞	Calendrier
Organiser des ateliers pédagogiques afin de répondre aux questions des associations de consommateurs concernant les compteurs intelligents.		Mai 2020 2031	

Situation initiale

La Directive Européenne 2019/944 précise que les consommateurs « puissent avoir accès à leurs données de consommation ». De plus, certains débats existent autour du déploiement des compteurs intelligents, tels que sur la protection de la vie privée, les champs électromagnétiques, ou encore la dépendance au compteur intelligent.

Modalités

Le démarrage de l'implémentation du support universel et des ateliers est proposé après la remise du prochain plan d'investissements. Le GRD met en place le support universel à travers une plateforme web permettant aux consommateurs d'accéder à leurs données de consommation. Des campagnes de communication permettent de sensibiliser le public à son utilisation.

De plus, des campagnes de communication sont organisées à propos des avantages liés à la combinaison des nouveaux types de charge (véhicules électriques, batteries, etc.) et des compteurs intelligents.

Enfin, le GRD organise des ateliers thématiques pour répondre aux questions des associations des consommateurs. Ces ateliers peuvent s'opérer hebdomadairement et doivent préférablement accueillir un maximum de 5 personnes afin d'optimiser les discussions.

Situation souhaitée

Les consommateurs ont un accès facile et compréhensible à leurs données de consommation. Ils comprennent l'intérêt de la combinaison du compteur avec des systèmes de recharge intelligent et profitent des nouveaux services et tarifs. Aussi, les consommateurs sceptiques adoptent plus facilement les compteurs intelligents, leurs questions ayant été répondues lors des ateliers pédagogiques.

3.5.3. Déploiement et mesures techniques

Recommandation 11 Optimiser le déploiement des compteurs intelligents.			
Action 21	GRD Haute	2 ans	Calendrier
Définir le plan de déploiement massif sur base des résultats de cette étude.		2020 2021	
Action 22	GRD Haute	1 an	Calendrier
Réaliser des déploiements préliminaires de niches afin de tirer profit de l'activation de la communication des données des compteurs intelligents avec le marché.		2021 2021	

Situation initiale

Des projets pilotes sont mis en œuvre en amont du déploiement. Le déploiement massif décrit ici le remplacement intégral du parc de compteurs en 10 ans. Le point 3 de l'annexe II de la directive 2019/944 impose d'atteindre 80% du déploiement des compteurs en 7 ans après la conclusion positive d'une analyse coûts/bénéfices, ainsi que la communication d'un calendrier d'objectifs de déploiement du 10 ans.

Les compteurs intelligents ne sont pas communicants avant l'activation de la plateforme d'Atrias.

Modalités




Avant que le déploiement ne commence en 2022, il est nécessaire de définir le plan de déploiement lors de la phase préparatoire. Ce plan définit les zones géographiques les plus opportunes d'un point de vue technico-économique par lesquelles commencer, et les ordonne ensuite sur 10 ans. Le plan de déploiement pourra être présenté lors du prochain plan d'investissement (31 mai 2020) et soumis à consultation publique.

Les niches sont prises en compte lors d'un déploiement préliminaire de celles pouvant tirer profit des fonctionnalités communicantes (véhicules électriques, photovoltaïques, autoconsommation, prosumers) dès leur activation.

Situation souhaitée

Entre 20.000 et 30.000 compteurs seront déployés avant 2022 et pourront tirer profit des fonctionnalités communicantes dès l'activation de la plateforme de communication avec le marché. Ensuite, une quantité constante de compteurs est déployée chaque année jusqu'à transition complète du parc.

Les coûts liés au déplacement lors de l'installation des compteurs sont optimisés grâce à une approche géographique. Les gains sont maximisés grâce au déploiement par zones les plus rentables et grâce à l'anticipation du déploiement des niches les plus rentables.

Recommandation 12	Assurer un suivi du déploiement.	 GRD	 ∞
Action 23	Evaluer annuellement les résultats des compteurs intelligents déjà déployés d'après plusieurs indicateurs et entreprendre les mesures correctrices nécessaires.	 Haute	2020 2031

Situation initiale attendue

Des projets pilotes sont en cours, tels que les projets d'installation de 4.850 compteurs intelligents par an. Ceux-ci répondent aux exigences de la directive électricité 2019/944 et permettent de valider les processus d'installation des compteurs intelligents et d'étudier le contact client. Suite à la réalisation de l'action 22, dès la phase préparatoire, les niches seront déployées afin de bénéficier des fonctionnalités communicantes dès leur activation.

Enfin, suite à la réalisation de l'action 9, l'ordonnance bruxelloise impose un rapportage annuel évaluant les compteurs intelligents déjà déployés.




NB: Il est important de distinguer les projets pilotes en cours, et les déploiements des niches lors de la phase préparatoire.

Modalités

Les projets pilotes doivent être évalués fin 2020 et les déploiements préliminaires doivent, eux, être évalués fin 2021. De même, une évaluation du déploiement doit être faite annuellement jusqu'à la fin du déploiement massif. La validation des évaluations se fait d'après des indicateurs, et sur base de données précises et réelles. Les indicateurs sont entre-autres la satisfaction client, le fonctionnement technique, la revue du business plan, les rapports cybersécurité, l'apparition de situations discriminatoires, etc.

Situation souhaitée

Les résultats du déploiement massif sont validés annuellement. Au besoin, des mesures correctrices sont prises. Les évaluations permettent de mettre en évidence de potentielles externalités qui n'étaient pas encore prises en compte.

Recommandation 13	Assurer l'harmonisation des législations relatives aux données de comptage entre les régions.	 GRD  Haute	 2 ans
Action 24	Implémenter les processus de marché Smart.		2020 2021

Situation initiale




Atrias est une plateforme d'échanges de données interrégionale constituée par les GRD actifs en Belgique ayant pour mission d'élaborer une nouvelle version des règles de marché (MIG6) et de développer une application unique d'échanges de données de marché (CH). Cette plateforme vise à simplifier les processus de marché et les rendre « Smart meter Ready » dès son activation. Elle permet une harmonisation effective dans les échanges d'informations et a un rôle central dans la mise en place d'applications liées aux compteurs intelligents.

Modalités

Le GRD doit mettre à jour ses procédures et opérations afin de soutenir les processus de marché Smart (ouverture/fermeture, relève à distance, transmission des données des compteurs), de se conformer au MIG6 et d'être compatible avec la plateforme Atrias.

Situation souhaitée

Le GRD est capable de communiquer avec le marché dès l'activation d'Atrias, laquelle permet l'accès aux données de comptage. Cette plateforme permet l'échange de données entre tous les acteurs du marché de l'énergie. Elle facilite les communications entre le GRD et les fournisseurs d'une part et entre le GRD et le GRT d'autre part.

Recommandation 14	Mobiliser les filières de recyclage et de réinsertion des équipements électroniques.	 GRD  Haute	 ∞
Action 25	Lancer et exécuter des marchés publics concernant le traitement des anciens compteurs en y ajoutant la contrainte de favorisation des filières de réinsertion.		2020 2031

Situation initiale

Le GRD est propriétaire des compteurs existants, lesquels risquent de ne pas être revalorisés une fois remplacés. En effet, la collecte et le stockage des compteurs remplacés et non-revalorisés représentent des coûts pour le GRD.

Modalités

Le GRD publie des appels d'offre pour le recyclage et/ou la réinsertion des anciens compteurs lors de l'année 2020. Les filières de réinsertion sont préférées. Dès 2021, le recyclage et la réinsertion des anciens compteurs débutent. Dans un premier temps pour les anciens compteurs issus des projets pilotes et déploiements préliminaires de la phase préparatoire, et ensuite pour les anciens compteurs issus du déploiement massif.

Situation souhaitée

Des économies sont réalisées sur les coûts de collecte et de stockage. De plus, des gains sont issus de la revente des compteurs électromécaniques en l'état et de la revente des matériaux pour la réutilisation. Le recyclage permet également de privilégier le réemploi, de maximiser la valorisation de matière et de permettre une valorisation énergétique.

Recommandation 15	Assurer la cybersécurité des compteurs intelligents.	GRD Haute	∞ 2020 2031
Action 26	Mettre en place des mesures de sécurité « by design » et « by default » lors de l'implémentation de l'infrastructure. (en cours)		

Situation initiale

L'UE a rédigé un rapport⁸³ dédié à la gestion des données personnelles et qui a pour but d'accompagner les pays membres dans ce domaine. Le GRD a l'obligation de réaliser l'analyse sur la sécurité des données, telle que définie par l'UE. Cette analyse a été réalisée et l'implémentation des mesures de cybersécurité est déjà en cours. Les données de consommation, considérées comme des données personnelles, sont aussi encadrées par l'ordonnance et le RGPD à travers les DPIA (Data Protection Impact Assessment).

Modalités

La mise en place des mesures de sécurité est continuée lors de l'année 2020. Des rapports de cybersécurité sont également réalisés annuellement afin de garantir la sécurité des données de comptage. Ceci représente un indicateur des évaluations annuelles (cf. Action 23).

Situation souhaitée

L'utilisation des données par les acteurs du marché de l'énergie est contrôlée. Des protocoles de sécurité protègent les données des utilisateurs de potentielles cyber-attaques.

Recommandation 16	Assurer l'harmonisation des fonctionnalités techniques entre les régions.	GRD Haute	2 ans 2020 2021
Action 27	Définir les spécificités techniques du compteur afin de permettre son interopérabilité d'une région à l'autre. (en cours)		

Situation initiale

Des spécifications techniques différentes entre les compteurs intelligents déployés dans les différentes régions peuvent représenter des freins à l'arrivée, dans certaines régions, de nouveaux fournisseurs de services utilisant les compteurs.

L'interopérabilité des compteurs intelligents d'une région à l'autre est déjà en cours d'implémentation.




Modalités

Les cahiers des charges publiés par le GRD pour l'acquisition de compteurs intelligents garantissent une interopérabilité avec les autres composants de la chaîne communicante (afficheur déporté, collecte et partage des informations). Il est nécessaire d'utiliser un standard existant pour garantir l'interopérabilité des équipements. Dans ce cadre, la technologie DSMR5 a été identifiée pour le port P1 (branchement d'équipement en aval du compteur) tandis que la technologie IDIS sera utilisée pour le reste de la chaîne de communication.

Situation souhaitée

L'harmonisation des fonctionnalités techniques entre les régions est assurée. Les barrières à l'entrée du marché énergétique sont alors limitées, permettant l'intégration de nouveaux fournisseurs d'énergie et de nouveaux services.

⁸³ Recommendations for Privacy, Data Protection and Cyber-Security in the Smart Grid Environment, European Commission, 2012.

Recommandation 17	Assurer la pérennité du réseau électrique.	 GRD  Basse	 9 ans 2023 2031
Action 28	Définir des mesures d'agrégation des puissances afin d'intégrer les futures nouvelles charges synchronisées.		

Situation initiale

La mobilité électrique ainsi que les systèmes d'autoproduction d'électricité représentent une révolution à laquelle les réseaux de distribution doivent faire face et s'adapter. Les changements de comportement liés à la recharge des véhicules ou autres batteries de stockage auront une influence sur la charge sur le réseau. Le compteur intelligent apparait donc comme nécessaire pour permettre au GRD de contrôler la charge sur son réseau et faciliter l'intégration de ces nouveaux types de charge.

Modalités

Le GRD doit suivre l'évolution du réseau électrique en réponse aux nouveaux types de charge et définir des mesures d'agrégation des puissances afin d'intégrer les futures nouvelles charges synchronisées et répondre aux éventuelles surcharges du réseau électrique.

Situation souhaitée

La stabilité du réseau est améliorée et les surcharges sont limitées. De plus, de nouveaux services apparaissent, tels que des systèmes de recharge intelligents des VE, ainsi que des nouvelles offres proposant des tarifs favorables à certains moments de la journée. Les consommateurs propriétaires des nouveaux types de charge valorisent donc leur flexibilité en mettant leurs matériels à disposition du réseau. Enfin, une meilleure gestion des flux d'énergie permet une réduction des investissements-réseau.

CONCLUSION

Après avoir déterminé le modèle de déploiement de systèmes intelligents de mesure le plus adapté au contexte bruxellois et analysé les impacts, opportunités et risques de ce modèle et ses variantes sur les différents acteurs, un cadre de déploiement décliné en feuille de route a été proposé. La présente étude a donc eu pour objectif d'analyser les opportunités économiques, environnementales et sociales du déploiement des compteurs intelligents en Région de Bruxelles-Capitale conformément aux exigences des ordonnances électricité et gaz.

Suite à l'étude du contexte bruxellois, il a été décidé de suivre les **enjeux principaux** propres à la région de Bruxelles-Capitale lors du déploiement des compteurs intelligents. Afin de répondre au mieux aux enjeux bruxellois, certaines dispositions de l'ordonnance se doivent d'être modifiées. En effet, la **politique du consentement** de l'ordonnance se doit d'être revue afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse réaliser ses opérations légitimes sans consentement explicite de l'utilisateur. De plus, il est nécessaire que les **fonctionnalités minimales** du compteur intelligent soient définies de manière spécifique et qu'un **rapportage annuel** spécifique au déploiement soit imposé.

L'analyse du modèle de déploiement des compteurs intelligents de l'ordonnance révèle que ce dernier doit, à minima, être optimisé à travers la création de niches supplémentaires, lesquelles permettent de répondre à davantage d'enjeux. Premièrement, la création d'une **niche d'autoconsommation collective** favorise l'émergence de communautés d'énergie à travers une consommation locale de l'énergie produite par des unités de production d'énergie décentralisées et ainsi réduire les besoins capacitaires du réseau. Deuxièmement, la création d'une **niche des consommateurs vulnérables** permet de définir une approche spécifique d'accompagnement. Enfin, la création d'une **niche de tarification capacitaire** permet aux utilisateurs d'influencer la composante relative à l'utilisation du réseau de leur facture d'énergie et d'utiliser rationnellement la capacité du réseau. **Au-delà d'un déploiement optimisé, l'analyse démontre la possibilité de créer davantage de valeur à travers un modèle qui tend vers un déploiement massif.** Dans toutes variantes du modèle de déploiement, une technologie 4G sans fil est préférée afin d'assurer l'interopérabilité entre les régions.

En complément des analyses, l'étude s'est voulue la plus complète possible en étudiant des actions supplémentaires. En effet, afin que tout consommateur bruxellois puisse bénéficier de l'évolution du marché, des **mesures d'accompagnement** optimales doivent être identifiées lors du déploiement des compteurs intelligents et de la mise en place de cas d'usage, et doivent être confirmées à travers la mise en œuvre de projets pilotes. De plus, des mesures spécifiques se doivent d'être prises pour les populations sensibles afin d'assurer leur pleine utilisation des compteurs intelligents.

Par conséquent, l'étude prévoit une **feuille de route stratégique** du déploiement. Il est premièrement nécessaire de revoir les principes de l'ordonnance à la lumière de l'étude menée. Des mesures d'accompagnement des utilisateurs doivent ensuite être déterminées. Enfin, les jalons du déploiement sont définis – il est question que le déploiement soit piloté de manière plus fine par le gestionnaire du réseau de distribution.

ANNEXES

A. Extraits de l'ordonnance bruxelloise du 23 juillet 2018

Tableau 30 - Article 2 - Définitions relatives au compteur et réseau intelligent

Définitions précisées dans l'ordonnance du 23 juillet 2018
Compteur intelligent : un système électronique qui peut mesurer la consommation d'électricité, en ajoutant des informations qu'un compteur classique ne fournit pas, et qui peut transmettre et recevoir des données en utilisant une forme de communication électronique
Réseau intelligent : réseau d'énergie avancé généralement composé de systèmes de communication bidirectionnelle, de compteurs intelligents et de systèmes de suivi et de contrôle du fonctionnement du réseau

Tableau 31 - Article 24ter §1er - Niches de déploiement

Définitions des niches de déploiement pour la Région de Bruxelles-Capitale
<p>Art.24ter. § 1er. Tout en tenant compte de l'intérêt général et dans la mesure où cela est techniquement possible, financièrement raisonnable et proportionné compte tenu des économies d'énergie potentielles, le GRD installe progressivement des compteurs intelligents sur le réseau de distribution conformément aux niches obligatoires suivantes :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Lorsqu'un compteur est remplacé, à moins que cela ne soit pas techniquement possible ou rentable au regard des économies potentielles estimées à long terme ; 2. Lorsqu'il est procédé à un raccordement dans un bâtiment neuf ou un bâtiment faisant l'objet de travaux de rénovation importants, tels que définis dans la directive 2010/31/UE. <p>Tout en tenant compte de l'intérêt général et dans la mesure où cela est techniquement possible, financièrement raisonnable et proportionné compte tenu des économies d'énergie potentielles, le GRD peut installer également progressivement des compteurs intelligents sur le réseau de distribution conformément aux niches prioritaires suivantes et précisées dans le plan d'investissement visé à l'article 12 :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Lorsque l'utilisateur du réseau de distribution dispose d'un véhicule électrique et le signale au GRD ; en ce cas, un compteur intelligent est installé dans l'immeuble dans lequel il a son domicile ; 2. Lorsque l'utilisateur du réseau de distribution a une consommation annuelle dépassant les 6.000 kWh par an ; 3. Lorsque l'utilisateur du réseau de distribution dispose d'une unité de stockage susceptible de réinjecter de l'électricité sur le réseau de distribution ou d'une pompe à chaleur ; 4. Lorsque les clients finals offrent leur flexibilité via un opérateur de flexibilité ; 5. Lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution le demande, à moins que cela ne soit pas techniquement possible ou financièrement raisonnable et proportionné compte tenu des économies d'énergie potentielles ; 6. Lorsque l'utilisateur du réseau de distribution est prosumer ou peut réinjecter de l'électricité sur le réseau. <p>A la condition qu'une étude spécifique et transversale de Brugel démontre l'opportunité économique, environnementale et sociale du développement de compteurs intelligents pour chaque niche visée à l'article 24ter, alinéa 1er et 2, ainsi que, le cas échéant, pour chaque nouvelle catégorie de bénéficiaires éventuels, et après débat au Parlement, le Gouvernement peut déterminer d'autres cas dans lesquels le GRD installe des compteurs intelligents ainsi que leurs modalités d'installation. Brugel soumet cette étude à consultation publique.</p>

Tableau 32 - Article 24ter §2 - Conditions d'installation et d'utilisation du compteur intelligent

Conditions d'installation et d'utilisation du compteur intelligent dans la Région de Bruxelles-Capitale
<p>§ 2. Dans le cas des niches définies à l'art. 24ter, § 1er, nul ne peut refuser l'installation ou le maintien d'un compteur intelligent. Une fois un compteur installé, nul ne peut en demander la suppression.</p> <p>Le GRD communique à l'utilisateur du réseau son intention d'installer un compteur intelligent deux mois avant la date de l'installation. Cette communication est accompagnée d'éléments de sensibilisation et d'information sur les compteurs intelligents. Il y est notamment précisé les normes de qualité du produit, la puissance de rayonnement électromagnétique du produit, la possibilité de les rendre ou non communicants et les dispositions garantissant la protection de la vie privée à l'égard des traitements de données à caractère personnel. Le Gouvernement fixe le contenu des modalités d'application de ce dispositif de communication.</p> <p>Pour les clients finals visés au § 1er, alinéa 1, 1° et 2°, et alinéa 2, 5°, le gestionnaire du réseau ne peut collecter des données personnelles à distance et poser des actes à distance qu'après en avoir eu l'autorisation expresse et écrite du client final identifié pour le point de fourniture. Cette obligation s'impose également lorsqu'un nouveau client final est identifié sur un point de fourniture, indépendamment du choix effectué par le client final précédemment identifié sur le point de fourniture. Elle est révoquée sur simple demande de l'utilisateur de réseau. Dans un cas comme dans l'autre, sa volonté prend effet endéans les 15 jours ouvrables. Pour garantir les droits du consommateur, le Gouvernement peut préciser les modalités de notification par l'utilisateur du réseau de sa volonté de partage de ses données personnelles au gestionnaire du réseau.</p> <p>Pour les clients finals visés au § 1 alinéa 2, 1° à 4°, et 6°, le gestionnaire du réseau peut collecter des données personnelles à distance. Sur la base de critères objectifs et non discriminatoires soumis à Brugel, le gestionnaire du réseau peut poser des actes à distance afin d'assurer le fonctionnement</p>

sécurisé du réseau et son exploitation. Le client final peut toutefois s'opposer à la collecte de données personnelles à distance. Sa volonté prend effet endéans les 15 jours ouvrables. Pour garantir les droits du consommateur, le Gouvernement peut préciser les modalités de notification par l'utilisateur du réseau de sa volonté de partage de ses données personnelles au gestionnaire du réseau.

Tableau 33 - Article 24ter §4 - Responsabilités du gestionnaire de réseau en matière de traitement des données

Responsabilités du gestionnaire de réseau en matière de traitement des données pour la Région de Bruxelles-Capitale

§ 4. Le gestionnaire du réseau est, seul ou conjointement avec une ou plusieurs sociétés exploitantes selon les modalités définies en vertu du règlement technique, responsable du traitement des données à caractère personnel fournies par les compteurs intelligents. En cette qualité, il veille à la conformité des compteurs intelligents aux normes techniques applicables, à la sécurité du réseau intelligent et de la communication des données, ainsi qu'à la garantie de la protection de la vie privée des utilisateurs du réseau, notamment dans le traitement des données à caractère personnel. Les compteurs et réseaux intelligents doivent être conçus de manière à éviter la destruction accidentelle ou illicite, la perte accidentelle, la divulgation, la diffusion, l'accès et la modification des données à caractère personnel dès la conception.

Le GRD ne peut traiter les informations disponibles sur un compteur intelligent que pour réaliser ses missions légales ou réglementaires, notamment pour le développement du réseau de distribution ainsi que la détection et la facturation des consommations d'électricité non facturées par un fournisseur.

Ne seront collectées et traitées que les données à caractère personnel adéquates, pertinentes et limitées à ce qui est nécessaire au regard des finalités autorisées par la présente ordonnance et pour lesquelles elles ont été collectées. Le Gouvernement établit une liste de ces données, primaires ou dérivées.

Les données à caractère personnel ne peuvent être conservées que le temps nécessaire à la réalisation des finalités pour lesquelles elles ont été collectées. En tout état de cause ce délai ne pourra excéder dix ans.

Les données à caractère personnel sont rendues anonymes dès que leur individualisation n'est plus nécessaire pour la réalisation des finalités pour lesquelles elles ont été collectées.

Sont interdits, tous traitements de données de comptage à caractère personnel ayant les finalités suivantes : 1° le commerce de données de comptage à caractère personnel ;

B. Analyse comparative des orientations stratégiques de chaque région

Afin d'évaluer les besoins du modèle pour la Région de Bruxelles-Capitale, les modèles développés dans différentes régions et pays avoisinants sont comparés au modèle issu des ordonnances électricité et gaz bruxelloises. Cette analyse permet d'identifier les écarts entre le modèle bruxellois (même incomplet) et les modèles présents dans les autres régions afin de faciliter l'identification de potentielles pistes d'amélioration.

De plus, la compréhension des modèles appliqués dans les autres régions doit permettre à la région bruxelloise de développer un modèle qui ne sera pas trop éloigné de ce qui existe ailleurs afin d'éviter le développement de solutions techniques spécifiques plus coûteuses.

Les régions choisies pour cette analyse comparative sont :

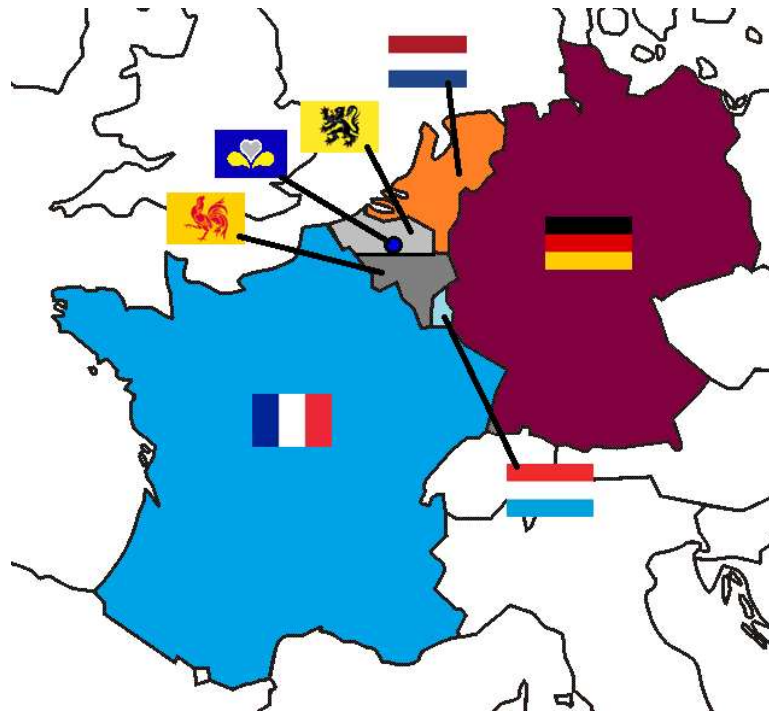





Figure 22 - Régions étudiées durant l'analyse comparative

Régions avoisinantes considérées dans l'analyse comparative	
<ul style="list-style-type: none"> • La Région Wallonne • La Région Flamande, • Les Pays Bas, 	<ul style="list-style-type: none"> • L'Allemagne, • La France, • Le Luxembourg.

Pour chaque région, une analyse du cadre législatif a permis de définir la stratégie de déploiement. Il a ainsi été déterminé si la région adopte un déploiement massif ou par niche, si des niches prioritaires existent et si des objectifs temporels ont été définis (pour les niches et de manière globale). Les aspects économiques du déploiement sont également évalués. L'analyse du cadre législatif et des aspects économiques permet également de comprendre les enjeux du déploiement et l'approche en matière de gestion de la vie privée et de protection du consommateur.

Enfin, les informations concernant l'architecture communicante ont été rassemblées. Il s'agit d'identifier les flux d'information entre les différents composants du système intelligent de comptage ainsi que les choix technologiques qui ont été posés.

Tableau 34 - Analyse d'écart entre les régions analysées et le cadre bruxellois

								Ecart observé entre le cadre bruxellois et les différents cadres étudiés
Stratégie de déploiement	Déploiement partiel par segment	Déploiement massif du parc avec segments prioritaires et objectifs précis	Déploiement massif Installation simultanée du compteur gaz	Déploiement massif par tranche de consommation avec stratégie minimaliste	Déploiement massif par zones géographiques	Déploiement massif par zones géographiques	Déploiement progressif par niche	<ul style="list-style-type: none"> • Pas d'objectifs chiffrés concernant les niches • Évaluations préalables • Pas de synergie imposée pour le déploiement gaz • Système opt-in
Enjeux à portée économique	<ul style="list-style-type: none"> • Réduction des coûts opérationnels 	<ul style="list-style-type: none"> • Objectifs d'efficacité énergétique (€350 millions d'économie pour les consommateurs) • Réduction des coûts opérationnels 	<ul style="list-style-type: none"> • Objectifs d'efficacité énergétique (€3,6 milliards d'économie pour les consommateurs) • Réduction des coûts opérationnels 	<ul style="list-style-type: none"> • Objectifs d'efficacité énergétique (€4,6 milliards d'économie pour les consommateurs) • Réduction des coûts opérationnels 	<ul style="list-style-type: none"> • Réduction des coûts opérationnels • Absence d'objectifs d'efficacité énergétique pénalisée par la Cour de Comptes 	<ul style="list-style-type: none"> • Objectifs d'efficacité énergétique (diminution de la consommation de 0,5% par ménage) • Réduction des coûts opérationnels 	<ul style="list-style-type: none"> • Prise en compte de la faisabilité technique et financière • Opportunité économique obligatoire 	<ul style="list-style-type: none"> • Gains opérationnels limités en raison du déploiement par niche
Enjeux à portée environnementale	<ul style="list-style-type: none"> • Intégration des énergies renouvelables • Gestion de la demande d'énergie • Réduction de la consommation d'énergie • Émergence de réseaux intelligents • Encadrer la tarification capacitaire pour prosumers 	<ul style="list-style-type: none"> • Intégration des énergies renouvelables • Gestion de la demande d'énergie • Réduction de la consommation d'énergie (-2,6% élec ; -1% gaz) 	<ul style="list-style-type: none"> • Intégration des énergies renouvelables • Gestion de la demande d'énergie • Réduction de la consommation d'énergie (Entre -0,5% et -2,5%) 	<ul style="list-style-type: none"> • Intégration des énergies renouvelables • Gestion de la demande d'énergie • Réduction de la consommation d'énergie 	<ul style="list-style-type: none"> • Intégration des énergies renouvelables • Réduction de la consommation d'énergie • Gestion de la demande d'énergie • Développement de la voiture électrique 	<ul style="list-style-type: none"> • Intégration des énergies renouvelables • Gestion de la demande d'énergie (0,5% élec) • Développement de la voiture électrique. 	<ul style="list-style-type: none"> • Opportunité environnementale obligatoire • Intégration des énergies renouvelables • Gestion de la demande d'énergie • Intégration les prosumers, des VE, des batteries et des pompes à chaleur 	<ul style="list-style-type: none"> • Absence d'objectifs en termes de réduction de la consommation • Les niches proposées ne favorisent pas le développement de l'autoconsommation collective qui nécessite un déploiement géographique.
Enjeux à portée sociale	<ul style="list-style-type: none"> • Accompagner les ménages précarisés • Favoriser l'accès aux solutions de flexibilité • Modèles de consommation collective et de Smart City 	<ul style="list-style-type: none"> • Accompagner les ménages précarisés • Écllosion de nouveaux produits et services 	<ul style="list-style-type: none"> • Améliorer la stabilité du réseau et la qualité des services • Écllosion de nouveaux produits et services 	<ul style="list-style-type: none"> • Améliorer la stabilité du réseau et la qualité des services • Écllosion de nouveaux produits et services • Favoriser l'accès aux solutions de flexibilité 	<ul style="list-style-type: none"> • Accompagner les ménages précarisés • Modèles de consommation collective et de Smart City • Montée en compétence sur la cybersécurité 	<ul style="list-style-type: none"> • Écllosion de nouveaux produits et services 	<ul style="list-style-type: none"> • Opportunité sociale obligatoire • Système d'opt-in/opt-out • Interdiction de refus de compteur installé • Accès aux nouveaux services de flexibilité • Intérêt pour les grands consommateurs 	<ul style="list-style-type: none"> • Absence de réflexion concernant les clients vulnérables • Gains relatifs à la gestion du réseau limités en raison du déploiement par niche
Gestion des données personnelles et son impact sur les activités du gestionnaire de réseau	<ul style="list-style-type: none"> • Usages légitimes du gestionnaire du réseau de distribution (opérations liées à la gestion du réseau, transmission des index pour la facturation, ...) garantis par le cadre 	<ul style="list-style-type: none"> • Usages légitimes du gestionnaire du réseau de distribution (opérations liées à la gestion du réseau, transmission des index pour la facturation, ...) garantis par le cadre 	<ul style="list-style-type: none"> • Refus possible de la pose et de la relève 	<ul style="list-style-type: none"> • Lorsque la fonction communicante du compteur est applicable, le consommateur n'a pas la possibilité de s'opposer à son activation 	<ul style="list-style-type: none"> • Usages légitimes du gestionnaire du réseau de distribution garantis (opérations liées à la gestion du réseau, transmission des index pour la facturation, ...) par le cadre 	<ul style="list-style-type: none"> • Usages légitimes du gestionnaire du réseau de distribution (opérations liées à la gestion du réseau, transmission des index pour la facturation, ...) garantis par le cadre 	<ul style="list-style-type: none"> • Pas de définition de relevé légitime des données : réglementation fortement contraignante pour les activités légitimes du GRD • Les régimes de comptage par défaut définis par un arrêté du gouvernement 	<ul style="list-style-type: none"> • Gains opérationnels du gestionnaire du réseau de distribution limités en raison de la réglementation contraignante

Région Wallonne

Stratégie du déploiement

Le déploiement est encadré par le décret du 19 juillet 2018 modifiant les décrets du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité en vue du déploiement des compteurs intelligents et de la flexibilité⁸⁴.

Le décret prévoit un déploiement par segment. Les segments sont séparés en deux catégories avec des objectifs de déploiement différents pour chacune des catégories.

1. Installation et activation de la fonction communicante du compteur intelligent de manière systématique à partir du 1^{er} janvier 2023 (au plus tard) dans les cas suivants, à moins que cela ne soit techniquement impossible ou non économiquement raisonnable :
 - a. Lorsque l'utilisateur du réseau est un client résidentiel déclaré en défaut de paiement tel que défini par l'article 33bis/1 du décret ;
 - b. Lorsqu'un compteur est remplacé ;
 - c. Lorsqu'il est procédé à un nouveau raccordement ;
 - d. Lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution le demande.
2. Objectif de 80% de compteurs intelligents installés au plus tard au 31 décembre 2029 pour les utilisateurs de réseau répondant à l'une des caractéristiques suivantes :
 - a. La consommation annuelle standardisée est supérieure ou égale à 6.000 kWh ;
 - b. La puissance électrique nette développable de production d'électricité est supérieure ou égale à 5 kWe ;
 - c. Les points de recharge ouverts au public.

Aspects économiques du déploiement

Une évaluation réalisée en 2014 tenait compte d'un déploiement massif sur 13 ans (de 2018 à 2030). Le déploiement massif était prévu sur l'ensemble du parc de l'époque, ce qui représentait 1,5 millions de compteurs.

L'investissement sur la durée complète du déploiement (CAPEX) était alors évalué à € 700 millions. Les coûts récurrents liés au déploiement (OPEX) sur la durée totale étaient, quant à eux, évalués à € 87 millions.

La possibilité d'une contribution des consommateurs (hors facture d'énergie) au financement du déploiement avait été envisagée mais non chiffrée.

Ce scénario n'est toutefois plus d'application depuis l'introduction de l'ordonnance du 18 juillet 2018, celle-ci imposant un déploiement par segment pour lesquels les coûts sont actuellement révisés. Une récente étude coûts/bénéfices de la CWaPE a révélé un scénario de déploiement segmenté positif.

Enjeux traités par le modèle de déploiement





Les enjeux traités par le cadre wallon sont identifiés à partir des segments prévus par le décret du 19 juillet 2018 mais également sur la base d'une note au gouvernement wallon⁸⁵ écrite par le Ministre Jean-Luc Crucke à propos des Smart Grids et du Smart Metering.

⁸⁴ 19 JUILLET 2018. – Décret modifiant les décrets du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité en vue du déploiement des compteurs intelligents et de la flexibilité, Région Wallonne, septembre 2018.

⁸⁵ PACTE NATIONAL POUR LES INVESTISSEMENTS STRATEGIQUES – SMART-GRIDS ET SMART METERING, Proposition du Ministre Jean-Luc Crucke, Jean-Luc Crucke, février 2018



Enjeux sociétaux

Les enjeux sociétaux sont les enjeux ayant un impact sur la gestion de l'énergie par la société et soutenant la transition énergétique.

Portée	Enjeu	Description
	Développement des énergies renouvelables et du stockage	Favoriser le développement des énergies renouvelables notamment décentralisées et des solutions de stockage de l'énergie afin de permettre aux consommateurs d'également être acteur de la transition énergétique.
	Support à l'efficacité énergétique	Améliorer l'efficacité énergétique en permettant un meilleur suivi et une meilleure gestion de la consommation d'énergie.
	Autoconsommation Collective	Développer des modèles de consommation collective et de partage de production (Smart Cities).
	Protection du consommateur vulnérable	Favoriser l'émergence de solutions dédiées à la gestion des clients vulnérables.



Enjeux liés au marché de l'énergie

Les enjeux liés au marché de l'énergie contribuent à l'émergence de nouvelles solutions de marché.

Portée	Enjeu	Description
	Développement de solutions de flexibilité	Favoriser le développement de solutions de flexibilité pour les particuliers et les entreprises.
	Développement de nouveaux tarifs	Favoriser la création d'offres tarifaires dynamiques et indexées récompensant les actions vertueuses soutenant par exemple l'équilibrage du réseau, un dimensionnement optimal du réseau, etc...

Enjeux liés au fonctionnement et à la gestion du réseau de distribution

Les enjeux liés au réseau de distribution représentent des améliorations dans la manière de gérer le réseau, aussi bien d'un point de vue opérationnel qu'au niveau des investissements à réaliser.

Portée	Enjeu	Description
	Maintenance du réseau de distribution	Améliorer les activités de maintenance du réseau notamment au moyen de fonctionnalités exécutables à distance.
	Supervision du réseau de distribution	Favoriser la création d'offres tarifaires dynamiques et indexées récompensant les actions vertueuses soutenant par exemple l'équilibrage du réseau, un dimensionnement optimal du réseau, etc...

Enjeux liés aux utilisateurs du réseau de distribution

Les enjeux liés aux utilisateurs du réseau de distribution se rapportent aux améliorations de la qualité des services rendus aux clients par les différents acteurs du marché.

Aucun enjeu lié aux utilisateurs du réseau de distribution n'a été spécifié pour la Région Wallonne.

Gestion des données personnelles des clients et son impact sur les activités du GRD

Le cadre légal interdit à l'utilisateur du réseau de refuser l'installation sauf en cas de dérogation notamment en cas d'intolérance à l'électromagnétisme liée au compteur intelligent dûment objectivée. L'activation de la fonction communicante est également prévue par le cadre et ne peut être refusée par l'utilisateur du réseau. Ceci permet de garantir l'utilisation des données mise à disposition par les compteurs intelligents pour l'exécution des missions légales, réglementaires ou légitimes du GRD.

L'utilisateur du réseau est propriétaire de ses données de consommation et d'injection et peut par conséquent donner accès à celles-ci au fournisseur de service (notamment de flexibilité) de son choix.

Le cadre définit également les responsabilités du GRD agissant en tant que gestionnaire des données à caractère personnel collectées par le compteur intelligent. Il prévoit notamment les finalités pour lesquelles le traitement des données de

comptage à caractère personnel sont interdits. Ces finalités sont notamment le commerce de données de comptage à caractère personnel et la création de liste de clients finals concernant les fraudeurs et les mauvais payeurs.

Par défaut, la transmission des données de comptage (index et volumes d'énergie) vers les acteurs du marché est effectuée sur base annuelle. L'utilisateur est autorisé à modifier cette fréquence en optant pour un autre régime de comptage défini par le règlement technique.

Les données disponibles (prélèvement et injection d'électricité), en temps réel, sur le port de sortie local du compteur sont également exploitables par l'utilisateur. Ce port de sortie local est désactivé par défaut. Le GRD est responsable de son activation et de sa désactivation sur base des demandes de l'utilisateur du réseau.

Région Flamande

Stratégie du déploiement

Le déploiement est encadré par le décret sur l'énergie du 8 mai 2009 et modifié par un décret du 29 juin 2018⁸⁶ qui élargit notamment les responsabilités en matière de gestion du réseau de distribution, en tenant compte du développement et du placement des compteurs intelligents. Il s'agit d'un déploiement massif avec certaines niches prioritaires. Le but final est de remplacer tous les compteurs existants des installations raccordées au réseau basse-tension (< 56 kVA) par des compteurs intelligents sur une période de 15 ans. Le cadre définit également des niches prioritaires. Des objectifs de déploiement sont établis pour ces niches prioritaires.

Le décret sur l'énergie relatif au déploiement des compteurs numériques du 19 novembre 2010 et modifié en juillet 2018⁸⁷ explicite quant à lui les modalités de placement des compteurs intelligents d'électricité ainsi que de gaz. Notamment, les gestionnaires du réseau de distribution doivent proposer les plans de déploiements par période de 5 ans avec des objectifs variables en fonction des niches et les mettre à disposition sur leur site internet.

De plus, il introduit la notion de compteur intelligent et les responsabilités du gestionnaire de données liées aux mesures rendues accessibles par les compteurs intelligents.

Aspects économiques du déploiement

Le déploiement par niche prioritaire de 3,7 millions compteurs d'électricité et 2,1 millions compteurs de gaz sur une durée de projet de 15 ans, présente un business case positif. Les investissements (CAPEX) sont évalués, pour la durée totale du projet à € 1.46 milliards. Les coûts récurrents liés au déploiement (OPEX) sur la même durée sont, quant à eux, estimés à € 0,1 milliards.

La contribution des consommateurs finals résidentiels est de 15 €/an dans le cas d'un compteur d'électricité et de 12 €/an pour un compteur de gaz, ce qui représente une différence de respectivement +10 €/an et +7 €/an par rapport à la contribution actuelle des consommateurs pour la location de leur compteur. L'installation pour la production décentralisée, les prosumers ou encore une installation sur demande engendrera des coûts supplémentaires.

Les bénéfices attendus de € 1,93 milliards s'expliquent principalement par des gains en **efficacité énergétique** de € 350 millions (par une réduction de la consommation d'électricité de 2,6 % et 1 % pour le gaz) et des économies sur les **coûts opérationnels** comme par exemple la détection de la fraude (€ 450 millions), une diminution des coûts de relève de compteurs (€ 450 millions) et une meilleure gestion des switches et déménagement (€ 200 millions).




⁸⁶ ONTWERP VAN DECREET TOT WIJZIGING VAN HET ENERGIEDECREET VAN 8 MEI 2009, wat betreft de uitrol van digitale meters en tot wijziging van artikel 7.1.1, 7.1.2 en 7.1.5 van hetzelfde decreet, Vlaamse regering, juin 2018;

⁸⁷ BESLUIT VAN DE VLAAMSE REGERING TOT WIJZIGING VAN HET ENERGIEBESLUIT VAN 19 NOVEMBER 2010, wat betreft de uitrol van digitale meters, Vlaamse regering, juillet 2018.

Enjeux traités par le modèle de déploiement




Enjeux sociétaux

Les enjeux sociétaux ont un impact sur la gestion de l'énergie par la société et soutiennent la transition énergétique.

Portée	Enjeu	Description
	Développement des énergies renouvelables et du stockage	Favoriser le développement des énergies renouvelables notamment décentralisées et des solutions de stockage de l'énergie afin de permettre aux consommateurs d'être acteur de la transition énergétique.
	Support à l'efficacité énergétique	Améliorer l'efficacité énergétique en permettant un meilleur suivi et une meilleure gestion de la consommation d'énergie.
	Protection du consommateur vulnérable	Favoriser l'émergence de solutions dédiées à la gestion des clients vulnérables.



Enjeux liés au marché de l'énergie

Les enjeux liés au marché de l'énergie contribuent à l'émergence de nouvelles solutions de marché.

Portée	Enjeu	Description
	Développement de nouveaux services	Développer de nouveaux services favorisant l'émergence de la transition énergétique (le fournisseur permet au consommateur d'être un acteur engagé de la transition énergétique).
	Développement de nouveaux tarifs	Favoriser la création d'offres tarifaires dynamiques et indexées récompensant les actions vertueuses soutenant par exemple l'équilibrage du réseau, un dimensionnement optimal du réseau, etc...
	Développement de la production locale d'énergie renouvelable	Faciliter l'intégration et le comptage de la production photovoltaïque.



Enjeux liés au fonctionnement et à la gestion du réseau de distribution

Les enjeux liés au réseau de distribution représentent des améliorations dans la manière de gérer le réseau, aussi bien d'un point de vue opérationnel qu'au niveau des investissements à réaliser.

Portée	Enjeu	Description
	Maintenance du réseau de distribution	Améliorer les activités de maintenance du réseau notamment au moyen de fonctionnalités exécutables à distance.
	Supervision du réseau de distribution	Favoriser la création d'offres tarifaires dynamiques et indexées récompensant les actions vertueuses soutenant par exemple l'équilibrage du réseau, un dimensionnement optimal du réseau, etc...

Enjeux liés aux utilisateurs du réseau de distribution

Les enjeux liés aux utilisateurs du réseau de distribution se rapportent aux améliorations de la qualité des services rendus aux clients par les différents acteurs du marché.

Portée	Enjeu	Description
	Maitrise de la consommation et du budget	Suivre l'évolution de la consommation et du budget en temps réel et adapter ses habitudes pour réduire sa facture.
	Intégration des énergies renouvelables	Intégrer de manière efficace les unités de production d'énergie renouvelable en tenant compte, entre autres choses, de leur intermittence.

Gestion des données personnelles et son impact sur les activités du GRD

Le cadre légal interdit à l'URD de refuser l'installation et la relève à distance. La loi⁸⁸ introduit la notion de *gestionnaire des données*, l'acteur qui collecte et traite les données des compteurs. Les acteurs du marché sont tenus de ne traiter que les données strictement légitimes à la fourniture de leurs services et pour lesquelles un accord a été conclu avec le client final.

⁸⁸ ONTWERP VAN DECREET TOT WIJZIGING VAN HET ENERGIEDECREET VAN 8 MEI 2009, wat betreft de uitrol van digitale meters en tot wijziging van artikel 7.1.1, 7.1.2 en 7.1.5 van hetzelfde decreet, Vlaamse regering, juin 2018.

Pays-Bas

Stratégie du déploiement

Le déploiement est encadré par la loi sur l'électricité de 1998, modifiée en juillet 2018.⁸⁹ Cette loi définit notamment les droits et obligations du distributeur d'énergie, comme par exemple de mesurer les quantités d'énergie provenant d'une installation de production d'énergie durable, neutre en carbone ou provenant de cogénération à haut rendement. De plus, la loi encadre les responsabilités du distributeur en tant que responsable de l'accès au réseau et du traitement des données du client final.

Aux Pays-Bas, un **déploiement massif** sur 6 ans, basé sur des zones géographiques, est en cours (de 2015 à fin 2020), avec l'objectif d'atteindre un minimum de 6,4 millions de compteurs (soit 80% du parc complet) d'ici 2020. La **possibilité de refuser l'installation** du compteur intelligent existe, mais des projets onéreux pour convaincre les clients manquants ont été entamés.

Aspects économiques du déploiement

Le déploiement par niche prioritaire de 8 millions de compteurs intelligents (totalité du parc) sur une durée de projet de 6 ans (de 2015 à fin 2020), présente un business case positif. Les investissements (CAPEX) sont évalués, pour la durée totale du projet à €3,3 milliards.




Les consommateurs finals ne sont pas appelés à contribuer aux coûts liés à ce déploiement.

Les bénéfices attendus de € 8,73 milliards s'expliquent principalement par des gains en **efficacité énergétique** €3,58 milliards (par une réduction de la consommation de 3,5% à la cible, 1% déjà réalisée au bout de 3 ans sur un déploiement partiel) et des économies sur les **coûts opérationnels**, comme par exemple une réduction des coûts de call centers (€ 2,27 milliards), des coûts des interventions (€ 1,66 milliards) et des coûts de relève de compteurs (€1,22 milliards).

Enjeux traités par le modèle de déploiement


Enjeux sociétaux

Les enjeux sociétaux sont les enjeux ayant un impact sur la gestion de l'énergie par la société et soutenant la transition énergétique.

Portée	Enjeu	Description
	Développement des énergies renouvelables et du stockage	Favoriser le développement des énergies renouvelables notamment décentralisées et des solutions de stockage de l'énergie afin de permettre aux consommateurs d'être acteur de la transition énergétique.
	Support à l'efficacité énergétique	Améliorer l'efficacité énergétique en permettant un meilleur suivi et une meilleure gestion de la consommation d'énergie.
	Acceptation de la technologie	Assurer l'acceptation des compteurs intelligents par les consommateurs.

Enjeux liés au marché de l'énergie

Les enjeux liés au marché de l'énergie contribuent à l'émergence de nouvelles solutions de marché.

Portée	Enjeu	Description
	Développement de nouveaux services	Développer de nouveaux services favorisant l'émergence de la transition énergétique (le fournisseur permet au consommateur d'être un acteur engagé de la transition énergétique).

⁸⁹ WET VAN 9 APRIL 2018 TOT WIJZIGING VAN DE ELEKTRICITEITSWET 1998 EN VAN DE GASWET (VOORTGANG ENERGIETRANSITIE), Economische Zaken en Klimaat, juillet 2018



Qualité de service au client

Améliorer l'efficacité du service rendu au client.



Développement de la production locale d'énergie renouvelable

Faciliter l'intégration et le comptage de la production photovoltaïque.

Enjeux liés au fonctionnement et à la gestion du réseau de distribution

Les enjeux liés au réseau de distribution représentent des améliorations dans la manière de gérer le réseau, aussi bien d'un point de vue opérationnel qu'au niveau des investissements à réaliser.

Portée	Enjeu	Description
	Stabilité du réseau	Améliorer la stabilité du réseau (l'équilibre sur le réseau, importances des pics de charge, ...).
	Supervision du réseau de distribution	Favoriser la création d'offres tarifaires dynamiques et indexées récompensant les actions vertueuses soutenant par exemple l'équilibrage du réseau, un dimensionnement optimal du réseau, etc...
	Intégration des énergies renouvelables	Intégrer de manière efficace les unités de production d'énergie renouvelables en tenant compte, entre autres choses, de leur intermittence.

Enjeux liés aux utilisateurs du réseau de distribution

Les enjeux liés aux utilisateurs du réseau de distribution se rapportent aux améliorations de la qualité des services rendus aux clients par les différents acteurs du marché.

Portée	Enjeu	Description
	Maîtrise de la consommation et du budget	Suivre l'évolution de la consommation et du budget en temps réel et adapter ses habitudes pour réduire sa facture.

Gestion des données personnelles et son impact sur les activités du GRD

Le cadre légal permet à l'utilisateur du réseau de refuser la pose du compteur intelligent ainsi que la relève à distance.

La loi⁹⁰ est très claire en matière de collecte de données du client, qui est seulement autorisée si ces données sont nécessaires pour l'activité légitime du fournisseur, notamment en matière de facturation, déménagement et changement de fournisseur. Il est de même pour la communication de ces mesures au fournisseur. Un des enjeux majeurs au Pays-Bas reste l'acceptation des compteurs intelligents par les consommateurs. En effet, deux lois proposées relatives aux compteurs intelligents furent bloquées par la première chambre en 2009, dues à des inquiétudes autour de la protection de vie privée des clients finals.

⁹⁰ WET VAN 9 APRIL 2018 TOT WIJZIGING VAN DE ELEKTRICITEITSWET 1998 EN VAN DE GASWET (VOORTGANG ENERGIETRANSITIE), Economische Zaken en Klimaat, juillet 2018

Allemagne

Stratégie du déploiement

Le déploiement est encadré par la loi MsbG (Messstellenbetriebsgesetz)⁹¹ d'août 2016. Cette loi stipule notamment les exigences minimales qu'un compteur intelligent devra remplir. Le déploiement de compteurs est prévu **par niche** sur 14 ans (de 2019 à 2032). La loi définit les niches en fonction de la capacité de production et de la consommation annuelle. La loi met en évidence une série de dérogations à l'obligation du distributeur d'installer un compteur intelligent dans les cas où cela ne serait pas économiquement justifiable. Il est ainsi prévu que tous les points de raccordements soient équipés de compteur électronique. Par défaut, ces compteurs ne possèdent pas de fonction communicante. La fonction communicante est assurée par un module supplémentaire appelé Smart Meter Gateway (SMGW). Seuls certaines niches seront équipées du module communicant lors du déploiement. Pour les autres niches, l'utilisateur du réseau est libre de demander l'installation de ce module. Cette installation supplémentaire représentera un coût supplémentaire à charge de l'utilisateur.

L'objectif allemand est d'atteindre un taux de déploiement de compteur électronique de 95% ici 2032, avec un objectif intermédiaire de 10% en mi-2020. Le déploiement commencera dès que 3 *systèmes de comptage intelligents* proposés par 3 entreprises différentes seront homologués par le bureau fédéral pour la sécurité des systèmes d'information (BSI), vraisemblablement au courant de l'année 2019.

Aspects économiques du déploiement

Le déploiement par tranche de consommation prévoit l'installation de 4 millions de compteurs par an. Le business case associé à ce déploiement est positif, avec des bénéfices attendus de € 10,04 milliards. Les investissements (CAPEX) sont évalués, pour la durée totale du projet à €7 milliards. Les coûts récurrents liés au déploiement (OPEX) sur la même durée sont, quant à eux, estimés à € 12,5 milliards.



La contribution des consommateurs finals résidentiels est de 20 à 60 €/an pour les petits consommateurs (<= 6.000 kWh/a) et entre 100 et 200 €/an pour les plus gros consommateurs (> 6.000 kWh/an). De plus, des plafonds annuels en fonction des niveaux de consommation ou de puissance installée ont été fixés.

Les bénéfices attendus s'expliquent principalement par des **économies d'énergie** de € 4,6 milliards (par une réduction de la consommation de 2,5% chez les gros consommateurs et 0,5% chez les petits consommateurs) et des économies sur les **coûts opérationnels**, comme par exemple des investissements évités dans les compteurs standards (€ 3,04 milliards) et dans les réseaux de distribution (€ 1,55 milliards) ou encore une réduction des coûts de relève de compteurs (€ 0,48 milliards).

Enjeux traités par le modèle de déploiement

Enjeux sociétaux

Les enjeux sociétaux sont les enjeux ayant un impact sur la gestion de l'énergie par la société et soutenant la transition énergétique.

Portée	Enjeu	Description
	Développement des énergies renouvelables et du stockage	Favoriser le développement des énergies renouvelables notamment décentralisées et des solutions de stockage de l'énergie afin de permettre aux consommateurs d'être acteur de la transition énergétique.
	Support à l'efficacité énergétique	Améliorer l'efficacité énergétique et améliorer le suivi et la gestion de la consommation d'énergie.

⁹¹ GESETZ ÜBER DEN MESSSTELLENBETRIEB UND DIE DATENKOMMUNIKATION IN INTELLIGENTEN ENERGIENETZEN (MESSSTELLENBETRIEBSGESETZ - MSBG), Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz, août 2016

Enjeux liés au marché de l'énergie

Les enjeux liés au marché de l'énergie contribuent à l'émergence de nouvelles solutions de marché.

Portée	Enjeu	Description
	Développement de solutions de flexibilité	Favoriser le développement de solutions de flexibilité pour les particuliers et les entreprises.
	Développement de nouveaux tarifs	Favoriser la création d'offres tarifaires dynamiques et indexées récompensant les actions vertueuses soutenant par exemple l'équilibrage du réseau, un dimensionnement optimal du réseau, etc...
	Évolution de la facturation	Utiliser les données de consommation réelles pour la facturation.

Enjeux liés au fonctionnement et à la gestion du réseau de distribution

Les enjeux liés au réseau de distribution représentent des améliorations dans la manière de gérer le réseau, aussi bien d'un point de vue opérationnel qu'au niveau des investissements à réaliser.

Portée	Enjeu	Description
	Maintenance du réseau de distribution	Améliorer les activités de maintenance du réseau notamment au moyen de fonctionnalités exécutables à distance.
	Supervision du réseau de distribution	Favoriser la création d'offres tarifaires dynamiques et indexées récompensant les actions vertueuses soutenant par exemple l'équilibrage du réseau, un dimensionnement optimal du réseau, etc...
	Stabilité du réseau	Améliorer la stabilité du réseau (l'équilibre sur le réseau, importances des pics de charge, ...).
	Intégration des énergies renouvelables	Intégrer de manière efficace les unités de production d'énergie renouvelables en tenant compte, entre autres choses, de leur intermittence.

Enjeux liés aux utilisateurs du réseau de distribution

Les enjeux liés aux utilisateurs du réseau de distribution se rapportent aux améliorations de la qualité des services rendus aux clients par les différents acteurs du marché.

Portée	Enjeu	Description
	Développement d'opérations à distance	Permettre notamment la relève à distance ainsi que l'ouverture/fermeture notamment dans le cadre des déménagements ou changements de locataires et ainsi éviter des jours de travail perdu.
	Maîtrise de la consommation et du budget	Suivre l'évolution de la consommation et du budget en temps réel et adapter ses habitudes pour réduire sa facture.
	Développement de la production locale d'énergie renouvelable	Faciliter l'intégration et le comptage de la production photovoltaïque.

Gestion des données personnelles et son impact sur les activités du GRD

Le cadre légal interdit à l'utilisateur du réseau de refuser l'installation. En cas d'intolérance à l'électromagnétisme liée au compteur intelligent, le GRD est tenu d'amener des solutions. L'activation de la fonction communicante est également prévue par le cadre et doit être activée dans les 24h suivant l'installation.

Le cadre définit également les acteurs autorisés de détenir et d'utiliser les données de mesure ainsi que les données à caractère personnel du client final. Le gestionnaire du point de mesure (qui peut être un acteur tiers et non nécessairement le distributeur) est tenu de transmettre les données de mesure à ces acteurs autorisés ainsi que d'assurer que le client final ait toujours accès à certaines informations au minimum (comme notamment les informations concernant l'utilisation effective et historique remontant 24 mois dans le passé, les données relatives à la tarification et les mesures permettant de vérifier la facturation).

France

Stratégie du déploiement

Le déploiement est encadré par un décret de 2010 relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité⁹². Ce décret rend obligatoire le déploiement des compteurs « communicants » par les gestionnaires des réseaux électriques, permettant aux utilisateurs d'accéder aux données relatives à leur production ou leur consommation et aux tiers autorisés par les utilisateurs à celles concernant leurs clients.

L'article L341-4 du code de l'énergie⁹³, quant à lui, transpose la directive européenne 2009/72/CE en loi française. Il stipule, entre autres, l'obligation du gestionnaire du réseau de transport et du distributeur de mettre en œuvre des dispositifs permettant aux fournisseurs de proposer à leurs clients des prix variants suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée.

En France, un **déploiement massif** est mis en œuvre sur 6 ans (de 2015 à fin 2021). Le déploiement initial a eu lieu avec une stratégie dite « en tâches de léopard ». Ceci est lié au fait que la **technologie CPL** des compteurs Linky, développés par le distributeur français Enedis, nécessite une forte densité de compteurs communicants afin de pouvoir transmettre leur signal à Enedis. Partant de ce déploiement initial par commune, l'objectif français est de munir 95 % des ménages avec des compteurs intelligents d'ici 2021, soit de poser un total de 35 millions de compteurs résidentiels. Le taux d'accomplissement en 2018 était de 45 %.

Aspects économiques du déploiement

Le déploiement massif de 35 millions de compteurs intelligents résidentiels et 500.000 compteurs industriels en France, évalué sur une durée de projet de 22 ans, présente un business case neutre. Les investissements (CAPEX) sont évalués pour la durée totale du projet à € 3,62 milliards. Les coûts récurrents liés au déploiement (OPEX) sur la même durée sont, quant à eux, estimés à € 0,67 milliards.




Les consommateurs finals ne sont pas appelés à contribuer aux coûts liés à ce déploiement.

Ce business case neutre s'explique en partie par les économies réalisées sur les coûts opérationnels, comme notamment les CAPEX évités pour le dimensionnement de réseau (€ 1,66 milliards), l'optimisation du réseau (€141 millions), les gains sur les Pertes Non Techniques (€ 1,3 milliards), sur les petites interventions (€ 693 millions) et sur la relève (€ 471 millions).

Enjeux traités par le modèle de déploiement

Enjeux sociétaux

Les enjeux sociétaux sont les enjeux permettant un changement structurel dans la gestion de l'énergie par la société.

Portée	Enjeu	Description
	Développement des énergies renouvelables et du stockage	Favoriser le développement des énergies renouvelables notamment décentralisées et des solutions de stockage de l'énergie afin de permettre aux consommateurs d'être acteur de la transition énergétique.
	Support à l'efficacité énergétique	Améliorer l'efficacité énergétique en permettant un meilleur suivi et une meilleure gestion de la consommation d'énergie.
	Gestion de la précarité	Améliorer le suivi et la gestion de la précarité énergétique.

⁹² DÉCRET N° 2010-1022 DU 31 AOÛT 2010 RELATIF AUX DISPOSITIFS DE COMPTAGE SUR LES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ EN APPLICATION DU IV DE L'ARTICLE 4 DE LA LOI N° 2000-108 DU 10 FÉVRIER 2000 RELATIVE À LA MODERNISATION ET AU DÉVELOPPEMENT DU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ, gouvernement français, août 2010.

⁹³ CODE DE L'ÉNERGIE – Article L341-4-1, Gouvernement français, août 2015

Enjeux liés au marché de l'énergie

Les enjeux sociétaux sont les enjeux ayant un impact sur la gestion de l'énergie par la société et soutenant la transition énergétique.

Portée	Enjeu	Description
	Développement de nouveaux services	Développer de nouveaux services favorisant l'émergence de la transition énergétique (le fournisseur permet au consommateur d'être un acteur engagé de la transition énergétique).
	Développement de nouveaux tarifs	Favoriser la création d'offres tarifaires dynamiques et indexées récompensant les actions vertueuses soutenant par exemple l'équilibrage du réseau, un dimensionnement optimal du réseau, etc...
	Évolution de la facturation	Utiliser les données de consommation réelles pour la facturation.

Enjeux liés au fonctionnement et à la gestion du réseau de distribution

Les enjeux liés au réseau de distribution représentent des améliorations dans la manière de gérer le réseau, aussi bien d'un point de vue opérationnel qu'au niveau des investissements à réaliser.

Portée	Enjeu	Description
	Maintenance du réseau de distribution	Améliorer les activités de maintenance du réseau notamment au moyen de fonctionnalités exécutables à distance.
	Supervision du réseau de distribution	Favoriser la création d'offres tarifaires dynamiques et indexées récompensant les actions vertueuses soutenant par exemple l'équilibrage du réseau, un dimensionnement optimal du réseau, etc...
	Dimensionnement du réseau	Améliorer la connaissance du réseau et des profils de charges afin d'optimiser les investissements à réaliser.

Enjeux liés aux utilisateurs du réseau de distribution

Les enjeux liés aux utilisateurs du réseau de distribution se rapportent aux améliorations de la qualité des services rendus aux clients par les différents acteurs du marché.

Portée	Enjeu	Description
	Développement de la production locale d'énergie renouvelable	Faciliter l'intégration et le comptage de la production photovoltaïque.
	Amélioration du niveau de services	Offrir la possibilité aux consommateurs de recevoir des solutions, des prix et des services plus personnalisés et plus proches de leurs besoins (prosumers, conseils d'efficacité énergétique, ...).
	Développement d'opérations à distance	Permettre notamment la relève à distance ainsi que l'ouverture/fermeture notamment dans le cadre des déménagements ou changements de locataires et ainsi éviter des jours de travail perdu.

Gestion des données personnelles et son impact sur les activités du GRD

Le cadre légal définit les principes assurant la protection et la sécurité des données lors de l'utilisation des compteurs intelligents. L'utilisateur du réseau n'a pas la possibilité de refuser l'installation ou encore la relève à distance.

La Commission Nationale de l'Informatique et de Libertés (CNIL) a été consultée afin de définir les règles et de garantir la conformité des mesures prises.

Luxembourg

Stratégie du déploiement

Le déploiement est encadré par le Règlement E16/38/ILR du 3 octobre 2016 concernant les fonctionnalités du système de comptage intelligent et des installations connexes⁹⁴. Ce règlement définit la notion de compteur intelligent ainsi que ses fonctionnalités et spécifications techniques. De plus, il prescrit le calcul et la maîtrise des coûts d'investissement liés au déploiement massif sur une durée de 5 ans (de 2016 - 2020) et détermine des indicateurs de performance afin d'assurer la qualité du service fourni au client final.

Aspects économiques du déploiement



Au Luxembourg, le déploiement **massif** prévoit l'installation de 300.000 compteurs d'électricité et 80.000 compteurs de gaz. Le business case associé à ce déploiement est positif et les investissements (CAPEX) sont évalués pour la durée totale du projet à € 70 millions. Les bénéfices attendus s'expliquent principalement par des **économies sur les coûts opérationnels** dont notamment la télérelève multi-fluide et la mutualisation d'un système pour tous les gestionnaires du réseau de distribution.

Les consommateurs finals ne sont pas appelés à contribuer aux coûts liés à ce déploiement.

Enjeux traités par le modèle de déploiement




Enjeux sociétaux

Les enjeux sociétaux sont les enjeux ayant un impact sur la gestion de l'énergie par la société et soutenant la transition énergétique.

Portée	Enjeu	Description
	Développement des énergies renouvelables et du stockage	Favoriser le développement des énergies renouvelables notamment décentralisées et des solutions de stockage de l'énergie afin de permettre aux consommateurs d'également être acteur de la transition énergétique.
	Support à l'efficacité énergétique	Améliorer l'efficacité énergétique en permettant un meilleur suivi et une meilleure gestion de la consommation d'énergie.

Enjeux liés au marché de l'énergie



Les enjeux liés au marché de l'énergie contribuent à l'émergence de nouvelles solutions de marché.

Portée	Enjeu	Description
	Développement de nouveaux services	Développer de nouveaux services favorisant l'émergence de la transition énergétique (le fournisseur permettant au consommateur d'être un acteur engagé de la transition énergétique).
	Développement de nouveaux tarifs	Favoriser la création d'offres tarifaires dynamiques et indexées récompensant les actions vertueuses soutenant par exemple l'équilibrage du réseau, un dimensionnement optimal du réseau, etc...
	Développement des véhicules électriques	Favoriser le développement de l'infrastructure nécessaire pour le déploiement des véhicules électriques.

⁹⁴ REGLEMENT E16/38/ILR DU 3 OCTOBRE 2016 CONCERNANT LES FONCTIONNALITES DU SYSTEME DE COMPTAGE INTELLIGENT ET DES INSTALLATIONS CONNEXES, Institut Luxembourgeois de Régulation, 3 octobre 2016.




Enjeux liés au fonctionnement et à la gestion du réseau de distribution

Les enjeux liés au réseau de distribution représentent des améliorations dans la manière de gérer le réseau, aussi bien d'un point de vue opérationnel qu'au niveau des investissements à réaliser.

Portée	Enjeu	Description
	Dimensionnement du réseau	Améliorer la connaissance du réseau et des profils de charges afin d'optimiser les investissements à réaliser.
	Intégration des énergies renouvelables	Intégrer de manière efficace les unités de production d'énergie renouvelable en tenant compte, entre autres choses, de leur intermittence.

Enjeux liés aux utilisateurs du réseau de distribution

Les enjeux liés aux utilisateurs du réseau de distribution se rapportent aux améliorations de la qualité des services rendus aux clients par les différents acteurs du marché.

Portée	Enjeu	Description
	Développement de la production locale d'énergie renouvelable	Faciliter l'intégration et le comptage de la production photovoltaïque.
	Maitrise de la consommation et du budget	Permettre au citoyen d'être un acteur du suivi de sa consommation, de son efficacité énergétique et de son budget grâce à un comptage plus proche de la réalité et des factures basées sur la consommation réelle.
	Développement du stockage	Faciliter l'émergence de solutions des solutions de stockage.

Gestion des données personnelles et son impact sur les activités du GRD

Le cadre légal définit les principes assurant la protection et la sécurité des données lors de l'utilisation des compteurs intelligents. L'utilisateur du réseau n'a pas la possibilité de refuser l'installation ou encore la relève à distance.

Un code de conduite a été établi par les gestionnaires de réseau de distribution accompagnés par la Commission Nationale pour la Protection de Données (CNPD).

C. Analyse comparative des technologies

Les choix technologiques dans les différentes régions étudiées dépendent de la stratégie de déploiement, des enjeux définis pour la région et des aspects géographiques de celle-ci. La présence de gestionnaires de réseau différents pour le gaz et l'électricité peut également influencer les choix de déploiement.

Lors de l'analyse comparative, les éléments suivants ont été étudiés :

- Le standard d'architecture utilisé pour le système de comptage intelligent
- La technologie de communication avec le système d'information (SI) du gestionnaire de réseau de distribution
- L'utilisation du port aval compteur (Port P1)
- La présence d'un port local pour le branchement d'autres compteurs (Port P2)
- L'exposition des données vers les autres acteurs de marché

Enfin, sur base des informations récoltées, le schéma représentant l'architecture communicante a été créé. Ce schéma représente les différents composants du système de comptage intelligent ainsi que les flux de communication prévus entre ces composants. Les fréquences et granularités des différents flux ont également été renseignées. Les schémas de chaque région sont disponibles en annexe.

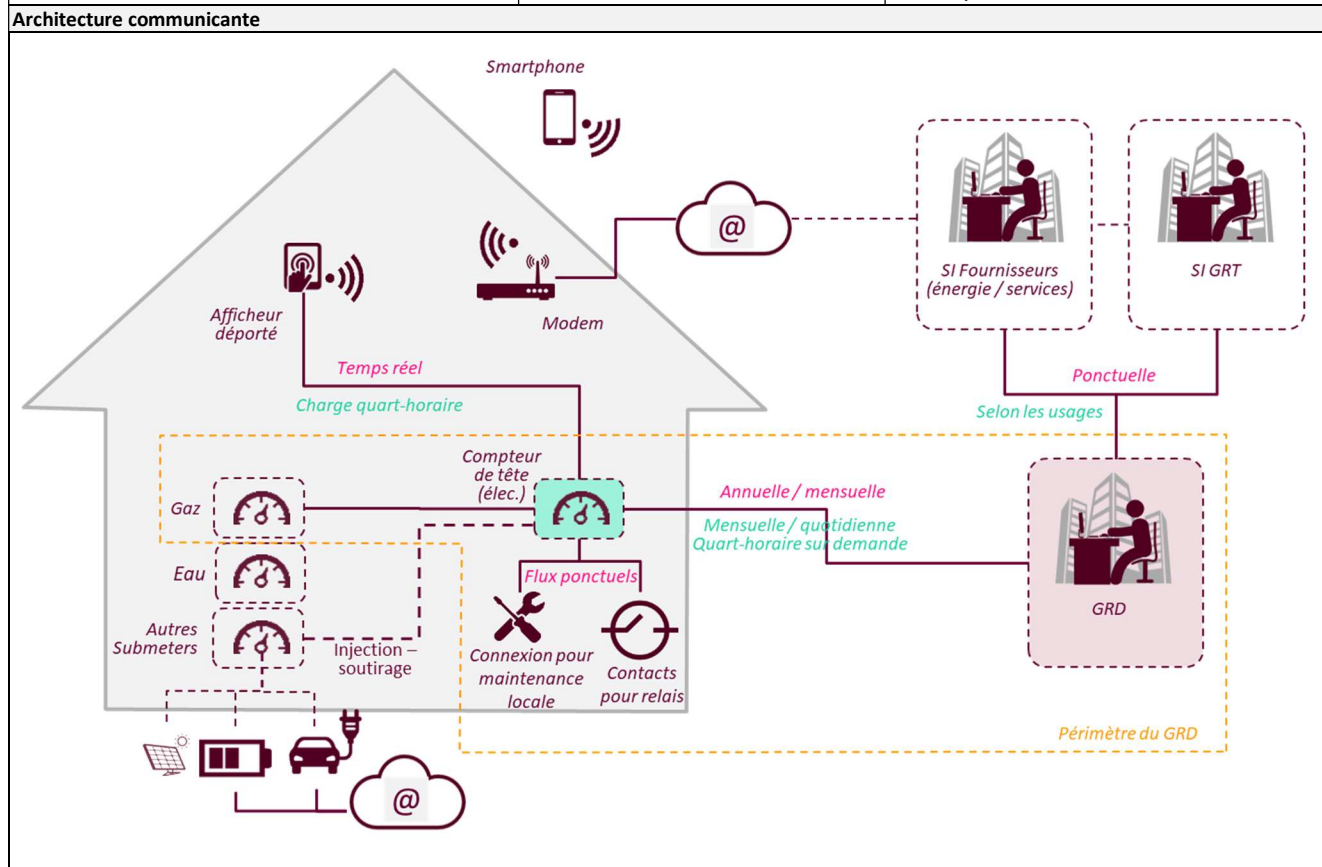
Une comparaison des différents choix technologiques permet de dégager les tendances tout en tenant compte de l'orientation stratégique du déploiement.

Région Wallonne

La Région Wallonne avait initialement opté pour un déploiement massif. En 2018, la stratégie a été revue et le choix s’est porté sur un déploiement par segment. Ce changement influence structurellement les choix technologiques et le choix de la technologie de communication entre le compteur intelligent et le système d’information du GRD.

Tableau 35 - Analyse des technologies utilisées en Région Wallonne

Type de déploiement		Standard d’architecture utilisé
• Déploiement par segment		• À définir
Technologie	Fréquences du transfert d’information	Granularités des information disponibles
Port P1 – Port aval-compteur		
• Communication unidirectionnelle • Connexion filaire ou sans-fil	• Proche Temps réel	• Quart-horaire
Port P2 – Port local pour le branchement d’autres compteurs		
• Communication unidirectionnelle • Connexion sans-fil (WMBus)	• N/D	• N/D
Port P3 – Communication vers le système d’information du GRD		
• Communication bidirectionnelle • CPL choisi en première instance, Nouvelle réflexion sur base de la stratégie par niche	• Annuelle • Mensuelle	• Mensuelle • Quotidienne • Quart-horaire
Port P4 - Mise à disposition des données vers les autres acteurs du marché		
• Utilisation d’une plateforme d’échange de données (Atrias)	• Sur demande de l’acteur	• Selon les usages • Mensuelle • Quotidienne • Quart-horaire

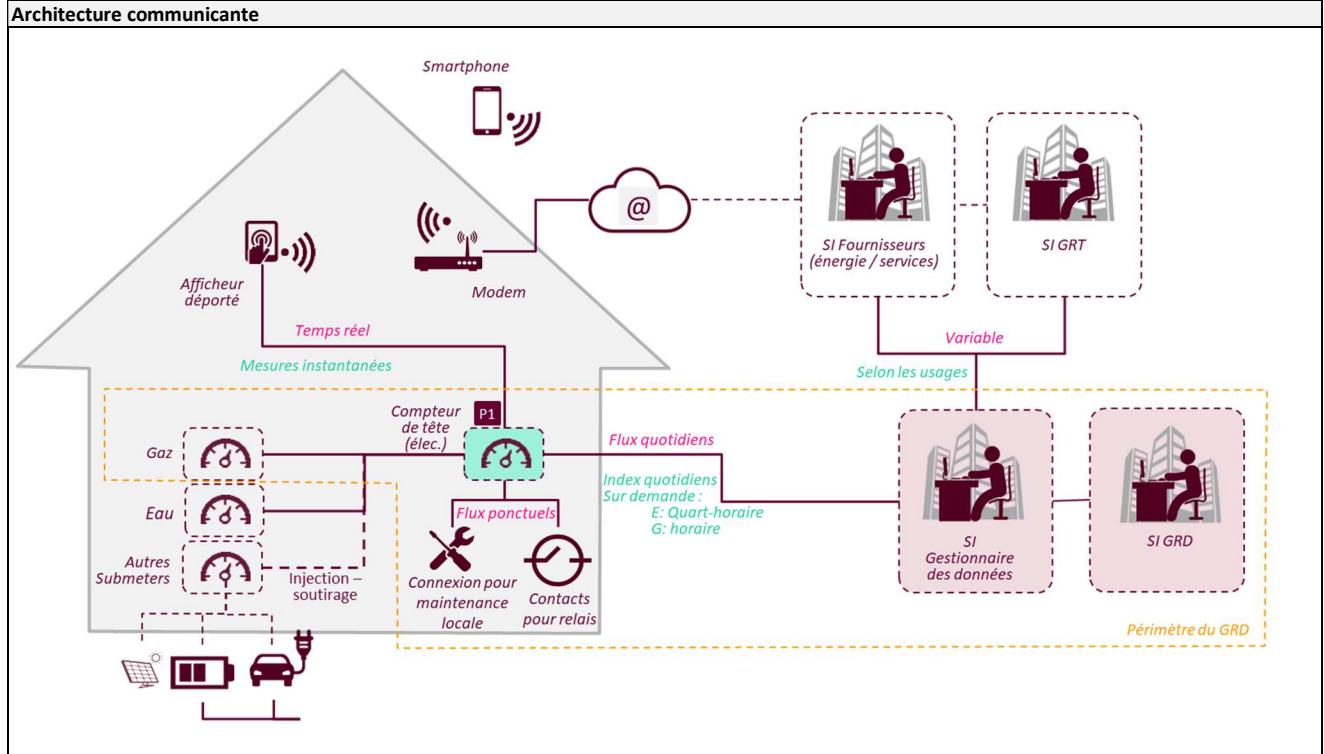


Région Flamande

La Région Flamande a opté pour un déploiement massif avec segments prioritaires.

Tableau 36 - Analyse des technologies utilisées en Région Flamande

Type de déploiement		Standard d'architecture utilisé
<ul style="list-style-type: none"> Déploiement massif avec niches prioritaires 		<ul style="list-style-type: none"> DSMR+ pour le port P1 IDIS pour le reste de la chaîne de communication
Technologie	Fréquences du transfert d'information	Granularités des information disponibles
Port P1 – Port aval-compteur		
<ul style="list-style-type: none"> Communication unidirectionnelle Connexion filaire 	<ul style="list-style-type: none"> Proche Temps réel Après demande explicite de l'utilisateur 	<ul style="list-style-type: none"> Mesures instantanées
Port P2 – Port local pour le branchement d'autres compteurs		
<ul style="list-style-type: none"> Communication unidirectionnelle Connexion filaire Connexion du compteur gaz simultanée à l'installation du compteur intelligent pour l'électricité Connexion du compteur eau possible 	<ul style="list-style-type: none"> N/D 	<ul style="list-style-type: none"> N/D
Port P3 – Communication vers le système d'information du GRD		
<ul style="list-style-type: none"> Communication bidirectionnelle Communication sans-fil (Nb-IOT + 4G) 	<ul style="list-style-type: none"> Quotidienne 	<ul style="list-style-type: none"> Quotidienne (par défaut, gaz et électricité) Quart-horaire (sur demande)
Port P4 - Mise à disposition des données vers les autres acteurs du marché		
<ul style="list-style-type: none"> Utilisation d'une plateforme d'échange de données (Atrias) 	<ul style="list-style-type: none"> Sur demande de l'acteur 	<ul style="list-style-type: none"> Selon les usages Mensuelle Quotidienne Quart-horaire

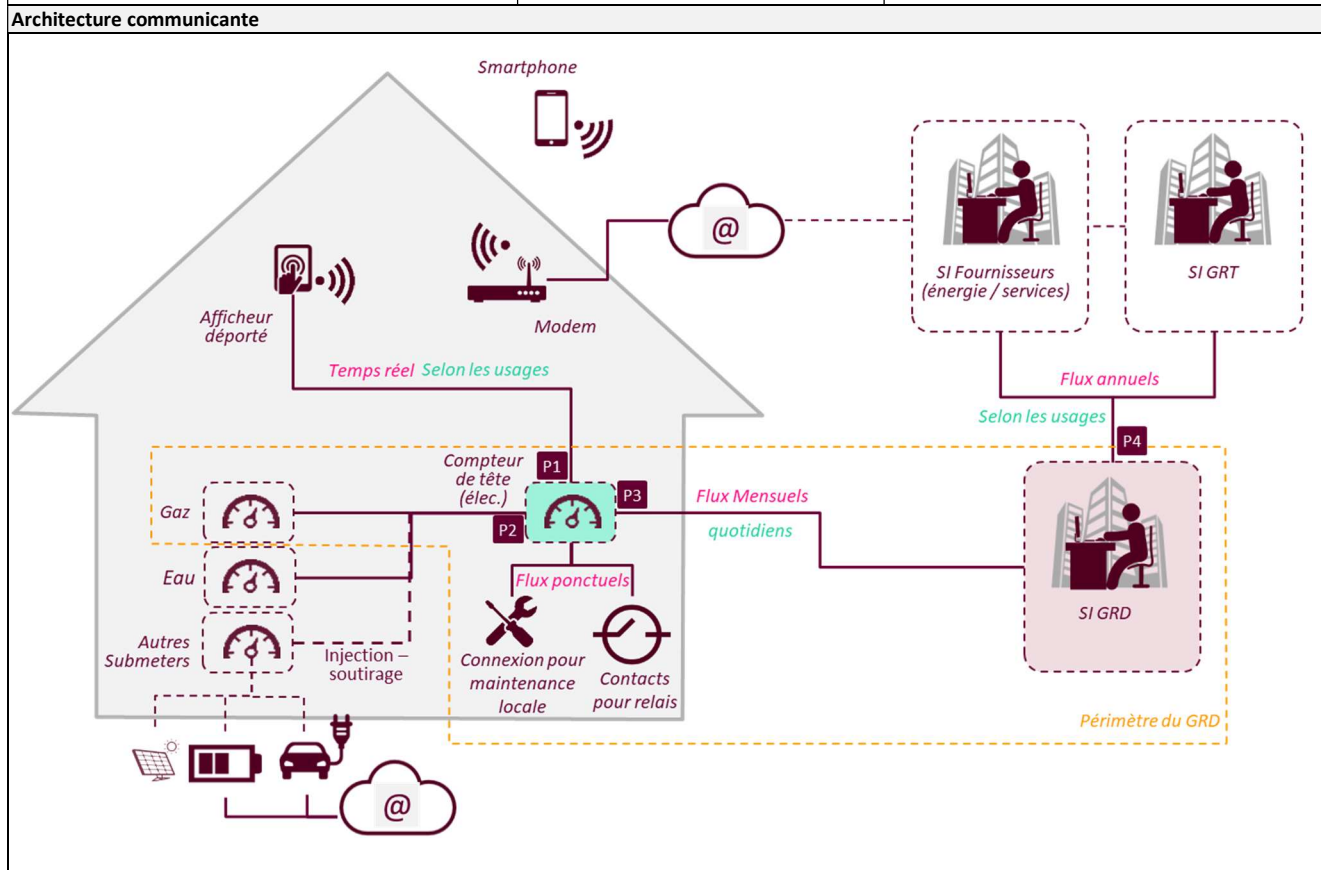


Pays-Bas

Les Pays-Bas ont opté pour un déploiement massif des compteurs intelligents. L'utilisateur du réseau de distribution a la possibilité de refuser l'installation du compteur ou l'activation de la fonction communicante vers le système d'information du GRD.

Tableau 37 - Analyse des technologies utilisées aux Pays-Bas

Type de déploiement		Standard d'architecture utilisé
• Déploiement massif		• DSMR5
Technologie	Fréquences du transfert d'information	Granularités des information disponibles
Port P1 – Port aval-compteur		
• Communication unidirectionnelle • Connexion filaire	• Par Seconde (électricité) • Par pas de 5 minutes (gaz)	• Par Seconde (électricité) • Par pas de 5 minutes (gaz)
Port P2 – Port local pour le branchement d'autres compteurs		
• Communication unidirectionnelle • Connexion sans fil (WMBus) • Connexion du compteur gaz prévue • Connexion du compteur eau possible	• N/D	• N/D
Port P3 – Communication vers le système d'information du GRD		
• Communication bidirectionnelle • Communication sans-fil (GPRS, CDMA, LTE 4G)	• Mensuelle	• Quotidienne
Port P4 - Mise à disposition des données vers les autres acteurs du marché		
• Interface entre les acteurs et les gestionnaires de réseau de distribution	• Annuelle	• Selon les usages • Mensuelle • Quotidienne

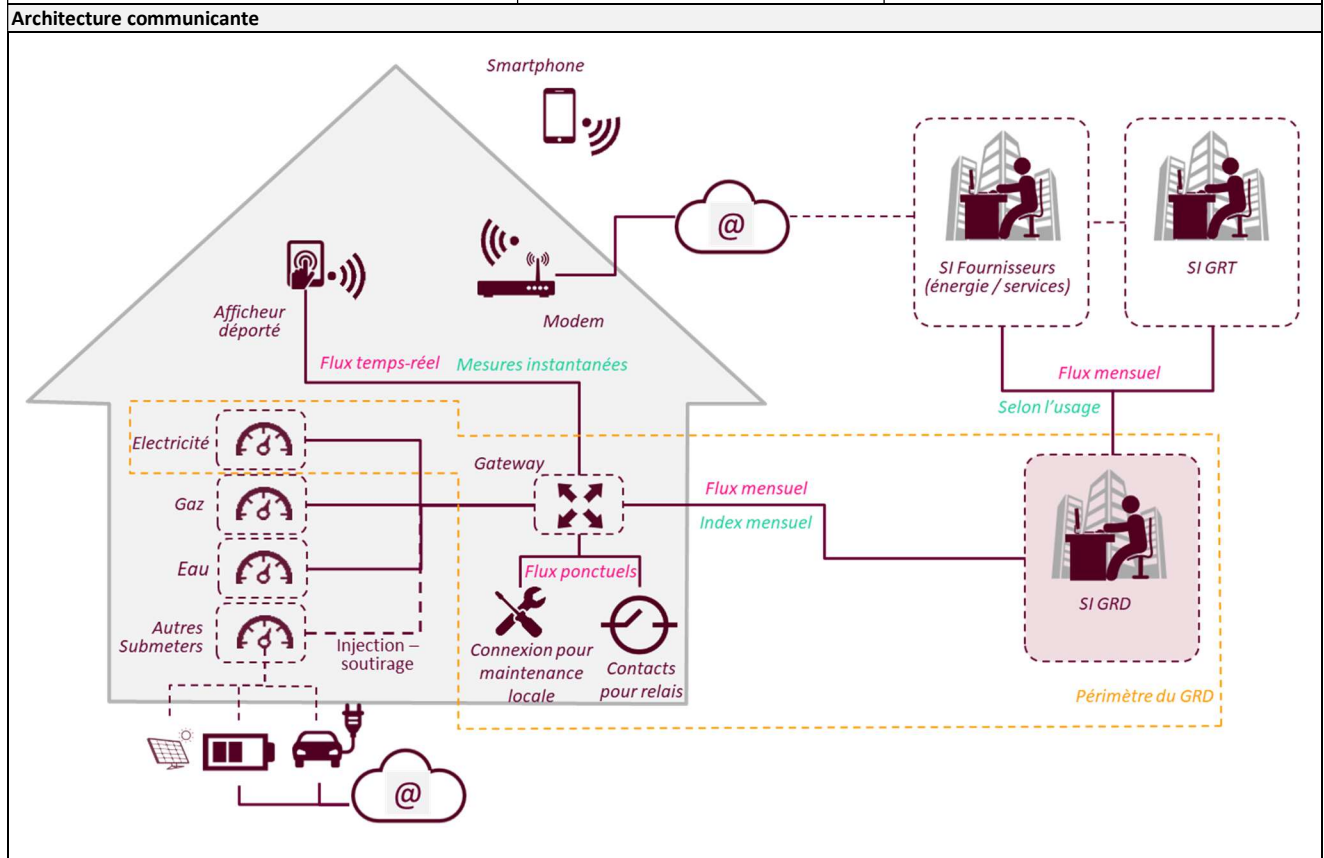


Allemagne

L'Allemagne a opté pour un déploiement par niche de compteurs électroniques. L'activation de la fonction communicante n'est pas systématique et nécessite l'installation d'un composant supplémentaire : le Smart Meter Gateway (SMGW).

Tableau 38 - Analyse des technologies utilisées en Allemagne

Type de déploiement		Standard d'architecture utilisé
<ul style="list-style-type: none"> • Déploiement par niche • Activation de la fonction communicante pas systématique 		<ul style="list-style-type: none"> • Compteur ImSys : compteur intelligent composé d'un compteur d'énergie électronique (nMe) et d'un composant communicant (SMGW) • Chaîne communicante : IDIS
Technologie	Fréquences du transfert d'information	Granularités des information disponibles
Port P1 – Port aval-compteur		
<ul style="list-style-type: none"> • Communication unidirectionnelle • Connexion sans-fil 	• N/D	• N/D
Branchement de compteurs d'énergie vers le composant communicant (Gateway)		
<ul style="list-style-type: none"> • Communication unidirectionnelle • Connexion filaire (M-Bus) • Connexion du compteur gaz prévue • Connexion du compteur eau possible 	• N/D	• N/D
Port P3 – Communication vers le système d'information du GRD		
<ul style="list-style-type: none"> • Communication bidirectionnelle • CPL + GPRS 	• Mensuelle	• Mensuelle
Port P4 - Mise à disposition des données vers les autres acteurs du marché		
<ul style="list-style-type: none"> • Interface entre les acteurs et les gestionnaires de réseau de distribution 	• Mensuelle	<ul style="list-style-type: none"> • Selon l'usage • Annuelle • Mensuelle

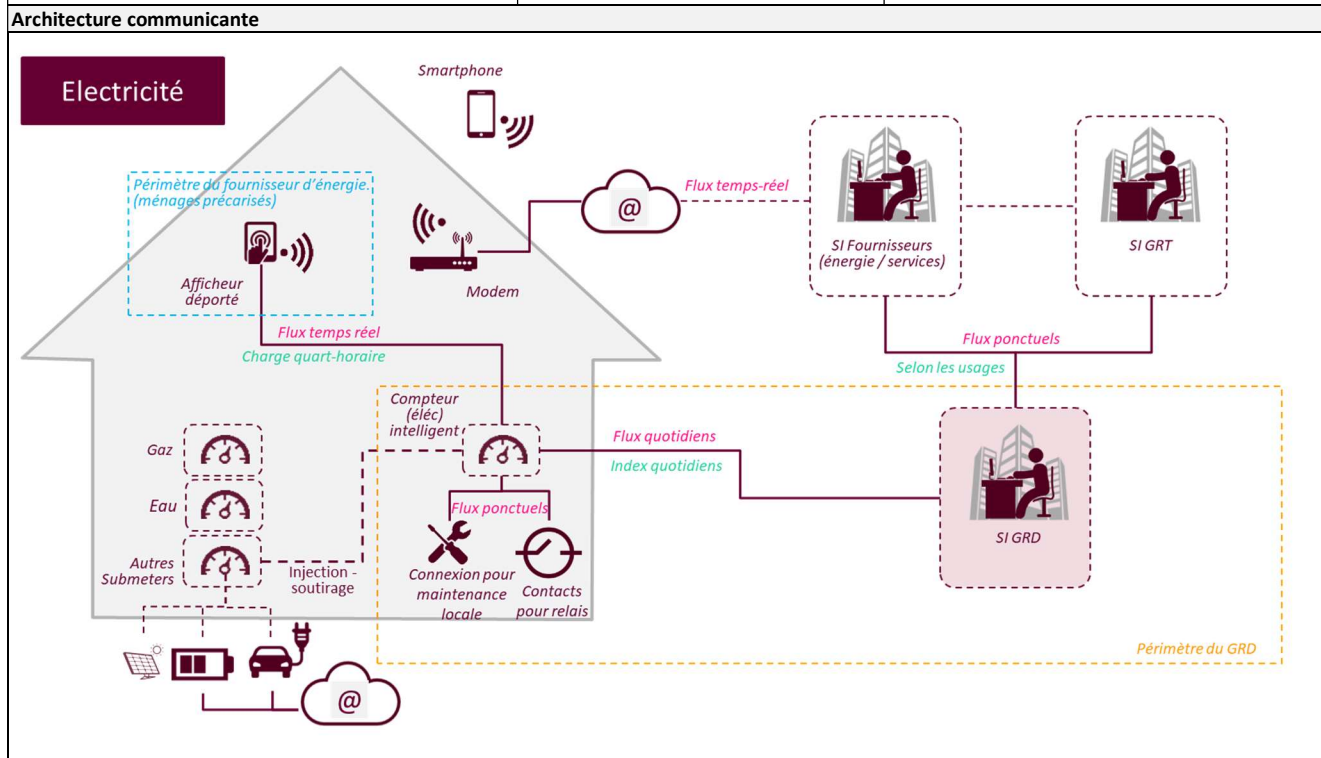


France

La France a opté pour un déploiement massif avec l'intention de développer une force industrielle dans le marché des compteurs intelligents en développant leur propre standard. En France, les gestionnaires de réseau de gaz et d'électricité ne sont pas les mêmes, aucune synergie n'est donc prévue pour l'utilisation de la chaîne communicante.

Tableau 39 - Analyse des technologies utilisées en France

Type de déploiement		Standard d'architecture utilisé
• Déploiement massif		• Linky
Technologie	Fréquences du transfert d'information	Granularités des information disponibles
Port P1 – Port aval-compteur		
• Communication unidirectionnelle • Connexion filaire ou sans-fil (TIC)	• Proche temps réel	• Quart-heure
Port P2 – Port local pour le branchement d'autres compteurs		
• Communication unidirectionnelle • Connexion filaire (M-Bus) • Connexion du compteur gaz pas applicable • Connexion du compteur eau pas prévue	• N/D	• N/D
Port P3 – Communication vers le système d'information du GRD		
• Communication bidirectionnelle • CPL (10% G1, 90% G3)	• Quotidienne	• Quotidienne
Port P4 - Mise à disposition des données vers les autres acteurs du marché		
• Interface entre les acteurs et les gestionnaires de réseau de distribution	• Ponctuels	• Selon l'usage • Annuelle • Mensuelle • Quotidienne

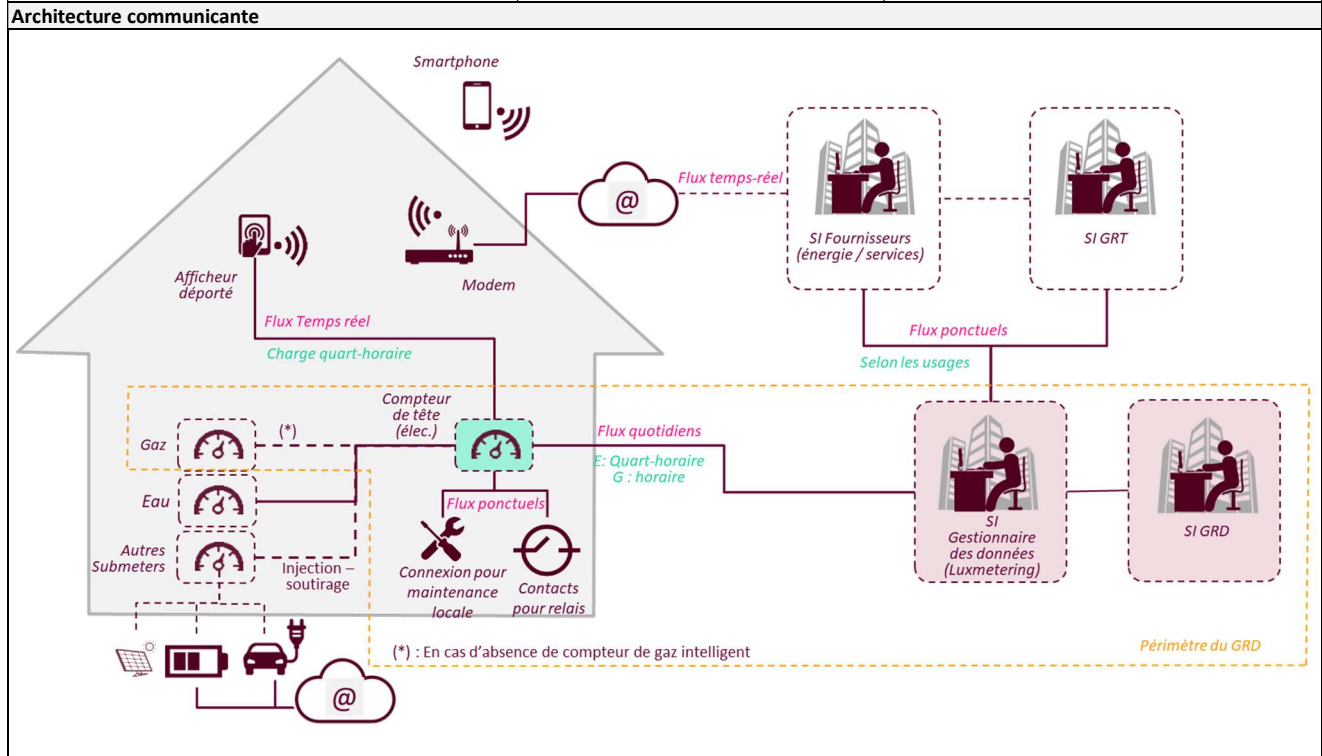


Luxembourg

Le Luxembourg a opté pour un déploiement massif par zone géographique. Le groupement d'intérêt économique Luxmetering a été créé afin d'agir comme opérateur commun et prendre en charge les opérations communes liées au comptage intelligent.

Tableau 40 - Analyse des technologies utilisées au Luxembourg

Type de déploiement		Standard d'architecture utilisé
<ul style="list-style-type: none"> Déploiement massif 		<ul style="list-style-type: none"> DSMR+ pour le port P1 IDIS pour le reste de la chaîne de communication communicante
Technologie	Fréquences du transfert d'information	Granularités des information disponibles
Port P1 – Port aval-compteur		
<ul style="list-style-type: none"> Communication unidirectionnelle Connexion filaire ou sans-fil 	<ul style="list-style-type: none"> Proche temps réel 	<ul style="list-style-type: none"> Quart-horaire
Port P2 – Port local pour le branchement d'autres compteurs		
<ul style="list-style-type: none"> Communication unidirectionnelle Connexion filaire (M-Bus) Connexion du compteur gaz intelligent ou connectable au compteur d'électricité Connexion du compteur eau prévue Connexion du compteur de chaleur prévue 	<ul style="list-style-type: none"> N/D 	<ul style="list-style-type: none"> N/D
Port P3 – Communication vers le système d'information du GRD		
<ul style="list-style-type: none"> Communication bidirectionnelle CPL G3 (par défaut) GPRS/UMTS (exceptions) 	<ul style="list-style-type: none"> Quotidienne 	<ul style="list-style-type: none"> Quart horaire (électricité) Horaire (gaz)
Port P4 - Mise à disposition des données vers les autres acteurs du marché		
<ul style="list-style-type: none"> Utilisation de la plateforme Luxmetering 	<ul style="list-style-type: none"> Ponctuels 	<ul style="list-style-type: none"> Selon l'usage Annuelle Mensuelle Quotidienne Horaire



D. Les cas d'usage de chaque enjeu

Développement des énergies renouvelables et du stockage

UC-1 – Développement du photovoltaïque résidentiel		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Les compteurs intelligents permettent d'obtenir les flux de consommation, de production et d'injection, favorisant l'intégration des installations photovoltaïques résidentielles. 		Unitaire
		Portée de l'enjeu soutenu
		Environnementale et Sociétale
Externalités positives		
<ul style="list-style-type: none"> La pose de compteurs intelligents permet aux nouveaux prosumers d'éviter l'investissement dans un compteur bidirectionnel A+/A-. <p>Le compteur intelligent, couplé à d'autres facteurs, a le potentiel d'accélérer le développement des énergies renouvelables.</p>		
UC-2 - Processus d'équilibrage		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Le processus d'équilibrage du réseau de distribution par le GRD est facilité par la connaissance des données d'injection provenant des compteurs intelligents. Le compteur intelligent permet une meilleure gestion de l'injection d'énergie. 		Massif
		Portée de l'enjeu soutenu
		Economique et Sociétale
Externalités positives		
<ul style="list-style-type: none"> La connaissance des flux entrants et sortants au niveau des points de raccordement avec une granularité fine peut améliorer l'intégration des énergies renouvelables. La possibilité de mesurer les informations relatives aux flux d'énergie et à la qualité de la fourniture aux différents points de raccordements composant le réseau de distribution permet l'amélioration de la qualité de fourniture, du dimensionnement et de la stabilité du réseau. La diminution des coûts d'équilibrage du réseau pourrait entraîner une réduction des coûts opérationnels du GRD. <p>Il est possible d'éviter des problèmes locaux tels que la congestion locale.</p>		

Remarque : La possibilité de réaliser ce cas d'usage au moyen de compteurs intelligents installés dans les cabines basse-tension n'est pas autorisée par les directives européennes (le GRD ne doit pas offrir de services commerciaux au GRT).

Support à l'efficacité énergétique

UC-3 - Suivi de l'évolution de la consommation		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Le consommateur bénéficie d'un outil lui permettant de suivre l'évolution de sa consommation et de son budget en temps réel au moyen d'un afficheur déporté. Une meilleure compréhension de la consommation permet de réduire la consommation électrique au niveau local (optimisation de la consommation) et global (diminution des pertes...). 		Unitaire
		Portée de l'enjeu soutenu
		Environnementale et Sociétale
Externalités positives		Externalités négatives
<ul style="list-style-type: none"> La connaissance, par le consommateur, de son profil de consommation détaillé lui offre l'opportunité de réduire sa consommation et de participer à l'efficacité énergétique. La connaissance, par le consommateur, de son profil de consommation détaillé et des informations financières associées lui permet d'optimiser sa consommation et de diminuer son budget énergétique. 		<ul style="list-style-type: none"> Le compteur intelligent n'étant pas un levier direct d'efficacité énergétique, ils pourraient ne pas contribuer substantiellement à l'accompagnement des clients dans la diminution de leur consommation énergétique. La difficulté de quantification de l'influence des compteurs intelligents sur la réduction de la consommation pourrait compliquer l'évaluation de leur efficacité.

Autoconsommation collective

UC-4 - Modèles d'autoconsommation collective		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Les fournisseurs et le gestionnaire de réseau développent des modèles d'autoconsommation collective sur base des informations mises à disposition par le compteur intelligent concernant les flux d'injection et de consommation au sein d'un certain périmètre (immeuble, cabine BT, poste MT). 		Unitaire
		Portée de l'enjeu soutenu
		Environnementale et Sociétale
Externalités positives		Externalités négatives
<ul style="list-style-type: none"> La connaissance des flux entrants et sortants au niveau des points de raccordement avec une granularité fine permet le développement de modèles d'autoconsommation collective. 		<ul style="list-style-type: none"> La possibilité de réaliser des modèles d'autoconsommation collective sans installation de compteurs intelligents au niveau des points de raccordement soulève la question de la nécessité des compteurs intelligents individuels. En outre, les clients ne sont pas incités dans ce cas à consommer au moment de la production ce qui peut impacter les enjeux environnementaux et sociaux visés.

Protection du consommateur vulnérable

UC-5 - Accompagnement des populations vulnérables		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Les populations vulnérables et ceux qui les accompagnent utilisent les informations rendues disponibles par le compteur intelligent pour accompagner le consommateur vulnérable dans l'analyse de sa gestion de l'énergie. Une étude dédiée aux solutions spécifiques pour les clients vulnérables est recommandée. 		Unitaire
		Portée de l'enjeu soutenu
		Sociétale
Externalités positives	Externalités négatives	
<ul style="list-style-type: none"> La mise à disposition des données de consommations pour les clients vulnérables et, indirectement, pour les acteurs sociaux leur permet de développer une meilleure compréhension de leur consommation et la mise en place d'accompagnement personnalisé. 	<ul style="list-style-type: none"> La création d'une niche pour les clients vulnérables pourrait être considérée comme discriminatoire. Les compteurs intelligents n'étant pas un levier direct d'efficacité énergétique, ils pourraient ne pas contribuer substantiellement à l'accompagnement des clients dans la diminution de leur consommation énergétique. 	

Développement de nouveaux tarifs

UC-6 - Nouvelle structure tarifaire (EnR)		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Une nouvelle structure tarifaire est mise en place par le distributeur ou le fournisseur sur base des mesures des flux entrants et sortants et de l'autoconsommation. Les données mises à disposition par le compteur intelligent favorisent la mise en place de modèles basés sur les flux d'énergie réels. 		Unitaire
		Portée de l'enjeu soutenu
		Economique et Environnementale
Externalités positives	Externalités négatives	
<ul style="list-style-type: none"> La création de structures tarifaires tenant compte des flux réels d'énergie avec une granularité fine permet au consommateur l'accès à une tarification adaptée à son utilisation de l'énergie. 	<ul style="list-style-type: none"> Le développement de nouvelles structures tarifaires pourrait, en fonction des choix contractuels, mener à un mécanisme de fixation du prix plus complexe. 	
UC-7 - Tarification dynamique		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Les fournisseurs développent des modèles de tarification dynamique basés sur les périodes durant lesquelles l'énergie est consommée, cette information étant rendue disponible par le compteur intelligent. 		Massif
		Portée de l'enjeu soutenu
		Sociétale
Externalités positives	Externalités négatives	
<ul style="list-style-type: none"> La création de structures tarifaires tenant compte des flux réels d'énergie avec une granularité fine permet au consommateur l'accès à une tarification adaptée à son utilisation de l'énergie. 	<ul style="list-style-type: none"> Le développement de nouvelles structures tarifaires pourrait, en fonction des choix contractuels, mener à un mécanisme de fixation du prix plus complexe. Le développement de la tarification dynamique pourrait, en fonction des choix contractuels, désavantager les consommateurs résidentiels ayant peu de possibilité de déplacer des parties de leur consommation vers des moments plus avantageux (subsidés croisés). 	

Remarque : Bien qu'activable dès la pose du compteur intelligent, la tarification dynamique nécessite un certain seuil de saturation car les fournisseurs ne développeront l'infrastructure pour les nouveaux produits que s'il y a suffisamment de clients potentiels, et donc un nombre suffisant de compteurs intelligents installés.

UC-8 - Tarification capacitaire		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Le GRD propose une tarification capacitaire se basant sur la puissance souscrite pour le raccordement, pour la facturation des frais d'utilisation du réseau de distribution. Le GRD définit de nouvelles plages tarifaires et permet l'adaptation de la limite de puissance de raccordement. 		Unitaire
		Portée de l'enjeu soutenu
		Environnementale et Sociétale
Externalités positives	Externalités négatives	
<ul style="list-style-type: none"> La création de structures tarifaires tenant compte des flux réels d'énergie avec une granularité fine permet au consommateur l'accès à une tarification adaptée à son utilisation de l'énergie. 	<ul style="list-style-type: none"> Le développement de nouvelles structures tarifaires pourrait, en fonction des choix contractuels, mener à un mécanisme de fixation du prix plus complexe. 	

Remarque : Selon une étude réalisée par Brugel⁹⁵, il est estimé que la tarification capacitaire (telle que l'étude commanditée par Brugel le recommande) est « conditionnée à la présence de compteurs intelligents ».

⁹⁵ Brugel, *Projet d'ETUDE D'INITIATIVE (BRUGEL-ETUDE-20180619-26) relative à la mise en place d'un tarif capacitaire en Région de Bruxelles-Capitale*, 2018

Développement de nouveaux services

UC-9 - Facturation sur base de la consommation réelle		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Le fournisseur développe un système de facturation basé sur la consommation réelle du client tout en permettant un lissage sur base annuelle pour tenir compte de la saisonnalité de la consommation. Le client reçoit mensuellement un relevé de sa consommation réelle. 		Unitaire
		Portée de l'enjeu soutenu
		Economique et Sociétale
Externalités positives	Externalités négatives	
<ul style="list-style-type: none"> La création de structures tarifaires tenant compte des flux réels d'énergie avec une granularité fine permet au consommateur l'accès à une tarification adaptée à son utilisation de l'énergie. L'implémentation d'un système de comptage intelligent permet l'émergence de nouveaux services et produits bénéficiant au consommateur. 	<ul style="list-style-type: none"> L'accès à certains produits ou services conditionnés à la possession d'un compteur intelligent pourrait entraîner des disparités entre les consommateurs, liées à la présence ou l'absence de compteur. La dépendance du consommateur envers un fournisseur de service en raison d'un équipement technique additionnel (sous-compteur, boîtier) au compteur intelligent pourrait accroître la captivité des utilisateurs envers ce fournisseur. 	

Développement de solutions de flexibilité

UC-10 - Gestion de la demande pour les particuliers		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Les agrégateurs définissent des produits de gestion de la demande adaptés pour les particuliers en utilisant les informations rendues disponibles par le compteur intelligent. 		Unitaire
		Portée de l'enjeu soutenu
		Sociétale
Externalités positives	Externalités négatives	
<ul style="list-style-type: none"> L'implémentation d'un système de comptage intelligent permet la valorisation de la flexibilité de l'URD via l'accès à des produits de flexibilité. 	<ul style="list-style-type: none"> Le faible potentiel de flexibilité des clients résidentiels pourrait mener à une valorisation réduite des produits et services de flexibilité pour l'URD. 	
UC-11 - Gestion de la demande via l'agrégation des points de raccordements		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Les agrégateurs définissent des produits de gestion de la demande impliquant l'agrégation de points de raccordement en utilisant les données fournies par les compteurs intelligents. 		Unitaire
		Portée de l'enjeu soutenu
		Economique et Sociétale
Externalités positives	Externalités négatives	
<ul style="list-style-type: none"> L'implémentation d'un système de comptage intelligent permet la valorisation de la flexibilité de l'URD via l'accès à des produits de flexibilité. 	<ul style="list-style-type: none"> Le faible potentiel de flexibilité des clients résidentiels pourrait mener à une valorisation réduite des services de flexibilité pour l'URD. 	
UC-12 - Produits de réserve		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Le gestionnaire du réseau de transport permet l'accès des utilisateurs du réseau de distribution aux produits de réserve primaire, secondaire et tertiaire grâce à l'utilisation de données quart-horaires et infra quart-horaires de leurs compteurs. 		Unitaire
		Portée de l'enjeu soutenu
		Economique et Sociétale
Externalités positives	Externalités négatives	
<ul style="list-style-type: none"> L'implémentation d'un système de comptage intelligent permet la valorisation de la flexibilité de l'URD via l'accès à des produits de flexibilité. 	<ul style="list-style-type: none"> Le faible potentiel de flexibilité des clients résidentiels pourrait mener à une valorisation réduite des produits et services de flexibilité pour l'URD. La participation des consommateurs résidentiels aux produits de réserve stratégique (primaire, secondaire et tertiaire) pourrait partiellement entraîner une confusion dans l'esprit des clients entre les activités du gestionnaire de réseau de transport et les missions du GRD. L'accès aux données proches du temps réel nécessite un investissement conséquent du GRD dans un système d'acquisition de données infra-quart-horaires coûteux et complexe à gérer. 	
UC-13 – Valorisation des unités de stockage et des batteries		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Les utilisateurs du réseau peuvent valoriser leurs unités de stockage et leurs batteries en proposant leur puissance. Ce UC est rendu possible par le compteur intelligent. 		Unitaire
		Portée de l'enjeu soutenu
		Économique et Sociétale
Externalités positives		
<ul style="list-style-type: none"> L'implémentation d'un système de comptage intelligent permet la valorisation des unités de stockage de l'URD 		

Gestion de l'approvisionnement

UC-A1 - Optimisation de l'approvisionnement		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Les fournisseurs développent des modèles d'optimisation de l'approvisionnement en prenant des décisions en combinant les informations reçues des compteurs intelligents et les données de marché et l'état de la production. 		Massif
		Portée de l'enjeu soutenu
		Economique et Sociétale
Externalités positives	Externalités négatives	
<ul style="list-style-type: none"> La capacité de calculer, en temps réel, la charge sur le réseau ainsi que les injections disponibles permettent l'amélioration de l'allocation entre les fournisseurs et une meilleure maîtrise des déséquilibres par les BRP. 	<ul style="list-style-type: none"> L'accès aux données proches temps réel nécessite un investissement conséquent du GRD dans un système d'acquisition de données infra-quart-horaires coûteux et complexe à gérer. 	

Remarque : La possibilité de réaliser ce cas d'usage au moyen de compteurs intelligents installés dans les cabines BT nécessiterait un seul fournisseur pour tous les clients situés derrière la cabine.

Gestion à distance des opérations

UC-14 - Accès à distance aux index		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Le GRD accède aux données du compteur énergétique à distance en utilisant les capacités de communication du compteur intelligent Le GRD met ces informations à disposition des utilisateurs du réseau et des acteurs du marché. Le GRD évite des déplacements coûteux actuellement nécessaires pour la relève des index. 		Massif
		Portée de l'enjeu soutenu
		Environnementale, Sociétale et Economique
Externalités positives	Externalités négatives	
<ul style="list-style-type: none"> La possibilité, pour le GRD, de réaliser certaines interventions techniques à distance plus rapidement entraîne une amélioration de la qualité de service client. La possibilité, pour le GRD, d'effectuer certaines activités de maintenance à distance, sans déplacement d'un opérateur permet une diminution de son bilan carbone par une réduction des déplacements liés aux interventions manuelles. La diminution des coûts opérationnels du GRD pourrait entraîner une réduction de la facture du consommateur. 	<ul style="list-style-type: none"> Bien qu'encadrée par le RGPD et l'ordonnance, la mise à disposition de données à caractère personnel par le compteur intelligent pourrait mener à l'utilisation de ces données à des fins commerciales ou frauduleuses. L'acheminement de données provenant de sous-compteurs, non gérés par le GRD, tout au long de la chaîne communicante du GRD nécessite des développements de la part du GRD. 	
UC-15 - Interventions à distance		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Le GRD effectue à distance certaines interventions telles que la mise en service, la coupure, le changement de puissance souscrite ou de régime de comptage en utilisant les fonctionnalités mises à disposition par le compteur intelligent. Le système d'information envoie les instructions requises au compteur intelligent. 		Unitaire
		Portée de l'enjeu soutenu
		Environnementale, Sociétale et Economique
Externalités positives	Externalités négatives	
<ul style="list-style-type: none"> La possibilité, pour le GRD, de réaliser certaines interventions techniques à distance plus rapidement entraîne une amélioration de la qualité de service client. La possibilité, pour le GRD, d'effectuer certaines activités de maintenance à distance, sans déplacement d'un opérateur permet une diminution de son bilan carbone par une réduction des déplacements liés aux interventions manuelles. La diminution des coûts opérationnels du GRD pourrait entraîner une réduction de la facture du consommateur. 	<ul style="list-style-type: none"> La nécessité d'accepter explicitement l'activation de la fonction communicante (opt-in) pour certaines niches de déploiement (exemple : niches obligatoires) y compris pour les usages légitimes du GRD pourrait remettre en cause la rentabilité des investissements nécessaires au déploiement du système de comptage intelligent. La possibilité de désactiver la fonction communicante (opt-out) y compris pour les usages légitimes du GRD pourrait remettre en cause la rentabilité des investissements nécessaires au déploiement du système de comptage intelligent. 	

Dimensionnement du réseau de distribution

UC-16 - Dimensionnement du réseau sur base des incidents et des projections de consommation		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Les données des compteurs intelligents permettent au GRD de rapidement détecter les incidents (proche temps réel) et d'affiner ses projections de consommation. Le GRD peut alors développer de nouveaux modèles lui permettant d'identifier de manière plus précise les investissements nécessaires (CAPEX) à réaliser. 		Massif
		Portée de l'enjeu soutenu
		Economique et Sociétale
Externalités positives	Externalités négatives	
<ul style="list-style-type: none"> La diminution des coûts d'investissements et opérationnels du GRD pourrait entraîner une réduction de la facture du consommateur. 		

UC-17 - Actes d'exploitations et mesures de gestion de la demande		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Le GRD évite d'engager des investissements (CAPEX) de dimensionnement de réseau en utilisant les fonctionnalités du compteur intelligent afin de réaliser des actes d'exploitation tels que le réglage de prise de transformation ou le rééquilibrage de phases. Le GRD peut recourir aux services des agrégateurs pour agir sur la demande afin d'éviter des investissements. 		Unitaire
		Portée de l'enjeu soutenu
		Economique et Sociétale
Externalités positives		
La diminution des coûts opérationnels du GRD pourrait entraîner une réduction de la facture du consommateur.		
UC-18 – Dimensionnement du réseau relatif au parc de véhicules électriques		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Les compteurs intelligents encouragent des comportements vertueux de recharges des véhicules électriques. Une meilleure gestion des recharges permet une réduction des investissements réseau nécessaires au développement du parc de véhicules électriques. 		Unitaire
		Portée de l'enjeu soutenu
		Economique et Sociétale
Externalités positives		Externalités négatives
<ul style="list-style-type: none"> La diminution des coûts d'investissement du GRD pourrait entraîner une réduction de la facture du consommateur. La meilleure gestion du dimensionnement du réseau permet d'éviter les surcharges et ainsi les coupures. 		<ul style="list-style-type: none"> Le développement des véhicules électriques à Bruxelles n'est pas contrôlable, le risque que celui-ci soit plus rapide que le déploiement des compteurs intelligents n'est pas négligeable.

Supervision du réseau de distribution

UC-A2 – Gestion des congestions		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Le GRD utilise les informations transmises en J-1 par les compteurs intelligents pour améliorer la supervision et la gestion des congestions. 		Massif
		Portée de l'enjeu soutenu
		Sociétale et Economique
Externalités positives		
La possibilité de mesurer les informations relatives aux flux d'énergie et à la qualité de la fourniture aux différents points de raccordements composant le réseau de distribution permet l'amélioration de la qualité de fourniture, du dimensionnement et de la stabilité du réseau.		
UC-A3 - Identification des pertes techniques et non-techniques		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Le GRD identifie les pertes techniques et non-techniques en comparant les flux aux cabines basse-tension avec les données d'injection et de consommation aux points de raccordement situés en aval de ces cabines au moyen des informations transmises par les compteurs intelligents 		Massif
		Portée de l'enjeu soutenu
		Economique
Externalités positives		
<ul style="list-style-type: none"> La détection des pertes (techniques et non techniques) sur le réseau grâce à la connaissance des flux entrants et sortants, en tout point du réseau permet une amélioration de l'efficacité énergétique globale. La diminution des coûts opérationnels du GRD pourrait entraîner une réduction de la facture du consommateur. 		

Stabilité du réseau électrique

UC-A4 - Limitation de puissance lors des surcharges		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Le GRD peut moduler les puissances appelées des utilisateurs grâce aux compteurs intelligents en situation de surcharges pour réduire les risques de coupure de courant. 		Massif
		Portée de l'enjeu soutenu
		Sociétale et Economique
Externalités positives		
La possibilité, pour le GRD, de réaliser certaines interventions techniques à distance plus rapidement devrait entraîner une amélioration de la qualité de service client.		

Remarque : La limitation de puissance en cas de surcharge par le GRD nécessite un encadrement contractuel et légal.

UC-A5 - Allocation-réconciliation		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Le processus d'allocation est amélioré grâce aux données détaillées et actuelles des compteurs intelligents. Le processus de réconciliation est par conséquent nettement amélioré (en durée et en volume échangés). 		Massif
		Portée de l'enjeu soutenu
		Sociétale et Economique
Externalités positives pour le consommateur		Externalités négatives
<ul style="list-style-type: none"> La diminution des coûts d'équilibrage du réseau pourrait entraîner une réduction de la facture du consommateur. 		<ul style="list-style-type: none"> L'accès à certains produits ou services conditionnés à la possession d'un compteur intelligent pourrait entraîner des disparités entre les consommateurs, liées à la présence ou l'absence de compteur.

Remarque : Les clients non dotés de compteurs intelligents continueront à subir seuls les erreurs d'allocation.

Qualité de service au client

UC-19 - Qualité de la fourniture		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Le GRD utilise, de manière agrégée ou par point de raccordement, les données fournies par les compteurs intelligents pour fournir un rapport concernant la qualité de la fourniture. Ce rapport présente des informations telles que la durée et la fréquence des coupures. 		Massif
		Portée de l'enjeu soutenu
		Sociétale
Externalités positives pour le consommateur	Externalités négatives	
<ul style="list-style-type: none"> La possibilité de mesurer les informations relatives aux flux d'énergie et à la qualité de la fourniture aux différents points de raccordements composant le réseau de distribution permet l'amélioration de la qualité de fourniture, du dimensionnement et de la stabilité du réseau. 	<ul style="list-style-type: none"> Bien qu'encadrée par le RGPD et l'ordonnance, la mise à disposition de données à caractère personnel par le compteur intelligent pourrait mener à l'utilisation de ces données à des fins commerciales ou frauduleuses. 	
UC-20 - Réclamation client		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Le GRD fournit une information précise et rapide, lors des réclamations des clients, en questionnant le compteur intelligent en temps-réel. Le GRD est capable de récupérer des informations sur l'état du compteur ou de l'approvisionnement. 		Unitaire
		Portée de l'enjeu soutenu
		Sociétale
Externalités positives pour le consommateur	Externalités négatives	
<ul style="list-style-type: none"> La possibilité, pour le GRD, de consulter l'état du compteur en temps réel permet une amélioration des réponses aux réclamations clients. 	<ul style="list-style-type: none"> Bien qu'encadrée par le RGPD et l'ordonnance, la mise à disposition de données à caractère personnel par le compteur intelligent pourrait mener à l'utilisation de ces données à des fins commerciales ou frauduleuses 	
UC-21 - Conseil client personnalisé		Niveau de Saturation nécessaire
<ul style="list-style-type: none"> Le fournisseur consulte, sur demande du client, les données rendues disponibles par le compteur intelligent afin de lui fournir un service et des conseils personnalisés. 		Unitaire
		Portée de l'enjeu soutenu
		Sociétale
Externalités positives pour le consommateur	Externalités négatives	
<ul style="list-style-type: none"> La possibilité, pour le client, de transmettre certaines informations concernant son profil de consommation à un fournisseur de produit ou service énergétique lui offre l'opportunité d'accéder à des produits, des services et des accompagnements personnalisés. 	<ul style="list-style-type: none"> Bien qu'encadrée par le RGPD et l'ordonnance, la mise à disposition de données à caractère personnel par le compteur intelligent pourrait mener à l'utilisation de ces données à des fins commerciales ou frauduleuses. La dépendance du consommateur envers un fournisseur de service en raison d'un équipement technique (sous-compteur, boîtier, ...) pourrait accroître la captivité des utilisateurs envers ce fournisseur. 	

E. Les fonctionnalités minimales du compteur intelligent

Consultation des données compteur	Port utilisé
<ul style="list-style-type: none"> La consultation des données compteurs permet aux consommateurs de suivre leurs consommation et tarif (via une application du fournisseur raccordé au port local P1). Sous forme d'un affichage sur compteur, déporté ou site internet. 	P1
Cas d'usage concernés	Rôle du GRD
#2 : Processus d'équilibrage #3 : Suivi de l'évolution de la consommation #5 : Accompagnement des populations vulnérables #9 : Facturation sur base de la consommation réelle #16 : Détection des incidents et projection de consommation #17 : Actes d'exploitations à distance #21 : Conseil client personnalisé	<ul style="list-style-type: none"> Mise à disposition des données de consommation pour le consommateur
	Fonctionnalités complémentaires requises
	<ul style="list-style-type: none"> Si afficheur déporté : <ul style="list-style-type: none"> Besoin d'un afficheur déporté pour les compteurs intelligents hors des lieux de vie (cave...), Besoin d'une liaison adaptée (LAN, Wifi) selon la distance de l'afficheur au compteur. Mise à jour des données par pas (au minimum) journalier avec description (au minimum) heure par heure de la consommation.

Relève à distance	Port utilisé
<ul style="list-style-type: none"> Le compteur intelligent enregistre et transmet des index d'injection et de consommation et d'autres informations (courbes de charges, qualité de la tension aux bornes du point de raccordement) à distance pour le GRD. 	P3
Cas d'usage concernés	Rôle du GRD
#2 : Processus d'équilibrage #3 : Suivi de l'évolution de la consommation #6 : Nouvelle structure tarifaire #9 : Facturation sur base de la consommation réelle #14 : Accès à distance aux données consommateur #15 : Interventions à distance #A2 : Gestion des congestions	<ul style="list-style-type: none"> Collection des données compteurs Mise à disposition des informations vers les autres acteurs
	Fonctionnalités complémentaires requises
	<ul style="list-style-type: none"> Mise en place de moyens de télécommunication adaptés à la configuration géographique du réseau. Implémentation de systèmes d'information adéquats par le GRD.

Relève en temps réel	Port utilisé
<ul style="list-style-type: none"> Le compteur intelligent enregistre et transmet des index et des données d'injection et de consommation en temps réel vers le GRD. 	P3
Cas d'usage concernés	Rôle du GRD
#2 : Processus d'équilibrage #4 : Modèles d'autoconsommation collective #6 : Nouvelle structure tarifaire #7 : Tarification dynamique #10 : Gestion de la demande particuliers #11 : Gestion de la demande en mutualisation #12 : Produits de réserve tertiaire #A1 : Optimisation de l'approvisionnement #A2 : Gestion des congestions #20 : Réclamation client	<ul style="list-style-type: none"> Collecte des informations en temps réels Mise à disposition des informations vers les autres acteurs
	Fonctionnalités complémentaires requises
	<ul style="list-style-type: none"> Besoin d'un processus de traitement des gros volumes de données.

Télé-opérations	Port utilisé
<ul style="list-style-type: none"> Le GRD est capable d'activer certains équipements externes à distance dans le cadre de la supervision du réseau ou de la gestion de la stabilité du réseau. 	P3
	Rôle du GRD
	<ul style="list-style-type: none"> Pilotage à distance du compteur intelligent
Cas d'usage concernés	Fonctionnalités complémentaires requises
#15 : Interventions à distance #20 : Réclamation client #21 : Conseil client personnalisé	<ul style="list-style-type: none"> Besoin d'une liaison bidirectionnelle Besoin du consentement du consommateur

Activations et coupures à distance par le GRD	Port utilisé
<ul style="list-style-type: none"> Le compteur intelligent permet l'activation et la coupure à distance par le GRD. Cette fonction est appelée également fonction « breaker ». 	P3
	Rôle du GRD
	<ul style="list-style-type: none"> Pilotage à distance du compteur intelligent
Cas d'usage concernés	Fonctionnalités complémentaires requises
#15 : Interventions à distance #A4 : Limitation de puissance lors des surcharges	<ul style="list-style-type: none"> Besoin d'une liaison bidirectionnelle

Modulation de la puissance de coupure	Port utilisé
<ul style="list-style-type: none"> Le GRD est capable de modifier la puissance maximale de consommation à distance. Cette fonction favorise l'apparition de nouveaux tarifs et améliore la stabilité du réseau. 	P3
	Rôle du GRD
	<ul style="list-style-type: none"> Pilotage à distance du compteur intelligent Définition de la puissance maximale du logement en fonction de la décision du consommateur
Cas d'usage concernés	Fonctionnalités complémentaires requises
#8 : Tarification capacitaire #15 : Interventions à distance	<ul style="list-style-type: none"> Besoin d'une liaison bidirectionnelle

Données de qualité de fourniture	Port utilisé
<ul style="list-style-type: none"> Le compteur intelligent relève des données relatives à la qualité de fourniture (fréquence des coupures, durée des coupures...) et les transmet au GRD. Cette fonction permet de visualiser et évaluer la qualité de la fourniture du réseau. 	P3
	Rôle du GRD
	<ul style="list-style-type: none"> Collection et traitement des données de qualité de fourniture Préparation d'un rapport à propos de la qualité de fourniture. Identification des incidents et points critiques du réseau
Cas d'usage concernés	Fonctionnalités complémentaires requises
#15 : Interventions à distance #16 : Détection des incidents et projection de consommation #17 : Actes d'exploitation à distance #A3 : Identification des pertes techniques et non techniques #A5 : Allocation-réconciliation #19 : Qualité de la fourniture	<ul style="list-style-type: none"> Nécessaire que le compteur intelligent soit capable d'enregistrer l'évolution de la tension et de la fréquence aux bornes du point de raccordement.

Réconciliation des données	Port utilisé
<ul style="list-style-type: none"> Le GRD est capable de réconcilier les données envoyées par le compteur initial et les données relatives à l'installation du compteur intelligent. Cette fonction garantit la validité des informations consultées, par le consommateur, dès le jour 1. Cette fonction est essentielle dans le cadre d'activation du compteur. 	P3
	Rôle du GRD
	<ul style="list-style-type: none"> Réconciliation des données lors de l'activation du compteur
Cas d'usage concernés	Fonctionnalités complémentaires requises
#15 : Interventions à distance #A5 : Allocation-réconciliation	

Registre tarifaire (dynamique)	Port utilisé
<ul style="list-style-type: none"> • Un nouveau registre tarifaire est créé de manière cohérente à la création de nouvelles plages horaires permettant la mise en place de la tarification dynamique. 	P1, P3
	Rôle du GRD
	<ul style="list-style-type: none"> • Définition en place des nouvelles structures tarifaires (avec fournisseur) et registres tarifaires conformément à la méthodologie tarifaire fixée le cas échéant par le régulateur. • Mise en place des nouveaux registres • Collecte des données relatives aux registres
Cas d'usage concernés	Fonctionnalités complémentaires requises
#3 : Suivi de l'évolution de la consommation #6 : Nouvelle structure tarifaire #7 : Tarification dynamique #9 : Facturation sur base de la consommation réelle	

Registre tarifaire (capacitaire)	Port utilisé
<ul style="list-style-type: none"> • Un nouveau registre tarifaire est créé de manière cohérente à la création de nouvelles plages capacitaires permettant la mise en place de la tarification capacitaire. 	P1, P3
	Rôle du GRD
	<ul style="list-style-type: none"> • Définition des nouvelles structures tarifaires (avec fournisseur) et registres tarifaires conformément à la méthodologie tarifaire fixée le cas échéant par le régulateur. • Mise en place des nouveaux registres • Collecte des données relatives aux registres
Cas d'usage concernés	Fonctionnalités complémentaires requises
#3 : Suivi de l'évolution de la consommation #8 : Tarification capacitaire	

F. Les externalités positives et négatives analysées

Le déploiement des compteurs intelligents et l'activation de leurs fonctionnalités génèrent les externalités suivantes, lesquelles ont été étudiées dans la seconde partie de l'étude.

Tableau 41 - Externalités positives liées au déploiement des compteurs intelligents

Description de l'externalité	Domaine d'application	Analyse étudiant l'externalité
La connaissance des flux entrants et sortants au niveau des points de raccordement avec une granularité fine peut améliorer le processus d'injection en temps réel et l'intégration des énergies renouvelables.	Transition énergétique	Analyse quantitative – postes de gains
La connaissance, par le consommateur, de son profil de consommation détaillé lui offre l'opportunité de réduire sa consommation et de participer à l'efficacité énergétique.	Transition énergétique	Analyse qualitative – social
La possibilité, pour le GRD, d'effectuer certaines activités de maintenance à distance, sans déplacement d'un opérateur permet une diminution de son bilan carbone par une réduction des déplacements liés aux interventions manuelles.	Transition énergétique	Analyse quantitative – postes de gains
La détection des pertes (techniques et non techniques) sur le réseau grâce à la connaissance des flux entrants et sortants, en tout point du réseau permet une amélioration de l'efficacité énergétique globale.	Transition énergétique	Analyse quantitative – poste de gains
La création de structures tarifaires tenant compte des flux réels d'énergie avec une granularité fine permet au consommateur l'accès à une tarification adaptée à son utilisation de l'énergie.	Bénéfices consommateur Marché	Analyse quantitative – postes de gains
La diminution des coûts d'équilibrage du réseau pourrait entraîner une réduction de la facture du consommateur.	Bénéfices consommateur	Analyse quantitative – postes de gains
La connaissance, par le consommateur, de son profil de consommation détaillé et des informations financières associées lui permet d'optimiser sa consommation et de diminuer son budget énergétique.	Bénéfices consommateur	Analyse qualitative – social
La connaissance des flux entrants et sortants au niveau des points de raccordement avec une granularité fine permet le développement de nouveaux modèles d'autoconsommation collective.	Bénéfices consommateur Réseau	Analyse quantitative – postes de gains
La mise à disposition des données de consommations pour les clients vulnérables et, indirectement, pour les acteurs sociaux leur permet de développer une meilleure compréhension de leur consommation et la mise en place d'accompagnement personnalisé.	Bénéfices consommateur	Analyse quantitative – postes de gains Analyse qualitative – social
L'implémentation d'un système de comptage intelligent permet l'émergence de nouveaux services et produits bénéficiant au consommateur.	Bénéfices consommateur Marché	Analyse qualitative – social
L'implémentation d'un système de comptage intelligent permet la valorisation de la flexibilité de l'URD via l'accès à des produits de flexibilité.	Bénéfices consommateur Marché & Réseau	Analyse quantitative – postes de gains
La possibilité, pour le GRD, de réaliser certaines interventions techniques à distance plus rapidement entraîne une amélioration de la qualité de service client.	Bénéfices consommateur Marché & Réseau	Analyse qualitative – social
La diminution des coûts d'investissements et opérationnels du GRD pourrait entraîner une réduction de la facture du consommateur.	Bénéfices consommateur	Analyse qualitative – économique
La possibilité de mesurer les informations relatives aux flux d'énergie et à la qualité de la fourniture aux différents points de raccordements composant le réseau de distribution permet l'amélioration de la qualité de fourniture, du dimensionnement et de la stabilité du réseau.	Bénéfices consommateur Réseau	Analyse quantitative – postes de gains
La possibilité, pour le GRD, de consulter l'état du compteur en temps réel permet une amélioration des réponses aux réclamations clients.	Bénéfices consommateur	Analyse qualitative – social
La possibilité, pour le client, de transmettre certaines informations concernant son profil de consommation à un fournisseur de produit ou service énergétique lui offre l'opportunité d'accéder à des produits, des services et des accompagnements personnalisés.	Bénéfices consommateur Marché	Analyse qualitative – économique
La capacité de calculer, en temps réel, la charge sur le réseau ainsi que les injections disponibles permettent l'amélioration de l'allocation entre les fournisseurs et une meilleure maîtrise des déséquilibres par les BRP.	Bénéfices consommateur Marché	Analyse quantitative – postes de gains Analyse qualitative

Tableau 42 - Externalités négatives liées au déploiement des compteurs intelligents

Description de l'externalité	Domaine d'application	Analyse étudiant l'externalité
Le développement de nouvelles structures tarifaires pourrait, en fonction des choix contractuels, mener à un mécanisme de fixation du prix plus complexe.	Protection du consommateur	Analyse qualitative – social
Les compteurs intelligents n'étant pas un levier direct d'efficacité énergétique, ils pourraient ne pas contribuer substantiellement à l'accompagnement des clients dans la diminution de leur consommation énergétique.	Protection du consommateur	Analyse qualitative – social
La création d'une niche pour les clients vulnérable pourrait être considérée comme discriminatoire.	Protection du consommateur	Analyse qualitative – social
La mise à disposition de nouveaux produits et services pourrait s'avérer désavantageuse pour les populations sensibles en raison de la complexité des informations fournies pour ces nouveaux produits et services.	Protection du consommateur	Analyse qualitative – social
L'utilisation de nouvelles technologies telles que le compteur intelligent pourrait s'avérer compliquée pour les populations sensibles en raison de la difficulté d'accès aux technologies numériques.	Protection du consommateur	Analyse qualitative – social
Le développement de la tarification dynamique pourrait, en fonction des choix contractuels, désavantager les consommateurs résidentiels ayant peu de possibilité de déplacer des parties de leur consommation vers des moments plus avantageux.	Protection du consommateur Marché	Analyse qualitative – social
L'accès à certains produits ou services conditionnés à la possession d'un compteur intelligent pourrait entraîner des disparités entre les consommateurs, liées à la présence ou l'absence de compteur.	Protection du consommateur	Analyse qualitative – social
La dépendance du consommateur envers un fournisseur de service en raison d'un équipement technique additionnel au compteur intelligent pourrait accroître la captivité des utilisateurs envers ce fournisseur.	Protection du consommateur	Analyse qualitative – social
Le faible potentiel de flexibilité des clients résidentiels pourrait mener à une valorisation réduite des produits et services de flexibilité.	Protection du consommateur Marché	Hypothèses
Bien qu'encadrée par le RGPD et l'ordonnance, la mise à disposition de données à caractère personnel par le compteur intelligent pourrait mener à l'utilisation de ces données à des fins commerciales ou frauduleuses.	Protection du consommateur	Analyse qualitative – social
Les difficultés accrues des publics vulnérables en termes d'accès à l'énergie.	Protection du consommateur	Analyse qualitative – social
Les situations discriminatoires, au sein des publics ayant un compteur intelligent, entre les personnes qui auront la possibilité de l'exploiter à leur profit et les autres (achat de matériel adéquat, compréhension des offres, possibilité de déplacer la charge, etc.).	Protection du consommateur	Analyse qualitative – social
Les différences entre les fonctionnalités des systèmes des compteurs implémentées dans les différentes régions pourraient représenter des obstacles à une harmonisation interrégionale des produits proposés.	Considérations technologiques	Analyse qualitative – économique
La possibilité de réaliser des modèles d'autoconsommation collective sans installation de compteurs intelligents au niveau des points de raccordement participant au modèle de déploiement soulève la question de la nécessité des compteurs intelligents individuels dans ces modèles.	Considérations technologiques	Hypothèses
La difficulté de quantification de l'influence des compteurs intelligents sur la réduction de la consommation pourrait compliquer l'évaluation de leur efficacité.	Impacts environnementaux	Hypothèses conservatrices
La dépendance de certains gains vis-à-vis des choix stratégiques et technologiques pourrait entraîner une non-optimisation des conditions financières.	Risques économiques	Hypothèses conservatrices
La nécessité d'accepter explicitement l'activation de la fonction communicante (opt-in) pour certaines niches de déploiement (exemple : niches obligatoires) y compris pour les usages légitimes du GRD pourrait remettre en cause la rentabilité des investissements nécessaires au déploiement du système de comptage intelligent.	Risques économiques	Hypothèses
La possibilité de désactiver la fonction communicante (opt-out) y compris pour les usages légitimes du GRD pourrait remettre en cause la rentabilité des investissements nécessaires au déploiement du système de comptage intelligent.	Risques économiques	Hypothèses
La participation des consommateurs résidentiels aux produits de réserve stratégique (primaire, secondaire et tertiaire) pourrait partiellement entraîner une confusion dans l'esprit des clients entre les activités du gestionnaire de réseau de transport et les missions du GRD.	Transformation du marché	Analyse qualitative – social
Le développement de solutions de comptage intelligent par des acteurs non régulés pourrait affaiblir la position du GRD en tant que responsable des données de comptage.	Transformation du marché	Analyse qualitative – social
La dépendance vis-à-vis du développement de la plateforme ATRIAS et à la mise en place du MIG 6 pourrait entraîner une non-réalisation temporaire de certains cas d'usage en cas de délai dans le développement de la plateforme ou des nouveaux processus de marché.	Considérations technologiques	Feuille de route
La possibilité de réaliser certains cas d'usage liés à la gestion du réseau de distribution au moyen de compteurs intelligents installés dans les cabines basse-tension soulève la question de la nécessité des compteurs intelligents individuels dans ces cas d'usage.	Considérations technologiques	Hypothèses
L'accès aux données proches du temps réel nécessite un investissement conséquent du GRD dans un système d'acquisition de données infra-quart-horaires couteux et complexe à gérer.	Considérations technologiques	Analyse quantitative – postes de coûts
L'acheminement de données provenant de sous-compteurs, non gérés par le GRD, tout au long de la chaîne communicante du GRD nécessite des développements de la part du GRD.	Considérations technologiques	Analyse quantitative – postes de coûts

BIBLIOGRAPHIE

- Aerts, S., Verloock, L., Van den Bossche, M., Martens, L., Vergara, X., & Joseph, W. (Mai 2019). *Emissions from smart meters and other residential radiofrequency sources*. Ugent.
- Alphééis. (Juin 2018). *SMART-UP - NEWSLETTER TRIMESTRIELLE DES PARTENAIRES*. Récupéré sur <https://www.alpheeis.fr/ressources/fichiers/c62fec614c38.pdf> abgerufen
- American cancer society. (kein Datum). Récupéré sur <https://www.cancer.org/cancer/cancer-causes/radiation-exposure/> abgerufen
- ANSES. (Mars 2018). *Hypersensibilité aux ondes électromagnétiques : amplifier l'effort de recherche et adapter la prise en charge des personnes concernées*. France.
- ANSES. (kein Datum). *Rapports de l'Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement du travail*. France.
- Apere. (2019, novembre 14). *Observatoire des prix de l'énergie*. Récupéré sur <https://www.apere.org/fr/observatoire-prix>
- Atrias. (s.d.). *L'évolution du secteur de l'énergie*. Récupéré sur <http://www.atrias.be/FR/Pages/TheEnergySector.aspx>
- BESLUIT VAN DE VLAAMSE REGERING TOT WIJZIGING VAN HET ENERGIEBESLUIT VAN 19 NOVEMBER 2010, wat betreft de uitrol van digitale meters, Vlaamse regering, juillet 2018.
- BFP et Statbel. (kein Datum). *2019-2071 : perspectives*.
- Brugel. (2016). *ETUDE RELATIVE AU DEVELOPPEMENT DU MARCHE DE FLEXIBILITE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE*.
- Brugel. (2018). *CAHIER THÉMATIQUE 01 - RAPPORT ANNUEL 2018 - Évolution du marché de l'électricité et du gaz naturel en région de Bruxelles-Capitale*.
- Brugel. (2018). *Projet d'ETUDE D'INITIATIVE (BRUGEL-ETUDE-20180619-26) relative à la mise en place d'un tarif capacitaire en Région de Bruxelles-Capitale*. COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE, Bruxelles. Récupéré sur <https://www.brugel.brussels/publication/document/etudes/2018/fr/PROJET-ETUDE-26-FR-BRUGEL-TAR-CAP.pdf>
- Brugel. (s.d.). *Atrias*. Récupéré sur <https://www.brugel.brussels/reglementation/atrias-33>
- Brussels Smart City. (kein Datum). *Brussels Smart City*. Récupéré sur <https://smartcity.brussels/> abgerufen
- Bruxelles Environnement. (Octobre 2019). *Plan énergie climat 2030 - The right energy for your Region*. Région de Bruxelles-Capitale. Récupéré sur https://environnement.brussels/sites/default/files/user_files/pnec_rbc_fr.pdf
- Bureau fédéral du Plan. (2019, novembre 05). *Indice des prix à la consommation - Prévisions d'inflation*. Récupéré sur <https://www.plan.be/databases/17-fr-indice+des+prix+a+la+consommation+previsions+d+inflation>
- CallMePower. (2019, 10 17). *Quelle est la consommation moyenne d'électricité en Belgique ?* Récupéré sur <https://callmepower.be/fr/energie/guides/consommation/moyenne-electricite>
- Centre international de Recherche sur le Cancer. (2011, mai 31). *LE CIRC CLASSE LES CHAMPS ELECTROMAGNETIQUES DE RADIOFREQUENCES COMME "PEUT-ETRE CANCEROGENES POUR L'HOMME"*. Récupéré sur https://www.iarc.fr/wp-content/uploads/2018/07/pr208_F.pdf
- CODE DE L'ENERGIE – Article L341-4-1, Gouvernement français, août 2015.
- COMMISSION DE L'ÉTHIQUE EN SCIENCE ET EN TECHNOLOGIE. (2012). *Transparence, perception du risque et liberté de choix: Au-delà des impacts sur la santé*. Québec. Récupéré sur http://www.ethique.gouv.qc.ca/fr/assets/documents/Radiofrequences/Radiofrequences_2012_web.pdf
- COMMISSION EUROPEENNE - Clean energy for all Europeans, mai 2019.

- COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN - Feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050, Commission Européenne, mars 2011 .
- COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN - Un budget moderne pour une Union qui protège, qui donne les moyens d'agir et qui défend - Cadre financier pluriannuel 2021-2027, Commission Européenne, mai 2018.
- CONSEIL EUROPÉEN (23 ET 24 OCTOBRE 2014) – CONCLUSIONS, Conseil Européen, octobre 2014.
- CRIIREM. (kein Datum). *Rapports du centre de recherche et d'information indépendantes sur les rayonnements électromagnétiques*. France.
- Décret modifiant les décrets du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité, en vue du déploiement des compteurs intelligents et de la flexibilité, Région Wallone, septembre 2018.
- DÉCRET N° 2010-1022 DU 31 AOÛT 2010 RELATIF AUX DISPOSITIFS DE COMPTAGE SUR LES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ, EN APPLICATION DU IV DE L'ARTICLE 4 DE LA LOI N° 2000-108 DU 10 FÉVRIER 2000 RELATIVE À LA MODERNISATION ET AU DÉVELOPPEMENT DU SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITE, gouvernement français, août 2010.
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (Août 2016). *Smart Meter Roll-out Cost-Benefit Analysis*.
- Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE).
- DIRECTIVE 2010/31/UE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 19 mai 2010 sur la performance énergétique des bâtiments, Parlement européen, Conseil de l'Union européenne, juin 2010.
- Elia. (15 septembre 2017). *RÉGION DE BRUXELLES – CAPITALE PLAN D'INVESTISSEMENTS 2018-2028*.
- Elia. (23 novembre 2018). *TOWARDS A CONSUMER-CENTRIC SYSTEM*.
- Elia Group Innovation. (s.d.). *Market Facilitation*. Récupéré sur <http://innovation.elia.be/market-facilitation/bidladder/>
- Enedis. (2017). *RAPPORT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE D'ENEDIS AU TITRE DE L'ANNÉE 2017*. Récupéré sur <https://www.enedis.fr/sites/default/files/Rapport-qualite-de-service-Enedis-2017.pdf>
- ERDF. (Décembre 2014). *PROGRAMME LINKY - Présentation des marchés de recyclage*.
- ESMIG. (kein Datum). *Access to energy data – barriers, solutions and recommendations*. Récupéré sur <https://esmig.eu/news/access-energy-data-barriers-solutions> abgerufen
- Eurelectric. (2017). *Dynamic pricing in electricity supply*.
- European Commission. (2012). *Recommendations for Privacy, Data Protection and Cyber-Security in the Smart Grid Environment*.
- European Commission. (2018). *Une nouvelle donne pour les consommateurs d'énergie*.
- European Commission. (Janvier 2015). *Potential health effects of exposure to electromagnetic fields (EMF)*. Scientific Committees.
- European Commission. (Juillet 2016). *Impact assessment study on downstream flexibility, price flexibility, demand response & smart metering*.
- European Parliament. (2012). *Effect of smart metering on electricity price*.
- European Parliament. (2019). *Energy price and costs in Europe*.
- GESETZ ÜBER DEN MESSSTELLENBETRIEB UND DIE DATENKOMMUNIKATION IN INTELLIGENTEN ENERGIENETZEN (MESSSTELLENBETRIEBSGESETZ - MSBG), Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz, août 2016.

- Haveaux, C. (Mars 2019). *La Wallonie instaure les communautés d'énergie renouvelable*. Récupéré sur Renouvelles: <https://www.renouvelles.be/fr/actualite-belgique/la-wallonie-instaure-les-communautes-denergie-renouvelable>
- IBSA. (Juillet 2018). *AMENAGEMENT DU TERRITOIRE ET IMMOBILIER – Parc de bâtiments résidentiels et non résidentiels*.
- ONTWERP VAN DECREET TOT WIJZIGING VAN HET ENERGIEDECREET VAN 8 MEI 2009, wat betreft de uitrol van digitale meters en tot wijziging van artikel 7.1.1, 7.1.2 en 7.1.5 van hetzelfde decreet, Vlaamse regering, juin 2018.
- ONTWERP VAN DECREET TOT WIJZIGING VAN HET ENERGIEDECREET VAN 8 MEI 2009, wat betreft de uitrol van digitale meters en tot wijziging van artikel 7.1.1, 7.1.2 en 7.1.5 van hetzelfde decreet, Vlaamse regering, juin 2018.
- Ordonnance modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 (relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 12 décembre 1991 créant des fonds budgétaires, Région de Bruxelles-Capitale, 20 septembre 2018).
- ORES. (Juillet 2019). *L'« E-Cloud » : l'autoconsommation collective au service des entreprises, avec des perspectives d'économie sur la facture d'électricité de 8 à 14%*. Louvain-la-Neuve. Récupéré sur <http://clusters.wallonie.be/servlet/Repository/cp-ores-ecloud.pdf?ID=157073&saveFile=abgerufen>
- PACTE ENERGETIQUE INTERFEDERAL BELGE – Une vision commune pour la transition, Les quatre ministres de l'Energie du pays (fédéral, flamand, wallon et bruxellois), 2017.
- PACTE NATIONAL POUR LES INVESTISSEMENTS STRATEGIQUES – SMART-GRIDS ET SMART METERING, Proposition du Ministre Jean-Luc Crucke, février 2018.
- PLAN NATIONAL ENERGIE-CLIMAT 2021-2030, Plan National Energie-Climat 2021-2030, décembre 2018.
- PLAN REGIONAL AIR-CLIMAT-ENERGIE, Bruxelles Environnement/Département Planification, Air, Climat et Energie, juin 2016.
- RAPPORT DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN, AU CONSEIL, AU COMITÉ ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN ET AU COMITÉ DES RÉGIONS - Prix et coûts de l'énergie en Europe, Commission Européenne, janvier 2019.
- Reckinger, Y. (kein Datum). *Projet de recyclage des compteurs électriques: une collaboration Creos / Forum pour l'emploi*. Smart Grids - Creos Luxembourg S.A.
- REGION DE BRUXELLES-CAPITALE, Plan Energie Climat 2030, octobre 2019.
- RÈGLEMENT (UE) 2016/679 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données à caractère personnel et à la libre circulation de ces données, et abrogeant la directive 95/46/CE (règlement général sur la protection des données), Parlement Européen et Conseil, 2016.
- RÈGLEMENT E16/38/ILR DU 3 OCTOBRE 2016 CONCERNANT LES FONCTIONNALITÉS DU SYSTÈME DE COMPTAGE INTELLIGENT ET DES INSTALLATIONS CONNEXES, Institut Luxembourgeois de Régulation, 3 octobre 2016.
- Rijksoverheid. (Avril 2019). *Evaluatierapport pilot Prepaid Energie in Nederland*. Récupéré sur <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2019/04/18/bijlage-evaluatierapport-pilot-prepaid-energie-in-nederland> abgerufen
- Sia Partners. (2015). *ESTIMATION DU POTENTIEL TECHNICO-ECONOMIQUE DES MESURES DE MAITRISE DE LA DEMANDE EN ELECTRICITE*, Brugel.
- Sia Partners. (2015). *ETUDE SUR LA TARIFICATION PROGRESSIVE DE L'ÉLECTRICITÉ EN RÉGION DE BRUXELLES-CAPITALE*, Brugel.
- Sia Partners. (2016). *ETUDE SUR LES MECANISMES DE TARIFICATION SOLIDAIRE*, Brugel.

- Sia Partners. (2018). *ACCOMPAGNEMENT ANALYTIQUE, STRATEGIQUE ET OPERATIONNEL DANS LA REFLEXION SUR LA PROBLEMATIQUE DE PRECARITE HYDRIQUE ET D'ACCES A L'EAU POTABLE EN REGION BRUXELLES-CAPITALE, Hydrobru.*
- Sibelga. (2011, mai 20). *UNE NOUVELLE CLEARING HOUSE BAPTISEE ATRIAS.* Récupéré sur <https://www.sibelga.be/fr/blog/clearing-house-atrias>
- Sibelga. (2019). *MEMORANDUM ELECTIONS REGIONALES.*
- Sibelga. (2019). *Tarifs raccordements et compteurs.* Récupéré sur <https://www.sibelga.be/fr/tarifs/tarifs-raccordements-et-compteurs/electricite-basse-tension/compteurs-abgerufen>
- Sibelga. (s.d.). *Energiguide.* Récupéré sur <https://www.energuide.be/>
- Sibelga. (Septembre 2018). *PLAN D'INVESTISSEMENT ELECTRICITE 2019-2023.*
- Sibelga. (Septembre 2018). *PLAN D'INVESTISSEMENT GAZ 2019-2023.*
- Sibelga. (kein Datum). *Statistiques 2018.*
- SmartEnergyGB. (Mai 2019). *Smart meters and energy usage .*
- SmartEnergyGB. (kein Datum). *Powering the future with electric vehicles.* Récupéré sur <https://www.smartenergygb.org/en/smart-living/powering-the-future-with-electric-vehicles> abgerufen
- SmartRegions. (2013). *From Smart Meters to Smart Consumers.* European Commission.
- SPF Economie - DG Statistique - Statistics Belgium. (2018). *PARC DES VEHICULES A MOTEURS.* Eurostat.
- Synergrid. (8 mars 2018). *Mise en service d'un 'datahub' commun à l'ensemble des gestionnaires de réseau pour soutenir la flexibilité électrique.* Récupéré sur http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=2018_03_08_SYN_FR_Communique_de_presse_Datahub.pdf&language_code=FRA
- UCL Energy Institute. (2018). *Annual Review 2018 - Choosing the right energy tariff for your electric vehicle.*
- van Elburg, H. (Juin 2015). *Real-time smart meter feedback to kick-start consumer interest.* USmartConsumer, Netherlands Enterprise Agency.
- WET VAN 9 APRIL 2018 TOT WIJZIGING VAN DE ELEKTRICITEITSWET 1998 EN VAN DE GASWET (VOORTGANG ENERGIETRANSITIE), Economische Zaken en Klimaat, juillet 2018.
- WET VAN 9 APRIL 2018 TOT WIJZIGING VAN DE ELEKTRICITEITSWET 1998 EN VAN DE GASWET (VOORTGANG ENERGIETRANSITIE), Economische Zaken en Klimaat, juillet 2018 .