ORES ASSETS

STRATEGISCHER PLAN 2021-2025
INVESTITIONSPROGRAMM
ELEKTRIZITÄTSNETZ
GESCHÄFTSJAHRE 2019 & 2020 : BEWERTUNG UND ANPASSUNG
HAUSHALTSPLAN 2021-25

Inhaltsverzeichnis

1. Vorwort 3
2. Beschreibung der bestehenden Infrastruktur 3

2.1. Zahlenangaben – Situation der Netze per 31. Dezember 2019 3
2.2. Alterspyramide 3

3. Stand der Verwirklichungen des Vorjahres (2019) 3
4. Aktualisierung der laufenden Pläne (2020) 4

4.1. Das definitive Investitionsbudget für 2020 4
4.2. Stand pro Sektor per 30. Juni 2020 6

5. Anpassungsplan 2021-2025 7

5.1. Kapazitätsbedarf 7

5.1.1. Entwicklung von Verbrauch, Erzeugung und der möglichen daraus entstehenden Lastspitzen 7

5.1.1.1. Versorgungsanlagen HS/MS 7
5.1.1.2. Feeder und andere Austauschstellen zwischen Netzen 8
5.1.1.3. Die Verteilerkabinen und -transformatoren 8

5.1.2. Neue Erzeuger und Verbraucher 9

5.1.2.1. Neue vorrangige Erzeuger 9
5.1.2.2. Neue Industrie-Großkunden 9
5.1.2.3. Neue Industriegebiete oder größere Wohnsiedlungen 9
5.1.2.4. Kleine Erzeuger mit max. 10 kVA 9
5.1.2.5. Neue Erzeuger, die nicht ins Netz einspeisen 10

5.1.3. Überlastungsprobleme 10

5.1.4. Probleme durch Spannungsabfall oder Überspannung 10

5.1.5. Anpassungen nach ungeplanten Unterbrechungen 11

5.1.5.1. Unterbrechungen im NS-Netz 11

5.1.5.2. Unterbrechungen im MS-Netz ... 11

5.1.6. Qualität der Spannungskurve ... 12

5.2. Weitere zu berücksichtigende Aspekte ... 12

5.2.1. Ersatz wegen Veralterung ... 12

5.2.2. Interventionen aus Gründen der Sicherheit ... 14

5.2.2.1. Allgemeine Sicherheit ... 14
5.2.2.2. Sicherheitsabstände ... 14
5.2.2.3. Sicherheit der Kabinen (K.E. 04/12/2012) ... 14

5.2.3. Umwelt ... 16

5.2.3.1. Allgemeine Politik ... 16
5.2.3.2. Spezifische Maßnahmen ... 17

5.2.4. Harmonisierung der Spannungspläne ... 17

5.2.5. Parallele zu den Investitionen von Elia ... 17

5.2.6. Verbesserung der Effizienz ... 17

5.2.6.1. Effizienz des Netzes ... 17
5.2.6.2. Energieeffizienz ... 18
5.2.6.3. Reduzierung der technischen Verluste ... 18
5.2.6.4. Senkung der administrativen Verluste ... 24

5.2.7. Austausch der Zähler ... 25

5.2.7.1. Standard-Zähler ... 25
5.2.7.2. Budgetzähler ... 26
5.2.7.3. « Intelligente » Zähler ... 26

5.2.8. Entwicklung in Richtung « intelligente » Versorgungsnetze ... 27

5.2.9. Anfragen für die Flexibilitätsaktivierung ... 33

5.2.10. Elektromobilität ... 34

6. Liste der geplanten namentlichen Arbeiten und Haushaltsbewertung pro Projekt ... 35
7. Schemen ... 35
8. Synthese ... 35

1. Vorwort

Dieser Teil befasst sich mit :
- der Investitionslage zum Ende des Jahres 2019,
- dem Stand der für 2020 vorgesehenen Investitionen,
- dem Investitionsprogramm, das hauptsächlich auf dem Anpassungsplan 2021-2025 für Strom beruht.

Dieser Plan wurde der regionalen Regulierungsbehörde (CWaPE) entsprechend Artikel 32 der technischen Regelung für Strom (Erlass der wallonischen Regierung vom 24. Mai 2007) im Mai 2020 vorgelegt.
Am 29. Oktober 2020 hat die CWaPE (Stellungnahme Nr. CD-20j15-CWaPE-1869) die Einsetzung der unterbreiteten Pläne genehmigt, mit einem Vorbehalt für den Teil betreffend die Auswahl und das Rollout der intelligenten Zähler. Gegenwärtig werden zwischen ORES und der CWaPE Gespräche über diese Punkte und die damit zu verbindenden Haushaltspläne geführt.

2. Beschreibung der bestehenden Infrastruktur

2.1. Zahlenangaben – Situation der Netze per 31. Dezember 2019

- Siehe Anlage « ORES Assets - Descriptif infrastructure existante 2019 » für ORES Assets.
- Siehe Anlagen « Tab 0_descriptif infr existante » pro Sektor.

2.2. Alterspyramide

Alterszustand der MS-Infrastruktur.

Die Informationen pro Sektor in der Anlage „Pyramide des âges“ stellen die uns zur Verfügung stehende Bestandsaufnahme dar.

Ein Programm zur Verbesserung der Daten wird zur Zeit durchgeführt und erstreckt sich über mehrere Jahre.

3. Stand der Verwirklichungen des Vorjahres (2019)

Der Stand der Verwirklichungen per 31.12.2019 ist im Tätigkeitsbericht 2019 aufgeführt, der unter nachstehendem Link verfügbar ist https://www.ores.be

Siehe außerdem die Tabellen in Anlage (pro Sektor) :
- « Tab1 : Global – Postes budgétaires »
- « Tab2 : Bilan Nominatifs et Non Nominatifs »

4. Aktualisierung der laufenden Pläne (2020)

4.1. Das definitive Investitionsbudget für 2020

ORES hat für jeden Sektor das Register « Tab 1_Global-Postes budgétaires » aktualisiert, um u.a. die neuesten Angaben zu den intelligenten Zählern zu berücksichtigen (Programm SWITCH, das zur Zeit noch diskutiert wird).

Eine umfassende Liste der nominativen Projekte, deren Verwirklichung jeder Sektor von ORES vorsieht, wurde im Register « Tab 3_Actualisation N » der Anlagen eingefügt.

TAB 1.b : ORES Est - 2020

Haushaltsposten (wenn unterschiedlich zu den Angaben des vorhergehenden Plans)			Geschäftsjahr 2020					
			Haushaltsplan ORES Ost 2020 : genehmigt					
			Ein-heit	Anpassung		Ausdehnung		
				Menge	Beträge (€) (1)	Menge	Beträge (€) (1)	
Kabel	HS-Netz (30 kV ≤ U < 70 kV)		Km					
	MS-Netz		Km	19,799	€ 2.402.905,77	6,500	€ 711.555,00	
	NS-Netz		Km	14,650	€ 1.242.025,00	17,500	€ 1.296.400,00	
	Teilbetrag 'Kabel'		Km	34,449	€ 3.644.930,77	24,000	€ 2.007.955,00	
Leitungen	HS-Netz (30 kV ≤ U < 70 kV)		Km	0,000	€ -	0,000	€ -	
	MS-Netz (einschließlich Masten)		Km	0,900	€ 71.733,00	0,000	€ -	
	NS-Netz (einschließlich Masten)		Km	0,800	€ 139.704,00	0,100	€ 17.463,00	
	Teilbetrag 'Leitungen'		Km	1,700	€ 211.437,00	0,100	€ 17.463,00	
Unterwerke	Grundstücke		na	na		na		
	Gebäude (Bau / Abbruch)		St	0	€ -	0	€ -	
	Schaltzellen Unterwerke		St	0	€ -	0	€ 25.000,00	
	Schaltzellen Unterwerke - Fernschaltung		St	0	€ -	0	€ 25.000,00	
	Rundsteuerung		St	0	€ -	0	€ -	
	Transformatoren HS/MS		St	0	€ -	0	€ -	
	Transformatoren MS/NS		St	0	€ -	0	€ -	
	Teilbetrag 'Unterwerke'				€ -		€ 50.000,00	
Kabinen	Grundstücke		na	na		na		
	Gebäude (Bau / Abbruch)		St	35	€ 581.190,46	7	€ 143.795,50	
	Schaltzellen MS / TGBT / Geräte		St	126	€ 1.196.685,64	18	€ 177.866,02	
	Transformatoren HS/MS		St	0	€ -	0	€ -	
	Transformatoren MS/NS		St	30	€ 250.242,30	7	€ 58.389,87	
	Teilbetrag 'Kabinen'				€ 2.028.118,40		€ 380.051,39	
Kundenanschlüsse	HS (70/36/30 kV)		St	0	€ -	0	€ -	
	Trans MS		St	0	€ -	0	€ -	
	MS		St	0	€ -	0	€ 54.330,75	
	Trans NS		St	0	€ -	0	€ 44.446,64	
	NS		St	97	€ 255.431,85	370	€ 847.925,55	
	Teilbetrag 'Kundenanschlüsse'			97	€ 255.431,85	371	€ 946.702,94	
Zähleinrichtungen	HS	AMR	St	0	€ -	0	€ -	
		Schnittstelle mit anderen VNB	St	0	€ -	0	€ -	
	MS	AMR	St	20	€ 46.489,00	18	€ 41.840,10	
		MMR	St	0	€ -	0	€ -	
		Schnittstelle mit anderen VNB	St	1	€ 3.735,60	1	€ 3.735,60	
	NS	AMR	St	5	€ 3.144,05	0	€ -	
		YMR	St	1.200	€ 385.800,00	750	€ 241.125,00	
		Intelligente Zähler	St	181	€ 77.384,74	0	€ -	
		Budgetzähler	St	135	€ 93.040,65	0	€ -	
		Schnittstelle mit anderen VNB	St	0	€ -	0	€ -	
	Teilbetrag 'Zähleinrichtungen'			1.542	€ 609.594,04	769	€ 286.700,70	
Überwachung / Übertragung	Telefonkabel		Km	0,000	€ -	2,000	€ 99.060,00	
	Leerrohr Glasfaserleitung		Km	0,000	€ -	21,000	€ 496.440,00	
	Glasfaserleitung		Km	0,000	€ -	8,000	€ 73.120,00	
	Fernüberwachung - Kundenkabinen		St	0	€ -	0	€ -	
	RTU und sonstige Telekom-Ausrüstungen		St	0	€ -	31	€ 35.222,82	
	Fernüberwachung - Netzkabinen		St	0	€ -	33	€ 99.006,97	
	Sonstige "smarte" Ausrüstungen		St	0	€ -	0	€ -	
	Teilbetrag 'Überwachung / Übertragung'				€ -		€ 802.849,79	
Sonstiges (zu präzisieren)	Sonstiges 1		u1					
	Sonstiges 2		u2					
	Sonstiges 3		u3					
	Sonstiges 4		u4					
	Sonstiges 5		u5					
	Sonstiges 6		u6					
	Sonstiges 7		u7					
	Teilbetrag 'Sonstiges'				€ -		€ -	
INSGESAMT NETZ					€ 6.749.512,06		€ 4.491.722,82	
(1) wie im RAB-Wert valorisiert						Insgesamt Brutto	€ 11.241.234,88	

4.2. Stand pro Sektor per 30. Juni 2020

ORES (Ost)	
Brutto-Investitionen	
ORES (Ost)	5.094.218,20
Schalt- und Trafokabinen MS/NS	1.064.944,21
Budgetzähler	88.159,17
Kosten der Anlagen außer Infrastruktur	6.343,15
Unterwerke	152,28
NS-Anschlüsse und -Zähler	993.047,91
MS-Anschlüsse und -Zähler	88.410,05
NS-Netz	1.545.747,13
MS-Netz	1.307.414,30
Kundenbeteiligungen	
ORES (Ost)	-1.205.815,06
Schalt- und Trafokabinen MS/NS	-258.224,36
Unterwerke	-165,34
NS-Anschlüsse und -Zähler	-429.835,19
MS-Anschlüsse und -Zähler	-31.609,47
NS-Netz	-314.190,23
MS-Netz	-171.790,47
Netto-Investitionen	
ORES (Ost)	3.888.403,14
Schalt- und Trafokabinen MS/NS	806.719,85
Budgetzähler	88.159,17
Kosten der Anlagen außer Infrastruktur	6.343,15
Unterwerke	-13,06
NS-Anschlüsse und -Zähler	563.212,72
MS-Anschlüsse und -Zähler	56.800,58
NS-Netz	1.231.556,90
MS-Netz	1.135.623,83

5. Anpassungsplan 2021-2025

Die Haushaltsrahmen für die Jahre 2021-2023 stehen im Einklang zu denen, die im Tarifvorschlag 2019-2023 enthalten sind. Was die Haushaltsjahre 2024-2025 betrifft, so ist der (vorsorglich) aufgeführte Haushaltsrahmen der von 2023 mit einer jährlichen Indexierung von 1,7% für den gewöhnlichen Bereich. Die Volumen und die Beträge für diesen Zeitraum sind lediglich als Richtwerte anzusehen und lassen in keiner Weise weder dem Inhalt des Tarifvorschlags 2024-2028 für die Jahre 2024 und 2025 noch den späteren Diskussionen über diesbezügliche, zusätzliche Haushaltsrahmen für das Programm SWITCH vorgreifen.

5.1. Kapazitätsbedarf

ELIA schätzt gemäß eines unternehmenseigenen Modells (s. Anpassungsplan ELIA) auf der Grundlage der von ORES Assets übermittelten Daten zur natürlichen Entwicklung des Verbrauchs und der offiziellen Nachfrage der Industriekunden, dass an den Umspannwerken von 2021 bis 2025 eine jährliche durchschnittliche Steigerung der Spitzenlast von weniger als 1 % zu erwarten ist (siehe Tab (4)1.1.1.a) des Anpassungsplans).

Für die Entwicklung des Betriebsaufwands gehen wir, bei stabiler Lage, von einer durchschnittlichen Rate von 1 % aus.

Auf dieser Grundlage gehen wir unter Berücksichtigung einer Sicherheitsmarge von einem Steigerungswert für die Feeder von **1 %** pro Jahr aus (siehe **Tabelle (4.) 1.1.2** im Anhang pro Sektor).

ORES sieht für nicht geplante MS- und NS-Arbeiten pro Sektor Finanzmittel vor, die im Rahmen dieser Belange in jedem Geschäftsjahr erforderlich werden.

5.1.1. Entwicklung von Verbrauch, Erzeugung und der möglichen daraus entstehenden Lastspitzen

5.1.1.1. Versorgungsanlagen HS/MS

a) Garantierte Leistung bei Entnahme

Garantierte Leistung bei Entnahme **:** in der Anlage **(Tab (4)1.1.1.a)** finden Sie pro Sektor eine Auflistung der Versorgungsanlagen mit den von ELIA garantierten Leistungen (Sn-1 in der Tabelle) und die durch ELIA erstellte Entwicklung der Lasten, mit der entsprechenden Analyse.

Aus der uns derzeit vorliegenden Information, stellen wir fest :

<u>ORES Ost</u> :
Es werden keine Sättigungsprobleme bei der Entnahme festgestellt.

b) Garantierte Leistung beim Einspeisen in das (lokale) Übertragungsnetz

Es sei darauf hingewiesen, dass die Anlage « Tab 4.1.1.1.b Aufnahme von dezentralen Erzeugungseinheiten (DEE) » gestrichen wurde. Die Situation der Umspannwerke/Kabinen im Bereich der Aufnahme von Erzeugungseinheiten wird im Zusammenhang mit den grünen Heften und der technischen Flexibilität angesprochen.

Eine Berichtsvorlage für Anschlussanträge mit flexiblem Zugriff der DEE wurde erarbeitet und findet seit Anfang 2020 Anwendung. Genauer gesagt geht es hier um das Anschlussverfahren mit flexiblem

Zugriff und um auferlegte Einspeisungsreduzierungen während des Geschäftsjahres N-1 für DEE zur Vermeidung von Überlastungsproblemen im Netz.

Dieser Bericht wurde Ihnen am 20. März 2020 übermittelt.

5.1.1.2. Feeder und andere Austauschstellen zwischen Netzen

Die Höchstbelastungen der Abgänge in den Umspannwerken und Unterwerken mit Fernüberwachung werden in der Anlage des Anpassungsplans unter „Tab (4.) 1.1.2“ pro Sektor angegeben. Diese Informationen werden jährlich von der Leitzentrale für die Verteilung in Namur ausgegeben.

Die im Winter 2019/2020 gemessenen Werte wurden für den Winter 2025/2026 mit der Hypothese der oben angegebenen jährlichen Erhöhung hochgerechnet.

Angesichts der berücksichtigten Wachstumsannahme (sicherheitshalber 1 %) und der unveränderten Konfiguration des Netzes müsste im Jahre 2025 kein Abgang zu einer Verteilerkabine eine Last von mehr als 77 % des Regelwerts für den Leistungsschutzschalter überschreiten.

Sektor	Max. 2025
ORES Ost	63%

***NB**: In diesem Jahr wurden die Spannungsmessungen am 03/02/2020 durchgeführt. Die Durchschnittstemperatur betrug 9,2°[1] gegenüber 5,3° am 15/01/2019.*

<u>Austausch zwischen Netzen</u>

Siehe **Tab (4.) 1.1.2**. pro Sektor.

5.1.1.3. Die Verteilerkabinen und -transformatoren

Die Belastung der Kabinen wird durch den SECT, der für die gesetzliche Prüfung der Strommesser am Ausgang der MS/NS-Transformatoren zuständig ist, ermittelt.

Diese Werte werden dann in unsere Datenbanken aufgenommen und im Hinblick auf die Ermittlung der zu verstärkenden Transformatoren eingesetzt.

Bei gezielten Anträgen von mehr als 25 kVA wird eine zusätzliche technische Studie vor Ort durchgeführt, um die am Transformator und für den betreffenden Stromkreis verfügbare Reserveleistung zu prüfen.

Es sei bemerkt, dass alle NS-Ausdehnungen automatisch in Kabel mit großem Querschnitt (150² Alu unterirdisch und 95² Alu oberirdisch) ausgeführt werden, um für die Zukunft eine größtmögliche Reservekapazität zu gewährleisten.

[1] https://www.meteobelgique.be/article/releves-et-analyses/annee-2020/2404-bilan-climatologique-de-fevrier-2020

5.1.2. Neue Erzeuger und Verbraucher

5.1.2.1. Neue vorrangige Erzeuger

Nicht namentliche Haushaltsmittel sind vorgesehen, um die zur Zeit noch nicht bekannten Anträge durchzuführen.

Die Details zu laufenden Projekten oder deren Studie sind in der Anlage Tab (4)1.2.1 pro Sektor aufgeführt.

5.1.2.2. Neue Industrie-Großkunden

Die Details zu laufenden Projekten oder deren Studie werden in der Anlage Tab (4) 1.2.2 pro Sektor aufgeführt.

5.1.2.3. Neue Industriegebiete oder größere Wohnsiedlungen

Die Details zu laufenden Projekten oder deren Studie sind in der Anlage Tab (4)1.2.3 pro Sektor aufgeführt.

Die in dieser Rubrik angezeigten Akten werden größtenteils, aufgrund der aktuell ungenauen Angaben, in die « Nicht namentlichen » Baustellen aufgenommen.

ORES Ost
Die Details zu laufenden Projekten oder deren Studie sind in der Anlage Tab (4)1.2.3 aufgeführt.
Für die erforderlichen Anpassungen sind vorsorglich die nötigen Mittel vorgesehen.

5.1.2.4. Kleine Erzeuger mit max. 10 kVA

Aktuell gibt es nur wenig Beschwerden bezüglich der Qualität der Versorgungsspannung, außer in einigen seltenen Einzelfällen, die schnell entweder mithilfe kleiner Anpassungen (Änderung der Unterbrechungsstellen, Auswechseln eines Einstellungsgriffs am Transformator,…) oder durch Einsetzen stärkerer Infrastrukturen (Verdopplung der NS-Stromkreise, ...) gelöst werden konnten.

Ein nicht namentliches Projekt ist zu diesem Zweck im Anpassungsplan pro Sektor vorgesehen (Begründung E.2.1).

Photovoltaik-Erzeugungsanlagen : Strom aus Fotovoltaikanlagen betrifft am 01/01/2020 :

Sektor	% der NS-EAN-Koden
ORES Brabant wallon	9,7%
ORES Ost	15,8%
ORES Hainaut	6,4%
ORES Luxembourg	12,0%
ORES Mouscron	8,2%
ORES Namur	11,7%
ORES Verviers	13,4%
ORES Assets	**9,3%**

Angesichts der Überarbeitung der Anreize ist es schwierig, die Entwicklung des Marktes vorauszusehen.

Derzeit können keine Vorhersagen bezüglich zukünftiger Anschlüsse von Fotovoltaikanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 kWc im Niederspannungsnetz gemacht werden.

Auf Grundlage praktischer Beispiele vor Ort werden Simulationen durchgeführt, um zu bestimmen, ab welchem Anteil Fotovoltaikanlagen Probleme mit Spannungsschwankungen entstehen werden. Dies wird an mehreren, häufig eingesetzten Niederspannungs-Netzarten geprüft.

Aufgrund des erwarteten geringen Anteils (z. B. Mini-Windrad) oder ihrer Eigenschaften (z. B. Kraft-Wärme-Kopplung-Kleinstanlagen) werden Anlagen mit einer Leistung von weniger als 10 kWc aus einer anderen Branche kurz- und mittelfristig keine Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze haben.

5.1.2.5. Neue Erzeuger, die nicht ins Netz einspeisen

Siehe **Tab (4.)1.2.5** pro Sektor.

5.1.3. Überlastungsprobleme

Unter Überlastung versteht man die Unmöglichkeit, die Last aufzunehmen, wenn die normale Versorgung nicht mehr verfügbar ist. Eine Überlastung kann durch eine große Belastung entstehen, aber auch durch eine Änderung der Netzflüsse.

Die meist in Ringleitung aufgebaute Netzstruktur ermöglicht eine Notversorgung für die beantragte Last. Allerdings werden gewisse Netzteile, da sie sehr abgelegen sind, über Stichleitungen versorgt. Dort werden bei Stromausfall, außer wenn dies technisch nicht möglich ist, Generatoren aufgestellt.

Punktuelle Studien über die Entwicklung der Netzlast (Beispiel : Sanierungsprojekte an gewissen Standorten, große Parzellierungsprojekte,…) werden mithilfe des Programms Neplan durchgeführt. Es besitzt eine Schnittstelle zu unseren verschiedenen Datenbanken (Proélé, Netgis …).

Unter dieser Begründung ist im Plan kein namentliches Projekt vorgesehen.

5.1.4. Probleme durch Spannungsabfall oder Überspannung

Entscheidende Kriterien für ORES Assets sind diejenigen, die in der Norm EN 50160 aufgeführt sind.

Die meisten kundenseitigen Beschwerden betreffend einen Spannungsabfall sind unbegründet (Normen eingehalten oder das Netz des Verteilernetzbetreibers nicht betroffen) oder ziehen unverzüglich Korrekturmaßnahmen nach sich.

Die Details hierzu sind in den Qualitätsberichten pro Sektor aufgeführt.

Gegebenenfalls erforderliche Arbeiten werden meist innerhalb desselben Jahres ausgeführt und sind durch die entsprechend vorgesehenen Mittel abgedeckt.

Die vollständige Liste der Beschwerden ist in den Anlagen 4 der Qualitätsberichte pro Sektor aufgeführt.

5.1.5. Anpassungen nach ungeplanten Unterbrechungen

5.1.5.1. Unterbrechungen im NS-Netz

Die NS-Netze von ORES Assets sind im Allgemeinen nicht durch ungewöhnlich lange NS-Unterbrechungen betroffen, die in diesem Rahmen Investitionen erfordern.

Die Details hierzu sind in den Anlagen 3 der Qualitätsberichte pro Sektor aufgeführt.

Die meisten der festgestellten Probleme sind Gegenstand von Korrekturmaßnahmen innerhalb desselben Jahres und eines spezifischen Follow-up bei Ausästungen.

Für diese Arbeiten sind pro Sektor finanzielle Mittel vorgesehen.

5.1.5.2. Unterbrechungen im MS-Netz

Vorfälle an Erdkabeln :

Die meisten Vorfälle erforderten keine bedeutenden Investitionsarbeiten, die im Anpassungsplan aufgeführt werden müssten (Beispiele : Verbindungsmuffe, Ersetzen HS-Ausrüstung, kleine sofortige Kabelverlegungen).

Nachfolgende Kriterien sind ausschlaggebend für das Ersetzen eines Kabels :

- Die vorgekommenen Fehler auf diesem Netzteilstück ;
- Die Art der Fehler (Korrosion, Einwirken durch Dritte), die bei der Reparatur festgestellt werden ;
- Die Art des Kabels ;
- Das Alter des Kabels und die Herstellungs-Isolationsspannung ;
- Die Belastung des Kabels.

Bei Auftreten von mehreren Fehlern (3 oder mehr) auf einem begrenzten Netzteilstück zwischen 2 Kabinen, wird das Ersetzen dieses Teilstücks in Betracht gezogen. Ziel ist es, eine künftige Vermehrung der Fehler am gleichen Ort zu vermeiden.

Die Details für jedes Netzteilstück sind in den Anlagen der Qualitätsberichte pro Sektor aufgeführt.

Vorfälle an Freileitungen :

Die meisten Vorfälle erforderten keine bedeutenden Investitionsarbeiten, die im Anpassungsplan aufgeführt werden müssten (Beispiele : ausgewechselte Isolatoren, erneuerte Teilstücke, Ausästen,…).

Die unterirdische Verlegung von Leitungen, die stark beansprucht werden und die häufige Fehler aufweisen, wird systematisch ins Auge gefasst.

Nachfolgende Kriterien sind ausschlaggebend für das Ersetzen einer Leitung :

- Die Art und der Zustand der Armaturen und der Masten ;
- Die Art der Leitungen ;
- Das Alter der Leitungen ;
- Die Nähe zu Wohnungen.

Die Liste der Netzteilstücke, in denen während der Zeitspanne 2017-2019 mindestens drei Fehler aufgetreten sind, ist in Anlage 2 der Qualitätsberichte pro Sektor aufgeführt.

5.1.6. Qualität der Spannungskurve

In den verschiedenen Netzanlagen von ORES Assets sind Messgeräte aufgestellt (meist vom Typ Qwave). Die Schwellenwerte sind gemäß der Norm EN 50160 eingestellt. Die Ergebnisse der Analysen sind in den Qualitätsberichten pro Sektor aufgeführt.

5.2. Weitere zu berücksichtigende Aspekte

5.2.1. Ersatz wegen Veralterung

MS-Freileitungsnetz :

Inventardaten zum MS-Netz : siehe Anlage « Tab 0_descriptif infr existante » pro Sektor.

ORES Assets hat keine qualitative und quantitative Bestandsaufnahme des gesamten MS-Freileitungsnetzes vorgenommen, um Prioritäten für die unterirdische Verlegung zu setzen.

Insgesamt kann das MS-Freileitungsnetz als gesund betrachtet werden, da es :
- einer jährlichen Kontrolle durch einen SECT unterliegt ;
- alle 25 Jahre umfassend gewartet wird.

Zwei Aspekte sind für einen eventuellen Ersatz eines veralteten Teilstückes ausschlaggebend : das Eintreten aufeinanderfolgender Fehler sowie die Erfahrung und die gute Kenntnis des Netzes.

Es sei bemerkt, dass die unterirdische Verlegung auch bei gewissen Gelegenheiten infolge eines Anschlussantrags, der Schaffung eines Gewerbegebietes, … oder der Anlegung eines Windparks erfolgen kann.

NS-Freileitungsnetz :

Inventardaten zum NS-Netz : siehe Anlage : siehe Anlage « Tab 0_descriptif infr existante » pro Sektor.

Was die Qualität des Niederspannungsnetzes betrifft, so verfügen wir über zwei statistische Indikatoren :

- die Einsätze infolge von Anrufen seitens der Kundschaft, ausgenommen für Vorfälle an den Anschlüssen oder Zähleinrichtungen oder für Kundeninstallationen ;
- die auf den Kupfernetzen festgestellten Anomalien.

Störungen an vorverkabelten Netzen und Kupfernetzen werden sofort repariert.

Anomalien im Kupfernetz werden ihrerseits entweder durch eine Instandsetzung ohne Netzveränderung (Betriebsarbeiten) oder durch das Ersetzen des bestehenden Netzes durch ein vorverkabeltes Netz beseitigt.

Wie oben angeführt, erfolgt zur Zeit eine Sanierung, die langfristig angelegt ist.

Um eine stetige Verbesserung unserer Datenbanken zu gewährleisten, konnten wir dank Neuentwicklungen in der IT-Branche unsere technischen Datenbanken (PROELE) mit der Kartographie (ENERGIS/NETGIS) synchronisieren, eine Kartographie, die den bestbekannten Zustand des NS-Netzes bei ORES darstellt.

Aufgrund dessen basieren die Inventare der NS-Netzlängen nunmehr auf den Längen aus ENERGIS/NETGIS.

Synthese der Netzlängen freiliegender Kupferleitungen – Sektor Ost :

Stand per 31. Dezember des Jahres N-1 (31/12/2019)	Mittelspannungsnetz			Niederspannungsnetz		
	MS Frei-leitung	MS Unterirdisches Netz	Insgesamt MS	NS Frei-leitung	NS Unterirdisches Netz	Insgesamt NS
Gesamt-Netzlänge (km)	202	1020	1.222	1.024	863	1.887
Netzlänge freiliegender Kupferleitungen (km)	21	0	21	0	0	0
Davon Kupferleitungen mit geringem Querschnitt oder veraltet (km)	14	0	14	0	0	0
Durchschnittlicher Ersatz freiliegender Kupferleitungen (km/Jahr)	5	0	5	0	0	0

Unterirdische MS- und NS-Netze :

Nicht namentliche Haushaltsrahmen sind pro Sektor von Fall zu Fall für den Ersatz von veralteten Kabeln vorgesehen.

Kabinen :

Ein vorsorglicher Haushaltsrahmen ist pro Sektor für das Ersetzen von veraltetem Material in den Kabinen vorgesehen (außer Ersatzprogramm für offenes Material).

Parallel zu diesem Programm setzen wir die Erneuerung von Kabinen fort, deren Material problematisch, veraltet und dessen technische Kenntnis durch die Mitarbeiter nicht mehr genügend gewährleistet ist.

Diese Kabinen sind in nicht namentlichen Projekten mit der **Begründung E.2.1**. identifiziert.

5.2.2. Interventionen aus Gründen der Sicherheit

5.2.2.1. Allgemeine Sicherheit

Kontrollbesuche der Umspannwerke und Kabinen :

Gemäß den Vorschriften der Allgemeinen Verordnung über den Schutz am Arbeitsplatz (RGTP - Art. 262) und der Allgemeinen Vorschrift für elektrische Anlagen (RGIE - Art. 272) führt der SECT jährliche Kontrollprüfungen aller Umspannwerke und Unterwerke durch.

Über diese Prüfungen werden Protokolle erstellt, in denen die Feststellungen und Verstöße verzeichnet werden. Letztere werden nach und nach während des Jahres durch die Netzarbeiter behoben.

Die Verstöße sind fast ausschließlich geringfügig (Erdungsverbindung, Beleuchtung, Zugang, Anweisungsschilder, Reinigung,…) und erfordern keine bedeutenden Investitionsarbeiten, die im Anpassungsplan einzufügen wären.

Ein vorsorglicher Haushaltsrahmen ist pro Sektor vorgesehen.

MS-Freileitungen :

Freileitungen, die ursprünglich in landwirtschaftlichen Gebieten eingerichtet wurden, befinden sich heute durch den Ausbau von Parzellierungen in Wohngebieten. In manchen dieser Gebiete wurden die Gebäude zu nahe an den MS-Leitungen errichtet. Daraus ergibt sich eine erhebliche Gefahr für die Personen und für die Güter.

In diesen Fällen werden die Freileitungen unterirdisch verlegt (ein vorsorgliches Budget ist pro Sektor vorgesehen).

5.2.2.2. Sicherheitsabstände

Das für diese Arbeiten vorgesehene Budget ist dasselbe wie für die Netzanpassungen im Anschluss an die Kontrollbesuche der anerkannten Kontrolldienste.

5.2.2.3. Sicherheit der Kabinen (K.E. 04/12/2012)

Das Ersetzen dieser Ausrüstungen betrifft sowohl die Hauptbegründung ‘Veralterung’ als auch die Begründung ‚Sicherheit‘ (E.2.2). Aufgrund der Besonderheit der Ausrüstungen wurde jedoch die Begründung ‘Sicherheit’ in den Vordergrund gestellt. Daher wird dieses Programm im vorliegenden Kapitel beschrieben.

Politik der Normanpassung der Kabinen :

Die 2009 gestarteten Routinebesuche der Kabinen im Hinblick auf die Analyse des individuellen Risikos *in situ*[2] wurden für alle Kabinen durchgeführt.

Im Rahmen des K.E. vom 04/12/2012 über die Mindest-Sicherheitsvorschriften von Stromanlagen am Arbeitsplatz, hat ORES einen proaktiven Aktionsplan erstellt. Dieser Plan ist in 2 Phasen unterteilt :

[2] Eine entsprechende EDV-Anwendung – auf mobilem Gerät – wurde zu diesem Zweck entwickelt. Die erwartete Leistungsfähigkeit und der Gefährdungsgrad der Trennvorrichtungen werden anhand von Ultraschall gemessen.

- 1. Phase : Erneuerung der Kabinen mit « offenem Material » nach Prioritäten, die verschiedenen Aspekten gemäß festgelegt wurden, so u.a. nach der individuellen Risikoanalyse. Die Routinebesuche wurden 2009 gestartet und sind nunmehr alle durchgeführt worden. Ziel war es, eine Risikoanalyse in situ gemäß den Vorschriften des K.E. vom 04/12/2012 vorzunehmen. Intern war hierzu eine entsprechende EDV-Anwendung entwickelt worden, die den Teams zur Verfügung gestellt wurde, um so für alle ORES-Sektoren eine gleichartige Datensammlung zu gewährleisten. Daraufhin wurden die Kabinen in 3 Kategorien aufgeteilt : rot, orange und grün. Die Erneuerungen betreffen prioritär die roten Kabinen, anschließend die orangefarbenen und schließlich die grünen. Das offene Material wird demnach auf lange Frist durch umhülltes Material ersetzt werden.

- 2. Phase : in Abwartung der Fertigstellung dieser umfangreichen Arbeiten, wurden zusätzliche Maßnahmen getroffen, wie das Anbringen von kollektiven Schutzausrüstungen und die Deklassierung von offenen « Netzschaltern » zu « Schutzschaltern » (diese werden bei abgeschaltetem Strom betätigt) in den Kabinen, die nicht mit kollektiven Schutzausrüstungen ausgestattet sind. All diese Maßnahmen wurden getroffen, um die Sicherheit der Netzarbeiter bei den Schaltungen dieses veralteten Materials, dessen Zustand sich von Jahr zu Jahr verschlechtert, zu gewährleisten.

Diese unerlässlichen Arbeiten zur Gewährleistung der Sicherheit der Mitarbeiter, zur Verbesserung der Unverfügbarkeit und der Dienstleistungsqualität, stellen für ORES eine erhebliche finanzielle Belastung dar (Ersetzen von Material in etwa 4.000 Kabinen in 14 Jahren).

- **Erzielte Ergebnisse für die sich in Betrieb befindlichen ORES-Kabinen** :

Stand per 31. Dezember des Jahres N-1 (31/12/2019)			Anzahl Ausrüstungen ORES Assets	
			Bodenkabinen	MTS
Gesamtanzahl des VNB (außer Kundenausrüstungen)			16.889	5.780
Gesamtanzahl VNB geprüft			16.889	5.780
Schlussfolgerungen der Analyse	grün	konform	9.486	3.005
	orange	nicht konform aber nicht bedenklich	7.289	2.765
	rot	nicht konform aber bedenklich (prioritäre Instandsetzung)	114	10

Stand per 31. Dezember des Jahres N-1 (31/12/2019)			Anzahl Ausrüstungen ORES (Ost)	
			Bodenkabinen	MTS
Gesamtanzahl des VNB (außer Kundenausrüstungen)			908	330
Gesamtanzahl VNB geprüft			908	330
Schlussfolgerungen der Analyse	grün	konform	565	139
	orange	nicht konform aber nicht bedenklich	339	191
	rot	nicht konform aber bedenklich (prioritäre Instandsetzung)	4	0

Legende

Licht	Bedeutung	Zu ergreifende Vorsichtsmaßnahmen
Grün	Schwaches Risiko	Gewöhnliche Sicherheitsvorkehrungen
Orange	Mittleres Risiko	Besondere Maßnahmen zu ergreifen
Rot	Hohes Risiko oder Betrieb aus Gründen der Aufrechterhaltung des Betriebs verboten	STOP außer auf Anordnung der Vorgesetzten unter Anwendung einer prioritären Korrekturmaßnahme oder Gerät darf nur ohne Strom geschaltet werden

Aufgrund dieser Risikoanalyse kann ORES Assets gezwungen sein, das eingesetzte Material teilweise oder ganz zu ersetzen. Dies ist insbesondere bei den Kabinen der Fall, die mit einem sogenannten offenen Material ausgestattet sind (Haupt- und Trennschalter mit oder ohne Schutzvorrichtung).

Die bei dieser Gelegenheit gesammelten Informationen enthalten genaue Angaben zum Zustand der Anlagen wie auch zum Betriebszustand (Auftreten von Feuchtigkeit oder Staub, Stromstärke …) womit sich die festzulegenden Prioritäten korrekt und objektiv aufgrund von Messungen bewerten lassen und damit auch die optimale Nutzung der zugeteilten Ressourcen.

Ein vorsorglicher Haushaltsrahmen ist vorgesehen.

Unser Bestreben ist es, für ORES Ost 25 Kabinen pro Jahr in Stand zu setzen.

Sektor	Voraussichtliche Anzahl pro Jahr in Stand zu setzender Kabinen
Brabant Wallon	80
Ost	25
Hainaut	147
Luxembourg	36
Mouscron	8
Namur	95
Verviers	20

Dieses Ziel ist sehr ehrgeizig und wird jährlich für das Jahr N+1 nach den im Jahr N-1 durchgeführten Instandsetzungen angepasst.
2019 wurden auf ORES-Ebene beispielsweise 366 Kabinen mit offenem Material ersetzt.

Umspannwerke – Bestandsaufnahme :

Siehe Anlage **Tab (4)1.1.1.b.** pro Sektor.

Die Renovierung der Umspannwerke ist im Gange und erfolgt in Abstimmung mit den Arbeiten von ELIA.

5.2.3. Umwelt

5.2.3.1. Allgemeine Politik

Die Erweiterungen des Hochspannungsnetzes werden ausschließlich mit unterirdischen Kabeln durchgeführt. Es wird in diesem Bereich keine Ausnahmeregelung beantragt werden.

Die verlegten Kabellängen können wesentliche Unterschiede mit den Längen der Freileitung aufweisen. In der Tat können die örtliche Topografie, die Dichte der Netznutzer sowie die Suche nach Grundstücken für den Bau der zukünftigen Kabinen als Ersatz der Masttrafostationen die Trasse direkt beeinflussen.

Die Ausdehnungen des Niederspannungsnetzes sind mit unterirdischer Verlegung vorgesehen. Je nach den Umständen wird gegebenenfalls eine Ausnahmeregelung nach einem vorgegebenen Raster bei der CWaPE beantragt.

Die sonstigen Arbeiten (Ersetzen und Verstärken) werden, in Anbetracht der Mehrkosten zu Lasten der verschiedenen Eigentümer der Anlagen (öffentliche Beleuchtung, Kabelfernsehen und eigentliches Niederspannungsnetz) im Allgemeinen in Freileitung ausgeführt.

Ein vorsorglicher Haushaltsrahmen ist pro Sektor vorgesehen.

5.2.3.2. Spezifische Maßnahmen

Einige bedeutende Arbeiten unterirdischer Verlegung von NS- und ÖB-Netzen sind jedes Jahr im Rahmen eines Verlegungsprogramms aus ästhetischen Gründen (im Allgemeinen in Synergie mit Kanalarbeiten und/oder Erneuerung von Straßen und Gehwegen) in den betroffenen Gemeinden vorgesehen.

Ein vorsorglicher Haushaltsrahmen ist pro Sektor vorgesehen.

5.2.4. Harmonisierung der Spannungspläne

Ein vorsorglicher Haushaltsrahmen ist für die betroffenen Sektoren vorgesehen. Auch werden sonstige Arbeiten je nach Gelegenheit und je nach Spannungsplan eines jeden Sektors durchgeführt.

5.2.5. Parallele zu den Investitionen von Elia

Wie bereits erwähnt, werden zur Zeit in mehreren Umspannwerken auf Anfrage von Elia Arbeiten durchgeführt oder sind vorgesehen ; diese haben beträchtliche Auswirkungen auf den Verteilernetzbetreiber, sowohl aus finanzieller als auch aus technischer Sicht. Diese Arbeiten sind Gegenstand von Konzertierungen und werden bei Folgetreffen im Rahmen der Arbeiten an Umspannwerken zwischen Elia und ORES eingeplant.

5.2.6. Verbesserung der Effizienz

5.2.6.1. Effizienz des Netzes

Die im Rahmen der Harmonisierung der Spannungspläne angesprochenen Arbeiten tragen zur Effizienzverbesserung des Netzes bei.

Um ein besseres Netzmanagement zu gewährleisten, wird in diversen Netzkabinen von ORES Assets neues ferngesteuertes Material installiert (nicht namentliche Projekte pro Sektor).

Diese Anlagen ermöglichen eine permanente Überwachung des korrekten Betriebs des elektrischen Materials dieser Kabinen durch die Leitzentrale des Verteilernetzes in Namur, wie auch deren Steuerung (untergeordnete Stationen).

Parallel dazu werden Konzeptstudien[3] durchgeführt, um die Auswirkung der neuen dezentralen Erzeugungsanlagen auf die Netzarchitektur einzuschätzen und die Mittel festzustellen, die eventuell einzusetzen sind, um deren Betrieb zu optimieren (z.B. Messung der Lasten, Schutz der Anlagen, selbst-adaptierende Trafos …).

Für die Ringleitungen ist ein Planbudget vorgesehen.

[3] Konzept des « Smart Grid » wie dies aus der Fachliteratur übernommen ist.

5.2.6.2. Energieeffizienz

Auf kommunaler wie auch auf regionaler Ebene wollen und können wir konkrete Antworten bei den Fragestellungen in Bezug auf die Stromversorgung, Erdgas, die kommunale öffentliche Beleuchtung bieten, aber auch ganz allgemein zur wirtschaftlichen Entwicklung der Region beitragen. Wir wollen diese Rolle morgen im Rahmen öffentlicher Projekte auf diesen verschiedenen Ebenen noch weiter ausbauen.

5.2.6.3. Reduzierung der technischen Verluste

1. Einleitung

Allgemein werden die Strategien in Bezug auf die Kontrolle der Netzverluste als Hypothesen in den verschiedenen Investitionsplänen von ORES herangezogen. Desgleichen berücksichtigt jede technologische Problemstellung schon seit Langem die hierdurch entstandenen Verluste. Jeder neue Wert oder jedes neue Verfahren berücksichtigt somit die energetische Frage.

Das bei der CWaPE wohl bekannte Projekt E-Cloud endet im ersten Halbjahr 2020. Je nach Entwicklung des Dekretrahmens könnte eine Industrialisierung des entwickelten Konzeptes während der Zeitspanne 2020-2024 eingesetzt werden.

2. Investitionen im Hinblick auf die Reduzierung der Netzverluste

2.1. Entwicklung hin zu einer höheren Netzspannung

<u>Im Niederspannungsbereich :</u>

ORES hat keine proaktive Politik des systematischen Austausches der bestehenden 230V-Netze durch 400V-Netze + Nullleiter betrieben. Entscheidungen in diesem Sinne werden jedoch von Fall zu Fall im Rahmen erstellter Studien getroffen, wenn sich ein Wechsel zu 400V anbietet.

Die technische Lösung des Übergangs zu 400V ausschließlich zur Reduzierung der Verluste ist keine wirtschaftlich rentable Lösung. In der Tat decken die Gewinne bei den Verlusten in Niederspannung nur selten die Gesamtkosten für die Anpassung. Der Hauptgrund dafür liegt in den enorm hohen Kosten für die Anpassung der Anlagen der VNN, die noch zu den Kosten für die Anpassungen seitens der VNB hinzuzurechnen sind, wie etwa die Anpassung der Endanschlüsse, des Trafos, der Kabel …

Aufgrund einer Kostenschätzung konnten wir zu dem Schluss gelangen, dass ein systematischer Übergang auf ein 400V-Netz nicht effizient ist.

Es gibt aber reale Fälle der Entwicklung des dreiphasigen Netzes 230V hin zu 400V+N.

Diese sind immer durch besondere Situationen vor Ort bedingt, wie zum Beispiel:

- Bei einer Ausbreitung, die auf ein Maximum von 30% der VNN abzielt, die mit einer dezentralen Erzeugung versehen sind, drängt sich der Übergang auf 400V auf, um die Auswirkungen der geleiteten Spannung zu begrenzen.
- Alle Anträge auf eine Leistung in Trans-NS werden mit 400V geregelt.

In unseren Datenbanken wird derzeit ein Inventar all dieser Situationen erstellt.

Zudem zeigt die Studie von Synergrid über die Auswirkungen der Einsetzung von Elektroautos auf, dass es ein 400V-Netz im Allgemeinen ermöglicht, diese neuen Belastungen aufzunehmen, während dies für ein 230V-Netz in Stadtrandgebieten problematisch sein kann. In diesem Rahmen und für diesen Bedarf prüft ORES die Möglichkeit einer proaktiveren Übergangspolitik dieser 230V-Netze auf 400V.

Anzumerken ist auch, dass kein neuer Stromkreis mehr mit dreiphasigem 230V gebaut wird, was für Wohngebiete oder Handwerkergebiete typisch ist. Diese Politik wurde dadurch möglich, dass alle seit 20 Jahren installierten Trafos über eine Schiene von 7 NS-Anschlussklemmen verfügen, die mit einer Versorgung von 2 Dreiphasenspannungen vereinbar ist (230V & 400V).

Im Mittelspannungsbereich :

Die alten mit 6 kV betriebenen Netze werden nach und nach auf eine Spannung von 11 kV oder 15 kV je nach der in dem betreffenden geografischen Gebiet eingesetzten Betriebsspannung umgestellt.

Diese Umstellung schreitet langsam fort, weil sie in den Bereichen mit 15 kV nur durch den Austausch der alten MS-Kabel und der Transformatoren erfolgen kann, die ihrem Lebenszyklus unterliegen. Im Allgemeinen beschränkt sich die Anpassung im Bereich 10-11 kV auf den Austausch der Transformatoren, da die alten 6 kV-Kabel in der Mehrheit die Höchstbetriebsspannung von 12 kV zulassen.

Obwohl alle Investitionen in die 11 kV-Netze mit der Entwicklung hin zur 15 kV-Spannung vereinbar sind, gleicht der Gewinn bei den Spannungsverlusten nie den Austausch der MS/NS-Transformatoren aus. Die Mehrkosten (+/- 3.000 €) für den Einkauf der Transformatoren mit zwei Primärspannungen rechtfertigt sich nur auf den Netzen, die noch bei ihrem Austausch an ihrem Lebensende mit 6 kV funktionieren.

2.2. Optimale Auswahl der Kabelsektionen

Im Niederspannungsbereich :

Seit den 90er Jahren hat ORES beschlossen, ihre für den Aufbau des Niederspannungs-Stromnetzes verwendeten Kabel den Normen anzupassen. Der Kabelquerschnitt wird somit standardisiert, unabhängig davon, wie viele Kundenanschlüsse vorhanden sind, insofern allerdings die Höchstbelastung weniger als 250A beträgt und/oder die Spannung in den Endbereichen den Anforderungen der Norm EN 50160 unabhängig von der gelieferten Spannung (230 oder 400V) entspricht.

ORES hat sich für EXAeVB-Kabel entschieden:

- im unterirdischen Netz beträgt der verwendete Querschnitt 150mm² Alu;
- im Freileitungsnetz wird für die verdrillten Leitungen ein Querschnitt von 95mm²Alu verwendet.

Diese Wahl ist in mehr als 90 % der Fälle überdimensioniert (Imax des Stromkreises << Iz des Kabels) und trägt somit dank der Reduzierung der Verluste zur Energieeffizienz bei.

Bei den Sanierungsarbeiten (wenn das Netz keinen ausreichenden Querschnitt aufweist) ist das ersetzte Kabel in den meisten Fällen ein Papier-Blei-Kabel EIAJB 3 x 50 Kupfer.

Wir können davon ausgehen, dass der Gewinn bei der Leitfähigkeit der neuen Kabel im Vergleich zu diesem etwa 50 % beträgt. Auch daraus ergibt sich eine Reduzierung des mit der Leitfähigkeit der NS-Kabel verbundenen Verlusts um 50%.

Im Mittelspannungsbereich :

Die im Rahmen neuer Verlegungen verwendeten Kabel sind Kabel mit 150² Alu, 240² Alu oder 400² Alu vom Typ monopolar.

Bei etwa 40% der ausgetauschten MS-Kabel oder der Erweiterungen des MS-Netzes von ORES wird ein größerer Querschnitt als strikt notwendig gewählt; dies um die Netzverluste einzuschränken, sei es wegen der Spannung oder des Stroms. Damit sind im Baujahr höhere Investitionskosten verbunden, diese höheren Kosten werden aber auf lange Sicht wieder durch die Reduzierung der Netzverluste im Verlauf der Lebensdauer des Kabels wettgemacht.

Die alten Papier-Blei-Kabel werden nach und nach stillgelegt.

Aufgrund der Analyse ist ein proaktives Austauschen der Kabel nur zum Zweck einer Reduzierung der Netzverluste nicht rentabel.

Eine Politik der Überdimensionierung der Querschnitte der HS-Leitungen führt in der Tat zu einer wesentlichen Reduzierung der Verluste mit geringeren Auswirkungen auf die Investitionen (weil die Hauptkosten Fixkosten für die Installierung sind). Hingegen führt eine Politik des systematischen Austauschs der HS-Verbindungen zu Investitionskosten, die sich nicht innerhalb einer wirtschaftlich vernünftigen Zeit (weniger als 10 Jahre) abschreiben lassen.

Seit 2015 sieht ORES eine Politik des Einsatzes des Smart Grid vor, wobei die Netze so überarbeitet werden sollen, dass sie möglichst viele dezentrale Erzeugungsanlagen aufnehmen zu können. Zu diesem Zweck werden Anschlusskabel mit einem Querschnitt von 400² vorgesehen, womit die Länge des Netzes zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch reduziert wird.

Aufgrund der zunehmend eingesetzten Sensoren zur Messung der Energieflüsse im Netz, wird es zudem möglich, die Lastenentwicklung besser zu verfolgen und diese langfristig vorauszusehen. So wird durch die getätigten Investitionen und die Auswahl der Kabel besser den Stromflüssen bis 2030 oder sogar 2050 Rechnung getragen.

2.3. Einsetzung von Transformatoren mit reduzierten Verlusten

Allgemein hat ORES immer die modernste Technik gewählt, wodurch die Verlustniveaus ständig reduziert werden konnten, dies unter Berücksichtigung der geltenden Normen und Regelungen.

Ab dem 1. Juli 2015 ist die EU-Verordnung Nr. 548/2014 zum Öko-Konzept der Transformatoren (allgemein Öko-Design genannt), die am 21. Mai 2014 veröffentlicht wurde, in Kraft getreten. Die in der Verordnung festgehaltenen Höchstverluste nach Leistung der Transformatoren sind einzuhalten.

Der laufende Vertrag, der dieser Regelung Rechnung trägt, endet 2021. Ein neuer Auftrag, der die neuen Auflagen berücksichtigt, wird zur Zeit zugeteilt.

Diese Norm sieht im Falle eines Rahmenvertrags, der vor ihrer Veröffentlichung abgeschlossen wurde, wie dies der Fall für den laufenden Vertrag von ORES ist, eine Ausnahme vor.

Der Austausch eines bestehenden Transformators wird nur bei einem Vorfall oder einer Verstärkung vorgesehen.

ORES verfügt nicht über ein genaues Inventar, in dem die Verteilung der Transformatoren ihres Parks je nach Verlustniveau angegeben wäre.

Wir stellen fest, dass die Kupferverluste etwa 26 % des Gesamtverlusts eines Transformators darstellen.

Wie auch bei der Dimensionierung der HS-Kabel ist es günstiger, leistungsstärkere Transformatoren zu wählen, als voraussichtlich notwendig wäre, wenn der Gewinn bei den Netzverlusten (Eisen + Kupfer) die Mehrkosten ausgleicht. Die Anweisung an die Studienbüros von ORES ist, dass die geschätzte Leistung durch einen Koeffizienten von 0,8 zu teilen ist und den nächstliegenden Standard zu wählen. Demzufolge überwiegt die Reduzierung der Kupferverluste dem leichten Anstieg der Eisenverluste.

Durchschnittlich entsprechen die Kosten in Verbindung mit dem Austausch eines Transformators Mehrkosten von etwa 4.000 € im Vergleich zum Transformator selbst.

Der Austausch nur mit dem Ziel der Reduzierung der Verluste lässt sich daher wirtschaftlich nicht rechtfertigen.

Außerdem ist anzumerken, dass wenn ein Transformator in einem guten Zustand aus Leistungsgründen durch einen neuen Transformator ersetzt wird, die Regeln, nach denen seine Wiederverwendung zulässig sind, in den Synergrid-Vorschriften C2/112 - Auflage 2015 - festgelegt sind. Sie galten allerdings bei ORES schon vorher, d.h. dass eine Neuverwendung eines Trafos mit Verlusten von mehr als R85 im Rahmen der Renovierung einer Kabine untersagt ist.

2.4. Reduzierung des Eigenverbrauchs in den Kabinen und Versorgerstationen

Allgemein ist der Eigenverbrauch der Netzkabinen niedrig. Er nimmt allerdings ständig zu angesichts des vermehrten Einsatzes von Tools in Verbindung mit der Motorisierung und der Fernanzeige. Es ist ganz klar, dass der durch die erhöhte Motorisierung der Kabinen erzielte Gewinn sehr viel höher liegt als die Verluste im Zusammenhang mit den notwendigen Ausrüstungen wie etwa Batterien …

Es wurden Wege zur Steigerung der energetischen Autonomie der Kabinen aufgezeigt. Allerdings ist die Gebäudestruktur der Kabinen nicht mit dem Anbringen von Sonnenkollektoren vereinbar. Das Risiko von Vandalismus wäre dort wegen des einfachen und nicht überwachten Zugangs viel zu hoch.

Nur eine zentralisierte Erzeugung vom Typ Windkrafterzeugung ist denkbar, was aber keinerlei Einsparung beim Stromverbrauch bewirkt.

2.5. Fernsteuerung/Fernablesung zur Verringerung der Anfahrten

Alle wesentlichen Stellen und großen Kabinen werden bereits fernüberwacht (Fernmessung und Fernsteuerung der Abschaltvorrichtungen). Allerdings ist ihre Auswirkung auf die Reduzierung der Anzahl Anfahrten nur sehr gering, da sich bei jedem Vorfall ein Mitarbeiter vor Ort begeben muss, um das defekte Element zu isolieren.

Unser Programm Smart Grid sieht auch eine Fernüberwachung und die Motorisierung von jeweils 1 von 4 Kabinen pro Schleife vor. Diese Entscheidung beruht jedoch eher auf einer schnellen Wiederherstellung der Energieversorgung der Kunden im Falle einer Störung sowie einer schnellen programmierten Schaltung und nicht zuletzt der Kontrolle der Schleifen im Rahmen der Risiken eines Energieengpasses.

2.6. Programm e-LUMin – EWR Öffentliche Beleuchtung

Durch die Verallgemeinerung der LED-Technologie bestärkt, hat die EU beschlossen, den technologischen Übergang durch die Verabschiedung einer wichtigen Anpassung ihrer technischen Ecodesign-Regelung voranzutreiben. Diese Regelung sieht derartig hohe Energieeffizienzwerte vor, dass ein Teil der Leuchtquellen ab 2025 nicht mehr in der EU-Zone kommerzialisiert werden darf.

Infolge der Pariser Konferenz (COP 21, 2015), hat sich Belgien verpflichtet, wie andere Nationen auch, seinen energetischen Fußabdruck und seine Auswirkungen auf die Umwelt zu verringern.

Die Modernisierung des öffentlichen Beleuchtungsparks wird aktiv zum Gelingen dieser Verpflichtung beitragen. Neben seinen wirtschaftlich positiven Auswirkungen (durch Verbrauchseinsparungen) ist dieses groß angelegte Programm ein wichtiges Signal zu Gunsten der Umwelt.

Ziel des Projekts e-LUMin / EWR ist es, das Ersetzen des Beleuchtungsparks durch LED-Lichtquellen vorzubereiten, und zu gewährleisten, dass alle der insgesamt 450.000 Lichtpunkte zwischen 2020 und 2030 (d.h. 45.000/Jahr) ersetzt werden.

Der aktuelle Energieverbrauch des Beleuchtungsparks von ORES beläuft sich auf etwa 170 GWh. Die Einsetzung energiefreundlicherer Lichtquellen auf dem gesamten Betriebsgebiet ermöglicht eine Einsparung von 102 GWh. Dies entspricht dem Verbrauch von etwa 29.000 Haushalten. Je nach geltendem, von der CWaPE genehmigten NS-Stromtarif entspricht diese Energieeinsparung 17M€, MwSt. einbegriffen, und vermeidet den Ausstoß von 30.000 Tonnen CO2, was der Emission von etwa 15.500 Fahrzeugen gleichkommt.

3. Betriebsmaßnahmen zur Verringerung des Stromverbrauchs

3.1. Optimierung der Abschaltstellen auf dem Verteilernetz

Die normalerweise in der Schleife geöffnete Stelle wird bei ORES aufgrund folgender Kriterien bestimmt :

- die Zugänglichkeit der Kabine,
- die Anzahl Kabinen pro MS-Feeder,
- der Netzbetrieb,
- die Beschaffenheit des Netzes,
- die unterirdisch-oberirdischen Schnittstellen,
- der Zustand der Ausrüstungen,
- die Bewertung der Situation im Jahr n-1.

In Zukunft wird das Kriterium in Verbindung mit der Reduzierung der Netzverluste quantitativ berücksichtigt werden, da die richtige Wahl der Trennstelle es erlaubt, die Energieflüsse zu begrenzen, indem auf einem selben Abschnitt die lokale Erzeugung und der lokale Verbrauch angeschlossen werden.

Im Rahmen des Programms Smart Grid wird dank der Motorisierung einer von vier Kabinen und der größeren Anzahl Messstellen die Änderung der normalerweise offenen Stelle der Schleife möglich sein, wodurch ebenfalls Verluste reduziert werden können.

3.2. Parallelschaltung der Transformatoren des ZNB, die das gleiche Unterwerk versorgen

Auf den Netzen von ORES ist eine derartige Konfiguration nur selten möglich, weil die Primärspannung im Bereich von ELIA im Allgemeinen verschieden ist (150 kV bei einer normalen Versorgung und 70 kV

bei der Notversorgung) und da bei den anderen eine Steigerung der Leistung des Stromkreises nicht mit der Belastbarkeit des auf dem ORES-Netz installierten Abschaltmaterials vereinbar ist.

Im Rahmen der Aufnahme der dezentralen Erzeugungen wird diese Technik allerdings eingesetzt, wo dies möglich ist (normalerweise für 70 kV-Netze mit Transformatoren von weniger als 40 MVA).

4. Investitions- und Betriebsmaßnahmen zur Deckung des zukünftigen Investitionsbedarfs

4.1. Einsetzung von selbstregulierenden NS/NS-Transformatoren

ORES verfügt über etwa 1.000 NS-NS-Regler auf den Niederspannungsnetzen mit großen Längen (> 800 m). Diese halten die Ausspeisespannung auf dem vorgeschriebenen Niveau (230V) unabhängig davon, welche Belastung geleitet wird.

Diese Art der Regulierung ist nicht mit der Erzeugung einer überschüssigen Einspeiseerzeugung aus Fotovoltaik-Anlagen vereinbar. Bei Einsatz von dezentralen Erzeugern in großem Umfang ist eine Anpassung dieser Einstellung notwendig. Es laufen Überlegungen, um auf dem Markt geeignetes Material zu finden.[4]

Diese Erzeugung mit Fotovoltaik-Anlagen wirkt sich positiv auf die Reduzierung der Netzverluste in den Mittelspannungsnetzen aus, weil der erzeugte Strom praktisch nicht mehr über das MS-Netz übertragen wird.

4.2. Dynamic line rating

Das „Dynamic Line Rating“ ist eine „Smart Grid“-Technologie, die aus Sensoren besteht, die auf den Hochspannungsleitungen installiert sind, und aus einem Computerprogramm, das mit der Leitzentrale verbunden ist, was es ermöglicht, in Echtzeit abzulesen und einige Stunden oder Tage im Voraus die tatsächliche Kapazität der Stromleitungen zu planen. Diese Kapazität ist in der Tat keine fixe und kann bei Wind oder kälteren Umgebungstemperaturen beträchtlich ansteigen.

Die Kapazität eines Kabels kann daher nicht nur einfach durch die Bestimmung statischer Grenzwerte verbessert werden, sondern auch, indem eine zeitweilige Überlastung zugelassen wird, weil das Profil der tatsächlichen Belastung sich dafür eignet. Man kann dann die an das Kabel angeschlossene Leistung erhöhen. Damit könnte die Investition für die Verstärkung der Kabel umgangen werden.

Bei der Untersuchung hat sich herausgestellt, dass sich der Rückgriff auf diese Art von Technologie wirtschaftlich nicht rechtfertigt. Wir berücksichtigen diese daher nicht in unseren Studien.

5. Schlussfolgerungen

Obwohl ORES bei diesen verschiedenen technologischen Entscheidungen, die auf ihrem Netz umgesetzt werden, schon jetzt die notwendigen Überlegungen zur Energieeffizienz und Reduzierung der Verluste einbringt, laufen verschiedene Projekte, um bei diesen Zielsetzungen weitere Fortschritte zu erzielen.

[4] Da für diese Begründung keine Beschwerden vorliegen und aufgrund des schwachen Anstiegs von Fotovoltaik-Anlagen von weniger als 10 kVA, ist diese Problematik nicht vorrangig.

Richtig ist aber auch, dass nur wenig proaktive Politikansätze nur in Bezug auf die energetische Zielsetzung umgesetzt werden, dies aus den in diesem Dokument aufgezeigten wirtschaftlichen Gründen.

Die verschiedenen Projekte, die seit 2015 durchgeführt werden, wie etwa der Einsatz des Smart Grid, werden sich allerdings direkt auf die Energieeffizienz auswirken.

Abgesehen von diesen Projekten bleiben wir somit bei einer Politik, die auf Investitionen je nach Gelegenheit abzielt, wie zum Beispiel die Umstellung auf ein 400 V-Netz, wenn es einen Bedarf für eine Verstärkung gibt, den Austausch eines Transformators durch einen neuen, der weniger Verluste aufweist, wenn die Leistung gesteigert werden soll, usw.

5.2.6.4. Senkung der administrativen Verluste

Zu den technischen Verlusten, die mit den physischen Gesetzen der Stromversorgungsnetze verknüpft sind, kommt eine Reihe von Verlusten, die nicht so einfach festzustellen sind. Sie tauchen immer dann auf, wenn eine effektiv verbrauchte Energiemenge nicht in Rechnung gestellt werden kann, weil ein Zähler defekt ist, die Rechnungsstellung nicht korrekt erfolgen kann oder weil ein Kunde versucht, sich seinem tatsächlichen Verbrauch zu entziehen. ORS handelt auf diesen beiden Ebenen, und zwar sowohl auf der der technischen Verluste als auch auf der der sogenannten administrativen Verluste.

ORES setzt ihr Programm "Qualität der Daten" fort. Dieses Programm konzentriert sich einerseits auf die Qualität der Daten des Stromversorgungsnetzes und andererseits auf die Qualität der Daten, die den Markt beeinflussen.

Außer der Verbesserung der Effizienz der Betriebsabläufe bei ORES, soll dieses Programm sowohl die Verluste senken, als auch die Auswirkung auf die Preise für die Verteilung senken.

Dieses Programm umfasst mehrere Aktionsbereiche :

- Der Bereich "Inaktive mit Verbrauch" ermöglicht es, die Fälle festzustellen und zu regeln, für die der Zähler im Stromversorgungsnetz ohne Rechnungsstellung offen ist, weil sie in den EDV-Systemen den Status "Inaktiv" haben.

- Der Bereich "Hochleistungs-Zählungen" zur Korrektur von Fehlern bei den Hochleistungs-Anlagen (z. B. die Umwandlungsverluste, die Konstanten,...) und die korrekte Rechnungsstellung des Verbrauchs.

- Der Bereich "Niedrigleistungs-Zählungen", der die Behebung von Zähleranomalien gewährleistet, so zum Beispiel der Verdacht auf eine Panne, die Korrektur von Verwaltungsdaten, die Konstanten der Spannungsumwandler...

- Der Bereich "Pauschalen" für das Management der Aktualisierung der Kunden, die von den Inventaren der verschiedenen Verbrauchsstellen mit Pauschalen nach der Synergrid-Regelung betroffen sind, und Anpassen der damit einhergehenden Rechnungslegung.

- Der Bereich "Budgetzähler" mit der Implementierung des Aktionsplans, in Abstimmung mit den Energielieferanten, auf allen aktiven Budgetzählern, die nicht aufgeladen werden.

- Der Bereich "Feststellung von Betrug" ermöglicht die Optimierung des Betrugsmanagements in Verbindung mit den Energiebilanzen.

- Der Bereich "Berichtigungen des Verbrauchs", der das Management von Zählern gewährleistet, die innerhalb einer Frist von 2 Jahren nicht abgelesen wurden, und der die Anwendung von Verbrauchskriterien nach den gesetzlichen Vorgaben garantiert.

In den ORES-Sektoren belaufen sich die für 2020 veranschlagten Verluste (siehe Geschäftsjahr für die Tarifzeitspanne 2020-2024) auf 676 GWh, d.h. ein Rückgang von etwa 170 GWh seit Beginn des Programms „Qualität und Verluste“ seit 2010. Für die Walloninnen und die Wallonen stellen 170 GWh/Jahr, bewertet mit 54€/MWh, eine jährliche Ersparnis in Höhe von 9M€ dar, die sich auf ihre Energierechnung niederschlägt.

Für die letzten Jahre wird der Rückgang der Verluste in Verbindung mit dem Programm auf etwa 6 GWh/Jahr (wiederkehrend) geschätzt. Der Rückgang der Verluste aufgrund der erhöhten Zahl an Prosumern (Überproduktionseffekt) wird darüber hinaus für die gleiche Zeitspanne auf 5 GWh veranschlagt.

Dieses Programm wird in den kommenden Jahren fortgesetzt und ermöglicht es ORES, die Leistungen und die Kundenzufriedenheit weiter zu verbessern. Es sei zudem vermerkt, dass die zunehmende Zahl an intelligenten Zählern und die Einsetzung des MIG6, ab 2021 (Aufschub Atrias und demnach auch MIG6), es den Prosumern ermöglichen werden, ihre Überproduktion zu valorisieren, was eine Steigerung der Verluste des VNB zur Folge haben wird.

5.2.7. Austausch der Zähler

5.2.7.1. Standard-Zähler

Die Metrologie-Abteilung des FÖD Wirtschaft, die kleinen und mittleren Unternehmen, Mittelstand und Energie fordern von ORES Assets, regelmäßige Zählerproben im Stromversorgungsnetz durchzuführen und die Modelle zu identifizieren, die nicht mehr den Mindestkriterien für Genauigkeit entsprechen. Die beanstandeten Serien müssen dann innerhalb der von der Metrologie-Abteilung vorgegebenen Frist aus dem Stromversorgungsnetz herausgenommen werden.

Parallel zu diesen metrologischen Kampagnen, und dies auf Eigeninitiative von ORES, werden die Zähler mit einer Skalascheibe mit vier Rädern schrittweise ersetzt. Diese Zählerart kann zu Streitigkeiten bei der Rechnungslegung führen (wenn der Jahresverbrauch über 10.000 kWh liegt).

Seit dem 31/12/2017 ist im Netz von ORES Ost kein Zähler mit vier Rädern mehr vorhanden.

Im ORES-Netz waren am 31. Dezember 2019 noch 2.091 Zähler mit vier Rädern vorhanden.

Sektor	Anzahl Zähler mit vier Rädern per Ende 2019
Brabant Wallon	81
Ost	0
Hainaut	1.324
Luxembourg	76
Mouscron*	125
Namur	352
Verviers	133
ORES	**2.091**

**Einschließlich GW Zuid.*

5.2.7.2. Budgetzähler

Stand des Budgetzähler-Parks Ende 12/2019: siehe den Bericht, der am 31/03/2020 weitergeleitet wurde: Daten mit sozialem Charakter in Bezug auf das Jahr 2019.

5.2.7.3. « Intelligente » Zähler

Das gesetzliche Umfeld hat sich mit der am 6. September 2018 erfolgten Veröffentlichung des Dekrets vom 19. Juli 2018 in Abänderung der Dekrete vom 12. April 2001 über die Organisation des regionalen Strommarkts und vom 19. Januar 2017 über die für die Verteilernetzbetreiber anwendbare Tarifberechnungsmethode im Hinblick auf das Rollout der intelligenten Zähler und der Flexibilität stark verändert.

Diese wichtigen Gesetzesänderungen haben insbesondere bei ORES dazu geführt, sowohl die ausgewählte technische Vorgehensweise als auch ihr Programm für das Rollout der intelligenten Zähler in Frage zu stellen.

ORES hat im Oktober 2019 bei der CWaPE ein Business Case mit einer neuen technischen Lösung (basierend auf der Lösung von Fluvius) und einem neuen Plan für das Rollout hinterlegt, der vorsieht, vor Januar 2023 – und hierbei wird dem Dekret vorgegriffen – die nachstehenden Segmente abzudecken :

- Prosumer-Kunden, die ein Interesse an einer Tarifberechnung nach der tatsächlich eingespeisten Energie haben (Schätzung +/- 30.000 Kunden für ORES) –
  Segment « Antragstellende Kunden » ;
- Kunden « FÖD / Metrologie » ;
- Kunden mit Zahlungsverzug ;
- Kunden mit einem Budgetzähler.

Seitdem hat die Wallonische Regierung die Einsetzung des « Prosumertarifs » um 5 Monate aufgeschoben und die CWaPE hat den ORES gewährten spezifischen Haushaltsrahmen « Projekt intelligente Zähler » gestrichen. Dabei wurde es ORES überlassen, einen neuen Antrag auf einen spezifischen Haushaltsrahmen oder einen Zusatz zum zugelassenen Einkommen zu verteidigen.

In diesem Rahmen arbeitet ORES an einer neuen Fassung des Business Case und des damit verbundenen Rollout-Programms. Dieses Rollout-Programm sieht eine Höchstanzahl von 12.000 Zählern vor, die dem Business as usual (BAU) hinzuzufügen sind und folgende Segmente betreffen :

- Kunden « FÖD / Metrologie » ;
- Kunden mit Zahlungsverzug ;
- Kunden mit einem Budgetzähler.

Auf der Grundlage dieser letzten Fassung hat ORES die Volumen im Investitionsplan 2021-2025 übernommen. Es sei bemerkt, dass ORES und die CWaPE in Kürze diesbezüglich austauschen werden.

5.2.8. Entwicklung in Richtung « intelligente » Versorgungsnetze

Vision ORES :

Hier werden wir den aktuellen Stand der Überlegungen von ORES finden, was die Umsetzung des Konzeptes für das intelligente Stromversorgungsnetz angeht [5].

Allgemein :

Seit vielen Jahren hat sich ORES proaktiv dafür eingesetzt, ihre Netze in den Dienst der wallonischen Ambitionen der Energiewende zu stellen. Unsere häufigen Kontakte mit den akademischen Kreisen, insbesondere ULiège und UMons, und der Austausch mit anderen Netzbetreibern (Verteilung und Transport) aus Europa und darüber hinaus, bieten uns eine ausgezeichnete Vision zum Stand der Technik im Bereich der intelligenten Zähler. Wir sind dabei, diese neuen Technologien und Methoden in den Industriebetrieb unserer Netze einzubringen.

Hier die wichtigsten Punkte :

Wenn wir noch vor ganz kurzer Zeit beobachten konnten, dass die Hauptprojekte und die Umsetzung im Bereich der erneuerbaren Energie hauptsächlich die großen Windanlagen (> 5 MVA) und die kleinen Fotovoltaikanlagen (< 10kVA) betrafen, ist nunmehr ein Durchbruch der großen Fotovoltaikanlagen (> 5 MVA) festzustellen. Für sämtliche Energiequellen ist für die letzten Jahre ein jährlicher Anstieg der installierten Leistung von mehr als 5% zu verzeichnen. Dieser wesentliche Aufschwung wurde durch einen angepassten Regulierungsrahmen und durch die Einsetzung eines intelligenteren Managements unserer Netze möglich gemacht.

Doch wenn man auf dem Weg der Steigerung der Kapazitäten der erneuerbaren Energie ist, so wie von der Regierung verabschiedet, reicht diese Steigerung nicht aus und müssen weiterhin Anstrengungen geleistet werden.

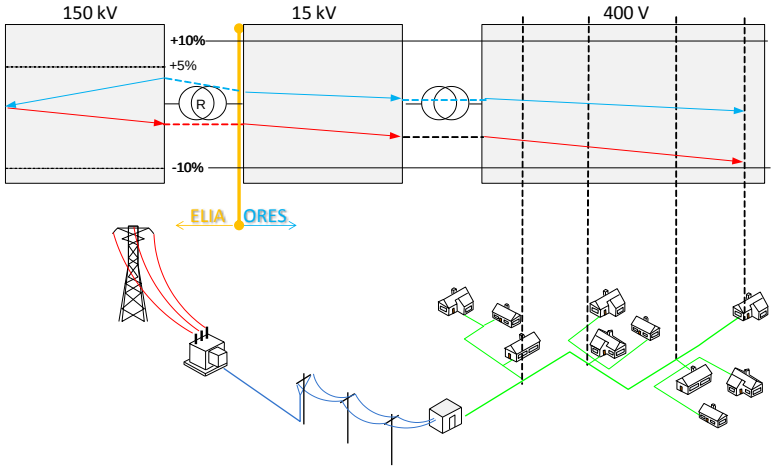
Aus der umzusetzenden Leistung (in einer Größenordnung von hundert kW bis zu einigen MW) ergibt sich, dass die Anlagen überwiegend an das Mittelspannungs-Stromversorgungsnetz angeschlossen werden müssen.

Aufgrund des unregelmäßigen Charakters dieser Quellen, läuft man Gefahr, dass die Spannungsschwankungen im Mittelspannungs-Stromversorgungsnetz stärker werden (in der Spitze) und häufiger auftreten als die in der Vergangenheit beobachteten.

« Klassische » Situation (ohne dezentrale Erzeugung):

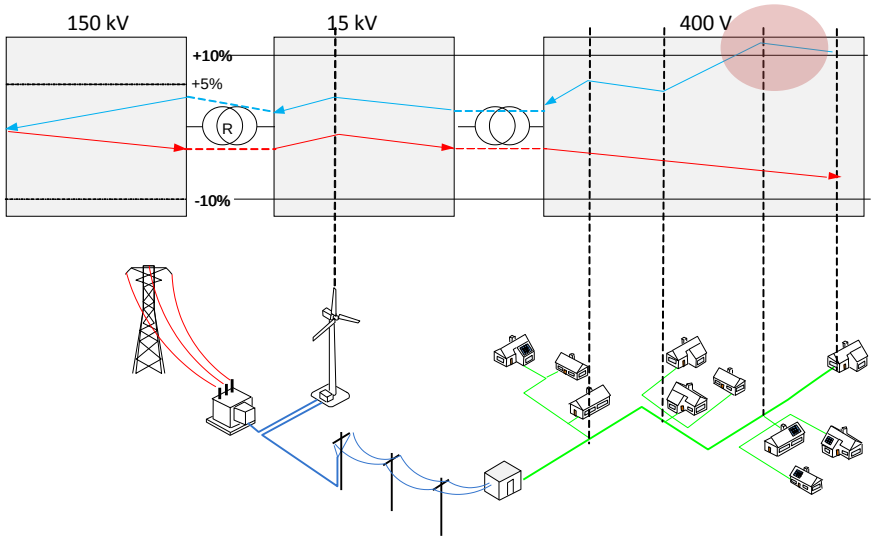
Der Hochspannung/Mittelspannung-Regler ermöglicht es, die mittlere Spannung bei + oder - 3 % der Sollspannung zu halten.

[5] Das Konzept von "Smart Grid", wie von EURELECTRIC definiert, nämlich: "Smart Grid" ist ein Stromversorgungsnetz, das das Verhalten und die Aktionen aller ans Stromversorgungsnetz angeschlossenen Nutzer (Erzeuger und Verbraucher) mit dem Ziel integriert, die nachhaltige, sparsame Stromversorgung effizient sicherzustellen und dies mit aller Sicherheit".



<u>Mit dem Einspeisen der dezentralen Erzeugung :</u>

Die Kapazitätspläne im Mittelspannungs-Stromversorgungsnetz erhöhen das Risiko für Probleme bei Niederspannung, denn die Spannung steigt in der Nähe eines Produktionsstandorts.



Es steht außer Frage, dass die Nutzer des Stromversorgungsnetzes (bei Mittelspannung, aber auch bei Niederspannung, da letztere durch Spannungsschwankungen im Mittelspannungsbereich beeinflusst wird) nicht darunter zu leiden haben dürfen und dass die Qualität des Produktes (deren Spannung einer der Indikatoren ist) in einem akzeptablem Bereich bleiben muss (so wie in der Norm EN50160 definiert).

Zudem läuft der Energiefluss nicht mehr in eine Richtung HS hin zu MS/NS sondern kann in zwei Richtungen laufen, ja sich sogar – je nach Belastung und Erzeugung – vollständig umkehren.

Aus all diesen Gründen ist es also vorrangig, dass ORES:

- eine bessere Kenntnis über die Energieflüsse im Mittelspannungs-Versorgungsnetz hat und sie vorhersehen kann. Dazu gehört:
    - mehr Sensoren und Messeinrichtungen im Mittelspannungs-Stromversorgungsnetz,
    - die Umsetzung von Tools, um diese Energieflüsse vorherzusehen (über eine Zustandsschätzfunktion)

    - das systematische Anbringen von Managementsystemen für die Erzeugung (EWR vom 11/04/2014)
- vorausschauen und das Stromversorgungsnetz auf die Aufnahme dieser Energieflüsse vorbereiten kann und damit:
    - die Bedienungselemente im Mittelspannungs-Versorgungsnetz stärker automatisiert und fernbedient werden können,
    - das aktive Management der Struktur des Stromversorgungsnetzes erleichtern; beispielsweise durch eine vereinfachte Übertragung von Lasten von einem Unterwerk auf ein anderes.
- diese Möglichkeiten nutzen kann, um einen besseren Dienst für geringere Kosten zu erbringen:
    - diese Vorrichtungen müssen es ermöglichen, langfristig sowohl die Zeit für die Wiederherstellung nach einem Ausfall zu verkürzen als auch die Kosten für den Eingriff zu verringern.

<u>Telekommunikationsnetz</u>

Diese Features müssen sich auf ein effizientes Telekommunikationsnetz stützen.

ORES verfügt bereits über ein solches Telekommunikationsnetz, sei es entweder über Glasfasern oder über ein Telefonnetz (Quad). Die Struktur des ORES-Glasfasernetzes ist geschlossen und verbindet die Betriebszentren und die Hochspannungs-Mittelspannungs-Unterwerke. Diese Struktur muss soweit möglich „black-out proof“ sein (was kein externer Betreiber gewährleistet), muss aber auch das Entlastungsmanagement bei Energie-Engpässen (Situation wie im Winter 2018-2019 und nichts deutet darauf hin, dass dieses Risiko geringer wird) ermöglichen.

Die Fortsetzung der Konsolidierung eines eigenen Telekommunikationsnetzes bei ORES ist strategisch und aus mehreren Gründen gerechtfertigt:

- die Sicherheit gegen Cyberangriffe (Hacker) oder Cybersecurity : ein eigenes Netz ermöglicht die Schaffung einer physischen Barriere mit der externen Welt;
- eine langfristig tragfähige Technologie (die häufigen Änderungen oder die Abschaffung der Serviceleistungen der Telekombetreiber bringen für ORES nicht unwesentliche Kosten mit sich, ohne jeglichem Zusatzwert im Bereich der Features). Hier sei beispielsweise auf die Abschaffung der Bereitstellung von Mietleitungen oder der Data-Dienstleistung GSM-CSD (Ende im März 2021) des Betreibers Proximus hingewiesen, wodurch Mehrkosten entstehen für das Austauschen der Modems sowohl für die Fernablesung der Industriezähler als auch der Ausrüstungen für Fernüberwachung/Fernmessung;
- eine schwache Latenz, d. h. eine kurze Frist zwischen dem Auftrag und dessen Ausführung (Zeit zwischen der zeitnahen Reaktion in Echtzeit für die Fernbedienungen, auf 5 Min. Abweichung begrenzte Zeit für die Messungen);
- Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit für die HS-MS-Unterwerke sowie für die Funkverbindungen sind notwendig :
    - bei einem Black-out (was kein externer Telekom-Betreiber garantiert) oder bei Engpässen;
    - bei Überlastung, wobei Aktionen quasi in Echtzeit erforderlich sind, da andernfalls Assets gefährdet werden könnten mit dem Risiko, die Versorgung des Kunden unterbrechen zu müssen (derartige Vorkommnisse treten allmählich auf).
- Kosten, die langfristig beherrschbar bleiben.

Unsere Telekommunikationstätigkeit integriert sich demnach in das Stromversorgungsnetz-management und ist eine strategische Tätigkeit.

Eine Globalisierung der Bedürfnisse an Telekommunikationsmitteln berücksichtigt die Bedürfnisse:

- einerseits für das Management der Stromversorgungsnetze (Entwicklungen Smart Grid) und der Assets im Allgemeinen (es werden Überlegungen für das Monitoring im Hinblick auf die Datensammlung zusätzlich zur Datenerfassung, die systematisch und eher in Echtzeit erfolgt, angestellt)
- andererseits für die Kommunikation mit den intelligenten Zählern (Smart Meters).

Im ersten Fall ermöglicht sie es, in Schutzsystemen (Befehlsrelais, elektrische Schutzvorrichtungen, Schutzschalter usw.) und in Schaltsystemen (motorisierte Schalter, Modulierung der Erzeugung) der Stromversorgungsnetze oder der Fernsammlung von Daten tätig zu sein.

Sie dient außerdem der Abrufung der Spannungs- und Strommessungen (einschließlich der Richtung), die für die Tools notwendig sind:

- Planung und Vorausschau auf die Erzeugung und Kosten,
- Berechnung in Echtzeit des Zustands des Stromverteilungsnetzes.

Das System zur Fernsammlung von Daten wird eine bessere Planung der Wartungspolitik ermöglichen.

Im zweiten Falle ermöglicht sie den Abruf der von den intelligenten Zählern gemessenen Zählwerte. Diese gleichen Zähler können auch für den Betrieb wie die ferngesteuerte Aktivierung/Deaktivierung, Funktion als Budgetzähler, usw. eingesetzt werden.

Das Upgrade unseres Telekommunikationsnetzes wird in einem Zeitraum von mehreren Jahren im Rahmen eines kohärentes Gesamtkonzepts umgesetzt, um die Synergien zwischen der Verlegung von Leitungen und Telekom zu nutzen, aber auch im Rahmen des Dekrets für Kabel- und Leitungsnetzbetreiber, und dies innerhalb eines festgelegten Finanzplans. Zu diesem Zweck wurden die wichtigsten Knotenpunkte des Netzes (stromabwärts der HS/MS-Umspannwerke) identifiziert und nach Art der Telekom klassiert, entsprechend dem erforderlichen Verfügbarkeitsgrad in Verbindung mit den Einheitskosten der Telekomverbindung. Diese Arbeit wurde auch für die kürzlich in die ORES-Netze integrierten Gemeinden vorgenommen.

<u>Bestandteile</u>

Bei den berücksichtigten Aktionen und um das Stromversorgungsnetz" ***smart*** "zu machen, geht es um:

1) Einsetzen:

- Erforschen und Einsetzen von Planungstools für die Stromversorgungsnetze, Vorhersagen der Produktion und Belastung und Echtzeitmanagement für die Stromverteilernetze unter Berücksichtigung der Ziele im Bereich der dezentralen Energieerzeugung. Diese Tools erfordern zusätzliche Informationen zu den bereits vom aktuellen CCD[6] eingeholten. In diesem Zusammenhang hat sich ORES am Projekt GREDOR beteiligt (und leitet sogar eine der Aufgaben) ; dieses Projekt hat zur Entwicklung eines Tools namens O-ONE geführt, das ein Management bei Modulationsbedarf ermöglicht. Dieses Tool O-ONE bewegt sich schrittweise auf eine industrielle Phase zu, da der erste Pilotversuch mit einem Kunden – nach einer internen Testphase – Ende 2019 gestartet wurde.

[6] **C**entre de **C**onduite **D**istribution = Leitzentrale für die Verteilung

- Steigerung des Standes der Informationen, die dem CCD zur Verfügung stehen über die folgenden Bestandteile des Stromversorgungsnetzes:

    - HS-/MS-Umspannwerke : Steigerung der Qualität und Modularität der Information durch eigene Vorrichtungen, unter Aufgabe der aktuell mit ELIA geteilten Mittel (typischerweise veraltete RTU-Ausrüstungen, die geteilt werden). Heute sind 8% unserer Kabinen derart ausgerüstet ;
    - MS-/NS-Kabinen : Messung der Intensitäten, der Spannungen und der Stromrichtung (im Übrigen unumgänglich, um Fehler bei den MS-Kabeln zu lokalisieren) ;
    - MS-Kundenkabine (mit dezentraler Erzeugung): Messung der von den wichtigen Produktionseinheiten erzeugten Leistung (je nach Erzeugungsart). Das ermöglicht die Einhaltung der europäischen Richtlinie "Transparenz" (Nr. 543/2013 vom 14. Juni 2013) und diese Einheiten am Spannungsmanagement zu beteiligen (durch Einspeisung oder Verbrauch von Blindenergie), aber auch durch die Umsetzung des neuen Erlasses der Wallonischen Regierung vom 10. November 2016 ;

- Nutzung dieser Informationen mit Hilfe leistungsstarker EDV-Systeme und Entwicklung der notwendigen Mittel zur Nutzung der Modulation der dezentralen Erzeugung auf der einen Seite (vorerwähntes Projekt O-ONE) und auf der anderen Steigerung der Kapazität des Remote-Managements der wichtigsten Bestandteile eines Stromversorgungsnetzes (Befehlsrelais/Schalter) (Konfiguration in der offenen Schleife oder in der Stichleitung mit Übergang unterirdisch/Freileitung) durch die Motorisierung derselben und ihrer Remote-Steuerung vom CCD aus.

- Erforschung und Einsetzung neuer Management-Tools für das Stromversorgungsnetz: ein neues Management-Tool für das Stromversorgungsnetz scheint sich in den nächsten 5 Jahren abzuzeichnen: die Speicherung elektrischer Energie. Dieses Tool war 2015 Gegenstand einer spezifischen Studie, einer Studie, in der das technische Potenzial, die verschiedenen Möglichkeiten (Features) und eine erste Kostenschätzung analysiert wurden. Sie kam zu der Schlussfolgerung, dass auch wenn die Technologie ausgereift ist, die Kosten für das Netzmanagement allein noch zu hoch sind. Die Entwicklung in diesem Bereich ist allerdings extrem rapide. ORES hat demnach beschlossen, mehrere Demonstrationsprojekte[7] auf den Weg zu bringen und zu testen.

2) Erhöhung der Aufnahmekapazität für dezentrale Erzeugung :

Dies überträgt sich durch die Kapazität der Remote-Modulation der Produktionsmittel der großen Erzeuger (> 250 kVA), dort, wo Probleme im Bereich der Einspeisungskapazität entstehen oder bei den Wiederaufbauverfahren des Stromversorgungsnetzes (Remote-Steuerung des Schutzschalters in der Kundenkabine). Diese Modulationskapazität kann je nach Energieproduktionsmodus erfolgen, und sogar bei Multimodalität (Windkraft, Fotovoltaik, Kraft-Wärme-Kopplung,…), und dies in Übereinstimmung mit vorerwähntem EWR.

3) Weiterentwicklung des Marktmodells und Transparenz:

- Über die Konzertierungsplattformen in ATRIAS und Synergrid schlägt ORES ausgewogene Marktmodelle vor, die die Nutzung der Flexibilität der Nachfrage nach dem Gleichgewichtsbedarf ermöglichen (wie aFRR, mFRR, FCR,...) oder der Versorgungssicherheit

[7] Hier sei u.a. auf ein Projekt im Bereich eines Batteriesystems, Fotovoltaikpaneelen und einem Elektroauto, in Zusammenarbeit mit Laborelec, hingewiesen sowie auf ein Industrieprojekt (die Machbarkeitsstudie wird zur Zeit durchgeführt).

(Produkt Strategic Reserve SDR) dienen. Um ihre optimale Entwicklung zugunsten der Verbraucher zu ermöglichen, plädiert ORES weiterhin dafür, die Spielregeln und die Rechte und Pflichten aller Akteure durch eine bessere Koordinierung und Kohärenz zwischen den verschiedenen regionalen und föderalen Herangehensweisen festzulegen.

- Insbesondere haben wir die Bestimmungen des Dekrets vom 19. Juli 2018 (B.S. 06/09/2018) in Abänderung der Dekrete vom 12. April 2001 über die Organisation des regionalen Strommarktes und vom 19. Januar 2017 über die, den Gas- und Strom-Verteilernetzbetreibern anwendbare Tarifberechnungsmethode im Hinblick auf das Rollout der intelligenten Zähler und der Flexibilität begrüßt. Dieses Dekret setzt in der Tat neue Zuständigkeiten für den VNB und neue Rechte für die Kunden ein, wie z.B. :
    - Die Definition der Rolle des Anbieters von Flexibilitätsdiensten, mit seinen Rechten und Verpflichtungen, sowie in Bezug auf die bereits bestehenden Marktakteure (Genehmigung einer Lizenz als Anbieter von Flexibilitätsdiensten durch die CWaPE)
    - Das Recht eines jeden Netzbenutzers, seine Belastung oder seine Erzeugung ganz oder teilweise für seinen Eigenverbrauch zu steuern oder Flexibilitätsdienste anzubieten
    - Neue Verpflichtungen für den VNB im Bereich der Flexibilitätsdienste, so u.a. :
        - die Möglichkeit, die Aktivierung von Flexibilitätsdiensten während einer beschränkten Zeit zu verhindern oder zu begrenzen, sofern ein begründeter Beschluss vorliegt ;
        - die Erarbeitung eines Verfahrens zur Qualifzierung einer Zugangsstelle für die Flexibilität ;
        - Die Verpflichtung, im Einvernehmen mit dem Übertragungs-netzbetreiber, die zur Berechnung des Flexibilitätsvolumens notwendigen Informationen zu sammeln und zu übermitteln.
- Allerdings müssen gewisse praktische Bestimmungen noch definiert werden. So stehen wir selbstverständlich bereit, um zusammen mit der CWaPE die technische Regelung mit der Festlegung der technischen Bestimmungen im Hinblick auf einen nicht diskriminierenden Zugang zur Flexibilität unter Einhaltung der operativen Sicherheitsanforderungen des Netzes zu erarbeiten (so wie in Artikel 13 §1 Punkt 18 des vorerwähnten Dekretes vorgesehen).
- Nach der Annahme des Elektrizitätserlasses am 11. April 2014, hat die CWaPE eine Beratung mit dem Ziel anberaumt, den Regierungen die praktischen und damit in Zusammenhang stehenden Modalitäten (EWR) vorzuschlagen. ORES hat sich klar positiv zu diesem Schritt geäußert. Zwei Hauptbereiche sind hervorzuheben:
    1. Die **Pflichten zum Anschluss**: Um auf eine Detailstudie eines Erzeugerbewerbers zu reagieren, präzisiert der EWR[8] die Angaben für die unmittelbar zur Verfügung stehende Aufnahmekapazität (permanente Kapazität genannt) und die zusätzliche flexible Kapazität. Wie es der Erlass vorsieht, kann der VNB veranlasst werden, die Erzeugung zu modulieren, die Überlastungen in seinem Versorgungsnetz oder dem vorgelagerten Netz aufzuheben. Führt die Modulation dazu, die Produktion auf einen Wert zu begrenzen, der unter der permanenten Kapazität liegt, dann wird der Erzeuger für den entgangenen Gewinn entschädigt. Bewegt sich die Modulation im Rahmen der flexiblen Kapazität, gibt es keine finanzielle Entschädigung ;

[8] Siehe Erlass der Wallonischen Regierung vom 10. November 2016 über die Kosten-Nutzen-Analyse und die Berechnungs- und Einsetzungsmodalitäten der Ausgleichszahlungen.

2. Die **Berechnung einer angemessenen Investition**: Liegt die direkt zur Verfügung stehende Kapazität unter der Anfrage des Erzeugerbewerbers, so muss der VNB vorab eine Studie durchführen, um festzustellen, ob eine angemessene Investition die angebotene permanente Kapazität erhöhen kann.

Diese Vorschriften setzte ORES nach der Smart Grid-Philosophie in Absprache mit der Regulierungsinstanz um :

- Eine Methodik zur Bestimmung der permanenten und flexiblen Kapazität, bei der die Schätzung des Energieflusses im Stromversorgungsnetz berücksichtigt wird.
- Die Mittel für die Berechnungen und Simulationen, die für die Festlegung der optimalen angemessenen Investition notwendig sind.

Die Smart Grid-Philosophie bietet die Möglichkeit, die Information gegenüber anderen beteiligten Parteien zu verbessern. Ebenso wie es im Übrigen der neue Rechtsrahmen verlangt :

- Bei der Modulation der dezentralen Erzeugung, um die Überlastung in den Netzen (Verteiler- oder Transportnetze) zu beseitigen, werden die Bilanzkreisverantwortlichen informiert ;
- ORES veröffentlicht auf seiner Website die in seinem Versorgungsnetz zur Verfügung stehende permanente Einspeisungskapazität (siehe https://www.ores.be/betriebe-und-unternehmen/aufnahmekapazitat).

4) Senken der Kosten für den Netzverlust, über die Erzeugung eines Teils davon (Minimum) :

Die Installation von Fotovoltaik-Paneelen auf den verschiedenen VNB-Gebäuden wird umgesetzt, wo dies möglich ist. Das nächste bedeutende Gebäude, das ausgerüstet wird, ist der Gesellschaftssitz in Gosselies (vorgesehen für 2020).

5) Ausarbeiten eines Masterplans, um die Netzstrukturen zu vereinfachen :

Mehrere Studien wurden durchgeführt und haben reelle Effizienzgewinne der Investitionen aufgezeigt, wobei die Qualität der Unverfügbarkeitsrate beibehalten wurde. Diese neue Herangehensweise ist nunmehr Teil unserer Standardabläufe.

Um weiter zu kommen ist die Einsetzung von Systemen vom Typ ADMS (Advanced Distribution Management System) für diese Arbeit ein großes Plus.

5.2.9. Anfragen für die Flexibilitätsaktivierung

Die folgende Tabelle soll die Situation der VNN-Anschlüsse an das Versorgungsnetz erfassen, die im Rahmen der R3DP/SDR Kontakte aufgenommen haben. Es handelt sich also um VNN, die im Laufe des Jahres N-1 alle Bedingungen erfüllen, um ihre Flexibilität zu aktivieren.

Secteur GRD	Niveau de tension du raccordement (en kV)	P max flex activable (en kVA)	R1	R3DP	SDR	Producteur	Activation au cours de l'année N-1 (oui/non)	Si oui : nombre d'activations au cours de l'année N-1	Puissance contractuelle kVA
Ores Verviers	15,5	350		X			OUI	3	3500
Ores Verviers	15,5	350		X			NON		630
Ores Hainaut Electricité	15,6	150		X		X	NON		3000
Ores Mouscron	10,5	800		X		X	OUI	2	800
Ores Mouscron	10,5	800		X			NON		800
Ores Namur	11,5	4200		X			OUI	3	11000
Ores Luxembourg	15	4000		X			OUI	2	5000
Ores Verviers	10,6	440		X			OUI	1	1000
Ores Hainaut Electricité	15,6	600		X			NON		1250
Ores Mouscron	10,5	3000		X		X	OUI	1	8345
Ores Namur	11,5	6500		X			OUI	1	11000
Ores Hainaut Electricité	10,87	500		X			OUI	3	6000
Ores Hainaut Electricité	10,74	1750		X		X	OUI	4	2590
Ores Luxembourg	15	635		X		X	NON		2600
Ores Hainaut Electricité	15,6	3800		X		X	OUI	1	10526
Ores Namur	11	1100		X			NON		2300
Ores Brabant	15,2	1400		X		X	NON		4450
Ores Mouscron	15	400		X			OUI	1	2500
Ores Mouscron	15	1439		X		X	NON		1500
Ores Mouscron	10,5	5000		X		X	NON		5000
Ores Brabant	11,25	1100	X			X	NON		8125
Ores Brabant	11	6700	X				NON		3000
Ores Mouscron	10,5	1500	X			X	NON		8345
Ores Hainaut Electricité	15,6	1500	X			X	NON		10526
Ores Est	15	957	X			X	NON		2000
Ores Hainaut Electricité	10,8	1560	X			X	NON		3300
Ores Mouscron	10,5	889	X			X	NON		2000
Ores Brabant	11	3000				X	NON		6700
Ores Mouscron	10,5	1500				X	NON		8700

Die bereitzustellenden Daten über die Flexibilität stammen aus Registern über den Zugang und die Flexibilitätsaktivierung, die im Rahmen der ELIA-Reserven eingesetzt wurden. Es sei bemerkt, dass die R1-Kunden nicht vorqualifiziert sind und dass ihre Aktivierung, die automatisch sind, ORES nicht bekannt sind.

Seit dem 1/1/2018 verfügen ELIA und die VNB über einen gemeinsamen Datahub, der es ermöglicht, die Flexibilitätsdaten für die gesamten Flexibilitätsprodukte von ELIA zu verwalten, unter anderem die Verteilung. Der Datahub ist das geeignete Instrument, um dem VNB zu ermöglichen, die erforderlichen Daten zu übermitteln ; diese Rolle wird nunmehr durch ein Dekret der Wallonischen Regierung abgedeckt.

Es sei darauf hingewiesen, dass die Möglichkeiten der individuellen Identifizierung reduziert wurden, wie dies bereits vorher der Fall war.

5.2.10. Elektromobilität

Die Zielsetzungen des Klima-Aktionsplans der Wallonischen Region, der im Dezember 2018 vom Wallonischen Parlament verabschiedet wurde, sehen für 2030 die Einführung von 24% an Elektrofahrzeugen und 6.900 öffentliche Ladestationen vor.

Angesichts der vorherrschenden Ungewissheit im Bereich lokaler Überlastungen für diese Art von Nutzungen auf dem Niederspannungsnetz, ist es zur Zeit schwierig, spezifische Investitionen diesbezüglich vorzusehen.

Auf regionaler und nationaler Ebene werden mit Synergrid und Laborelec Analysen durchgeführt – insbesondere über die lokale, geografische Konzentration der Belastung durch Elektromobilität in den

Niederspannungsnetzen. Diese müssten es ermöglichen, diese neue Materie besser kennenzulernen und auch – gegebenenfalls – potentielle spezifische Investitionen zu beziffern.

Sollten sich diese Investitionen bestätigen, könnten diese in Verbindung stehen mit :

- dem Rollout der intelligenten Zähler ;
- der Einsetzung intelligenter Managementsysteme – vom VNB ausgehend – um die Belastung zu strecken ;
- der Anpassung (Verstärkung) an bestimmten Stellen des Niederspannungsnetzes.

Zur Zeit ist es nicht möglich, die Kosten für diese Investitionen zu ermitteln. Aufgrund der fehlenden Sichtbarkeit wird daher davon ausgegangen, dass diese im globalen Bedarf an Investitionen und Verstärkungen des Niederspannungs-Verteilernetzes enthalten sind.

Sollten die laufenden Analysen bedeutendere und schnellere Auswirkungen aufzeigen als bisher angenommen, müsste vorliegender Plan schnellstens auf den neuesten Stand gebracht werden.

Anlagen pro Sektor :

Tab 1.1.1.a : Pointes et prévisions de charge aux points d'interconnexion Elia-GRD
Tab 1.1.2 : Feeders les plus chargés
Tab 1.2.1 : Raccordements productions décentralisées ≥ 100 kVA
Tab 1.2.2 : Raccordements clients MT ≥ 1 MVA
Tab 1.2.3 : Raccordements Zonings/Lotissements ≥ 1 MV
Tab 1.2.5 : Liste des auto-producteurs ≥ 100 kVA n'injectant pas sur le réseau

6. Liste der geplanten namentlichen Arbeiten und Haushaltsbewertung pro Projekt

Siehe Tabelle (pro Sektor) : Tab 1 - Global - Postes budgétaires
Siehe Tabelle (pro Sektor) : Tab 5 - Détails N+1 à N+5 (années N à N+5)

7. Schemen

Auf Anfrage.

8. Synthese

Vorhergehende Geschäftsjahre

Siehe nachstehend die Beträge aus den vorhergehenden Geschäftsjahren in k€.

Plan 2021-2025

Die ordentlichen, jährlichen Haushaltsrahmen, die bei Ausarbeitung von Anpassungs- und Erweiterungsplänen des VNB berücksichtigt werden, werden nachstehend in k€ aufgeführt :

ORES (Est)	2021	2022	2023	2024	2025
"A" Remplacement	6.538	6.460	6.280	6.441	6.441
"B" Extension	4.628	4.706	4.886	4.914	5.108
TOTAL Réseau BRUT (hors Smart Metering)	**11.166**	**11.166**	**11.166**	**11.356**	**11.549**
Smart Metering "A" Remplacement	61	78	79	191	966
Smart Metering "B" Extension	-	-	-	-	-
Interventions clients (-)	-2.650	-2.685	-2.720	-2.719	-2.718
TOTAL Réseau NET	**8.577**	**8.560**	**8.526**	**8.828**	**9.797**

ORES Assets	2021	2022	2023	2024	2025
"A" Remplacement	94.105	93.510	91.121	92.387	93.321
"B" Extension	75.282	75.881	78.276	79.890	81.885
TOTAL Réseau BRUT (hors Smart Metering)	**169.387**	**169.391**	**169.397**	**172.277**	**175.205**
Smart Metering "A" Remplacement	5.341	5.344	5.530	19.828	29.313
Smart Metering "B" Extension	-	-	-	-	-
Interventions clients (-)	-49.039	-49.861	-50.697	-51.512	-52.340
TOTAL Réseau NET	**125.689**	**124.874**	**124.230**	**140.593**	**152.178**

Dieses Zahlenmaterial wird nur informationshalber mitgeteilt.
Im Übrigen besteht der VNB auf dem vertraulichen Charakter dieser Informationen, wobei diese nicht zur Veröffentlichung oder Weiterleitung an andere Personen bestimmt sind, außer diejenigen, die kraft ihres Amtes in der zuständigen Verwaltung darüber verfügen müssen, damit sie die ihnen per Gesetz übertragenen Aufgaben erfüllen können, und sich zu ihrer Geheimhaltung verpflichten müssen.
Der VNB kann nicht für die unsachgemäße Verbreitung dieser Informationen verantwortlich gemacht werden.
Darüber hinaus müssen die definitiven Zahlen 2021 von der Generalversammlung des VNB, die im Dezember 2020 stattfinden wird, genehmigt werden. Diese ist satzungsmäßig alleine bevollmächtigt, den strategischen Plan oder die Aktualisierung zu genehmigen, dessen Budget 2021 einer der Hauptbestandteile ist(*Art. L1523-13.§4 des Kodex der Lokalen Demokratie und Dezentralisierung* (B.S. vom 12/08/2004)).