



Smartgrid

Elaboration d'un schéma directeur SI basé sur TOGAF Architecture d'Entreprise

(avec les normes IEC, les technologies grids, les télécoms, la cyber sécurité)

Rolland Tran Van Lieu
Eric Lambert



V2.0 Février 2019 (Photo Source Shutterstock)

Table des matières

GLOSSAIRE.....	4
LE MOT DU PRESIDENT DE FORUM ATENA	7
CHAPITRE 1 : LE SMART GRID	8
CHAPITRE 2 : LES FONDAMENTAUX	11
CHAPITRE 2_1 : LE FONCTIONNEMENT DU RESEAU ELECTRIQUE ACTUEL	11
CHAPITRE 2_2 : LES ACTEURS EN FRANCE ET EN EUROPE	15
CHAPITRE 2_3 : UN PEU D'HISTOIRE	18
CHAPITRE 3 : L'ELABORATION D'UN SCHEMA DIRECTEUR SI POUR LE SMARTGRID BASE SUR TOGAF	19
CHAPITRE 3_1 : L'INTRODUCTION	19
CHAPITRE 3_2 : LA PHASE P « PRELIMINAIRE ».....	23
CHAPITRE 3_3 : LA PHASE A « VISION DE L'ARCHITECTURE D'ENTREPRISE».....	26
CHAPITRE 3_4 : LA PHASE B « ARCHITECTURE METIERS ».....	29
CHAPITRE 3_5 : LA PHASE C « ARCHITECTURE DU SI DONNEES ET APPLICATIONS »	34
CHAPITRE 3_6 : LA PHASE D « ARCHITECTURE TECHNIQUE »	39
CHAPITRE 3_7 : LA PHASE E « SOLUTIONS ET OPPORTUNITES ».....	43
CHAPITRE 3_8 : LA PHASE F « MIGRATION ET PLANNING »	45
CHAPITRE 3_9 : LA PHASE G « IMPLEMENTATION DE LA GOUVERNANCE »	46
CHAPITRE 3_10 : LA PHASE H « CONDUITE AUX CHANGEMENTS DE L'ARCHITECTURE D'ENTREPRISE ».....	49
CHAPITRE 4 : LES ENJEUX DES ENERGIES RENOUVELABLES	53
CHAPITRE 4_1 : LES DIFFERENTES TECHNOLOGIES DES ENR.....	53
CHAPITRE 4_2 : LE FINANCEMENT ET LES ASPECTS REGLEMENTAIRES POUR LE DEVELOPPEMENT DES ENR	56
CHAPITRE 4_3 : LA FEUILLE DE ROUTE DES PRODUCTIONS ENR EN FRANCE, EN EUROPE ET DANS LE MONDE	61
CHAPITRE 5 : LES ENJEUX DES COMPTEURS INTELLIGENTS	67
CHAPITRE 5_1 : LA REGULATION EUROPEENNE ASSOCIEE AU COMPTAGE INTELLIGENT.....	67
CHAPITRE 5_2 : LES PROTOCOLES DE COMMUNICATION.....	69
CHAPITRE 5_3 : LE DEPLOIEMENT EN FRANCE, EN EUROPE ET DANS LE MONDE	71
CHAPITRE 6 LES ENJEUX DES VEHICULES ELECTRIQUES.....	75
CHAPITRE 6_1 : LE CHANGEMENT DE PARADIGME « VERS UN MONDE SANS CARBONE ».....	75
CHAPITRE 6_2 : UN ENJEU MAJEUR POUR LES ENERGETICIENS.....	78
CHAPITRE 6_3 : L'ETAT DE LA NORMALISATION DES VE	81
CHAPITRE 6_4 : LE MARCHÉ DES VE EN FRANCE, EN EUROPE ET DANS LE MONDE	82
CHAPITRE 7 : LES TELECOMS.....	84
CHAPITRE 7_1 : LE SCENARIO 1, RESEAU OPERE PAR LES OPERATEURS TELECOMS.....	85

CHAPITRE 7_2 : LE SCENARIO 2, RESEAU DEDIE, SUPERVISE ET ADMINISTRE PAR L'ENERGETICIEN	92
CHAPITRE 7_3 : LA MISE EN PLACE D'UN NOC	121
CHAPITRE 8 : LA CYBER SECURITE	129
CHAPITRE 8_1 : LA SECURITE DU SI	129
CHAPITRE 8_2 : LA MISE EN PLACE D'UN SOC	132
CHAPITRE 9 : LA NORMALISATION DES SMART GRIDS	137
CHAPITRE 9_1 : L'INTRODUCTION	137
CHAPITRE 9_2 : L'EMERGENCE DE NORMES POUR LES SMARTGRIDS	140
CHAPITRE 9_3 : L'ARCHITECTURE DE REFERENCE POUR LES SYSTEMES SMARTGRIDS	145
CHAPITRE 9_4 : LES NORMES POUR LA CYBERSECURITE	150
CHAPITRE 9_5 : L'UTILISATION CONCRETE DES NORMES	152
CHAPITRE 9_6 : LA CONCLUSION.....	154
LES FORMATIONS.....	155
LES DEMONSTRATEURS	158
LES AUTEURS	159

Glossaire

Acronyme	Définition
ACR	Agence de Conduite Régionale d'ENEDIS
ADEME	Agence De l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie
AMM	Advanced Metering Manager
ANSSI	Agence Nationale de la Sécurité des Systèmes d'Information
AT	AutoTransformateur
BLR	Boucle Locale Radio
BPMN	Business Process Model and Notation
BT	Basse Tension
CEI	Commission Electrotechnique Internationale
CERT	Computer Emergency Response Team
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Electriques
CIM	Common Information Model
COSEM	Companion Specification for Energy Metering
CP	Chef de Projet
CPL	Courant Porteur en Ligne
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
CSPE	Contribution au Service Public de l'Electricité
CWDM	Coarse Wavelength Division Multiplexing
DCN	Data Communication Network
DER	Distributed Energy ReSources
DP	Directeur de Projet
DR	Demand Response
DSO	Distribution System Operator
DWDM	Dense Wavelength Division Multiplexing
EDF	Electricité De France
EFM	Ethernet In the First Mile
EH	Electronic Highway
ELD	Entreprise Locale de Distribution
EMS	Energy Management System
ENR	Énergie Renouvelable
ENTSOE	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ETOM	Enhanced Telecom Operation Map
ETSI	European Telecommunications Standards Institute
ESB	Enterprise Service Bus
EV	Electric Vehicle

GES	Gaz à Effet de Serre
GRT/TSO	Gestionnaire de Réseau de Transport/ Transmission System Operator
GTI	Temps Garanti d'Intervention
GTR	Temps Garanti de Rétablissement de service
HT	Haute Tension (63 et 90 kV) ; par opposition à la THT et à la MT
HTA	Haute tension A (de 1 kV à 50 kV) : cela correspond aux tensions suivantes (5,5 kV, 10 kV, 15 kV, 20 kV, 30 kV et 45 kV)
HTB	Haute tension B (supérieure à 50 kV) : cela correspond aux tensions suivantes (63 kV, 90 kV, 150 kV, 225 kV, 400 kV)
HVDC	High Voltage Direct Current
IA	Intelligence Artificielle
IEC	International Electrotechnical Commission
ISO	International Standardization Organization
ITIL	Information Technology Infrastructure Library
ITU	International Telecommunications Union
IP	Internet Protocol Version 4 ou Version 6
LFC/RSFP	Load Frequency Control
LTE	Loi de Transition Energétique
MAN	Metropolitan Area Network
MCD	Modèle Conceptuel de Données
MEF	Metro Ethernet Forum
MPLS	Multi-Protocol Label Switching IP/MPLS et MPLS_TP (Transport Protocol)
NE	Network Element
NFV	Network Functions Virtualization
NMS	Network Management System
NOC	Network Operation Center
OAM	Operation Administration and Maintenance
OMG	Object Management Group
OPC UA	OPC Unified Architecture
OSI	Open System Interconnection
OTN	Optical Transport Network
PIA	Programme d'Investissement d'Avenir
PCA	Plan de Continuité des Activités
PDCA	Plan-Do-Check-Act
PHV	Poste Hydraulique de Vallée
PMO	Program Management Office
POC	Proof Of Concept
PON	Passive Optical Network
POP	Point Of Presence
PPI	Programmation Pluriannuelle des Investissements
PRA	Plan de Reprise des Activités
PSSI	Politique de Sécurité du Système d'informations

QOS	Quality Of Service
RBAC	Role-based access control
RDF	ReSource Description Framework
REP	Réacteur à Eau Pressurisée
REST	REpresentational State Transfer
REX	Retour d'EXpériences
RFC	Request For Comment
RSFP	Réglage Secondaire Fréquence-Puissance
RST	Réglage Secondaire de Tension
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
RTU	Remote Terminal Unit
SDSI	Schéma Directeur du Système d'Information
SAN	Storage Area Network
SDH	Synchronous Digital Hierarchy
SDN	Software Defined Network
SG	Smart Grid
SGAM	Smart Grids Architecture Model
SGIP	Smart Grids Interoperability Pane
SGMM	Smart Grid Maturity Model
SGTCC	SGTCC Smart Grids Testing & Certification Committee
SI	Système d'Information
SIEM	Security Information and Event management
SLA	Service-Level Agreement
SMSI	Système de Management de la Sécurité de l'Information
SNMP	Simple Network Management Protocol
SOA	Architecture Orientée Services
SOAP	Simple Object Access Protocol
SOC	Security Operation Center
SPOF	Single Point Of Failure
SSI	Sécurité des Systèmes d'Information
TDM	Time Division Multiplexing
THT	Très Haute Tension (225 et 400 kV)
TOGAF	The Open Group Architecture Framework
TSO	Transmission System Operator
UML	Unified Modelling Language
VE	Véhicule Electrique
VLAN	Virtual Local Area Network
VPN	Virtual Private Network
WAN	Wide Area Network
W3C	World Wide Web Consortium

Le mot du président de Forum ATENA

Le domaine couvert par ce Livre Blanc est essentiel, puisqu'il réinterroge la conception et l'organisation du domaine électrique, ses besoins actuels et ses évolutions futures.

La conception des systèmes d'information qui devront demain coordonner production et consommation constitue un des modes majeurs de pilotage du domaine de l'énergie dans nos sociétés modernes, celles d'hier déjà, celles d'aujourd'hui incontestablement, mais sans doute plus encore celles de demain, tant les modes de productions et de consommations ne cessent de se diversifier.

Incontestablement, ce Livre Blanc explore ces défis par son exhaustivité et sa hauteur de vue. Décliné dans notre actualité numérique et dans un contexte écologique et cybersécurité, il pose un regard nouveau, synthétique, organisationnel et technologique.

Quand Rolland et Éric m'ont proposé cette thématique dans le cadre de Forum ATENA, j'étais loin de me douter de l'ampleur qu'allait prendre leurs travaux et de l'intérêt qu'ils pourraient susciter pour tous ceux qui veulent comprendre les transitions en cours et comment les domaines du numérique, des télécoms, de la cybersécurité interagissent avec le domaine des énergies électriques et l'importance des travaux de normalisation en cours.

La volonté des auteurs de rester à la portée de tous, leurs soucis de description du contexte, de l'historique, rend ce Livre Blanc accessible à un public non spécialiste mais curieux, et permettra, je l'espère, les échanges, le débat. En un mot : **de faire Forum**.

Philippe Recouppé
Président de Forum ATENA

Chapitre 1 : le Smart grid

Le réseau électrique, construit il y a plus de 50 ans, va connaître une grande mutation dans les prochaines décennies. Cette révolution s'appelle le **SMART GRID**. Elle permet de rendre le réseau électrique « plus intelligent » sur l'ensemble de la chaîne de l'électricité :

- De la production centralisée à partir des énergies primaires
- En passant par les réseaux de transport et de distribution
- Et jusqu'aux consommateurs (particuliers ou industriels)

Cette révolution du réseau électrique fait penser fortement à celle des réseaux de télécommunications (data, téléphonie fixe/mobile, internet). D'ailleurs, ces deux réseaux sont et seront encore plus fortement interopérables dans les années à venir.

Le Smart grid est la convergence du réseau électrique, des télécommunications et du système d'information. C'est justement les déploiements d'équipements communicants (capteurs de nouvelles générations, IOT) et de nouvelles applications (systèmes experts, Big Data) qui permettent de rendre le système électrique « plus intelligent ». Ces applications offrent une meilleure gestion et un pilotage plus fin des flux d'électricité du client final jusqu'au cœur du réseau électrique.

Le schéma ci-dessous (Source 3M) donne une vision d'ensemble de la chaîne Smart grid :



Le concept Smart grid a été lancé pour la première fois en 2008, sous l'initiative du Président Barack Obama, dans le cadre du plan de relance américain du secteur de l'énergie. Le budget fédéral alloué était de 4,5 milliards de dollars en 2009 (hors investissement privé). Ceci s'est traduit par une centaine de projets. Ce budget a été porté à 16 milliards de dollars en 2016.

► **Les objectifs de ces projets sont multiples :**

- ⇒ Tester, valider des prototypes de compteurs intelligents
- ⇒ Piloter les ENR (**EN**ergies **RE**ouvelables)
- ⇒ Intégrer les stockages de l'énergie grâce aux batteries dans le réseau électrique
- ⇒ Expérimenter les bornes de recharge pour les véhicules électriques
- ⇒ Développer des plateformes logicielles de gestion de l'électricité
- ⇒ Renforcer la sécurité du SI (**S**ystème d'**I**nformation)
- ⇒ Comprendre les besoins des clients finaux qui veulent agir sur leur consommation
- ⇒ Développer de nouveaux usages (autoproduction, autoconsommation)
- ⇒ Elaborer un modèle économique fiable

La France, dans le cadre du PIA 1¹ (**P**rogramme d'**I**nvestissement d'**A**venir 1), a consacré environ 200 millions d'euros par an pour la période 2010-2014 (1 milliard d'euros au total) pour le Smart grid (Source « Rapport relatif à la mise en œuvre et au suivi des investissements d'avenir 2015 »²).

La gestion du budget et la sélection de projets de démonstrateurs sont confiées à l'ADEME (**A**gence **D**e **E**nvironnement et de la **M**aitrise de **E**nergie).

Le secteur de l'énergie est important pour l'Europe qui se dote, depuis fin 2014, d'un fond stratégique d'investissement de 315 milliards d'euros sur 3 ans (Plan Juncker), dont une partie sera consacrée au Smart grid.

Ce fond se décompose de la manière suivante (Source Le Figaro) :

- 21 milliards d'euros de budget européen
- + 63 milliards d'euros d'emprunts sur les marchés financiers
- + 231 milliards d'euros d'apports de fonds privés

Le marché mondial du Smart grid est estimé, pour 2020, de 75 à plus de 100 milliards de dollars (Source Cabinets Navigant Research et Transparency Market Research), avec un taux de croissance à 2 chiffres de l'ordre de 15 %.

Nouveaux besoins donc, mais aussi nouvelles contraintes environnementales et réglementaires qui poussent les énergéticiens du monde entier à aller à marche forcée vers le Smart grid. L'Union Européenne a adopté en 2008 le paquet Climat-Energie qui a fixé initialement les objectifs des « 20/20/20 » pour 2020³ par rapport à 1990 :

- ⇒ 20 % de CO2 en moins
- ⇒ 20 % d'énergies renouvelables en plus
- ⇒ 20 % d'efficacité énergétique en plus

¹ <http://www.caissedesdepots.fr/investissements-davenir>

² http://www.gouvernement.fr/sites/default/files/contenu/piece-jointe/2015/04/jaune_plf_2015.pdf

³ http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index_fr.htm

En 2014, l'UE a revu à la hausse les objectifs de « 40/27/27 » pour 2030⁴. Cette révolution du réseau électrique s'inscrit dans le cadre des enjeux discutés récemment à la COP21⁵ et dans la LTE⁶ (Loi de Transition Énergétique).

Pour répondre à ces nouveaux besoins et ces nouvelles contraintes environnementales et réglementaires, les énergéticiens du monde entier comptent sur le développement du Smart grid, qui est la convergence des NTIC et du système électrique. Les NTIC (Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication) constituent d'ailleurs le cœur des échanges au sein du Forum ATENA.

Le Smart grid est un levier formidable de croissance pour la France -renforcement de la R&D, filière d'excellence pour l'enseignement, renouveau de l'industrie, création d'emplois- à condition d'avoir une vision industrielle de long terme au plus haut sommet de l'état.

Mais avant d'aller plus loin, il est nécessaire de revenir aux fondamentaux pour comprendre le fonctionnement actuel du réseau électrique pour ainsi mieux en appréhender l'évolution.

⁴ <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Paquet-Energie-Climat-2030-Par-I.html>

⁵ <http://www.cop21.gouv.fr/>

⁶ <http://www.developpement-durable.gouv.fr/La-loi-de-transition-energetique,40895>

Chapitre 2 : les fondamentaux

Pour mieux appréhender l'apport du Smart grid, il convient de revenir aux fondamentaux. Car pour construire l'avenir, il est important de connaître le présent et le passé.

Chapitre 2_1 : Le fonctionnement du réseau électrique actuel

Les 3 composants principaux qui constituent le réseau électrique sont :

- ❖ La production : avec les centrales électriques à partir des énergies primaires
- ❖ Le réseau de transport : pour ramener l'électricité produite vers les grandes villes
- ❖ Le réseau de distribution d'électricité : pour ramener l'électricité vers les abonnés

■ **Le premier composant est la centrale électrique.** Elle est en charge de la production d'électricité.

Trois grandes familles de centrales électriques conventionnelles existent :

- Thermique à flamme
- Nucléaire
- Hydraulique

Pour une **centrale thermique à flamme**, le combustible dit primaire est basé sur le charbon, le fioul ou le gaz. Il est brûlé dans une chaudière qui permet de porter l'eau liquide à ébullition. Cette dernière se transforme en vapeur d'eau qui est injectée à haute pression pour faire tourner une turbine. Elle fait tourner à son tour un alternateur pour produire de l'électricité.

Pour une **centrale nucléaire**, le combustible dit primaire est basé sur l'uranium. La fission des atomes d'uranium fait chauffer une cuve d'eau. Par la suite, le processus de production d'électricité reste identique à celui d'une centrale thermique à flamme.

Pour une **centrale hydraulique**, le « combustible » est tout simplement de l'eau. C'est la force hydraulique, due à une différence de dénivellation entre 2 bassins, qui fait tourner la turbine. Celle-ci fait tourner, à son tour, un alternateur qui permet ainsi de produire de l'électricité.

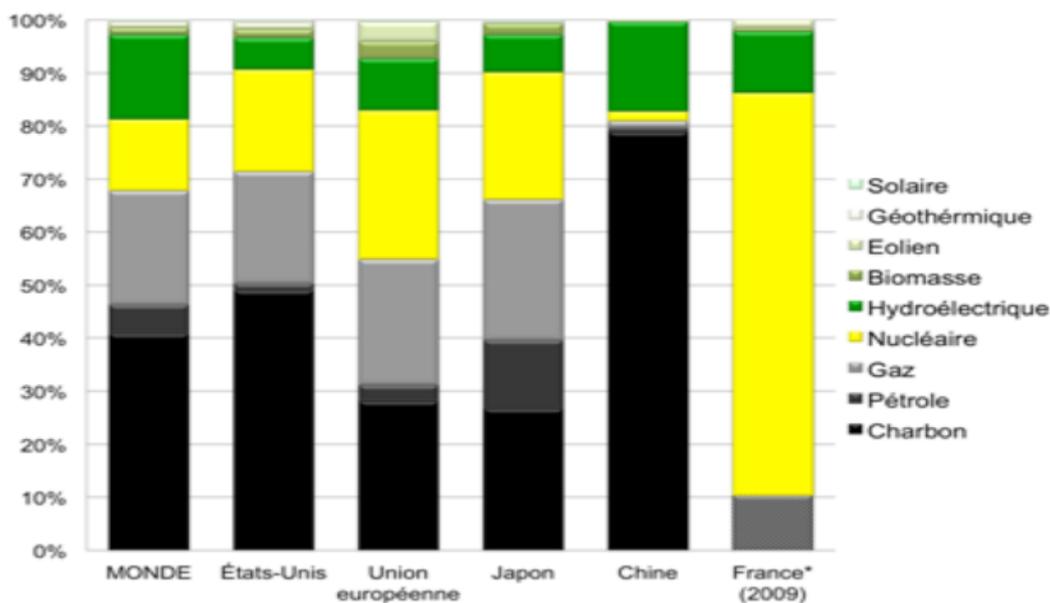
Le courant électrique alternatif «triphase» à la sortie de la centrale possède une fréquence de 50 Hz en Europe. Aux Etats Unis, elle est de 60 Hz. Le Japon utilise à la fois les 2 niveaux de fréquence.

Le tableau ci-dessous résume la capacité de production de chaque type de centrale:

Type de Centrale	Puissance électrique
Thermique à Flamme	80, 200, 400, 600, 700 MW
Nucléaire	900, 1 300, 1 450 en MW 1 600 *
Hydraulique	4,3 à 9,1 GW
<i>*EPR en cours de construction</i>	

Avant d'être injecté sur le réseau de transport, le niveau de tension du courant produit par la centrale est élevé : jusqu'à 220 KV ou 400 KV. Une tension élevée permet un transport de l'électricité sur une très longue distance avec une perte faible (effet Joule).

Le schéma ci-dessous (Source Agence Internationale de l'Energie - IEA dans Glossaire - 2010) résume le mix énergétique de la France par rapport aux autres pays (USA, Japon, Chine).



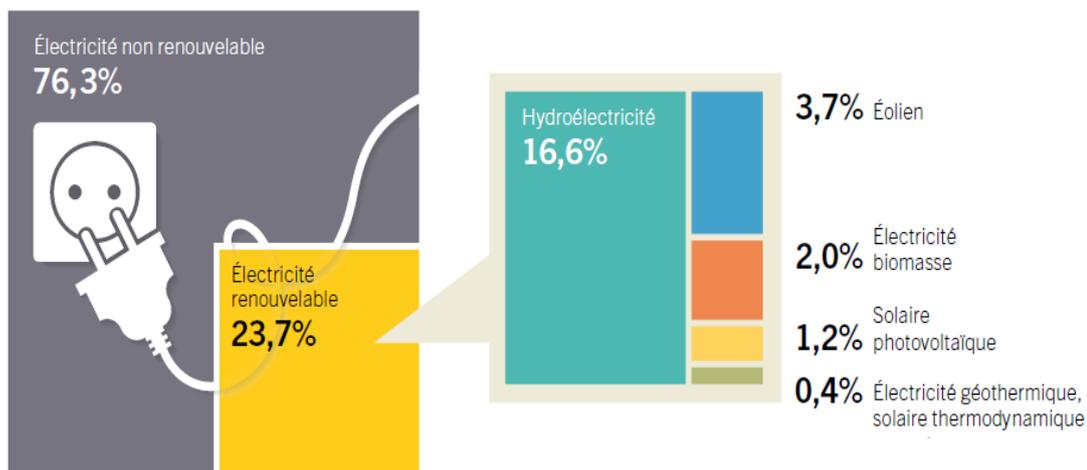
En France, la part de l'énergie nucléaire dans le mix énergétique est élevée. Elle est environ de 75 % de l'électricité produite. Les énergies fossiles représentent 80 % de l'énergie produite en Chine, 70 % aux Etats-Unis et environ 55 % de l'électricité produite en Europe.

La part de l'énergie renouvelable est encore faible. Elle est d'environ respectivement 1,7 % pour l'éolien et 0,1 % pour le photovoltaïque. La production nette d'électricité en 2010 en France métropolitaine est de 550,3 TWh (Source Réseau Transport Electricité - RTE).

En 2014 dans le cadre du paquet Climat-Energie, l'Union Européenne a revu à la hausse les objectifs pour 2030 par rapport à 1990 qui sont désormais de « 40/27/27 » :

- ⇒ 40 % de CO2 en moins
- ⇒ 27 % d'énergies renouvelables en plus
- ⇒ 27 % d'efficacité énergétique en plus

La figure suivante illustre, à fin 2015, la part estimée de l'énergie renouvelable dans la production électrique mondiale (Source REN21) :



■ **Le deuxième composant essentiel du réseau électrique est le réseau de transport.** Il constitue le cœur du réseau électrique. Il est formé par un ensemble de **postes électriques** et de **lignes électriques** :

- Le **poste électrique** est un nœud d'aiguillage du courant vers les lieux de consommation ou vers d'autres postes. Il est constitué de transformateurs qui peuvent abaisser ou augmenter la tension selon les besoins.
- Une **ligne électrique** est un ouvrage qui relie deux **postes électriques** entre eux. Les lignes du réseau de transport acheminent l'électricité sur de longues distances.

Le réseau de transport possède une topologie complètement maillée pour assurer ainsi la résilience. En cas de coupure d'une ligne à haute tension, le courant emprunte d'autres chemins.

■ **Enfin, le troisième et dernier composant important du réseau électrique est le réseau de distribution.**

Ce dernier prend le relais du réseau de transport à l'approche des grandes agglomérations ou des zones industrielles. Avant d'être distribué, le courant va subir successivement des baisses de niveaux de tension jusqu'à 20 KV pour les entreprises, puis 380/220 V pour les particuliers. Ces chiffres sont valables pour la France, mais peuvent différer dans les autres pays européens.

Le réseau de distribution possède une architecture non maillée par rapport à celle du réseau de transport. Plusieurs typologies sont mises en œuvre : arbre, boucle, bus.

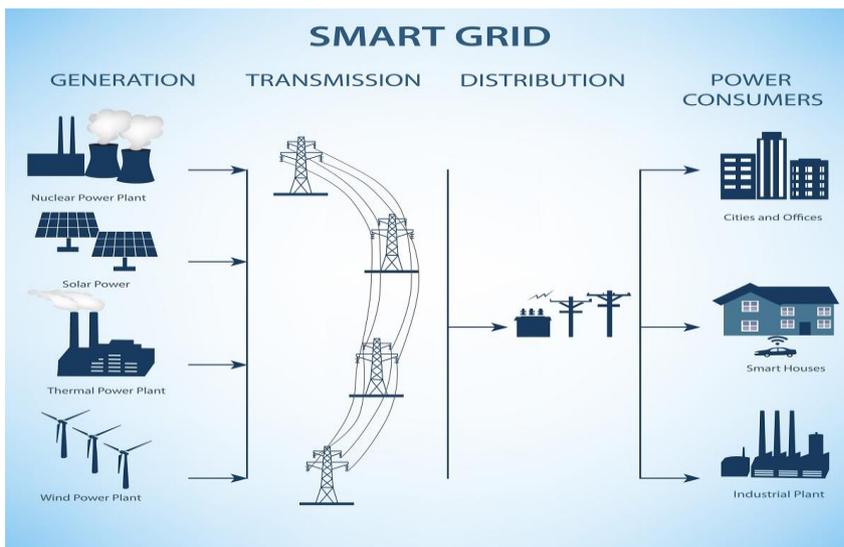
Tout le long de son transport et de sa distribution, l'électricité doit être stable en tension et en fréquence. Une fluctuation de la fréquence à la hausse de quelques pourcents abîmera les câbles électriques. Une fluctuation à la baisse endommagera les équipements de production des usines.

Le tableau ci-dessous résume les différents niveaux de tension utilisés en France :

Niveau de tension	Domaine de tension
400 KV	HTB Très haute tension
225 KV	
150 KV	
90 KV	
63 KV	
20 KV	HTA Moyenne tension
230 KV	BT Basse tension

Une autre caractéristique importante de l'électricité est qu'elle ne se stocke pas à grande échelle pour l'instant. Le courant **Produit** doit être **Consommé** (Production = Consommation).

Le schéma ci-dessous (Source Shutterstock) résume l'architecture hiérarchique actuelle du réseau électrique :



L'électricité est produite par les centrales électriques et amenée vers les lieux de consommation. L'arrivée des énergies renouvelables va changer ce principe.

Chapitre 2_2 : Les acteurs en France et en Europe

Depuis l'ouverture à la concurrence dans le secteur de l'électricité (1er juillet 2007), les acteurs en France sont les suivants :

- ❖ La **Commission de Régulation de l'Energie** (la CRE, équivalente à l'ARCEP dans les télécoms) est en charge de faire appliquer les règles et d'assurer le bon fonctionnement du marché entre les différents acteurs du secteur
- ❖ Les producteurs & fournisseurs exploitent les centrales et commercialisent l'électricité : EDF, ENGIE (CNR), EON, Alpiq
- ❖ Les fournisseurs commercialisent seulement de l'électricité : Direct Energie, Total, Butagaz, ENI
- ❖ Le gestionnaire du **Réseau de Transport d'Electricité** (RTE) est en charge de l'exploitation et de la maintenance du réseau très haute tension (HTB)
- ❖ Les gestionnaires du réseau de distribution d'électricité⁷ sont en charge de l'exploitation et de la maintenance du réseau moyenne et basse tension (HTA, BT) : ENEDIS, ELD **Entreprises Locales de Distribution** (130 ELD en France), SICAE, SEOLIS, EDORE, etc.

RTE et ENEDIS sont deux filiales du groupe EDF, respectivement créées en 2000 et 2007. Les missions de ces deux gestionnaires de réseau sont multiples :

- ⇒ Acheminer l'électricité jusqu'aux clients pour le compte des fournisseurs
- ⇒ Garantir l'accès au réseau électrique de manière transparente, objective et non discriminatoire
- ⇒ Développer, exploiter et maintenir les réseaux électriques
- ⇒ Assurer un niveau élevé de qualité et de sûreté du réseau électrique

Les échanges de l'énergie se font entre les acteurs français. Mais ces échanges se font aussi entre les acteurs européens grâce aux interconnexions des réseaux électriques des différents GRT (**G**estionnaire du **R**éseau de **T**ransport) entre eux.

Ainsi le réseau de transport français géré par RTE est interconnecté en 225/400 KV alternatif ou en courant continu aux réseaux des pays voisins, comme suit :

Angleterre → liaison à courant continu

Espagne → liaison à courant continu

Belgique, Allemagne, Suisse, Italie, Espagne → liaison triphasée

► Les avantages d'avoir un réseau paneuropéen de l'électricité sont :

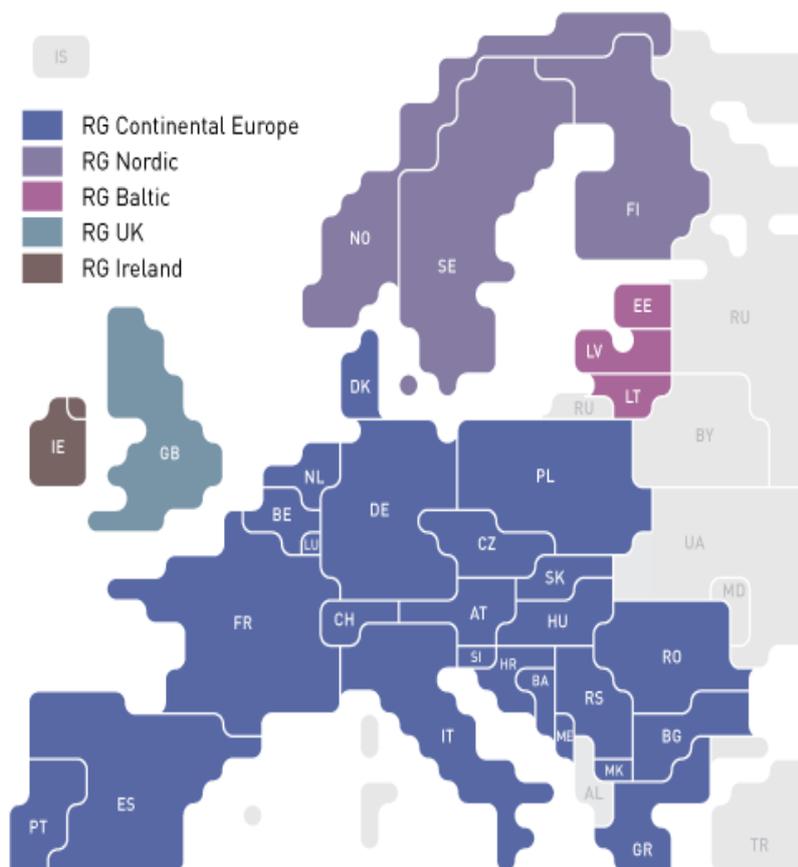
- ✓ Export de l'électricité en cas de surplus de production
- ✓ Import de l'électricité en cas de sous-production
- ✓ Garantie de la sécurité du réseau électrique
- ✓ Participation à stabilisation de la fréquence au niveau européen (50HZ)

⁷ <https://www.enedis.fr/rerelations-avec-les-eld>

L'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) a pris naissance en 2009. L'association regroupe les 43 GRT (Gestionnaires de Réseau de Transport - Transmission System Operators) des 36 pays suivants :

Pays	Compagnie	Abréviation & lien internet
AT - Autriche	Austrian Power Grid AG	APG
	Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH	VUEN
AL - Albanie	OST sh.a – Albanian Transmission System Operator	OST
BA - Bosnie Herzégovine	Nezavisni operator sustava u Bosni i Hercegovini	NOS BiH
BE - Belgique	Elia System Operator SA	Elia
BG - Bulgarie	Electroenergien Sistemen Operator EAD	ESO
CH - Suisse	Swissgrid ag	Swissgrid
CY - Chypre	Cyprus Transmission System Operator	Cyprus TSO
CZ – République Tchèque	ČEPS, a.s.	ČEPS
DE - Allemagne	TransnetBW GmbH	TransnetBW
	TenneT TSO GmbH	TenneT DE
	Amprion GmbH	Amprion
	50Hertz Transmission GmbH	50Hertz
DK - Danemark	Energinet	Energinet
EE - Estonie	Elering AS	Elering AS
ES - Espagne	Red Eléctrica de España S.A.	REE
FI - Finlande	Fingrid Oyj	Fingrid
FR - France	Réseau de Transport d'Electricité	RTE
GB - Grande-Bretagne	National Grid Electricity Transmission plc	National Grid
	System Operator for Northern Ireland Ltd	SONI
	Scottish Hydro Electric Transmission plc	SHE Transmission
	Scottish Power Transmission plc	SPTtransmission
GR - Grèce	Independent Power Transmission Operator S.A.	IPTO
HR - Croatie	HOPS d.o.o.	HOPS
HU - Hongrie	MAVIR Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zártkörűen Működő Részvénytársaság	MAVIR ZRt.
IE - République d'Irlande	EirGrid plc	EirGrid
IS - Islande	Landsnet hf	Landsnet
IT - Italie	Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA	Terna
LT - Lituanie	Litgrid AB	Litgrid
LU - Luxembourg	Creos Luxembourg S.A.	Creos Luxembourg
LV - Lettonie	AS Augstsprieguma tīkls	Augstsprieguma tīkls
ME - Monténégro	Crnogorski elektroprenosni sistem AD	Crnogorski elektroprenosni sistem
MK - Macédoine	Macedonian Transmission System Operator AD	MEPSO
NL – Pays Bas	TenneT TSO B.V.	TenneT NL
NO – Norvège	Statnett SF	Statnett
PL – Pologne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	PSE S.A.
PT – Portugal	Rede Eléctrica Nacional, S.A.	REN
RO – Roumanie	C.N. Transelectrica S.A.	Transelectrica
RS - Serbie	Akcionarsko društvo Elektromreža Srbije	EMS
SE - Suède	Svenska kraftnät	SVENSKA KRAFTNÄT
SI - Slovénie	ELES, d.o.o., sistemski operater prenosnega elektroenergetskega omrežja	ELES
SK – Slovaquie	Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.	SEPS
Observateur : TR - Turquie	TEİAŞ	TEİAŞ

Le schéma ci-dessous (Source ENTSOE) illustre les GRT Européens qui sont membres :



Chapitre 2_3 : Un peu d'histoire

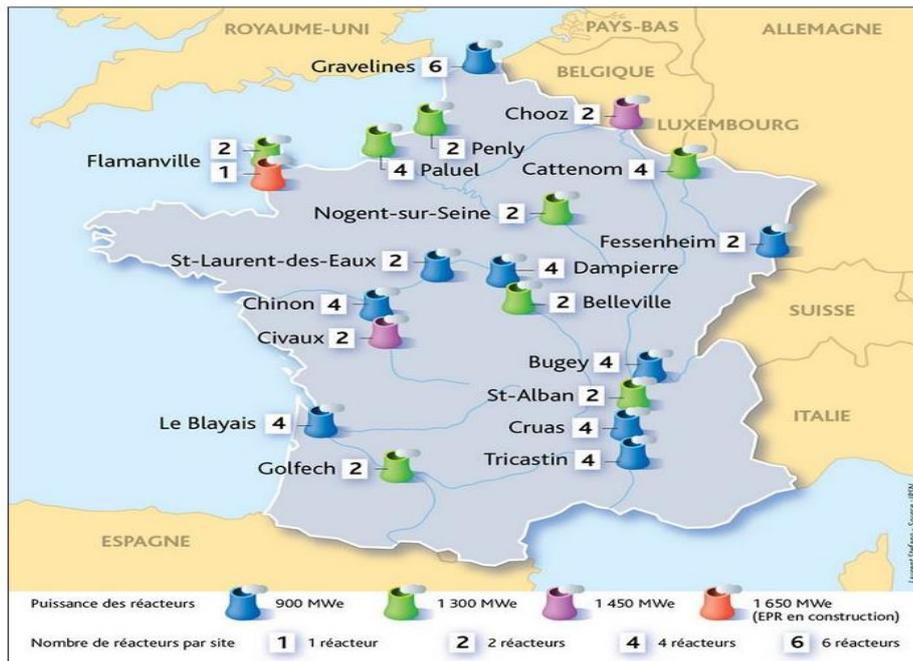
Avant la Seconde Guerre mondiale, la production et la distribution en France sont morcelées en une multitude d'entreprises. A cette époque coexistaient même plusieurs tensions de distribution 110/220 volts et plusieurs fréquences 25 et 50 hertz. Ainsi, selon sa ville de résidence ou même son quartier à Paris, un usager s'équipait d'équipements électroménagers adaptés.

Dans les années 1930, la construction des premiers barrages dans le Massif Central donnait naissance à un embryon de réseau de transport haute tension pour acheminer l'électricité vers les zones de consommation.

En 1946, à la création d'EDF, la nécessité de reconstruire le pays conduisit la toute « nouvelle » entreprise à s'équiper de nouvelles centrales thermiques avec du matériel fournis par le Plan Marshall : turbines, alternateurs, etc.

La consommation d'électricité progressant régulièrement, EDF s'engageait, entre les années 1952 à 1960, dans un vaste plan d'équipement des principaux sites hydrauliques du pays.

En 1974, après le premier choc pétrolier, le gouvernement français lançait le « Plan Messmer » pour se doter d'une industrie nucléaire d'envergure et d'un important parc nucléaire afin d'assurer l'indépendance énergétique du pays. C'était la filière « REP » (Réacteur à Eau Pressurisée, brevet Westinghouse) qui était retenue par rapport à la filière « Graphite-Gaz » développée par le CEA (Commissariat à l'énergie atomique). La France construisait en tout 58 réacteurs de 900 MW à 1 350 MW de 1974 à 1986 (Civaux).



(Source IRSN)

Parallèlement, le réseau de transport d'électricité se développait en 225 kV pour l'hydraulique essentiellement, puis en 400 kV pour le raccordement des groupes nucléaires.

Chapitre 3 : L'élaboration d'un Schéma Directeur SI pour le Smartgrid basé sur TOGAF

Chapitre 3_1 : L'introduction

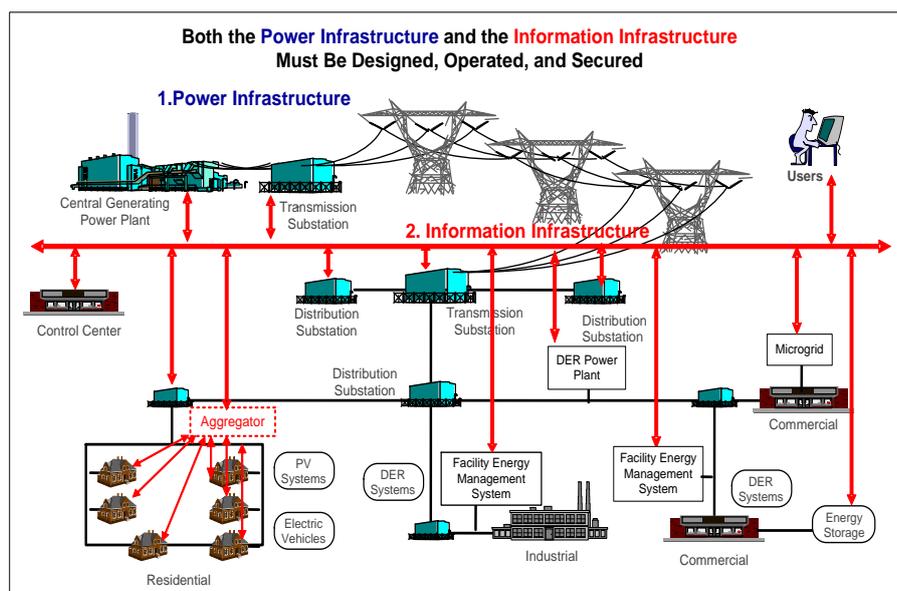
L'objectif de ce chapitre est de présenter une méthodologie d'élaboration d'un Schéma Directeur SI pour le Smart grid basé sur TOGAF (The Open Group Architecture Framework).

Le réseau électrique est stable depuis plus de 50 ans. L'arrivée du Smart grid bouleverse cette stabilité en modernisant l'ensemble de la chaîne électrique (production, transport, distribution) et impacte profondément le SI (Système d'Information). Ce dernier est devenu une composante majeure au fil des années pour l'entreprise. Avec l'accélération de la numérisation, le SI est maintenant stratégique et indispensable pour le bon fonctionnement des processus métiers.

Le schéma ci-dessous (Source IEC) décrit la chaîne cible avec l'arrivée :

- Des ENR (énergie renouvelables)
- Des VE (véhicules électriques)
- Du stockage de l'électricité
- Des compteurs intelligents

Le SI est vu comme un **réseau parallèle** au réseau électrique.



Les projets Smart grid sont des **projets industriels complexes**. La transformation du SI, stable depuis plusieurs décennies, vers un « SI smart » nécessite de la **rigueur**, de la **méthodologie**, une bonne **compréhension des normes internationales (comme celles IEC pour l'électrotechnique)** et une **maîtrise des composants technologiques**.

En effet, avant de démarrer de tels projets de modernisation, il est indispensable d'élaborer un premier lieu un **Schéma Directeur SI** associé.

Son objectif est **d'aligner le SI par rapport à la stratégie de l'entreprise**, afin de répondre aux questions suivantes :

- ⇒ Quels seront les enjeux métiers dans les prochaines années ?
- ⇒ Comment va évoluer le SI afin de prendre en compte l'arrivée de nouvelles technologies Smart grid ?
- ⇒ Quelle sera l'architecture SI cible ?
- ⇒ Comment atteindre cette cible et les étapes pour l'atteindre ?
- ⇒ Quel sera le planning prévisionnel ?
- ⇒ Quelles seront les priorités des différents projets ?
- ⇒ Quelles seront l'organisation, la gouvernance, les ressources à mettre en place ?
- ⇒ Quels seront les budgets associés ?

Généralement, le schéma directeur souhaité est un **plan stratégique** destiné à piloter la mise en place et le développement des Systèmes d'Informations sur des périodes de 3, 5, 8 ans et voire 10 ans dans le domaine de l'énergie.

Le schéma directeur n'est pas quelque chose de nouveau. Les entreprises l'élaborent depuis de nombreuses années avec les équipes internes (souvent DSIT ou Directions des Systèmes d'Information et des Télécommunications) ou/et avec l'aide de cabinets de conseil.

Plusieurs points négatifs sont identifiés fréquemment dans la méthodologie appliquée :

- Elle est souvent propriétaire
- Elle n'est pas outillée
- Elle reste souvent de très haut niveau
- Elle ne prend pas en compte la mise en œuvre, particulièrement la construction du nouveau SI industriel ni la migration de l'architecture SI initiale vers l'architecture SI cible

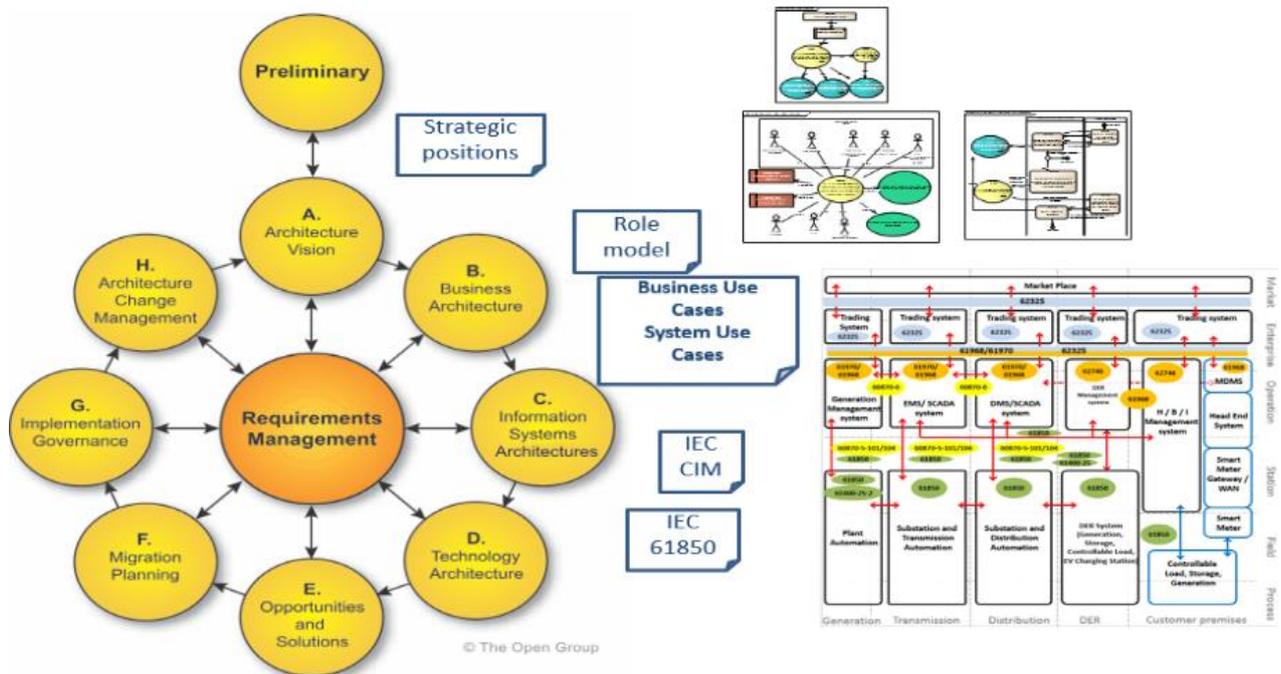
Dans la plupart des cas, le schéma directeur est effectué par la DSIT et pour la DSIT où les « besoins métiers » de l'entreprise sont **peu ou mal pris en compte !**

►► Dans le cadre du Smart grid, l'**IEC** préconise l'utilisation de **TOGAF** (The **O**pen **G**roup **A**rchitecture **F**ramework).

TOGAF est composé de 10 phases :

- ▼ **Phase P** : préliminaire
- ▼ **Phase A** : vision de l'architecture d'Entreprise
- ▼ **Phase B** : architecture métier
- ▼ **Phase C** : architecture du système d'information (données, applications)
- ▼ **Phase D** : architecture technique
- ▼ **Phase E** : solutions et opportunités
- ▼ **Phase F** : migration et planning
- ▼ **Phase G** : implémentation de la gouvernance
- ▼ **Phase H** : conduite aux changements de l'architecture d'Entreprise
- ▼ **Phase gestion des exigences** : transverse à l'ensemble des autres phases

La démarche globale est résumée à travers le cycle **ADM** (**A**rchitecture **D**evelopment **M**ethod) ci-dessous (Source The Open Group et IEC) :



Les avantages de **TOGAF** sont :

- ✓ Référentiel international reconnu
- ✓ Multisectoriel, adopté par de nombreuses entreprises dans les différents secteurs d'activités (santé, banque, industrie, transport, énergie, télécoms, etc.)
- ✓ Outillé, ce qui permet la maintenabilité et la mise à jour du schéma directeur
- ✓ Centré sur les besoins-métiers clés de l'entreprise
- ✓ Prend en compte la **migration** du SI afin d'anticiper les points durs
- ✓ Axé sur les exigences importantes pour chaque phase du projet
- ✓ Même formalisme de **représentation des artefacts** ce qui permet d'avoir un langage visuel commun
- ✓ Implication et une adhésion de l'ensemble des acteurs de l'entreprise
- ✓ Processus itératif avec une approche pragmatique

Nous avons complété la méthodologie proposée par notre propre retour d'expériences dans l'élaboration des schémas directeurs (télécom, SI, sécurité), dans des audits (processus métiers, organisationnel, financier), pour la rendre plus **opérationnelle**.

Les normes IEC seront indiquées pour chaque phase de TOGAF. Des exemples concrets seront illustrés pour rendre la lecture plus didactique:

- Un schéma de gouvernance de la DSIT avec les autres directions
- Un benchmark avec la méthodologie SGMM (Smart Grid Maturity Model) de l'Université Carnegie Mellon
- Une illustration des processus métiers du domaine de l'énergie (production, distribution, transport)
- Une analyse SWOT sur l'introduction des compteurs intelligents (distribution)
- Un exemple des services de pilotage des usages par les compteurs intelligents (distribution)
- Un exemple de « Use case » d'activation de nouveaux services pour les compteurs intelligents (distribution)
- Une illustration du modèle de données CIM (Common Information Model)
- Un exemple d'architecture centralisée de collecte pour le comptage avec les plateformes de services associées (distribution)
- Un exemple de mise en place d'une architecture de centre de contact des clients pour le comptage (distribution)
- Un exemple de PSSI (Politique de Sécurité du Système d'Information)
- Un exemple de mise en place d'un PMO (Program Management Office) ou un bureau des projets. Cette **«tour de contrôle»** assure le bon alignement stratégique de l'ensemble des projets par rapport à la stratégie de l'entreprise

Chapitre 3_2 : La phase P « Préliminaire »

Cette phase P « Préliminaire » démarre généralement par une réunion de lancement avec tous les acteurs de l'entreprise :

- ❖ Direction générale
- ❖ Direction de la stratégie
- ❖ Direction métiers
- ❖ Direction R&D
- ❖ Direction support (RH, finance)
- ❖ Direction du système d'information et des télécommunications

Les objectifs de cette phase sont multiples :

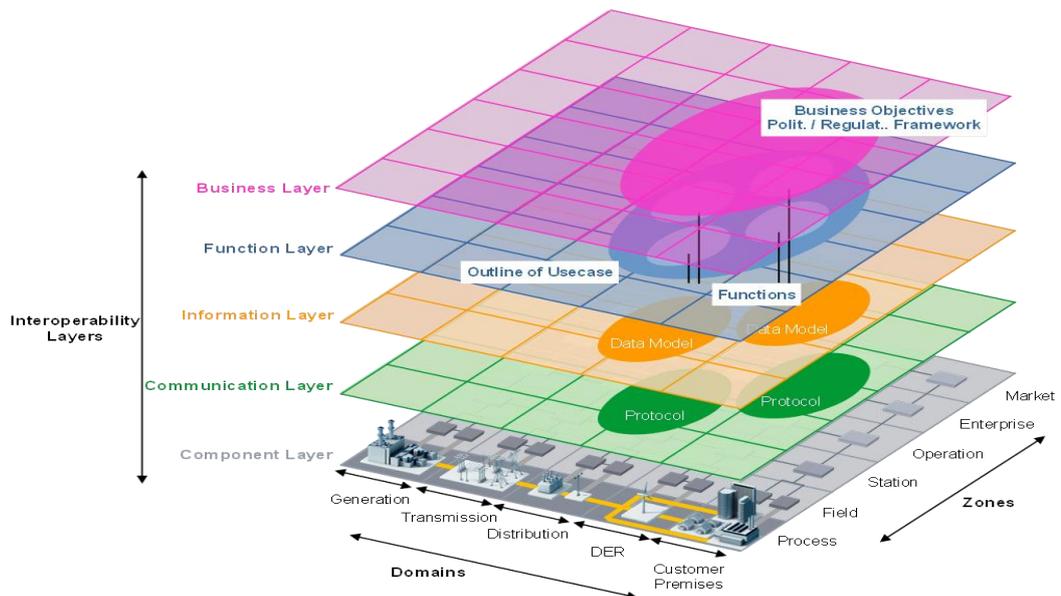
- ⇒ Validation des membres de l'équipe-projet « Schéma directeur SI pour le Smart grid ». Le DSI doit être le CP (Chef de Projet) du SDSI.
- ⇒ Cadrage du projet pour clarifier :
 - les options stratégiques
 - les attentes en termes d'objectifs
 - la démarche et les livrables
 - et valider le planning prévisionnel
- ⇒ Validation de l'organisation projet pour désigner :
 - les membres du comité de pilotage
 - le mode de fonctionnement
 - la planification des réunions d'avancement
 - l'identification des intervenants (fourniture d'informations, entretiens)
- ⇒ Validation du plan de communication du projet « Schéma directeur SI pour le Smart grid »
- ⇒ Présentation du référentiel TOGAF (cycle ADM)
- ⇒ Présentation de l'outil TOGAF sélectionné
On peut indiquer à titre d'exemple les outils du marché suivants :
 - Envision TOGAF & Archimate de la société CASE France
 - Modelio BA Enterprise Architect de la société MODELIO Soft
 - Rational System Architect d'IBM
 - Entreprise Architect de Sparxs Systems
- ⇒ Présentation de l'outil sélectionné pour la gestion des exigences. On peut indiquer à titre d'exemple les outils du marché suivants :
 - Emedia de Sopra

- Envision requirements de CASE France
- Visure requirements de Visure
- Requirements Management de Sparxs Systems

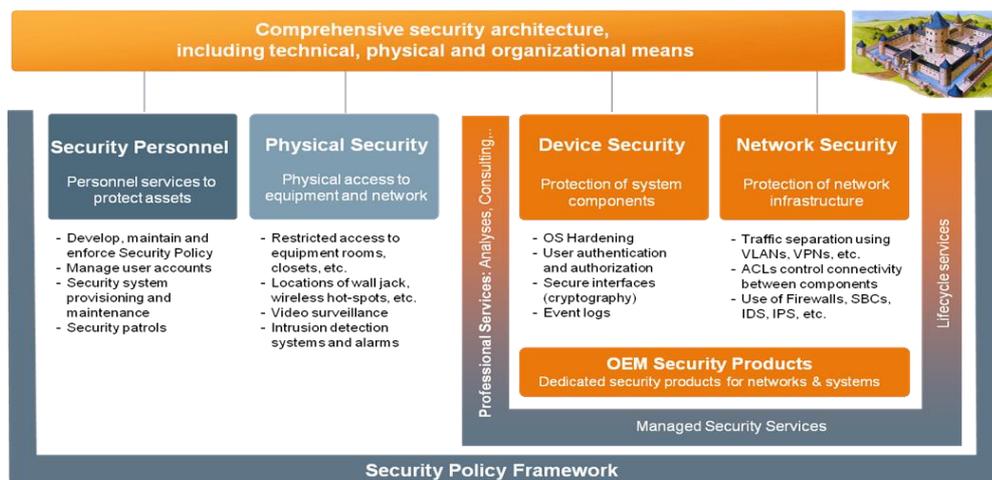
⇒ Présentation des principes méthodologiques retenus pour la mise en place des Smart grids et des principales normes IEC :

- Le modèle **SGAM (Smart Grid Architecture Model)**, issu du mandat M490 Smart grids CEN-CENELEC-ETSI (en coopération avec le Gridwise® Architecture Council et le SGIP Smart Grid Interoperability Panel, initiatives américaines), organisé en 5 couches :

Business Layer - Function Layer - Information Layer - Communication Layer - Component layer



- Le modèle **SGSI (Smart Grid Information Security)** issu du mandat Européen M490 du CEN-CENELEC-ETSI en 2014 sur les aspects « cybersécurité » :



En décidant de mettre en place un schéma directeur SI, l'entreprise s'engage dans une stratégie volontaire de modernisation des outils de son système d'information dans le but de faire face à ses futurs challenges avec l'arrivée :

- Des ENR (énergie renouvelables)
- Des VE (véhicules électriques)
- Du stockage de l'électricité
- Des compteurs intelligents

Les objectifs du schéma directeur SI pour le Smart grid doivent être compris, acceptés par l'ensemble des acteurs de l'entreprise. Leurs implications sont indispensables. C'est un facteur de succès pour la transformation numérique du SI de grande ampleur.

L'entreprise doit se préparer au changement et le Schéma directeur SI pour le Smart grid y contribue !



LIVRABLES

- La lettre de mission pour la mise en place du schéma directeur SI validée par le DG (Directeur Général)
 - L'organisation de l'équipe-projet « Schéma directeur SI pour le Smart grid » validée par le DG
 - Le plan de communication validé par le DG
 - Outil TOGAF sélectionné
 - Outil sélectionné pour la gestion des exigences
 - Principes méthodologiques retenus et principales normes
 - Rédaction des exigences de la phase P
-

Chapitre 3_3 : La phase A « Vision de l'architecture d'Entreprise»

Cette phase comporte 4 étapes :



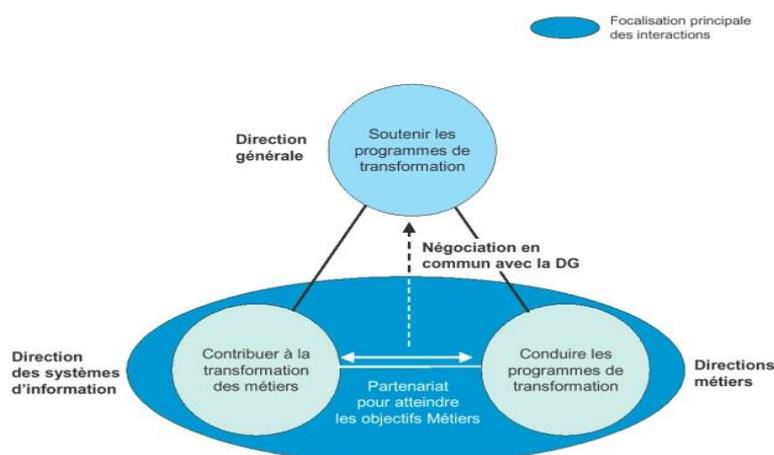
La première étape débute par un audit. La collecte des informations sera organisée selon plusieurs sources :

- ✓ Document sur la stratégie de l'entreprise élaboré par la Direction Générale
- ✓ Document sur l'organisation de l'entreprise
- ✓ Document sur les processus métiers
- ✓ Précédent Schéma directeur SI
- ✓ Feuille de route (Projets pilotes ou démonstrateurs) de la Direction R&D
- ✓ Projets industriels en cours menés par la DSIT

A partir du document sur la stratégie de l'entreprise, il convient d'identifier les objectifs et les axes stratégiques à atteindre pour le SI.

A partir de la feuille de route du département R&D, il convient d'identifier les axes de recherche : ces projets pilotes (POC, démonstrateurs) menés dans le domaine du Smart grid. Le REX (Retour d'EXpériences) de ces projets pilotes est important dans l'élaboration du schéma directeur SI.

La compréhension de l'organisation de l'entreprise et la compréhension du rôle de chaque Direction et des relations entre les Directions (Direction Générale, DSIT, Directions Métiers) sont très importantes, comme illustré le schéma de gouvernance ci-dessous:



Les fiches d'expression des besoins des Directions métiers doivent être analysées. Des entretiens doivent être organisés et seront réalisés sur la base de questionnaires préalablement élaborés.

Concernant le précédent Schéma directeur SI, les bilans « qualitatif » et les bilans « quantitatif » doivent être effectués.

La deuxième étape consiste à faire un benchmark. Cette « photo » de l'entreprise permet de connaître le degré de maturité par rapport à sa transformation vers le Smart grid.

L'analyse SWOT (Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats - en français Analyse FFOM pour Forces, Faiblesses, Opportunités, Menaces) peut se baser soit :

- ⇒ Sur des entretiens avec les acteurs du monde de l'énergie en France et en Europe
- ⇒ Sur la méthodologie **SGMM (Smart Grid Maturity Model)** élaborée par l'université américaine Carnegie Mellon.

Les 8 domaines suivants sont analysés :

- **SMR (Strategy, Management & Regulatory)**
- **OS (Organization & Structure)**
- **GO (Grid Operations)**
- **WAM (Work & Asset Management)**
- **TECH (Technology)**
- **CUST (Customer)**
- **VCI (Value Chain Integration)**
- **SE (Social & Environnement)**

Le niveau de maturité de l'entreprise est indiqué par une échelle de 0 à 5 pour chacun de ces domaines :

- 0 (default)
- 1 (initiating)
- 2 (enabling)
- 3 (integrating)
- 4 (optimizing)
- 5 (pioneering)

Un exemple de résultat est illustré dans le schéma ci-dessous (Source Université Carnegie Mellon) :



■ **La troisième étape consiste à effectuer une analyse de risques** au regard de la transformation vers le Smart grid :

- Blocages liés à la transformation des métiers
- Complexités organisationnelles
- Risques techniques
- Risques financiers
- Risques cyber sécurité
- Problèmes de gouvernance entre la DSIT et les autres directions métiers

■ **L'objectif de la quatrième étape est d'avoir une vision d'ensemble des besoins stratégiques de l'entreprise mais aussi des contraintes** (réglementaires, organisationnelles, financières, techniques, ...).

A partir des résultats des étapes précédentes, on élaborera un début de vision de **l'Architecture d'Entreprise** et des services associés sous forme d'exigences-clés.



LIVRABLES

- Objectifs et axes stratégiques à atteindre pour le SI
 - REX des projets pilotes ou démonstrateurs de la R&D
 - Résultat du benchmark pour identifier le niveau de maturité de l'entreprise par rapport à sa transformation vers le Smart grid
 - Résultat de l'analyse de risque au regard de sa transformation
 - Vision de l'architecture d'Entreprise
 - Rédaction des exigences de la Phase A
-

Chapitre 3_4 : La phase B « Architecture métiers »

Toute mise en œuvre d'un schéma directeur ne peut faire l'économie d'une réflexion sur les processus métiers correspondants.

Cette phase comporte 5 étapes :



La première étape débute par une cartographie de l'ensemble des processus métiers.

La liste des processus métiers du domaine de l'énergie est donnée ici à titre indicatif :

- ❖ Les processus-cœur :
 - Dans le cas de la production de l'électricité thermique, hydraulique, nucléaire :
 - Exploitation des centrales électriques
 - Maintenance des centrales électrique
 - Construction des centrales électriques
 - Négocce d'énergie
 - Dans le cas du transport et la distribution de l'électricité :
 - Exploitation du réseau électrique
 - Maintenance du réseau électrique
 - Planification des travaux
 - Développement du réseau électrique
 - Collecte des données de comptage
 - Marché de l'électricité
- ❖ La relation client est un processus transverse :
 - Marketing des offres de services pour les clients entreprises et les particuliers
 - Gestion des ventes et des canaux de distribution
 - Installation des compteurs
 - Activation des services
 - **Facturation**
 - Support client
 - Exploitation et gestion des services
- ❖ Les processus de pilotage
- ❖ Les processus support :
 - RH, Achats et approvisionnement, administratif, finance
 - SI

La deuxième étape consiste à sélectionner les processus métiers impactés par la transformation vers le Smart grid.

Pour chacun des processus métiers sélectionnés, il faudra :

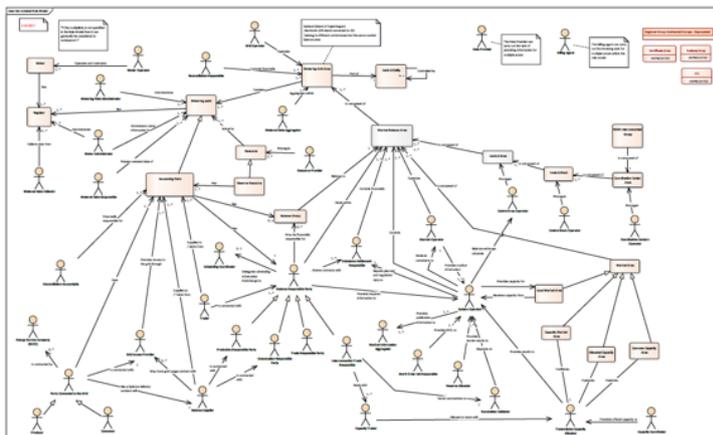
- ⇒ En donner une définition
- ⇒ Déterminer le rôle et les tâches menées par les personnes (des directions métiers concernées) impliquées dans le processus
- ⇒ Modéliser et schématiser le processus
- ⇒ Analyser les PCA (Plan de Continuité des Activités) associés

Voici un exemple de macro processus métier « Facturation » pour le système de comptage :

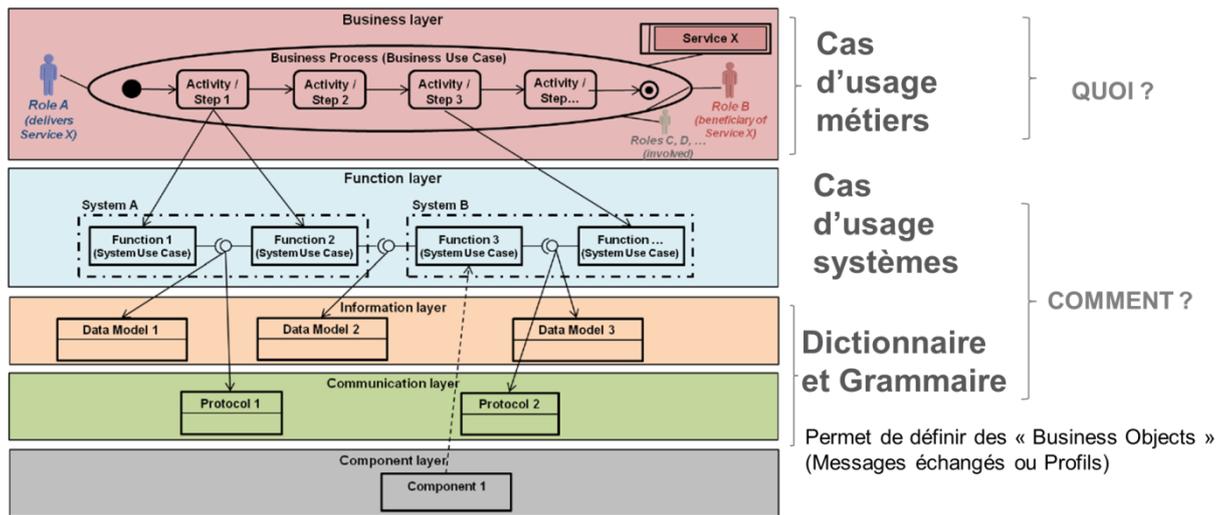


L'IEC préconise, à travers la série des normes IEC 62913, IEC 62559, l'utilisation de Use cases (cas d'utilisation) décrivant le workflow métier avec les acteurs, les séquences d'actions, les résultats associés. La description est visuelle et se fait en UML (Unified Modeling Language), standard défini par l'OMG (Object Management Group), ce qui facilite les validations des différentes procédures et les échanges entre les acteurs.

Dans la phase de description des Use Cases, l'IEC distingue les Business Use Cases (Cas d'usage métier) et les System Use Cases (Cas d'usage système). Les Business Use Cases utilisent des Rôles, comme par exemple ceux définis par ENTSO-E, EFET, EbIX dans le cadre du « Harmonized Electricity Market Role Model ».



La figure suivante illustre l'approche depuis les Use Cases sur les différentes couches du SGAM



Les deux premières couches (Business et Function) permettent de décrire les besoins « métiers » et les exigences « fonctionnelles ». La sémantique des échanges est portée par la couche « Information » du SGAM, qui utilisera prioritairement les modèles d'information IEC CIM, 61850, COSEM. La couche « Communication » traite des protocoles de communication qui seront mis en œuvre.

La troisième étape consiste à analyser les besoins et les contraintes réglementaires impactés par la transformation. Des entretiens approfondis doivent être organisés.

Exemple des **services de pilotage des usages** par les compteurs intelligents (Source CRE) :

- ✓ Pilotage du ballon d'eau chaude
- ✓ Modulation du chauffage électrique, de la pompe à chaleur, de la climatisation
- ✓ Modulation de la recharge des VE, du stockage, des ENR

La quatrième étape consiste à faire une analyse SWOT des processus étudiés et de l'organisation associée. L'analyse des processus permet de mettre en lumière les éventuels dysfonctionnements.

Un exemple d'analyse SWOT/FFOM de l'introduction des compteurs intelligents :

⇒ **Forces :**

- Pour le distributeur :
 - Modernisation du parc de compteurs
 - Relevé automatique des index sans intervention humaine
 - Action à distance sur les compteurs
 - Diminution des pics de consommation sur le réseau électrique
 - Collecte centralisée de données

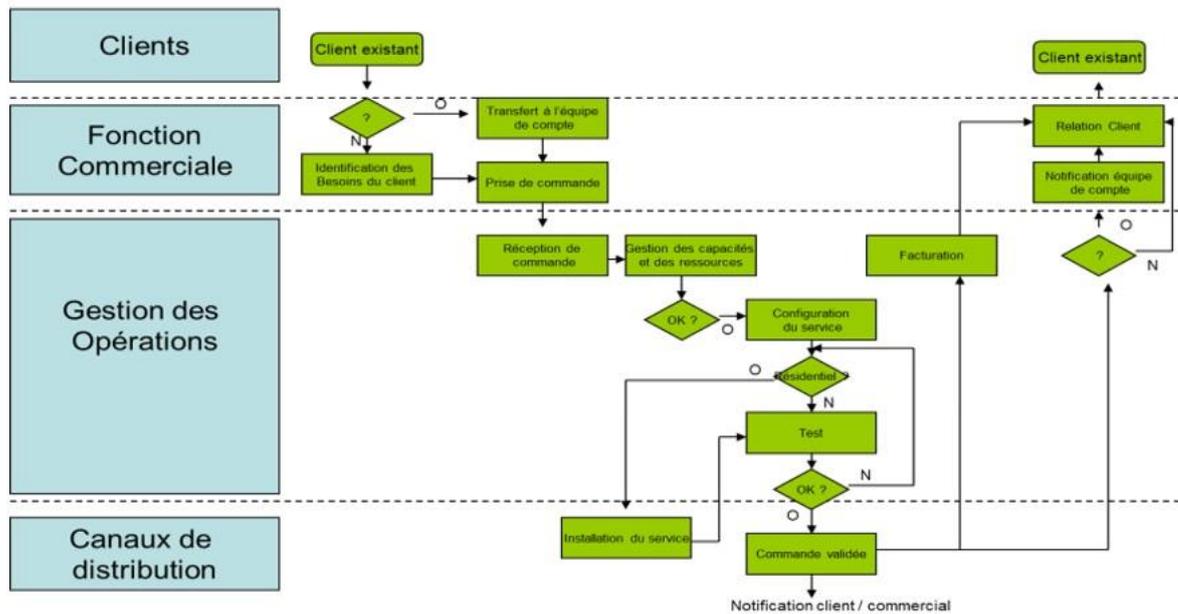
- Pour l'abonné :
 - Changement facile de fournisseur d'électricité
 - Facturation suivant la consommation réelle
 - Information détaillée de la consommation
- ⇒ **Faiblesses :**
 - Pour le distributeur
 - Investissement important
 - Retour sur investissement sur du long-terme
 - Risque technique sur la fiabilité des compteurs
 - Pour l'abonné
 - Rejet du compteur intelligent
- ⇒ **Opportunités :**
 - Pour le distributeur
 - Amélioration du pilotage du réseau électrique
 - Amélioration de la maintenance du réseau électrique
 - Favorisation du développement des ENR
 - Elaboration des offres de services innovants
 - Tarification adaptée aux besoins des clients
 - Développement de la domotique
 - Respect des directives européennes et de la loi française sur la transition énergétique
 - Pour l'abonné
 - Déploiement des ENR pour l'auto-consommation d'énergie
 - Revente de l'énergie non consommée au fournisseur d'électricité
 - Economie d'énergie
- ⇒ **Menaces :**
 - Pour le distributeur
 - Impact social pour l'entreprise
 - Sécurité de la chaîne de comptage
 - Communication mal comprise par les abonnés
 - Pour l'abonné
 - Confidentialité

La cinquième étape consiste à définir de manière plus précise le contour de la nouvelle architecture métier.

Les résultats des phases précédentes, couplés à une bonne connaissance de l'analyse de la stratégie de l'entreprise, du marché de l'énergie et des aspects réglementaires français et européens dans ce domaine, permettent d'anticiper :

- ⇒ Les évolutions des processus métiers
- ⇒ La définition des nouveaux « Use cases »
- ⇒ La réorganisation et/ou l'ajout de nouveaux blocs fonctionnels

Le schéma ci-dessous illustre un exemple de « Use case » d'activation de nouveaux services pour les compteurs intelligents :



LIVRABLES

- Cartographie des processus de l'entreprise
- Description détaillée des processus métiers sélectionnés
- Résultat de l'analyse des besoins & contraintes métiers
- Description des cas d'utilisation métiers
- Résultat de l'analyse SWOT des processus métiers sélectionnés
- Description de l'architecture cible
- Rédaction des exigences de la Phase B

Le RGDP (Règlement général de protection des données) est appliqué depuis le 25 mai 2018 dans l'Union Européenne. Il impose une nouvelle réglementation sur les données personnelles.

Ses objectifs sont :

- Une même règle juridique pour les états membres
- Une responsabilisation des entreprises sur la collecte, le traitement et les échanges des données personnelles des citoyens européens
- Un meilleur contrôle de la vie privée du citoyen. Il aura ainsi le droit de récupérer les données transmises à une plateforme. Il aura le droit d'en exiger la rectification, la suppression totale ou la limitation du traitement dans le temps
- Une application de sanctions en cas d'infraction de l'entreprise.

Chapitre 3_5 : La phase C « Architecture du SI données et applications »

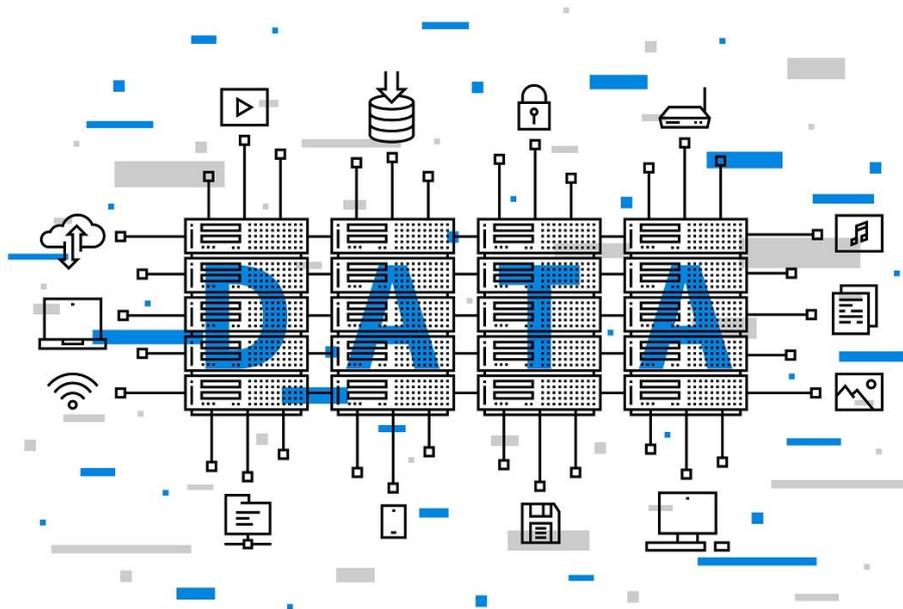
Cette phase comporte 5 étapes :



La première étape débute par une analyse approfondie du modèle de données, des données stockées dans les différentes bases, ainsi que des référentiels métiers existants.

La deuxième étape se focalisera sur les applications métiers et leurs fonctions. On identifiera aussi les interactions, les interfaces et les échanges (données dynamiques) entre les applications métiers. L'ensemble donnera lieu à une cartographie globale des SI métiers.

Cette cartographie permettra d'effectuer un couplage processus métiers / SI métiers. On évaluera ainsi la capacité d'évolution des SI métiers.



(Source Shutterstock)

Lors de cette étape, il conviendra de prendre en compte les applications et les outils développés dans le cadre des projets pilotes menés par la Direction R&D de l'entreprise.

La troisième étape consiste à prendre en compte les besoins et les contraintes. Des fiches d'expression des besoins/contraintes doivent être rédigées.

La quatrième étape consiste à faire un état de l'art des applicatifs du commerce :

- Composants logiciels open source
- « Applications sur étagère » des constructeurs dans le domaine de l'énergie (Siemens, GE/Alstom, ABB, Schneider Electric, PSI, OSii, etc...)

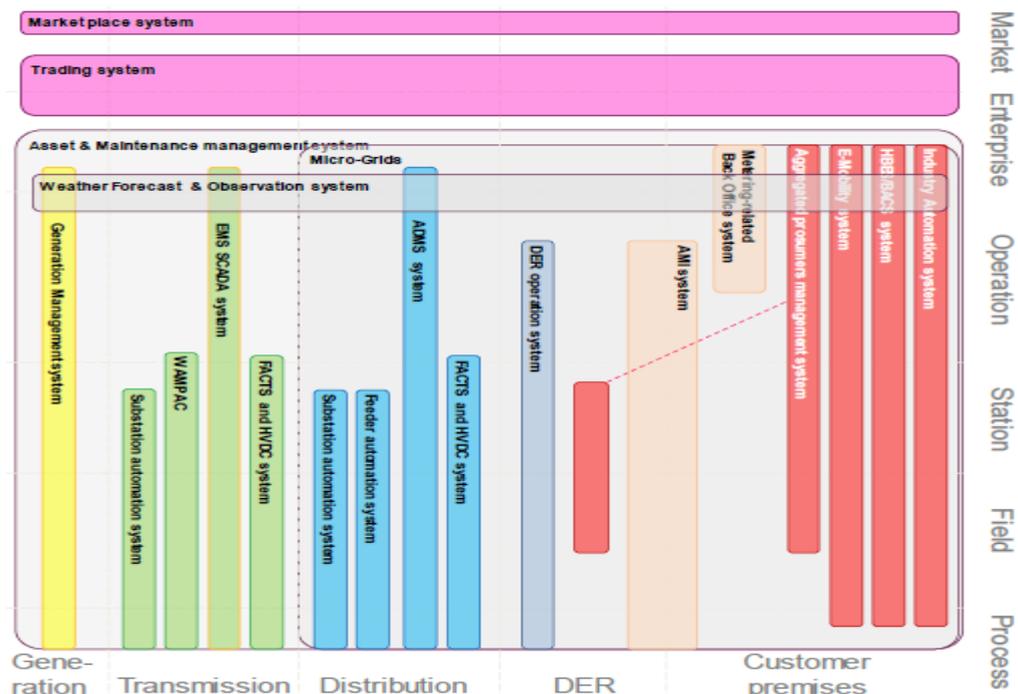
La cinquième étape est l'élaboration du contour du SI cible qui intègre les points suivants :

- La définition du **langage commun** qui constitue le référentiel de l'entreprise et qui se traduira par le recensement de tous les termes utiles et leur définition
- La définition et le **choix du dictionnaire** des données de l'entreprise :
 - Définition des caractéristiques techniques de ces données (type, taille, ...)
 - Contrôle à effectuer sur la donnée lors de la saisie
- Liste des composants logiciels à intégrer
- Liste des applications du commerce sélectionnées
- Liste des composants logiciels spécifiques à développer

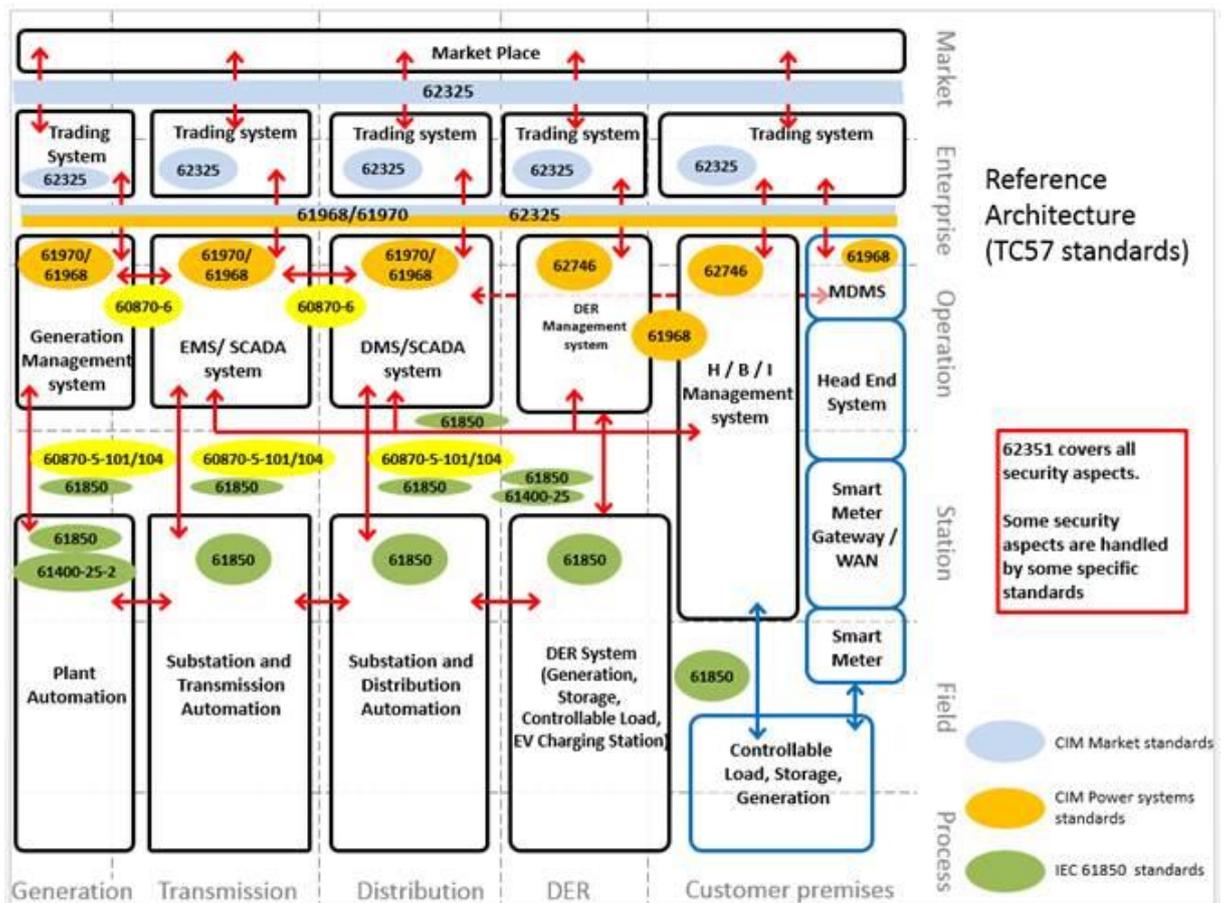
On s'appuiera au maximum sur les normes IEC. Il est important d'avoir une stratégie industrielle basée sur les normes qui garantissent l'interopérabilité entre les systèmes.

- **IEC 63097** : La feuille de route de standardisation des Smart grids (Smart Grid Standardization Roadmap). Ce document liste les normes disponibles, et celles en cours d'élaboration associés à des systèmes smart grids.

La figure suivante (Source IEC 63097) donne un aperçu de ces systèmes en utilisant le SGAM :



- **IEC 62357-1** : l'architecture de référence qui donne une cartographie des normes IEC principales à utiliser. Cette cartographie reprend le découpage en Domaines (Generation / Transmission / Distribution / DER / Customer Premises) et en Zones (Process / Field / Station / Operation / Enterprise / Market) du SGAM



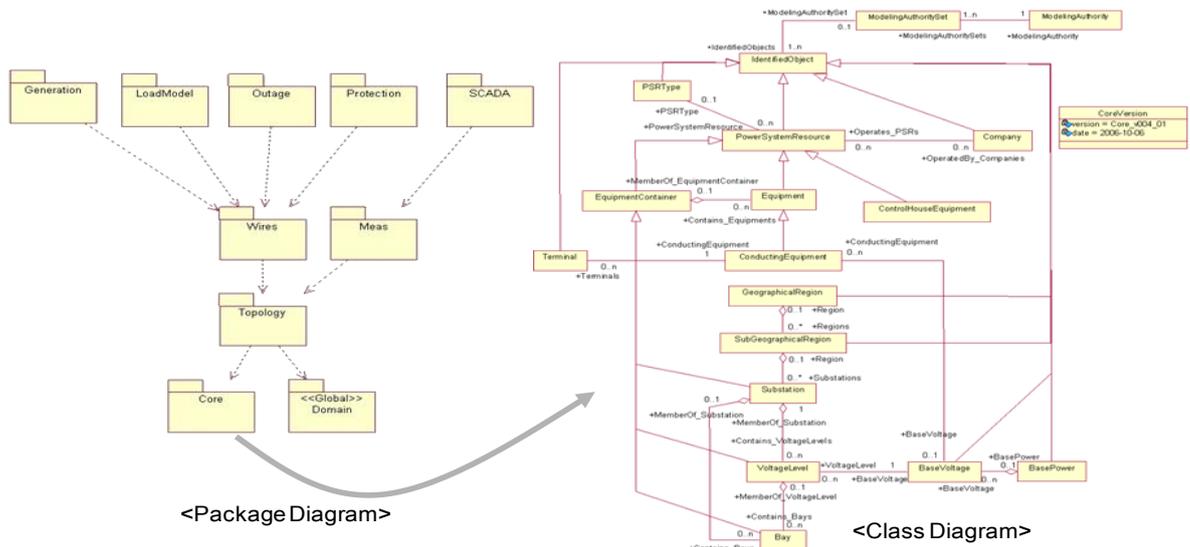
- La série des normes **IEC 61970**⁸, **IEC 61968**⁹, **IEC 62325**¹⁰ décrit le modèle de données CIM (**C**ommon **I**nformation **M**odel).

Le CIM détaille les objets métiers (par exemple les lignes électriques, les postes, les transformateurs) en UML (**U**nified **M**odeling **L**anguage). Ces objets appartiennent aux 3 processus métiers qui sont l'exploitation, la maintenance et le marché de l'électricité.

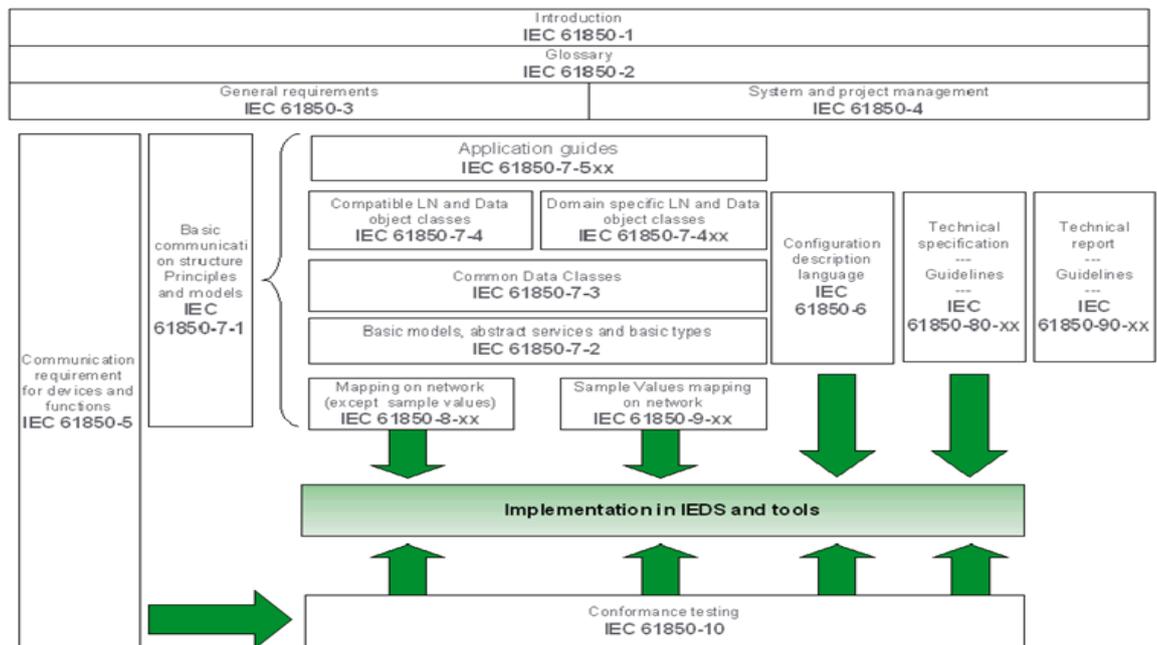
⁸ https://en.wikipedia.org/wiki/IEC_61970

⁹ https://en.wikipedia.org/wiki/IEC_61968

¹⁰ https://en.wikipedia.org/wiki/IEC_62325



- La série des normes **IEC 61850**¹¹ pour les échanges à l'intérieur d'un poste, entre les postes ou avec des équipements électroniques intelligents (IED - Intelligent Electronic Devices) distribués:



- La série des normes **IEC 62056 DLMS (Device Language Message Specification) /COSEM**¹² (Companion Specification for Energy Metering) pour les échanges avec les compteurs intelligents.

Le protocole DLMS/COSEM n'est pas spécifique au comptage électrique mais peut s'appliquer aux compteurs de gaz, d'eau, de chaleur.

¹¹ https://en.wikipedia.org/wiki/IEC_61850

¹² https://en.wikipedia.org/wiki/IEC_62056



LIVRABLES

- Cartographie des données « métiers » existantes (modèle, référentiel)
 - Cartographie des applications « métiers » existantes
 - Résultat de l'analyse des besoins & des contraintes du SI
 - Etat de l'art des applications du commerce
 - Description de l'architecture SI cible (donnée, application)
 - Rédaction des exigences de la Phase C
-

Chapitre 3_6 : La phase D « Architecture technique »

Cette phase comporte 4 étapes :



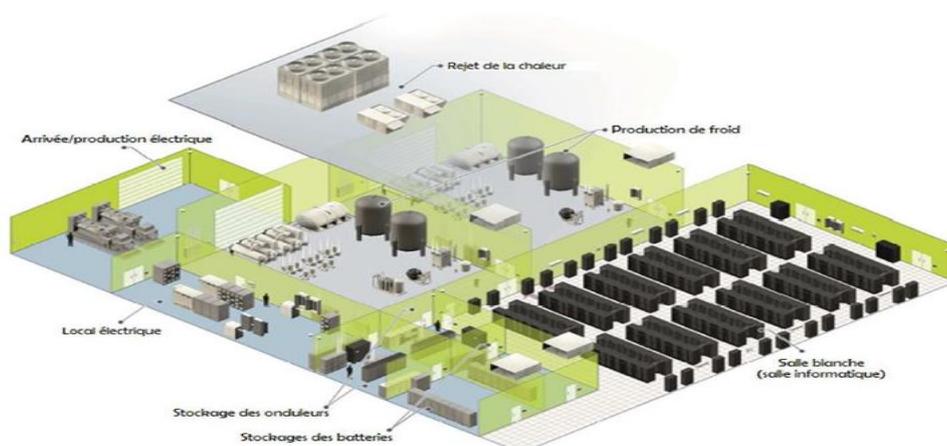
La première étape consiste à effectuer une analyse de l'existant des différents domaines technologiques identifiés :

- ✓ Réseaux Télécoms métiers
- ✓ Réseaux intranet
- ✓ Portail extranet avec les partenaires et les clients
- ✓ Infrastructures Datacenter, sites industriels, sites entreprises
- ✓ IT (PC, serveurs, OS, VM)
- ✓ Plateformes de services (DNS, DHCP)
- ✓ Plateformes de sécurité (FW, antivirus, radius, certificats, PKI)
- ✓ Applications bureautiques (BD, messagerie, FTP, ToIP, visioconférence, GED, outils de reporting)
- ✓ PRA mise en œuvre
- ✓ Noc (Network Operations Center)
- ✓ Soc (Security Operations Center)
- ✓ Centres de contact clients

La deuxième étape consiste à prendre en compte les besoins et les contraintes au niveau de l'architecture technique.

La troisième étape consiste à élaborer un état de l'art des technologies. Il est important de bien comprendre les tendances actuelles et futures des technologies d'information qui peuvent influencer et impacter la transformation numérique des métiers de l'énergéticien.

Le schéma ci-dessous (Source Orange) illustre un datacenter pour la mise en place d'un centre de collecte pour le comptage :



Parmi ces technologies, on peut citer par exemple :

- **5G**
 - futur réseau mobile à haut débit
- **OTN**
 - nouvelle hiérarchie optique à très haut débit (100 Gbits)
- **MPLS TP** (Transport Protocol)
 - offrant des services de VPLS, LL (à ne pas confondre avec IP/MPLS)
- **Blockchain**
 - sécurisation des données de comptage, des factures des clients, des contrats avec les partenaires
- **Mobilité**
 - usage du mobile comme canal de vente et de communication avec les clients
- **IoT**
 - permet de collecter plus de données du terrain
- **IA**
 - aide au pilotage du réseau électrique
- **Big data**
 - faire usage des données collectées pour construire une analyse poussée et une vision prédictive par exemple pour la maintenance du réseau électrique
- **Drone**
 - Pour la surveillance et la maintenance des lignes électriques

L'**IEC 61968-100** préconise l'utilisation du Web Service et s'appuie donc sur un ensemble de protocoles existants issus du monde internet qui sont :

- **SOAP** (**S**imple **O**bject **A**ccess **P**rotocol)
- **REST** (**R**epresentational **S**tage **T**ransfert)

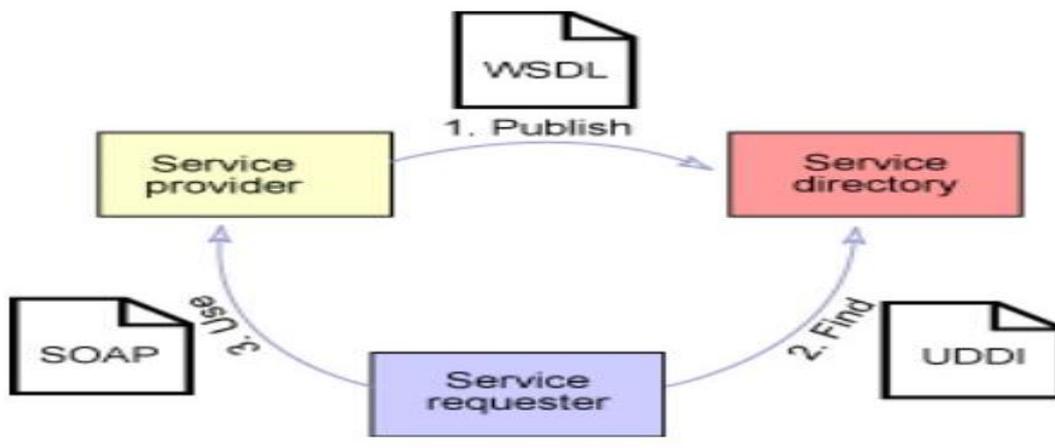
SOAP et REST peuvent fonctionner sur de nombreux protocoles de transport autres que « http(s) » comme par exemple :

- **SMTP** (Simple Mail Transport Protocol)
- **JMS** (Java Message Service) dans le monde JAVA
- **WCF** (Windows Communication Framework) dans le monde .NET

Les Web Services avec SOAP s'accompagnent le plus souvent d'un langage de description de service nommé **WSDL** (**W**eb **S**ervice **D**escription **L**angage) et aussi d'un annuaire unifié de services web **UDDI** (**U**niversal **D**escription **D**iscovery and **I**ntegration).

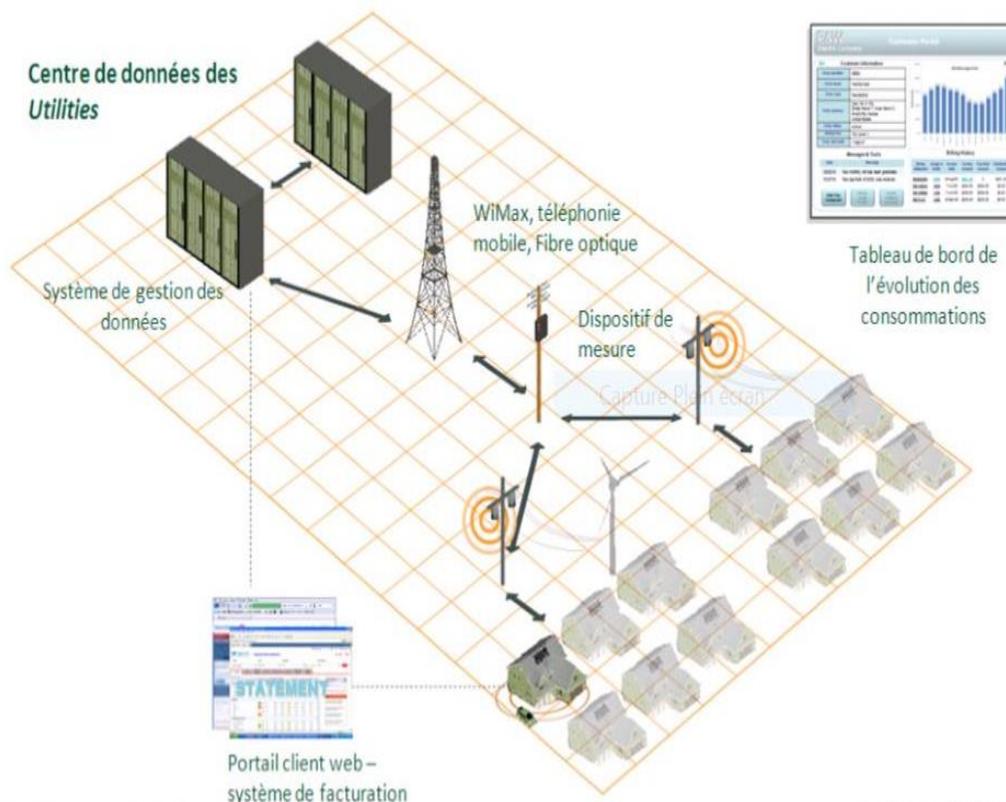
Les 3 composants « SOAP » + « WSDL » + « UDDI » constituent ainsi l'**architecture SOA** (**S**ervice **O**riented **A**rchitecture) définie par le W3C.

Le schéma ci-dessous résume cette architecture SOA (Source IBM) :

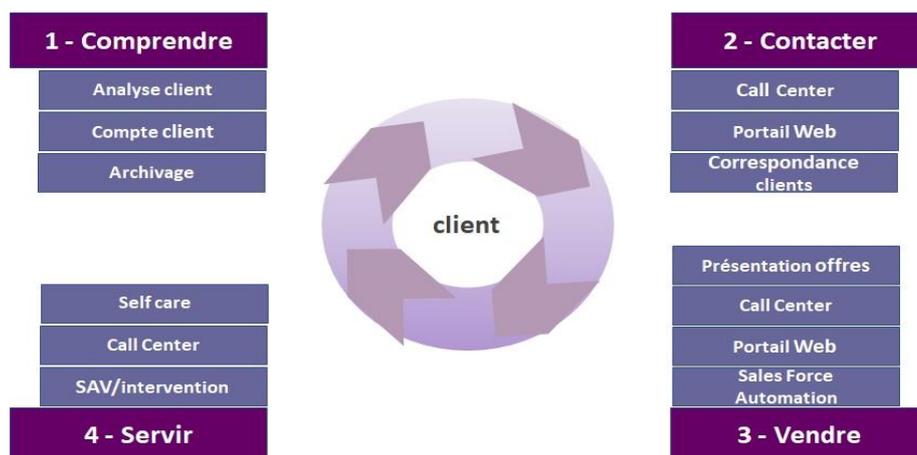


La quatrième étape consiste à élaborer le contour de l'architecture technique. Les résultats des étapes précédentes permettent d'élaborer les orientations majeures au niveau des technologies pour prendre en compte l'arrivée du Smart grid.

Un exemple d'architecture centralisée possible de collectes pour le comptage avec les plateformes de services associées (Source Cap Gemini) :



Un exemple de mise en place d'une architecture de centre de contact des clients pour le comptage :



LIVRABLES

- Résultats de l'analyse de l'existant des différents domaines technologiques
- Résultats de l'analyse des besoins & des contraintes
- Etat de l'art des technologies
- Description de l'architecture technique
- Rédaction des exigences de la Phase D

Chapitre 3_7 : La phase E « Solutions et opportunités »

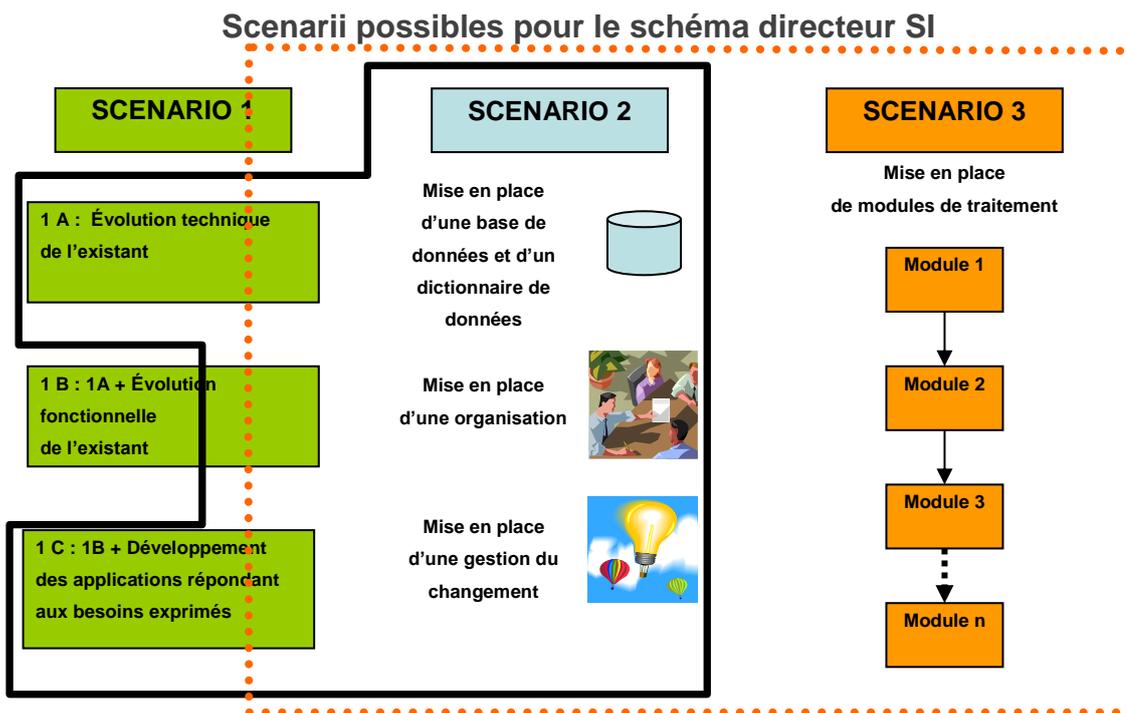
Cette phase comporte 5 étapes :



La première étape consiste à élaborer plusieurs scénarios d'architectures à partir des résultats des phases précédentes.

La démarche appliquée dans cette étape est la suivante :

- ⇒ Description de 3 scénarios possibles : de compromis – tendanciel - de rupture
- ⇒ Evaluation des critères d'adoption ou de rejet pour chaque scénario
- ⇒ Détermination comparative de leurs points forts et points faibles
- ⇒ Examen des facteurs-clés de succès et des risques



La deuxième étape consiste à déterminer le scénario cible. La démarche appliquée est la suivante :

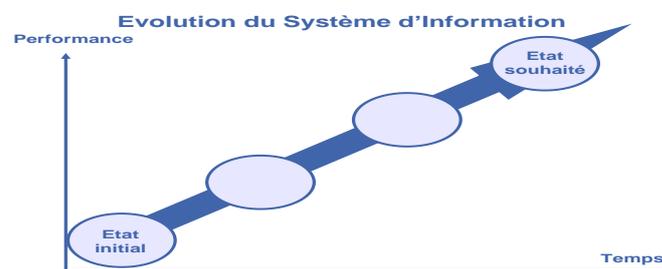
- ⇒ Description générale du scénario retenu et liste de ses critères de sélection
- ⇒ Proposition d'architecture générale applicative et technique du système d'information cible en tenant compte des standards
- ⇒ Etude des impacts sur les moyens actuels (humains, techniques, financiers)
- ⇒ Examen des changements potentiels

■ **La troisième étape consiste à déterminer l'organisation cible.** La démarche appliquée est la suivante :

- ⇒ L'organisation sera déclinée par entité, indiquant les effectifs, profils et compétences requis
- ⇒ Un plan de formation sera proposé sur la base de l'analyse des écarts constatés entre l'organisation actuelle et l'organisation cible

■ **La quatrième étape consiste à définir la trajectoire de migration.** La démarche appliquée est la suivante :

- ⇒ Mesure des risques et évaluation de la faisabilité de la réalisation
- ⇒ Ajustement du scénario retenu
- ⇒ Détermination des actions d'intégration pour y parvenir
- ⇒ Évaluation des moyens techniques et aménagements nécessaires



■ **La cinquième étape** consiste à définir une évaluation financière minimum et maximum des investissements nécessaires pour la mise en œuvre de la migration du système d'information cible.



LIVRABLES

- Synthèse des 3 scénarios d'architecture : de compromis – tendanciel - de rupture, inter comparaison
 - Détail du choix de l'architecture cible et de l'organisation cible
 - Définition de la trajectoire de migration vers l'architecture cible
 - Evaluation financière
 - Rédaction des exigences de la Phase E
-

Chapitre 3_8 : La phase F « Migration et planning »

Le plan de migration identifie les grands chantiers de migration vers l'architecture cible et les projets à l'intérieur de chaque chantier.

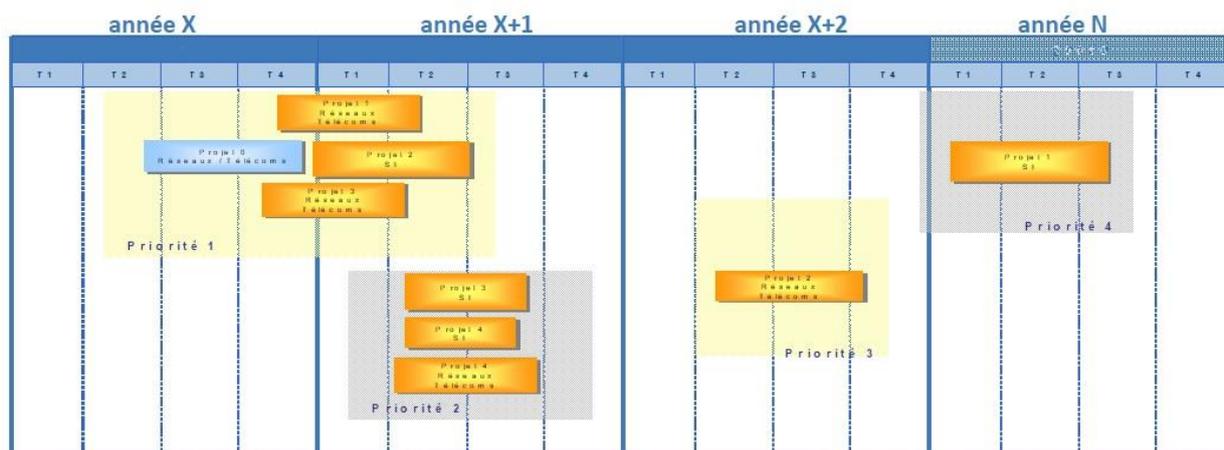
Afin de coordonner et ordonnancer la mise en œuvre des différents chantiers, il est nécessaire de définir des **priorités**, en fonction de l'échelle de temps, de concentrer les efforts des différentes équipes sur l'essentiel.

La figure suivante présente une représentation du diagramme de priorisation des différents projets en fonction de leur niveau d'importance :



Afin de lancer ensuite les chantiers en tenant compte des contraintes temporelles liées soit aux ressources disponibles du côté de l'entreprise, soit aux contraintes des fournisseurs, les mises en œuvre des différents chantiers seront découpées en phases correspondantes aux niveaux de priorité précédemment définis.

Le macro planning de mise en œuvre est détaillé sur la figure suivante :



LIVRABLES

- Plan de migration avec les différents chantiers classés par priorité
- Planning prévisionnel de migration
- Plan de charges
- Rédaction des exigences de la Phase F

Chapitre 3_9 : La phase G « Implémentation de la gouvernance »

La mise en œuvre du Schéma directeur SI ne correspond pas seulement à des projets SI, mais apportera de nombreuses modifications organisationnelles : changement de méthode de travail, amélioration des processus. La réussite d'un tel projet nécessite la mise en place d'une bonne gouvernance dans sa mise en œuvre.

Cette phase comporte 3 étapes :



■ **La première étape consiste à mettre en œuvre un plan d'accompagnement.** C'est-à-dire un véritable projet d'entreprise de modernisation qui va nécessiter la mobilisation d'actions d'accompagnement à tous les niveaux de l'entreprise :

- ⇒ Un plan de communication :
 - Après des Directions centrales, régionales et de l'ensemble des managers et salariés
- ⇒ Un plan de formation de toute l'équipe SI à :
 - La conduite de projet :
 - ✓ Elaboration d'un référentiel de travail des SI - plans type, formulaires, etc.
 - ✓ Définition de méthodes d'évaluation des charges, de planning, de suivi de projet
 - ✓ Définition d'outil de résolution de problèmes
 - ✓ Définition des méthodes pour établir scénarios et plans de tests et de recettes
 - ✓ Sensibilisation à la modélisation et à l'optimisation des performances
 - ✓ Développement en cycle V ou en mode agile
 - ✓ Rédaction des exigences
 - La gestion transverse des projets et à leur coordination
 - La gestion des fournisseurs
 - La gestion des appels d'offres
- ⇒ La définition d'un programme de projet d'entreprise visant à rendre l'entreprise plus performante et plus compétitive, basé sur **l'approche processus**, le management par projets et la notion de service.

La deuxième étape consiste à appliquer les chartes sur la sécurité du système d'information.

Le SI devient un point névralgique dont la protection est fondamentale. En effet, de nouvelles menaces apparaissent tous les jours, sans pour autant annihiler les précédentes. Le développement des systèmes et réseaux (interconnexions de sites géographiques) ainsi que leurs utilisations font apparaître de plus en plus de vulnérabilités.

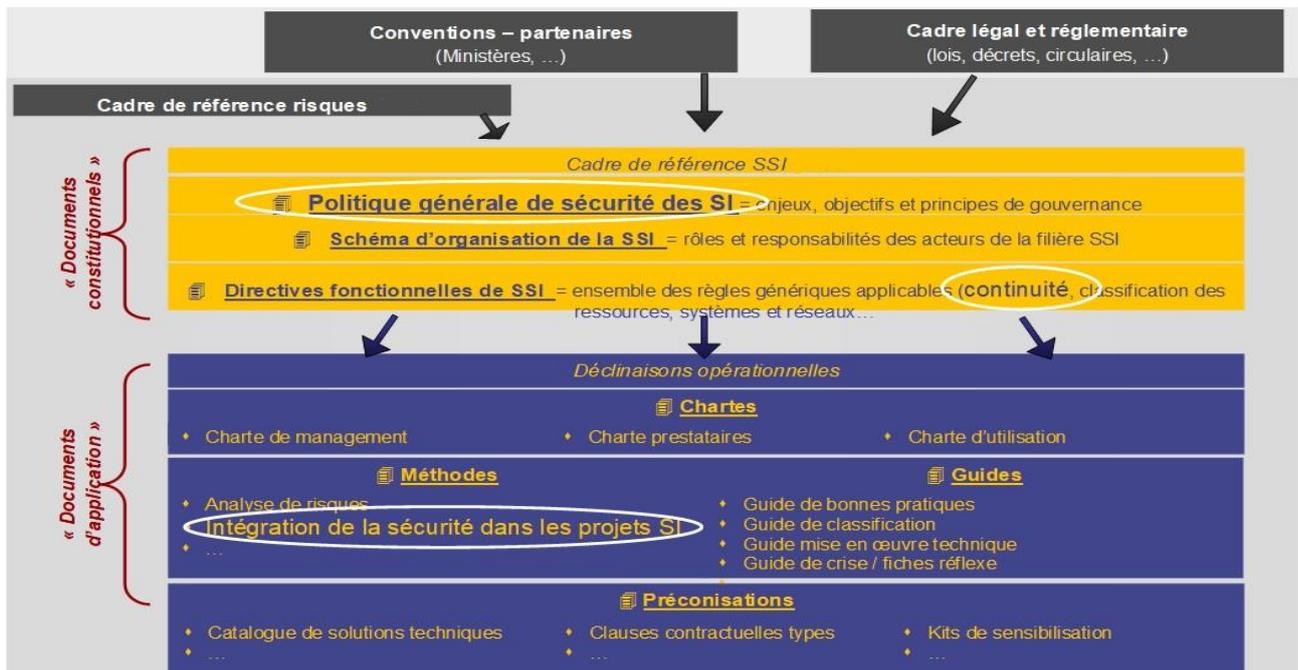
L'utilisation potentielle de vulnérabilités par des menaces peut entraîner des conséquences graves pour l'entreprise, que celles-ci se traduisent par des pertes financières, des désorganisations, une perte d'image ou des sanctions juridiques.

L'application de la **PSSI** (Politique de Sécurité du Système d'Information) est un préalable au déploiement des projets issus du Schéma directeur SI. Ce cadre permet à tout acteur de l'entreprise de connaître, et donc de pouvoir respecter les règles de sécurité adéquate.

Généralement il s'articule en 2 parties :

- ✓ Une partie « constitutionnelle » faisant apparaître les règles politiques
- ✓ Une partie « opérationnelle » faisant apparaître la déclinaison utilisable de la politique

Le schéma suivant donne un aperçu d'un exemple de cadre de référence PSSI :



Les enjeux de la cyber-sécurité doivent être pris en compte dès le début de chaque projet SI.

La troisième étape consiste à appliquer les référentiels de gouvernance du système d'information.

Parmi les référentiels mis en œuvre dans une **DSIT moderne**, on peut citer à titre indicatif:

- **ISO 9001** : mise en œuvre d'un SMQ (Système de Management de la Qualité)
- **COBIT (Control Objective for Information and related Technology)** : référentiel de contrôle et d'audit du SI
- **CMMI (Capability Maturity Model Integration)** : traite de l'ingénierie du logiciel, des systèmes et du développement intégré de produit
- **ITIL (Information Technology Infrastructure Library)** : référentiel de bonnes pratiques pour la fourniture de services informatiques
- **ISO 27001** : mise en œuvre d'un **SMSI (Système de Management de la Sécurité de l'Information)**
- **ISO 27005** : guide de mise en œuvre dans l'analyse des risques de la cybersécurité du SI
- **EBIOS (Expression des Besoins et Identification des Objectifs de Sécurité)** : méthode d'analyse des risques développée par l'ANSSI. EBIOS est compatible avec la norme ISO 27005
- **ISO 22301** : mise en œuvre d'un **SMCA (Système de Management de la Continuité d'Activité)**
- **PMP (Project Management Professional)** : référentiel en gestion de projet
- **PMO (Program Management Office)** : bureau des projets



LIVRABLES

- Plan d'accompagnement
 - PSSI à appliquer
 - Autres référentiels SI à appliquer
-

Chapitre 3_10 : La phase H « Conduite aux changements de l'architecture d'Entreprise »

Cette phase comporte 2 étapes :



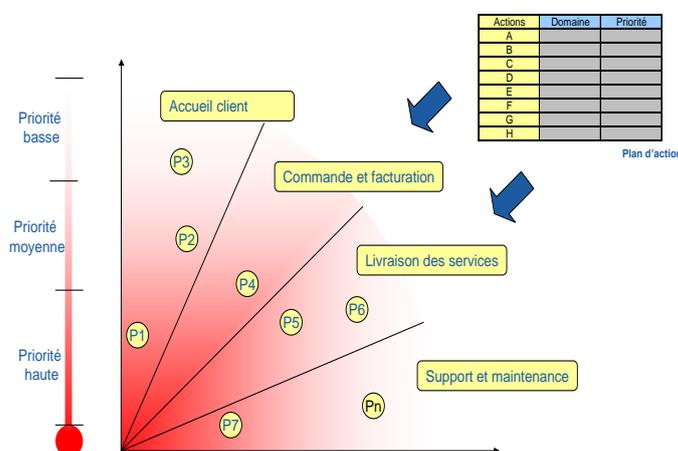
La première étape consiste à mettre en place un PMO (Program Management Office) qui est un « bureau des projets ». Son objectif est de coordonner l'ensemble des projets de l'entreprise :

- Projets issus du schéma directeur SI pour le Smartgrid
- Et aussi les autres projets de l'entreprise liés au SI

Le « bureau des projets » composé «d'un Directeur PMO, des CP, des experts» a pour objectifs de :

- ⇒ Centraliser tous les projets en relation avec le SI
- ⇒ **Prioriser** et **arbitrer**, si nécessaire, les projets
- ⇒ **Garantir la cohérence des choix techniques**
- ⇒ **Donner une vision transverse (éviter les silos)**
- ⇒ Elaborer un plan d'action pluriannuel pour la mobilisation de ressources
- ⇒ Gérer les ressources et piloter le budget
- ⇒ Etablir les indicateurs associés pour le suivi de la mise en œuvre
 - pourcentage de réussite de projets
 - pourcentage de projets en échec
 - niveau de risque par projet
 - pourcentage de couverture par domaine métier
 - pourcentage de couverture stratégique
- ⇒ Communiquer auprès de la Direction Générale

Le PMO fait partie intégrante de la gouvernance d'un **SI moderne**. Cette « **tour de contrôle** » assure le bon alignement stratégique de l'ensemble des projets par rapport à la stratégie de l'entreprise.



■ **La deuxième étape consiste à mettre en place un CDP (Comité Directeur de Projet) et un CPP (Comité de Pilotage de Projet).** Le Comité Directeur de Projet se réunit tous les 3 mois (à titre indicatif).

Le premier Comité Directeur de Projet fixe :

- ⇒ Les objectifs pour une année glissante
- ⇒ Les budgets pour une année glissante
- ⇒ Le planning de réalisation global pour l'année
- ⇒ Le planning détaillé pour les 6 premiers mois
- ⇒ Le planning de réunions des CDP
- ⇒ Le planning des réunions des CPP des projets élémentaires concernés

Le Comité Directeur de Projet fixe les priorités au niveau des projets élémentaires en fonction des impératifs business et financiers :

- ⇒ Quels sont les projets lancer ?
- ⇒ Quel est le planning prévu et quelles sont les échéances principales ?
- ⇒ Quels sont les livrables attendus ?
- ⇒ Quel est le budget associé ?

Chaque Comité Directeur de Projet fait l'objet d'une présentation formelle d'avancement du projet réalisée sur la base des comptes rendus de réunions établis sur la période :

- ✓ Travaux réalisés sur chaque projet élémentaire
- ✓ Travaux communs réalisés pour l'ensemble des projets élémentaires (projets transverses)
- ✓ Temps passé
- ✓ Avancement en planning
- ✓ Analyse de la situation par rapport aux attentes
 - Points positifs
 - Difficultés
 - Besoins nouveaux
 - Eléments favorables / pénalisants
- ✓ Plan d'actions
- ✓ Mise à jour des objectifs / du planning

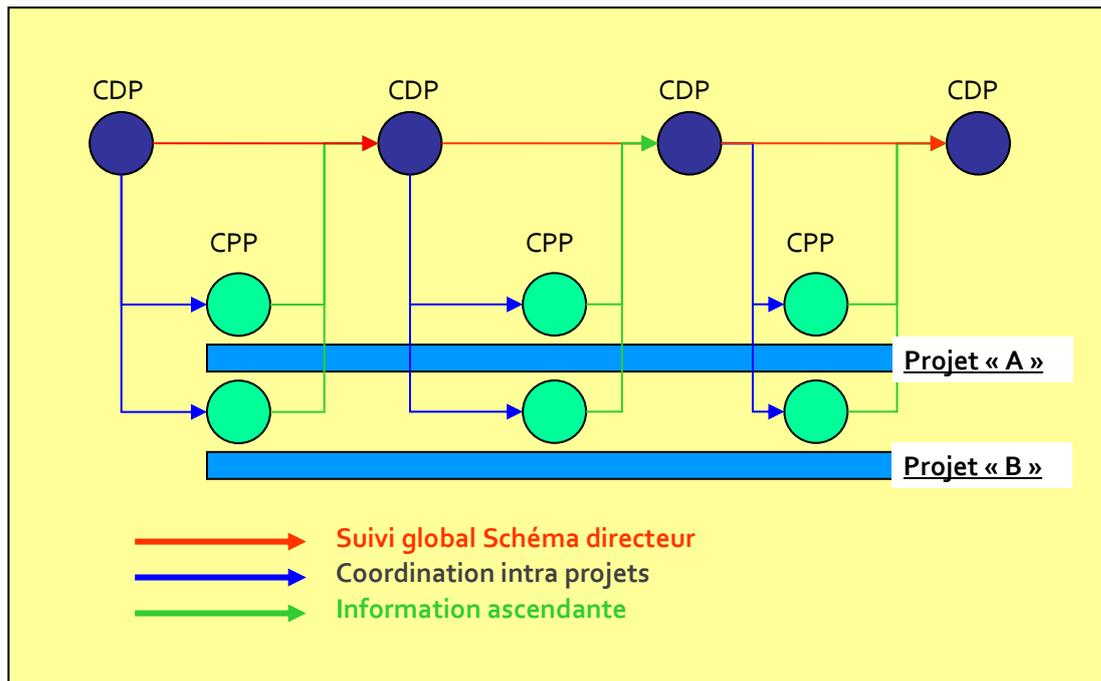
Chaque projet élémentaire est suivi par un **Comité de Pilotage de Projet** qui valide les orientations et les résultats des travaux. Ce Comité rassemble et synthétise l'ensemble des informations du projet pour les présenter au Comité Directeur de Projet. Chaque Comité de Pilotage de Projet comprend :

- ❖ Un représentant du Comité Directeur de Projet
- ❖ Le Chef de Projet
- ❖ L'équipe Projet

Le Comité de Pilotage de Projet se réunit tous les mois en alternance avec le Comité Directeur de Projet.

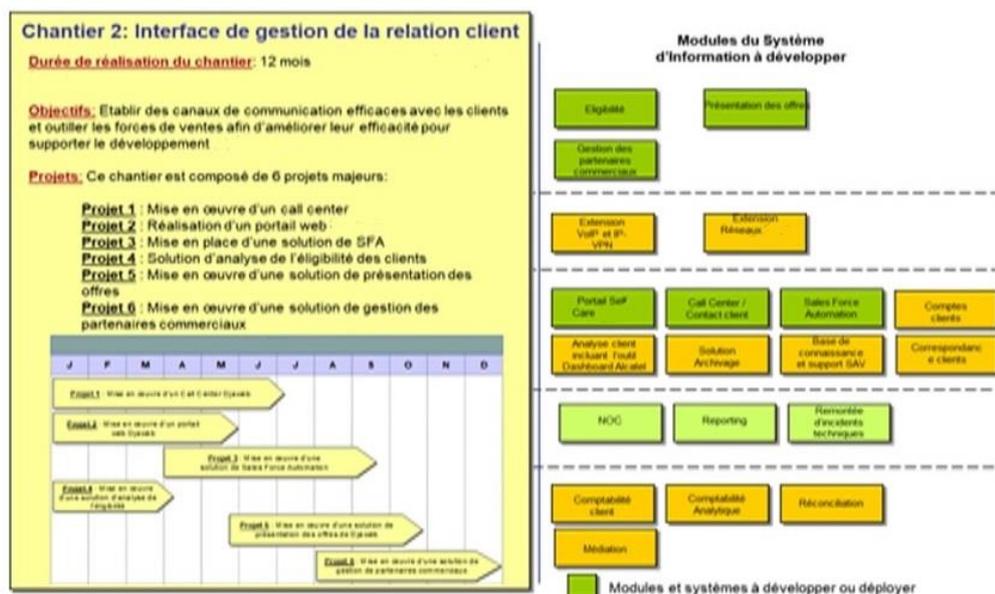
Une présentation formelle d'avancement du projet est réalisée sur la base des comptes rendus de réunions établis sur la période :

- ✓ Travaux réalisés sur le projet
- ✓ Temps passé
- ✓ Avancement en planning
- ✓ Analyse de la situation
- ✓ Eléments livrés
- ✓ Plan d'Actions



Les réunions de Comité Directeur de Projet et de Comité de Pilotage de Projet font l'objet de comptes rendus diffusés à l'ensemble des participants des deux comités. Un planning des réunions est établi pour chaque semestre.

Le schéma ci-dessous donne un exemple de « **fiche projet** » :



LIVRABLES

- Organisation de l'équipe PMO
- Portefeuille de projets SI classés par priorité
- Plan de charge de chaque projet
- Elaboration des fiches de projets
- Suivi de l'avancement de chaque projet par rapport à la feuille de route du Schéma directeur SI

Ce chapitre 3 a démontré l'importance de la mise en place d'un SDSI (Schéma Directeur SI) avant de lancer les projets « Smartgrid ».

Les NTpSG (**N**ouvelles **T**echnologies pour **S**mart **G**rid), les briques technologiques de base du Smart grid, seront analysées et présentées dans les chapitres suivants. Parmi les NTpSG, on peut citer par exemple :

- Compteurs intelligents
- Véhicules électriques
- ENR (Energies Renouvelables)
- ...

Les télécoms et la Cyber sécurité sont aussi pris en compte.

Chapitre 4 : Les enjeux des énergies renouvelables

Chapitre 4_1 : Les différentes technologies des ENR

Les ENR des domaines « Chaleur » et « Transport » ne sont pas traitées.

Les différentes technologies des ENR sont décrites de manière synthétique à travers les lignes suivantes :

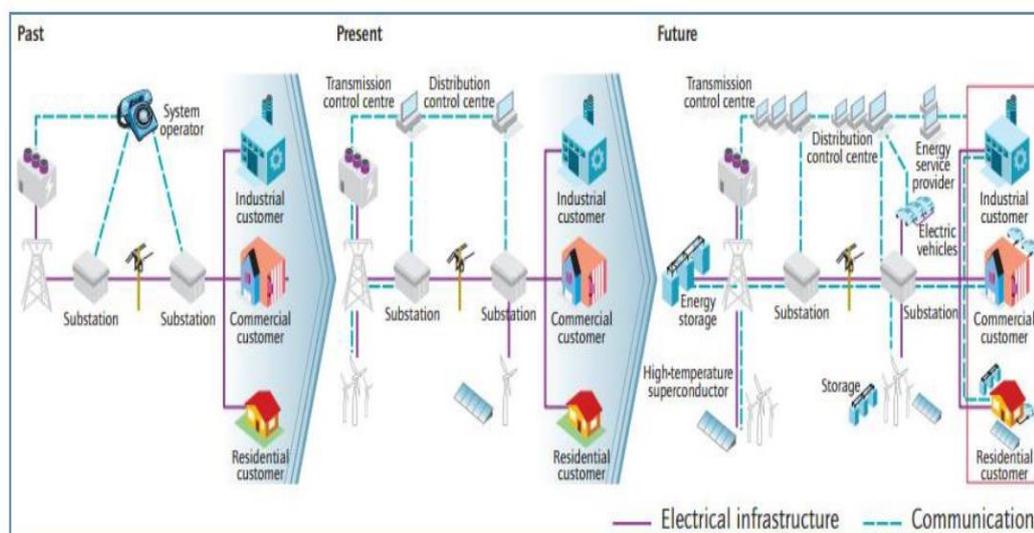
- **L'énergie renouvelable hydraulique** est une énergie renouvelable historique, utilisée depuis le 19^{ième} siècle. La force de l'eau est utilisée pour faire tourner une turbine qui entraîne un alternateur pour produire de l'électricité.
- Deux types d'**énergies renouvelables solaires** existent :
 - **le solaire photovoltaïque** s'appuie sur des cellules photovoltaïques pour transformer les photons du soleil en courant continu. Un onduleur transforme ensuite le courant continu en courant alternatif pour être injecté dans le réseau électrique
 - **le solaire thermodynamique** s'appuie sur un ensemble de miroirs périphériques pour concentrer la lumière du soleil sur un miroir central pour chauffer un fluide caloporteur. Ce dernier est envoyé à son tour dans une chaudière pour chauffer l'eau. La vapeur générée actionne les turbines qui entraînent les alternateurs pour produire de l'électricité
- **L'énergie renouvelable éolienne** utilise la force du vent pour faire tourner les hélices qui constituent ainsi la turbine de l'éolienne. La turbine entraîne ensuite un alternateur pour produire de l'électricité. Deux types d'éolien coexistent :
 - l'éolien terrestre ou « onshore »
 - l'éolien marin ou « offshore »

- **L'énergie renouvelable issue de la biomasse** est constituée de matières organiques (bois, feuilles, déchets). L'électricité est produite soit grâce :
 - à la chaleur produite par la combustion du bois, feuilles mortes
 - au biogaz produit par la fermentation des déchets organiques

Un système de cogénération récupère ainsi la chaleur pour produire de la vapeur d'eau qui entraîne une turbine pour produire de l'électricité. Cette électricité peut être consommée par les besoins de l'usine pour son processus industriel ou injectée sur le réseau électrique.

- **L'énergie renouvelable géothermique** s'appuie sur la vapeur extraite du sous-sol terrestre qui fait tourner une turbine d'un générateur, afin de produire l'électricité.
- **D'autres énergies renouvelables marines** existent, citons :
 - l'énergie houlomotrice portée par les vagues et la houle
 - l'énergie des courants collectée par des hydroliennes immergées sous la mer
 - l'énergie des marées engendrée par les marées (l'usine marémotrice de la Rance, inaugurée en 1966, fut jusqu'en 2011 la plus grande au monde avec ses 24 groupes de 12 MW chacun)

Le schéma ci-dessous (Source IEA) montre l'insertion des ENR (photovoltaïque, éolien) dans un réseau électrique au niveau transport et au niveau distribution :

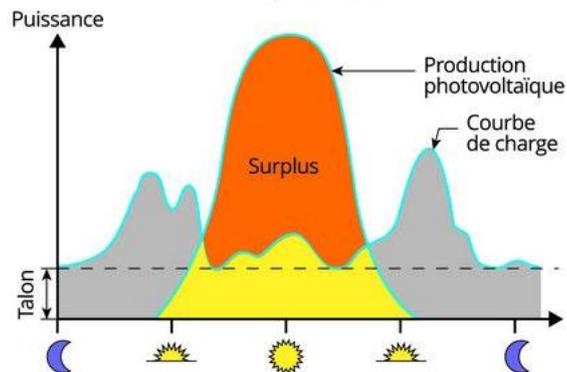


Les avantages de ces ENR sont doubles :

- ⇒ Pas de production du gaz à effet de serre
- ⇒ Indépendance énergétique du pays

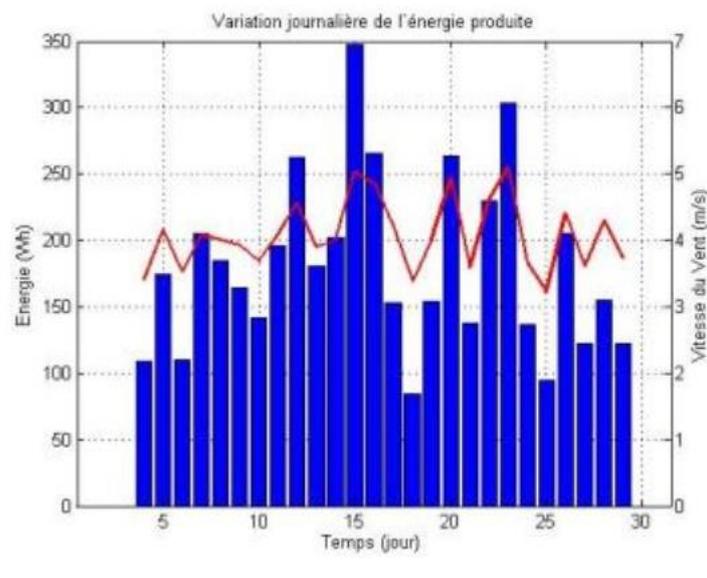
Mais par contre, la production d'électricité à partir de ces ENR fluctue dans le temps.

Le premier schéma (Source Agence Qualité Construction) montre une journée de production d'une centrale photovoltaïque.



Comme on s'y attend, la production photovoltaïque se caractérise par une cloche centrée sur le midi solaire. Si on considère une seule installation, celle-ci peut subir des brusques variations : son facteur de charge peut passer de 100 % à 10 % en moins d'une minute. Les variations constatées sur un poste ou à l'échelle d'une région et, a fortiori, à l'échelle nationale sont lissées par l'effet de foisonnement.

Le deuxième schéma (Source Solarmad) montre la production d'une ferme éolienne (zone bleue). Elle varie suivant la force du vent (courbe en rouge).



Les 2 courbes ci-dessus montrent la variabilité de production des ENR. Le développement des ENR renforce ainsi le rôle central des réseaux de transport et de distribution en tant que vecteur de la solidarité nationale face à l'accroissement de la variabilité.

Chapitre 4_2 : Le financement et les aspects réglementaires pour le développement des ENR

Cette deuxième partie traite des aspects de financement et réglementaires pour le développement des ENR en France. Comme toutes nouvelles filières technologiques, leurs développements nécessitent un soutien fort de la part de l'état :

1) Sur le plan économique :

Les ENR restent encore chères y compris celles dont la maturité industrielle est la plus avancée (éolien terrestre et photovoltaïque). Le programme de développement des capacités de production ENR nécessite des investissements lourds (de l'ordre de 75 milliards d'euros d'ici à 2020).

Une taxe, la **CSPE** (Contribution au Service Public de l'Electricité), a été créée pour cela en 2003. Elle est payée par l'ensemble des consommateurs de l'électricité en France métropolitaine et dans les DOM/TOM. Elle représente environ 10% de la facture d'électricité pour chaque ménage.

La CSPE permet ainsi de financer :

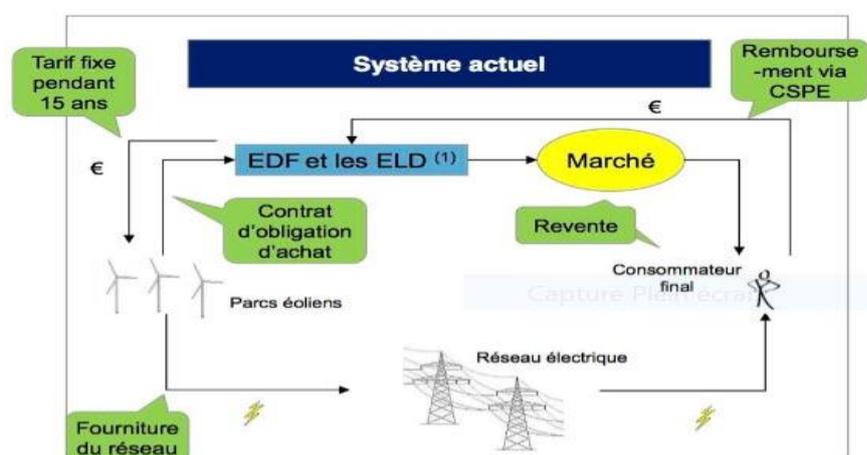
- Le développement des ENR
- Les tarifs sociaux de l'électricité (aide aux familles défavorisées)
- Un tarif unique d'électricité entre la métropole et les DOM/TOM

Le soutien financier du développement des ENR se fait sous 2 formes :

- Obligation d'achat de l'électricité par EDF et les ELD
- Appel d'offres

Les obligations d'achat de l'électricité permettent de soutenir des filières ENR qui ne sont pas matures.

Le schéma ci-dessous (Source PÖYRY) détaille le mécanisme des achats :



Les appels d'offres ont pour but de soutenir les filières qui sont en retard de capacité :

- ⇒ Le photovoltaïque a bénéficié des appels d'offres en 2011 et 2013
- ⇒ L'éolien « marin » a bénéficié d'appel d'offre en 2011 et 2013

Les lignes suivantes font un bilan des financements sous forme « achat » ou « appel d'offre » et résument les recommandations de la CRE pour chaque filière ENR :

- La **petite hydraulique** a représenté en moyenne un peu plus de 2 000 MW de puissance installée sur 2002-2013 et a bénéficié d'une rémunération totale cumulée de 3,8 milliards d'euros, dont moins de 1 milliard de surcoûts financés par la CSPE.
La CRE est défavorable aux dispositions permettant aux installations hydrauliques de rester dans le cadre de l'obligation d'achat au terme de leur contrat initial.
- **L'éolien terrestre**, avec plus de 8 000 MW de puissance installée en 2013, a bénéficié d'une rémunération totale cumulée de 6,3 milliards d'euros dont 2,7 milliards de surcoûts financés par la CSPE.
Le coût d'achat moyen des contrats conclus s'élevait à 88 euros/MWh en 2013. En 2025, la filière sous obligation d'achat devrait représenter 16 000 MW et bénéficier d'une rémunération de 44 milliards d'euros sur la période dont 15 milliards de surcoûts financés par la CSPE.
- **L'éolien en mer** verra progressivement les premiers appels d'offre de 2011 - 2013 entrer en service à partir de 2018 pour une puissance totale cible de 3 000 MW correspondant à la moitié de l'objectif prévu par la PPI (**P**rogrammation **P**luriannuelle des Investissements) actuelle pour 2020.

Le coût d'achat ressort à 220 euros/MWh. Pour l'ensemble des installations lauréates des deux appels d'offre, les exploitants devraient percevoir une rémunération totale de 50 milliards d'euros sur la durée totale des contrats dont 38 milliards de surcoûts financiers par la CSPE.

La CRE estime que les appels d'offre ne sont pas un moyen de soutien adapté au développement de cette filière extrêmement capitalistique et technologiquement peu mature du fait d'un contexte français particulier (régimes de vent nécessitant des machines spécifiques, conditions de houles difficiles, eaux rapidement profondes et sols requérant des fondations coûteuses).

- **Le photovoltaïque** représentant en 2013 plus de 4 000 MW de puissance installée a bénéficié d'une rémunération totale cumulée de 5,2 milliards d'euros dont 4,7 milliards de surcoûts financés par la CSPE.
Le coût d'achat moyen des contrats conclus s'élevait à 480 euros/MWh en 2013 et devrait peser sur les charges de service public car aucun contrat n'arrive à échéance d'ici 2025.
- **La biomasse** s'est presque entièrement développée sous le régime des appels d'offre, car les conditions d'achat des arrêtés tarifaires n'apportaient pas une rémunération suffisante aux producteurs.
Avec 308 MW de puissance installée en 2013, les producteurs ont perçu une rémunération totale cumulée de 572 millions d'euros dont 319 millions d'euros de surcoûts financés par la CSPE.

- **La cogénération** sous obligation d'achat a représenté 4 000 MW de puissance installée sur 2002-2013 et a bénéficié d'une rémunération totale cumulée de 17 milliards d'euros, dont 9,3 milliards de surcoûts financés par la CSPE.

Les contrats d'achats arrivent progressivement à échéance. La CRE demande à ce que les producteurs dont les contrats arrivent à échéance soient incités à vendre leur production sur les marchés.

Le tableau ci-dessous résume les coûts de production par filière en France (Source CRE/Cour des Comptes & EDF) :

Filières	Coûts	Remarques
Hydraulique	20 à 30 €/MWh	
Eolien terrestre	82 €/MWh	
Eolien en mer	>220 €/MWh	
Photovoltaïque	229* à 370** €/MWh	* : Moyennes installations ** : Petites installations
Thermique (charbon, gaz)	70 à 100 €/MWh	
Nucléaire	49,5 €/MWh	

Les coûts de production de l'éolien terrestre et du photovoltaïque vont fortement chuter dans les prochaines années grâce à la baisse de prix des différents composants techniques.

Dans le cadre du partenariat avec Smart Energies, le Forum ATENA a assisté aux diverses conférences qui ont eu lieu à Paris la Défense fin mai 2017.

ENGIE :

Le monde de l'énergie va connaître une grande révolution dans les prochaines décennies.

Les trois innovations majeures qui vont fortement y contribuer sont :

Le solaire :

Le prix du solaire chute. Le coût de production du solaire qui était à ses début de 700 euros le MW/heure est maintenant aux environs des 70 euros le MW/heure.

Le solaire peut se généraliser partout à l'échelle de la planète. Cette technologie peut se déployer à grande échelle (les fermes solaires) ou à petite échelle (chez le particulier).

Le gaz vert :

Le stockage de l'hydrogène offre une souplesse d'emploi. Cette technologie peut être mise en œuvre à grande échelle ou à petite échelle (au niveau d'un territoire par exemple).

Le digital :

L'arrivée de l'internet des objets (IoT) et le développement des algorithmes vont bouleverser le monde de l'énergie. ENGIE souhaite être le pionnier dans cette révolution et va investir massivement dans ces nouvelles technologies (plus de 20 milliards d'euros sur 10 ans).

GREENPEACE :

Le rythme de développement des ENR sera exponentiel dans les prochaines années. En dehors des ENR, il n'y a point de salut pour GREENPEACE. Un scénario avec 100 % des ENR est réalisable à l'horizon 2050. Ce sont des pays comme la Chine qui vont déployer massivement les ENR.

La Chine produit déjà (fin 2015) :

155 GW pour l'éolien

148 GW pour le photovoltaïque

Le coût de production de l'électricité est de :

60 euros le MW/heure pour le nucléaire. Ce prix va augmenter à cause de la maintenance des centrales dans les prochaines années.

70 euros le MW /heure pour l'éolien. Ce prix va fortement baisser.

Avant 2020, les ENR seront compétitives pour GREENPEACE.

2) Sur le plan législatif :

L'état a mis en place le **SRCAE** (**S**chéma **R**égional du **C**limat, de l'**A**ir et de l'**E**nergie), qui est l'un des grands schémas régionaux créés par les Lois Grenelle I et Grenelle II (Article 68).

Le SRCAE assure les conditions de raccordement au réseau électrique de l'ensemble des ENR. Ces schémas permettent aux gestionnaires (RTE et ENEDIS) de planifier les évolutions attendues sur les infrastructures du réseau électrique.

Les investisseurs ont donc besoin, de la part de l'Etat, d'un engagement en matière d'objectifs et de disposer d'une robustesse juridique et d'une facilité dans la mise en œuvre des dispositifs de soutien.

En effet, l'analyse du développement des ENR en 2013 a mis en exergue un ralentissement de la croissance des parcs éoliens et photovoltaïques. L'insécurité juridique autour du code réglementaire et la complexité administrative liée au développement de ces filières ont participé à ce ralentissement.

A cela s'ajoute le cadre réglementant le développement du réseau de transport, où il peut s'écouler jusqu'à dix années depuis la décision jusqu'à la construction d'une ligne haute tension nécessaire à l'évacuation de la production d'une centrale éolienne.

Ainsi, la **loi Brottes** (N° 2013-312) entrée en vigueur le 17 avril 2013 a prévu plusieurs dispositions visant à simplifier le cadre législatif de l'éolien. L'obligation d'achat pour l'éolien terrestre est accordée sans condition :

- D'implantation
- De limite de puissance
- De nombre de machines faisant partie du parc

Pour le photovoltaïque, les pouvoirs publics ont voulu développer une filière qui favorise l'intégration au bâtiment en établissant un tarif d'achat de l'électricité plus avantageux pour ces solutions.

La CRE (**C**ommission de **R**égulation de l'**E**nergie) propose ainsi chaque année au ministre chargé de l'énergie le montant des charges de service public et le niveau de contribution permettant de les couvrir. La CRE assure par ailleurs les opérations de recouvrement de la CSPE et la mise en œuvre de certains mécanismes d'exonérations partielles.

La CRE formule donc des recommandations spécifiques à chaque filière mais également des recommandations générales sur les mécanismes de soutien aux ENR et à la cogénération :

- ⇒ Mettre en place des mécanismes de soutien fondés sur la commercialisation directe de l'électricité par les producteurs, un complément compensant ex-post l'écart entre le gain tiré de cette vente et un niveau de rémunération de référence
- ⇒ Ajuster la durée des contrats d'achat à la durée de vie des installations, afin de calibrer au mieux le niveau de soutien accordé
- ⇒ Mettre en place une procédure de contrôle de la conformité des installations sous obligation d'achat assorties de pénalités dissuasives en cas de faute avérée

En France, ces filières ENR sont relativement jeunes, hormis l'hydroélectricité qui est une filière d'excellence dont la balance commerciale des équipements est positive.

Le décollage de ces filières ENR, nécessite surtout une stratégie industrielle stable et à long terme de la part de l'état français.

Chapitre 4_3 : La feuille de route des productions ENR en France, en Europe et dans le monde

Cette troisième partie traite de la feuille de route des productions à partir des ENR en France.

Mais avant d'aller plus loin, il convient de revoir quelques définitions de base :

- **Le parc installé** : représente le potentiel de production de l'ensemble des équipements installés (ou raccordés) sur un territoire donné. Cet indicateur est exprimé en mégawatt (MW) ou gigawatt (GW) et il est également désigné par les termes « capacité installée » et « puissance installée ».
- **La consommation intérieure brute** : désigne l'ensemble des quantités d'électricité soutirées au réseau pour répondre au besoin d'électricité sur le territoire national et régional (hors DOM et COM, y compris la Corse pour le territoire national) : production + importations – exportations – pompage
- **Le facteur de charge** : c'est le rapport entre l'énergie effectivement produite et l'énergie qu'aurait pu produire une installation si cette dernière fonctionnait pendant la période considérée à sa capacité maximale. Cet indicateur permet notamment de caractériser la productibilité des filières tant éoliennes que photovoltaïques et la variabilité d'une période à une autre.
- **Le taux de couverture** : rapport entre la production (éolienne ou photovoltaïque) et la consommation intérieure brute sur une période. Cet indicateur rend compte de la couverture de la demande par la production éolienne ou photovoltaïque.
- **La file d'attente** : comprend, pour le réseau de RTE, les projets ayant fait l'objet d'une proposition d'entrée en file d'attente ou d'une proposition technique et financière adaptée ou qui ont été retenus dans le cadre d'un appel d'offre. Pour le réseau d'ENEDIS (ex ERDF) et des ELD (Entreprises Locales de Distribution), il s'agit de projets pour lesquels une demande de raccordement a été qualifiée « complète » par le gestionnaire de réseau de distribution.

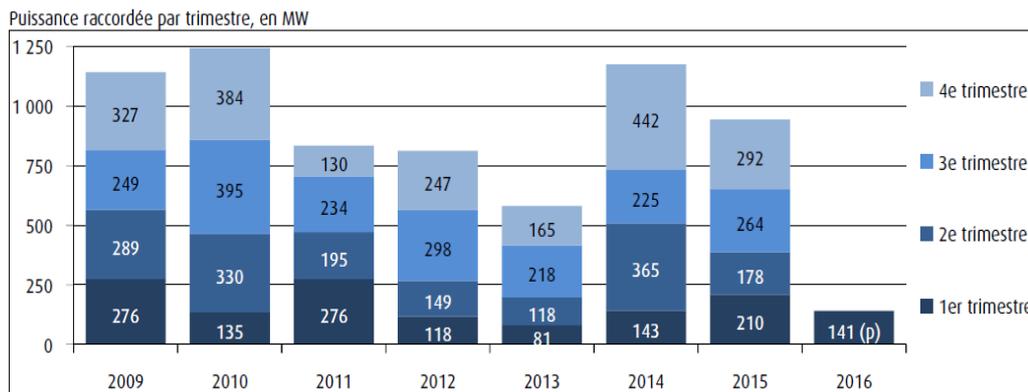
Les données proposées ci-après sont extraites principalement de documents proposés par le Commissariat Général au Développement Durable et du bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France rédigé annuellement par RTE (édition 2013) :

- **L'éolien :**

La puissance du parc éolien français a atteint 10 460 MW fin mars 2016.

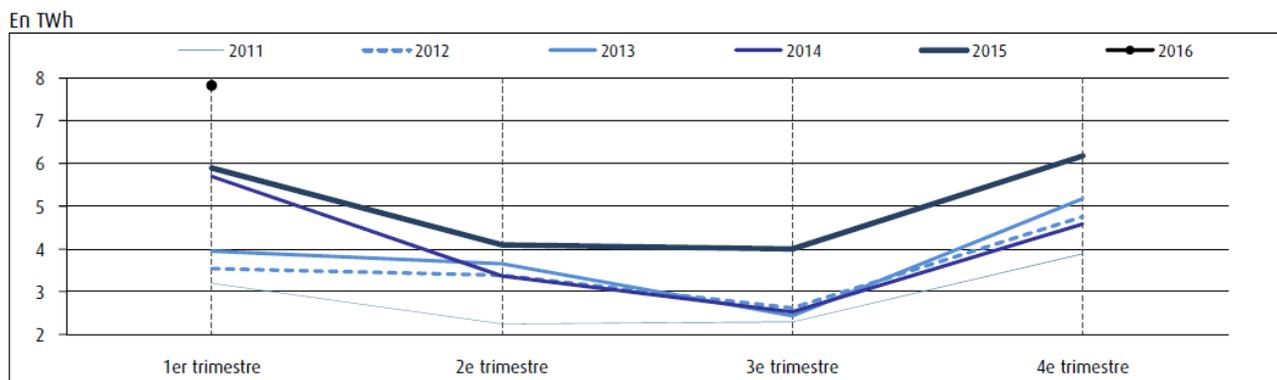
944 MW ont été raccordés en 2015, soit une baisse de 20 % par rapport à 2014.

L'évolution des puissances raccordées au cours des dernières années est intéressante à constater :



Fin 2015, la puissance installée représentait seulement 77 % du niveau prévu par le Plan National d'Action en faveur des énergies renouvelables, élaboré dans la perspective d'atteindre en 2020 l'objectif de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie en France.

La figure suivante illustre l'évolution de la production éolienne en TWh par trimestre depuis 2011 :



La **participation à la couverture de la consommation** par la production éolienne a été en moyenne de 3,3 % en 2013. Ce taux a varié entre un maximum de 16,7 % (5 497 MW sur une consommation de 34 155 MW le 27 Octobre à 5 h) et un minimum de 0,1 % (43 MW sur une consommation de 56 711 MW le 22 juillet à 12 h).

La **production éolienne** en 2013 était de 15,9 Twh, dont 0,9 Twh sur le réseau de RTE et 14,3 sur le réseau d'ENEDIS (+ 6 %). La puissance éolienne durant l'année 2013 a varié entre une puissance maximum de 6 441 MW à un minimum de 23 MW.

La production éolienne atteint 7,8 TWh au premier trimestre 2016, soit une hausse de 33 % par rapport à la période équivalente de 2015. Il s'agit du plus haut niveau de production de la filière jamais observé en France, loin devant le précédent record établi au dernier trimestre 2015 (6,2 TWh). Les éoliennes ont fourni, au premier trimestre 2016, 5,5 % de la consommation électrique nationale, contre 4,1 % un an auparavant.

C'est le deuxième trimestre d'affilée au cours duquel cette part dépasse le seuil de 5 %.

Fin mars 2016, les projets d'éolien terrestre en file d'attente représentent une puissance totale de 7,8 GW. La puissance des projets avec une convention de raccordement signée, amenés à être raccordés dans les trimestres à venir, est en augmentation de 13 % sur un trimestre, signe d'une possible hausse du niveau des raccordements à court et moyen terme.

Concernant l'éolien en mer, le premier appel d'offres portant sur des installations éoliennes en France métropolitaine a été lancé en juillet 2011 avec un objectif de 3 000 MW répartis sur 5 zones (Le Tréport, Fécamp, Courseulles sur Mer, Saint-Brieuc, Saint-Nazaire). L'ensemble des projets résultant de cet appel d'offre représente une puissance totale de 1 928 MW. Un second appel d'offre a été lancé en mars 2013, avec un objectif de 1 000 MW répartis sur 2 zones (Le Tréport, les îles d'Yeu et de Noirmoutier).

La puissance des projets en file d'attente s'établit à 3,3 GW. Le **facteur de charge** de l'année 2013 a été de 23 %, sachant que celui-ci est marqué par une saisonnalité (il passe de 15 % du 3^e trimestre à 31 % au 4^{ème} trimestre).

En 2013, cinq régions contribuaient le plus à la production éolienne (55 % du facteur de charge) : Alsace-Champagne-Ardennes-Lorraine (puissance de 2 598 MW fin mars 2016), Nord-Pas-de-Calais-Picardie (2 328 MW fin mars 2016), Bretagne (864 MW fin mars 2016), Languedoc-Roussillon-Midi-Pyrénées (1 038 MW fin mars 2016) et le Centre-Val de Loire (825 MW).

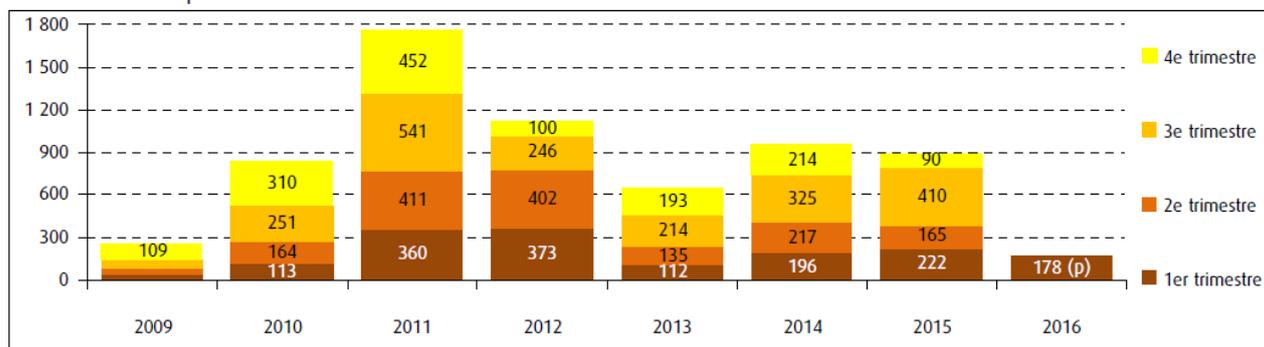
- **Le solaire Photovoltaïque :**

Fin mars 2016, la puissance du parc solaire photovoltaïque atteint un total de 6 737 MW. La puissance raccordée au cours du premier trimestre 2016 s'élève à 178 MW, en retrait par rapport au premier trimestre 2015. Elle s'avère toutefois bien supérieure aux 90 MW raccordés au dernier trimestre 2015, plus faible niveau observé sur un trimestre depuis 2009.

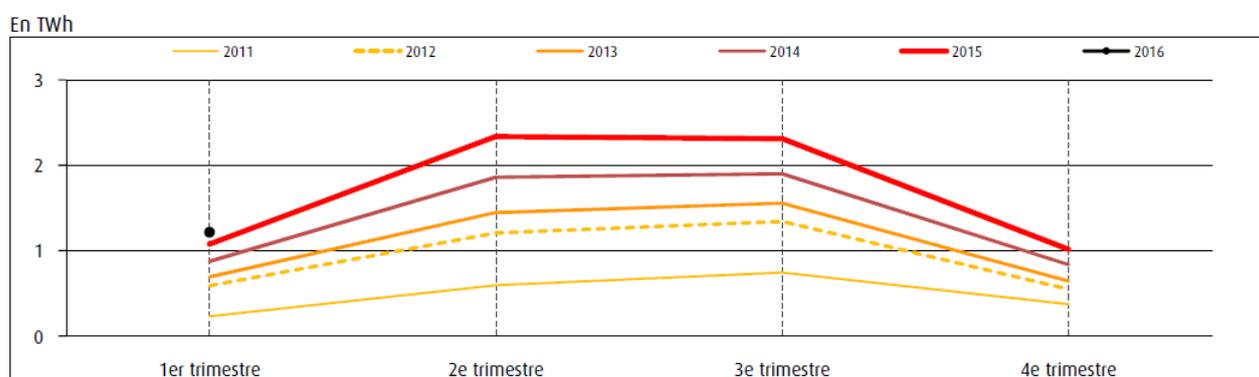
Plus des deux tiers de la puissance raccordée au premier trimestre 2016 provient de projets d'une puissance supérieure à 250 kW. La puissance moyenne des installations solaires photovoltaïques du parc national s'élève à 18 kW.

L'évolution des puissances raccordées au cours des dernières années est intéressante à constater :

Puissance raccordée par trimestre en MW



La figure suivante illustre l'évolution de la production éolienne en TWh par trimestre depuis 2011 :



En 2013, le parc photovoltaïque raccordé était de 4 330 MW dont 312 MW sur le réseau de RTE (7 % de la puissance en métropole), 3 731 MW sur le réseau d'ENEDIS, 194 MW sur le réseau des ELD et 92 MW sur le réseau SEI en Corse.

La production photovoltaïque en 2013 était de 4,6 TWh, soit une hausse de 16,2 %. Le facteur de charge moyen sur l'année 2013 était de 13 % alors que le taux moyen de couverture de la consommation était de 1 %.

Au premier trimestre 2016, la production d'origine photovoltaïque s'est élevée à 1,2 TWh, soit une augmentation de 13 % par rapport au premier trimestre 2015. Sur cette même période, elle a représenté 0,9 % de la consommation électrique française, contre 0,7 % un an auparavant.

Après une baisse continue depuis près de deux ans, le rebond de la puissance des projets en file d'attente constaté au trimestre précédent se confirme. Celle-ci atteint 2 138 MW fin mars 2016, soit une progression de 8 % sur un trimestre. La puissance des projets, pour lesquels la convention de raccordement a été signée, se stabilise après plusieurs trimestres consécutifs de baisse.

La répartition des installations solaires photovoltaïques par tranche de puissance est donnée ci-après :

Tranches de puissance	Parc au 31 mars 2016			Nouvelles installations de l'année 2016		
	Nombre d'installations	Puissance (en MW)	Dont métropole	Nombre d'installations	Puissance (en MW)	Dont métropole
≤ 3 kW	281 126	755	747	1 468	4	4
>3 et ≤ 9 kW	54 999	346	343	2 548	17	17
>9 et ≤ 36 kW	16 592	412	372	116	3	2
>36 et ≤ 100 kW	10 662	845	814	147	13	13
>100 et ≤ 250 kW	5 628	990	949	102	19	19
>250 kW	1 215	3 389	3 147	31	121	119
TOTAL	370 222	6 737	6 371	4 412	178	174

A noter que 95 % des installations sont gérées par ENEDIS.

Les régions :

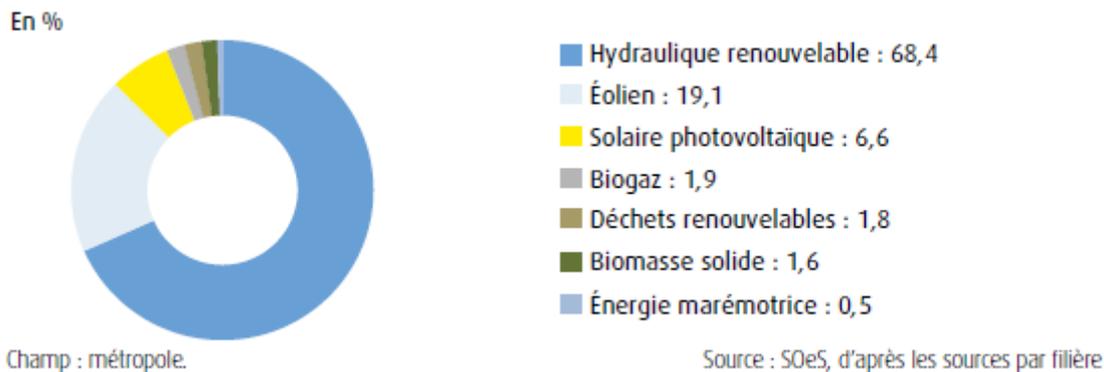
- Aquitaine-Limousin-Poitou-Charentes (24 % de la puissance installée)
- Languedoc-Roussillon-Midi-Pyrénées (20 %)
- PACA (13 %)
- Auvergne-Rhône-Alpes (10 %)
- Alsace-Champagne-Ardenne-Lorraine (7 %)
- et Pays de Loire (6 %)

représentent 60 % de la puissance installée au 31 Mars 2016

Le mix énergétique en France en 2015 est résumé à travers le tableau ci-dessous (Source RTE) :

Puissance installée au 31/12/2015	Puissance MW	Evolution par rapport au 31/12/2014	Evolution	Part du parc installé
Nucléaire	63 130	0,0 %	0	48,8 %
Thermique à combustible fossile	22 553	-5,9 %	-1 414	17,4 %
<i>Dont charbon</i>	3 007	-33,3 %	-1 500	2,3 %
<i>fioul</i>	8 645	+0,3 %	+23	6,7 %
<i>gaz</i>	10 901	+0,6 %	+63	8,4 %
Hydraulique	25 421	0,0 %	-1	19,7 %
Eolien	10 312	+10,7 %	+999	8,0 %
Solaire	6 191	+16,9 %	+895	4,8 %
Bioénergies	1 703	+6,6 %	+105	1,3 %
TOTAL	129 310	+0,5%	+584	100,0 %

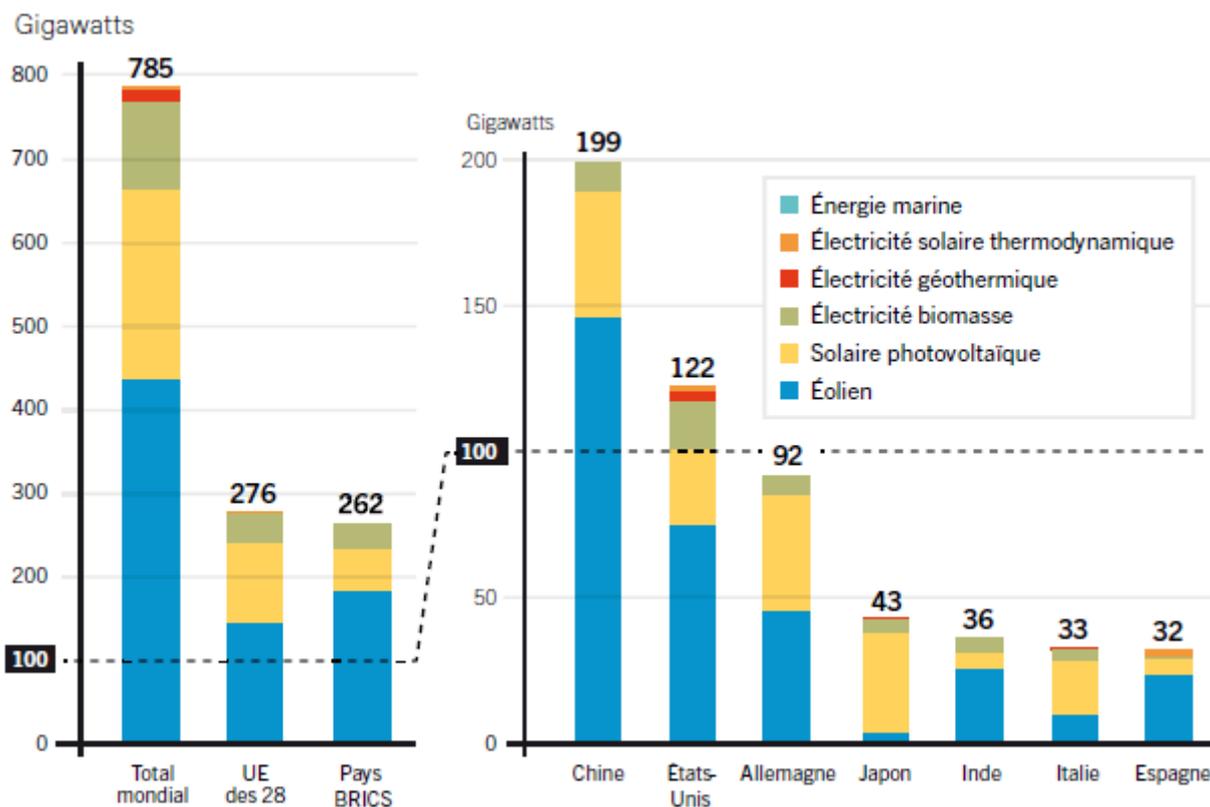
La production brute d'électricité renouvelable par filière en 2014 atteignait un total de 89,9 TWh répartis comme suit :



Le Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer a présenté le nouveau PPI en avril 2016. De nouveaux objectifs sont fixés :

- ⇒ 10 200 MW en 2018 et de 18 200 à 20 200 MW 2023 pour le solaire
- ⇒ 15 000 MW en 2018 et de 21 800 à 25 000 MW en 2023 pour l'éolien terrestre

Les capacités d'électricité renouvelables (hors hydroélectricité) dans le monde fin 2015 sont illustrées par la figure suivante (Source REN21) :



Chapitre 5 : Les enjeux des compteurs intelligents

Chapitre 5_1 : la régulation Européenne associée au comptage intelligent

La directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, encourage notamment la mise en place des Smart grids et des **compteurs intelligents**, afin de contribuer à la réduction de la facture énergétique européenne et des émissions de gaz à effet de serre (GES).

On trouve bien évidemment des compteurs intelligents pour mesurer différents produits : compteurs d'eau, de gaz, d'électricité. Nous nous concentrerons, dans ce chapitre, sur les compteurs électriques.

On distingue différents types de compteurs classiques en fonction de la puissance de raccordement :

- Des compteurs industriels sont installés sur le réseau : compteur Jaune inférieur à 250 kVA, compteur PME/PMI (Jaune et Vert BT), compteur ICE (Interface Clientèle Emeraude) et son successeur le compteur Saphir (> à 250 kVA HTA). Ces derniers sont installés par Enedis sur les sites consommateurs ou producteurs raccordés au réseau triphasé Haute tension HTA
- Enfin le compteur Bleu chez les particuliers, qui sera remplacé progressivement par le compteur Linky

► **Le compteur Linky** est un compteur évolué, doté de capacités de communication bidirectionnelle qui le rend pilotable à distance. Il est une première étape vers le déploiement de futur système de comptage intelligent.

Les nouveaux produits proposés sont de plus en plus complexes ; ils gèrent les fonctions classiques de mesure de l'énergie consommée (relevé d'index) et de tarification variable (au minimum le tarif Heures Pleines / Heures Creuses, mais à terme des tarifications beaucoup plus flexibles et dynamiques).

Ils donnent, la possibilité au consommateur d'avoir facilement une meilleure appréhension de ses consommations via l'ajout d'un afficheur.

Les réglementations en Europe sont différentes d'un pays à l'autre : en France, l'infrastructure de comptage est exploitée par le distributeur (Enedis) alors qu'en Allemagne, par exemple, le compteur est acheté par le client au fournisseur d'énergie.

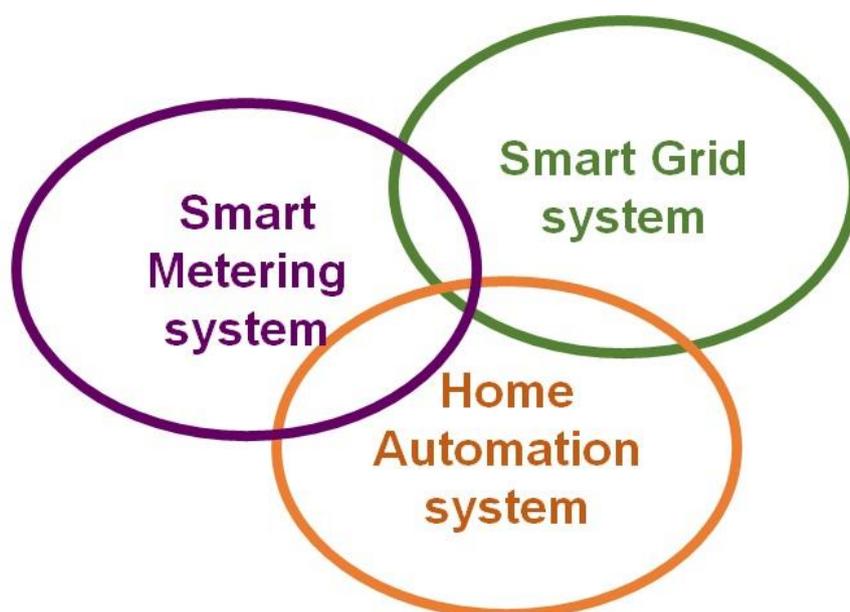
Le mandat Européen M441, confié aux entités normatives Européennes CEN/CENELEC/ETSI, a cherché à établir au début des années 2010 un modèle d'infrastructure de comptage pour l'Europe intégrant des protocoles de communication permettant d'assurer l'interopérabilité.

Le mandat M441 a visé à établir des normes européennes permettant aux compteurs des « utilities » (eau, gaz, électricité, chaleur) d'être interopérables. Le mandat concerne les infrastructures de comptage (AMI ou Automated Meter Infrastructure).

Le mandat a pris en compte les exigences et les préconisations mises en avant dans le cadre du projet européen **OPEN meter**.

Les documents issus du mandat sont librement accessibles. En particulier le lecteur pourra se référer aux documents du groupe de travail CEN/CENELEC/ETSI : "Smart Meters Coordination Group Smart Metering: Use Cases, Use Cases Requirements". Ainsi qu'au document d'architecture fonctionnelle de référence pour les communications dans les systèmes de comptage intelligent (référence CEN/CLC/ETSI/TR 50572:2011).

Issu de ce dernier document de référence, il est clairement énoncé le positionnement du travail proposé par le mandat M/441 par rapport au mandat Smart Grid M/490.



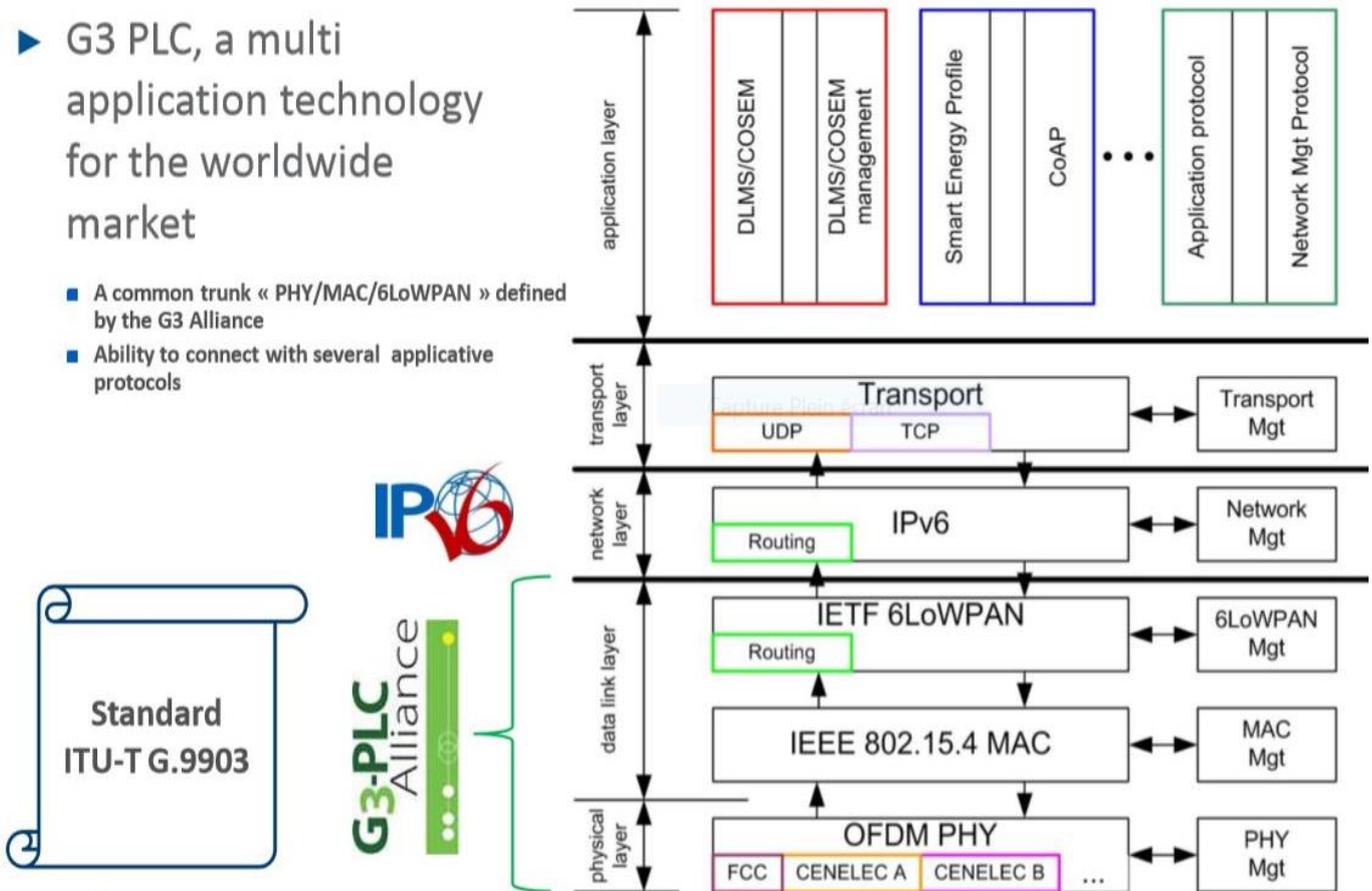
Smart metering in the context of smart grid and home automation

Chapitre 5_2 : les protocoles de communication

Les différents composants qui constituent l'infrastructure de comptage moderne (Smart metering) sont les suivants :

- Les compteurs
- Les concentrateurs regroupant plusieurs grappes de compteurs
- Une application centralisée traitant les données de comptage pour la facturation

Les échanges entre les compteurs et les concentrateurs sont sous forme « numérique » et s'appuient sur le modèle OSI (Open Systems Interconnection). Le schéma ci-dessous décrit les couches de protocoles mis en œuvre dans le cadre de Linky (Source ENEDIS) :



Au niveau des couches basses (couche 1 et 2 du modèle OSI) dans le monde du comptage, le **courant porteur en ligne** (CPL) est utilisé : le **CPL** consiste à utiliser le réseau électrique pour transmettre de l'information.

Les avantages sont :

- ✓ Accès à un équipement installé en tous points du réseau électrique
- ✓ Pas d'investissement dans une infrastructure de communication dédiée
- ✓ Indépendance vis-à-vis d'un opérateur télécom

Au niveau de la couche réseau, le protocole IPV6 est mis en œuvre. IPV6 permet de préparer le futur.

Ses fonctionnalités sont :

- Plan d'adressage sur 128 bits (au lieu de 32 bits en IPV4)
- QOS (Quality Of Service)
- Multicast
- Mobilité
- Tunnel VPN

Au niveau de la couche applicative, deux protocoles applicatifs sont mis en œuvre en Europe :

- DLMS/COSEM (**D**evice **L**anguage **M**essage **S**pecification / **C**ompanion Specification for **E**nergy **M**etering, série IEC 62056)
- OBIS (**O**bject Identification **S**ystem)

Ces protocoles applicatifs décrivent les formats de données échangées dans une infrastructure de comptage moderne. L'association DLMS-UA joue un rôle important dans l'élaboration de la norme DLMS-COSEM.

Chapitre 5_3 : le déploiement en France, en Europe et dans le monde

Sous l'impulsion de la directive Européenne 2009/72, les distributeurs d'électricité européens ont commencé à déployer les compteurs intelligents. Elle impose un objectif de déploiement des compteurs intelligents (80 % du parc) à l'horizon 2020.

► Déploiement des compteurs intelligents en France :

En France le déploiement des compteurs intelligents est cadré par la Loi du 17 août 2015 relative à « la transition énergétique pour la croissance verte ».

Ce déploiement est sous la responsabilité d'ENEDIS (ex ERDF) qui a adopté une stratégie par phase :

- ⇒ D'abord la **phase1 expérimentale (2010/2011)** avec 300 000 compteurs à Lyon et à Tours. Elle a permis à ENEDIS d'avoir un premier retour d'expérience
- ⇒ Puis la **phase2 pré-industrielle (2015/2017)** a permis la mise en place de 3,5 millions de compteurs avec du CPL G1
- ⇒ Pour la **phase3 industrielle (2018/2020)**, ENEDIS a pour objectif de déployer 35 millions sur toute la France. Les futurs compteurs utiliseront du CPL G3.

Le budget global du programme industriel Linky est de l'ordre de 4,5 milliards d'euros.

D'un point de vue technique, les compteurs Linky sont des équipements de comptage de 2ème génération **AMM** (**A**utomated **M**eter **M**anagement).

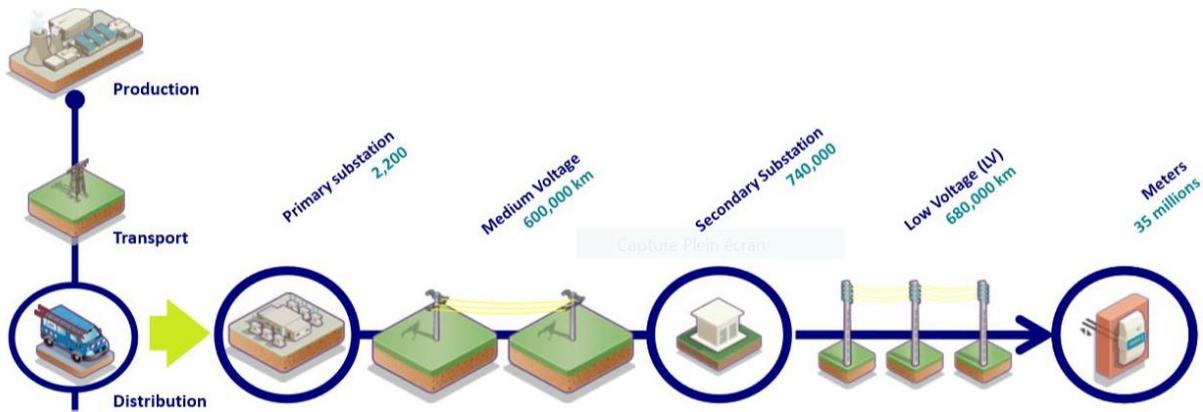
Le compteur permet d'échanger les données de manière bi directionnelle avec son concentrateur de rattachement :

- ✓ Sens montant compteur vers concentrateur :
 - Energie consommée
 - Energie produite dans le cadre de l'auto production (PV, éolien, ...)
 - Alarmes du système

- ✓ Sens descendant concentrateur vers compteur :
 - Ordre tarifaire
 - Ordre de changement d'abonnement
 - Opération de maintenance du système

Le concentrateur de rattachement agrège l'ensemble des données et les remonte au SI centralisé dédié pour le comptage. Les compteurs numériques de première génération **AMR** (**A**utomated **M**eter **R**eadng) ne permettent que des échanges unidirectionnels (sens montant).

Le schéma ci-dessous donne une vision globale d'une architecture de comptage (Source ENEDIS) :



La différence entre les compteurs Linky G1 et G3 sont les fréquences utilisées :

- Les Linky G1 utilisent les fréquences 63,3 kHz et 74 kHz
- Les Linky G3 utilisent une plage de fréquences qui va de 35 kHz à 74 kHz

La photo ci-dessous montre le chemin parcouru entre les 2 générations de compteurs (Source REA) :



► Les services proposés par le compteur intelligent Linky :

Le « compteur évolué » améliore certains services parmi lesquels :

- ✓ La **facturation** suivant la consommation réelle du client et non suivant une consommation estimée comme c'est le cas actuellement
- ✓ La **gestion de la pointe mobile** : lors d'une contrainte sur le réseau, due à une forte pointe de consommation, une information est aujourd'hui envoyée la veille au client ayant souscrit l'option EJP (Effacement Jour de Pointe) afin que le lendemain, celui-ci consomme le moins d'électricité possible (par exemple, en baissant son chauffage électrique).

Avec le compteur Linky, la gestion de la pointe mobile sera simplifiée. Elle se fera notamment sur une plage horaire et non sur une journée et pourra s'appuyer sur le pilotage des appareils via les huit contacts paramétrables.

- ✓ Une **meilleure gestion de la puissance souscrite et des coupures de l'alimentation** : le disjoncteur protège l'installation électrique et se déclenche lorsque la puissance souscrite est dépassée, entraînant alors une coupure d'électricité.
Avec l'interrupteur intégré dans le compteur Linky, la fixation (ou le paramétrage) de la puissance souscrite pourra se faire à distance, sans entraîner par conséquent de coupure et le déplacement d'un agent pour le rétablissement de l'électricité. De plus, le consommateur pourra souscrire une puissance plus proche de sa consommation réelle, alors qu'aujourd'hui il n'a le choix qu'entre 3, 6 et 9 kVA.
- ✓ **L'enregistrement et la relève à distance la production** : le compteur Linky permettra de suivre plus facilement les productions d'électricité décentralisées (centrales photovoltaïques, éoliennes, cogénération, etc.)
- ✓ **La mesure des excursions de la plage réglementaire de la tension** : si la tension nominale est de 230 V, la plage réglementaire de tension est comprise entre 207 et 253 V. Une « excursion » signifie le dépassement de cette plage à un moment donné, source de perturbation du système. L'intégration de la production d'électricité de sources renouvelables est, à cet égard, un risque pour le réseau de voir les excursions de la plage réglementaire de la tension se multiplier.

Ainsi le compteur Linky permettra aux gestionnaires de réseaux d'avoir un suivi permanent de la qualité d'alimentation de l'énergie électrique au niveau de la tension.

De nouveaux services peuvent être offerts comme ceux de MDE (**M**aitrise de la **D**emande en **E**nergie) :

- ⇒ Gestion des recharges (véhicule électrique et VE hybride rechargeable)
- ⇒ Smart city (Gestion de parking, éclairage public, etc...)
- ⇒ Services de gestion énergétique aux industriels

Outre les services de comptage proposés par le compteur Linky, ce dernier dispose de nombreux contacts. La fonction d'un contact est d'actionner ou d'interrompre des appareils à des moments différents de la journée à partir d'un signal tarifaire.

Les compteurs « Bleu » résidentiels existants ne possèdent qu'un seul contact, ce qui signifie qu'ils pilotent de manière simultanée et indifférenciée tous les appareils qui sont associés au fonctionnement de ce contact.

Le compteur Linky est doté de sept contacts supplémentaires (par exemple, l'un pour le ballon d'eau chaude sanitaire, le deuxième pour la pompe à chaleur, et cinq autres pour le chauffage électrique, selon les différentes zones de chauffage, telles que la chambre, la salle-de-bain, etc.) permettant de piloter les appareils en fonction des grilles tarifaires.

Un seul contact sera interne au compteur, les sept autres étant externes à celui-ci et positionnés au niveau du système de communication aval. Ces contacts externes sont tous gérés par le compteur.

Le compteur Linky possède aussi une interface radio optionnelle ERL (Emetteur Radio Linky) qui remonte directement au client les données de comptage, la grille tarifaire. Ce dernier devient ainsi acteur de sa consommation. Les protocoles utilisés sont : KNX et Zigbee.

► **Déploiement des compteurs intelligents en Europe et dans le monde :**

Le déploiement des compteurs intelligents est contrasté suivant les pays.

Le tableau ci-dessous donne une photo de la situation actuelle (Source Commission Européenne) :

Pays	Planning Prévisionnel	Budget Global (Mds €)	Nombre de compteurs Intelligents (en millions)	1ère génération de compteur AMR	2ème génération de compteur AMM
Suède	2003/2009	1,5	5,2	oui	-
Italie	2001/2011	3,4	36,7	oui	-
France	2014/2020	4,5	35	-	oui
Espagne	2011/2018	-	27,77	-	oui
Pologne	2012/2020	2,2	16,5	-	oui
Allemagne	-	14,5	47,9	-	oui
Danemark	2014/2020	0,31	3,28	-	oui

La Suède et l'Italie sont les deux pays Européens à terminer la modernisation de leur système de comptage. Ces deux pays ont anticipé la demande de la Directive Européenne de 2009. Par contre ils ont mis en œuvre des compteurs de 1ère génération qui ne permettent que des échanges mono directionnels (sens montant compteur vers concentrateur). A l'époque, la priorité pour ENEL (distributeur d'électricité italien) était de réduire la fraude grâce à l'introduction des compteurs numériques.

La France, le Danemark, la Pologne comptent respecter le planning et y vont à marche forcée. L'Allemagne est très en retard dans le déploiement des compteurs. L'approche de ce pays est différente par rapport aux autres pays européens. En effet l'Allemagne souhaite en priorité déployer les compteurs intelligents aux clients industriels et dans les immeubles intelligents. En bref, l'Allemagne ne souhaite pas généraliser à l'échelle du pays.

Le nombre total de compteurs au sein de l'union Européenne est de 196 millions.

En Chine, le nombre de compteurs intelligents déployés est de plus de 400 millions. La Chine souhaite devenir le leader dans le domaine des compteurs intelligents dans les prochaines années. Les Etats Unis ont déployé plus de 130 millions de compteurs intelligents.

Chapitre 6 Les enjeux des véhicules électriques

Chapitre 6_1 : le changement de paradigme « vers un monde sans carbone »

Le développement des **véhicules dé-carbonés** (véhicules rechargeables - 100% électriques VE - ou hybrides rechargeables – VHR) est une priorité importante de la politique de réduction des émissions des GES (**G**az à **E**ffet de **S**erre).

Dès 2009, un plan national pour faire circuler 2 millions de voitures électriques et hybrides rechargeables en France en 2020 a été présenté.

Ce plan comportait 14 actions concrètes visant à :

- ⇒ Intensifier l'effort de recherche
- ⇒ Favoriser l'émergence de l'offre industrielle
- ⇒ Stimuler la demande
- ⇒ Déployer une infrastructure de recharge pour les véhicules dé-carbonés

Début juillet 2017, l'annonce par Nicolas Hulot, alors Ministre de la Transition Ecologique et Solidaire, de ne plus avoir de véhicules Essence ou Diesel en France d'ici 2040 a marqué l'actualité.

Le déploiement des véhicules rechargeables et le déploiement des infrastructures de recharge associées visent à répondre à plusieurs enjeux, au premier rang desquels la division par quatre des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050, par rapport à leur niveau de 1990 (objectif dit du « Facteur 4 »).

Pour répondre à cet enjeu, une attention particulière devra être accordée aux ressources énergétiques mobilisées pour alimenter le futur parc de véhicules rechargeables. Ainsi, il faudra minimiser l'usage des ressources énergétiques émettrices de GES, en ayant recours aux énergies peu ou pas émettrices.

Cela se traduit notamment par :

- ✓ Un juste calibrage de l'infrastructure de recharge accélérée et rapide, pour réduire le risque de concentration de la charge sur des heures de pointe
- ✓ Des incitations tarifaires pour favoriser une recharge à puissance normale en heure creuse
- ✓ Une compatibilité du déploiement de l'infrastructure de recharge avec les contraintes de gestion et de pilotage des réseaux de distribution d'électricité

Le développement du marché des véhicules dé-carbonés aura effectivement un impact :

- ⇒ Sur la gestion, l'architecture et le pilotage des réseaux de distribution électrique et le renforcement local de celui-ci
- ⇒ Sur la gestion de la pointe de consommation électrique (et notamment, la recharge rapide sur la courbe de recharge électrique aux heures de pointe)

Il est par conséquent recommandé de faire un bilan de l'état des réseaux de distribution en coordination avec le gestionnaire local du réseau de distribution avant tout projet de déploiement de l'infrastructure de recharge afin de minimiser son impact.

Le développement du marché VE (**V**éhicules **E**lectriques) se caractérise aujourd'hui par de multiples initiatives des constructeurs dans le monde, pouvant se traduire par des performances et des caractéristiques de véhicules distinctes :

- Véhicules 100 % électriques vs. hybrides rechargeables
- Recharge à courant alternatif vs. recharge à courant continu
- Compatibilité ou non avec certains paliers de puissance de recharge

Le **tableau 1** ci-dessous indique le nombre d'immatriculations de véhicules électriques en Europe en 2014 :

Modèle de VE	Immatriculation
Nissan Leaf	14 385
Renault Zoe	10 980
Tesla modèle S	8 744
BMW i3	6 628
Volkswagen e-up	5 170
Renault Kangoo ZE	4 158
Volkswagen e-golf	3 368
...	
Bolloré Bluecar	1 170
Autres modèles	6 744

(Source AVERE France)

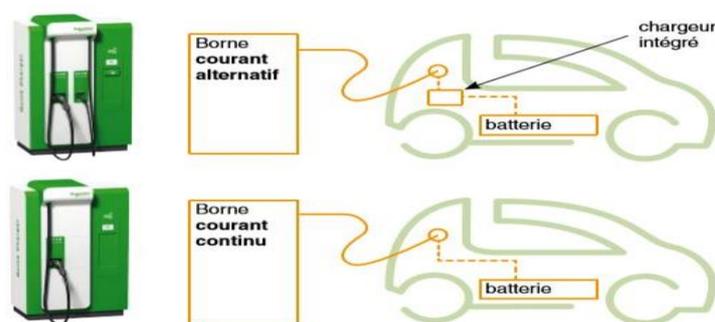
Le marché Européen des VE a augmenté de 60 % en 2014. Le constructeur franco-japonais Renault/Nissan (Zoe, Kangoo ZE, Leaf) est très bien placé dans la course mondiale. Bolloré avec sa VE Bluecar commence à pénétrer le marché européen.

Le **tableau 2** ci-dessous détaille les 3 paliers de puissance de recharge :

Palier de recharge	Durée	Appel de puissance électrique	Coût (borne + raccordement au réseau électrique)
Charge normale	.1 h pour 20 à 30km d'autonomie récupérée .7 à 8 h pour une recharge totale	De 3 à 7 kVA équivalent à un chauffe-eau	\$
Charge accélérée	.1 h pour une recharge totale soit 120 km à 170 km d'autonomie	22 kVA équivalent à 20 machines à laver	\$\$
Charge rapide	30 mn pour une recharge totale	43 kVA en courant alternatif 54 kVA en courant continu Equivalent à un immeuble de 10 logements	\$\$\$\$\$

(Source ENEDIS)

Tous les véhicules ne sont pas compatibles avec la recharge accélérée et deux technologies coexistent pour la recharge rapide (courant continu et courant alternatif).



(Source Schneider Electric)

D'un point de vue des usages, la recharge normale (3 kVA) est le type de recharge à privilégier systématiquement. Elle s'impose notamment pour les places de « stationnement dit principal », sur lesquelles les véhicules rechargeables stationnent pendant de longues durées et peuvent assurer la majorité de leur recharge électrique (~ 90 à 95 % selon les premières expérimentations).

Les autres types de recharge (accélérée et rapide) sont des recharges de « confort » ou d'appoint, jouant un rôle important pour le décollage du marché de par leur « fonction de réassurance » pour les usagers, mais devant rester minoritaires voire exceptionnelles, pour des raisons de coûts et d'impact environnemental (risque accru de déplacement de la charge sur les pointes carbonées).

Les collectivités territoriales (communes et groupements de communes) ont un rôle important à jouer dans le déploiement de l'infrastructure de recharge et il leur a été confié la compétence du déploiement des infrastructures de recharge accessibles au public. En cas de carence de l'initiative privée sur ce champ d'activité, elles peuvent prendre l'initiative d'organiser ce service sur leur territoire selon les modalités de leur choix.

Par ailleurs, quelle que soit la nature ou la configuration des stations, le projet d'aménagement de l'infrastructure doit être conduit en concertation avec le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité (GRD) local pour trouver la meilleure adéquation entre les besoins et les situations des réseaux de distribution électrique et lui permettre de planifier les renforcements en fonction d'une prévision raisonnable de l'utilisation des bornes.

Chapitre 6_2 : un enjeu majeur pour les énergéticiens

Le GRD aura également à l'avenir un rôle important à jouer pour permettre un paiement aisé, « sans frontières », évitant au client d'avoir à gérer des modalités de paiement différentes selon les gestionnaires locaux des points de recharge. Un système d'itinérance analogue à la téléphonie mobile (« roaming ») est à l'étude.

La mise en place de cette itinérance nécessite que **l'interopérabilité sans frontières des bornes** soit organisée, et notamment que, dès les premières installations, toutes les bornes soient répertoriées au plan national avec identification de leur gestionnaire.



(Source Gireve)

► Ainsi GIREVE (www.gireve.com), start-up française créée en 2013 par des acteurs majeurs de la mobilité électrique, contribue à l'émergence d'un marché ouvert de services de mobilité électrique qui accompagne le développement de ce type de mobilité douce.

Demain, la recharge intelligente de centaines de milliers de véhicules, permettant de préserver les réseaux électriques, renforcera la nécessité d'échanges de données en temps réels entre des acteurs très divers. GIREVE s'inscrit d'ores et déjà dans cette deuxième étape du développement de l'écosystème, avec l'étude et le développement de services accompagnant la transition énergétique.

L'interopérabilité maximise l'usage des réseaux de recharge et facilite la vie des conducteurs de véhicules électriques.

Le développement de la mobilité électrique est accéléré par le déploiement sur le territoire européen de multiples réseaux de recharge. Rendus interopérables par leur connexion à la plateforme GIREVE, ces réseaux s'intègrent aux offres de services commercialisées par les opérateurs de mobilité auprès des conducteurs de véhicules électriques. La plateforme GIREVE réalise en temps réel l'échange de données entre opérateurs de recharge et opérateurs de mobilité (autorisation, consommation) et permet à chacun de se rémunérer sur les services délivrés.

Pour les conducteurs de véhicules électriques, l'interopérabilité obtenue est à l'image de celle pratiquée dans le

monde bancaire, la téléphonie mobile et le transport autoroutier. Elle est source de valeurs pour tous, utilisateurs et opérateurs.

GIREVE agrège les données des systèmes de supervision des opérateurs de recharge européens. Leurs points de charge sont ainsi référencés avec la localisation, les horaires et conditions d'accès au service, les puissances et modes de charge et leur disponibilité en temps réel.

Différents types de services d'accès à ce référentiel de données sont disponibles selon le niveau de service souhaité, comme la recherche intelligente et les représentations cartographiques. Leur finalité est unique : améliorer la visibilité des réseaux de recharge connectés à GIREVE et donc leur usage.

Le moteur de recherche de points de charge (EVSE-Finder) embarque toute la richesse du traitement de ces données (recherche, filtrage, interprétation des caractéristiques techniques types de prises et niveaux de puissance) et offre ainsi aux opérateurs de mobilité, une brique clé en main très facilement intégrable dans leurs applications.

La représentation cartographique des points de charge est un outil très puissant qui permet d'enrichir un site internet en un clic. Elle offre à l'internaute le moyen de consulter les points de charge en Europe comme au coin de sa rue, de pouvoir filtrer par type de véhicule, par type de prise ou de puissance. Pour chaque zone de recharge, il dispose de l'ensemble des informations disponibles sous la forme d'une interface ergonomique.

► **Créé en février 2014, VEDECOM est un Institut pour la Transition Énergétique (ITE¹³)** mis en place dans le cadre du Programme d'Investissements d'Avenir (PIA) du gouvernement français, dédié à la mobilité individuelle, décarbonée et durable.

Il appartient à ce titre au **Plan Véhicule Autonome** de la NFI (**Nouvelle France Industrielle**), devenu **Solution pour l'Industrie du Futur « Mobilité Ecologique »**.

Soutenu par le pôle de compétitivité Mov'eo depuis 2010 et par ses fondateurs, VEDECOM est une fondation partenariale de l'Université de Versailles Saint-Quentin-en-Yvelines de près de 40 membres regroupés sur une collaboration inédite entre industriels des filières automobiles et aéronautiques, opérateurs d'infrastructures et de services de l'écosystème de la mobilité, établissements de recherche académiques et collectivités locales d'Ile-de-France.

VEDECOM s'est enrichi de l'IVM (Institut pour la Ville en Mouvement) le 20 janvier 2016, ce dernier étant un acteur majeur de la recherche et de l'action internationale dans le domaine des mutations des mobilités, de l'architecture et de l'urbanisme.

L'IVM complète le programme d'innovation technologique de VEDECOM par une approche sociale et organisationnelle.

¹³ Un ITE est un outil d'excellence dont la finalité première est le développement industriel et/ou de services par le regroupement et le renforcement des capacités de recherche publiques et privées. Il suppose une masse critique suffisante de moyens et de compétences situés, de préférence, sur un même lieu. Il devra couvrir l'ensemble du processus d'innovation, jusqu'à la démonstration et le prototypage industriel.

L'Institut pour la Transition Energétique apporte ainsi à sa démarche les sciences sociales et humaines et une meilleure compréhension des modes de vie, des mutations en cours, ainsi que des dimensions urbaines et architecturales.

Les 22 et 23 juin 2017, l'Institut VEDECOM a accueilli le 6ème Testing Symposium ISO/IEC 15118, sur le Centre d'Essai de Versailles-Satory.

Constructeurs automobiles, fabricants de bornes, développeurs d'outils et experts internationaux se sont rassemblés autour de VEDECOM pour tester en conditions opérationnelles l'interopérabilité de la communication entre véhicules électriques et bornes de recharge, selon les spécifications de la norme ISO/IEC 15118.

Ce 6ème Testing Symposium est marqué par une mobilisation forte des parties prenantes :

- Plus de 230 participants
- 80 entreprises
- 17 pays représentés dont l'Allemagne, la France, la Chine, les Etats-Unis, le Japon, l'Italie, l'Espagne et les Pays-Bas
- 56 équipements testés dont 9 véhicules électriques et 19 bornes de recharge

Les participants ont réalisé des tests de communication entre leurs équipements et ceux ramenés par d'autres sociétés : véhicules électriques, bornes de recharge, contrôleurs de communication de véhicules électriques et contrôleurs de communication de bornes de recharge. Des rotations étaient organisées toutes les heures de façon à ce que tous les matériels compatibles puissent s'inter-tester pendant les deux jours.

Ces tests ont en effet donné l'occasion aux participants de confronter leurs choix techniques d'implémentation et leurs interprétations de la norme ISO/IEC 15118. Ils offrent ainsi une bonne vision de la maturité du marché mondial et permettent aux participants de converger vers des solutions techniques communes. Sur la base de ces travaux, certains constructeurs vont donc pouvoir ajuster leurs systèmes avant qu'ils ne soient mis sur le marché.

Cette forte implication ainsi que le succès de l'organisation ont donné à VEDECOM une résonance précieuse à l'international : l'Institut a pu rappeler à l'ensemble de la filière le rôle important qu'il joue dans la construction du futur de la recharge intelligente.

Chapitre 6_3 : L'état de la normalisation des VE

La recherche sur les systèmes de charge doit répondre aux enjeux suivants :

- ⇒ Augmentation de l'autonomie : capacité batterie plus grande, d'où un besoin de charge plus rapide lié aux nouveaux usages possibles
- ⇒ Amélioration de l'ergonomie et du temps usager : automatisation de la recharge – recharge sans contact
- ⇒ Opportunité du réseau V2x (V2G : Vehicule To Grid, V2H : Vehicule To Home) avec son infrastructure : s'insérer dans le Smart grid et développer les services Véhicule

Les thèmes de recherche sont par exemple :

- Systèmes de charge statique rapide
- Systèmes de charge en roulant (dynamique)
- V2H (Vehicle To Home), V2G (Vehicle To Grid), véhicule rechargeur
- Station multi-bornes de recharge du futur
- Normalisation précompétitive
- Interopérabilité (tests, normes, études, etc...)

En termes de normalisation, la norme IO/IEC 15118 s'intéresse à la communication Véhicule-Borne. Afin de mieux s'intégrer au Smart grid, des travaux sont actuellement en cours sur l'interopérabilité entre la norme ISO/IEC15118 et la norme des systèmes de contrôle commande 61850¹⁴.

Une partie spécifique pour la mobilité électrique a été développée (61850-90-8) afin de permettre aux gestionnaires de distribution d'interopérer avec les systèmes de recharge et donc d'effectuer du « Smart charging ». L'objectif est de permettre aux GRD d'agir sur les profils de charges des VE afin de préserver la sécurité du système électrique.

De la même manière, il est important de créer des incitations afin que les charges de véhicules s'effectuent lors des périodes creuses.

Afin de bien identifier les besoins, une démarche normative a été entreprise au niveau IEC en développant des cas d'utilisation (Use cases).

La norme 62913-2-4 liste ainsi un ensemble de Use cases, depuis la charge simple (l'utilisateur branche la prise de la borne à son VE) jusqu'aux Use cases de Smart charging (intervention du GRD dans le plan de charge) et de V2x. Cette série de normes permet d'identifier les exigences qui devront être supportées par les normes internationales (ISO/IEC 15118, IEC 61850-90-8, ...).

¹⁴ Cette norme sera présentée dans des lettres dédiées aux normes prépondérantes pour la mise en place des smart grids

Chapitre 6_4 : Le marché des VE en France, en Europe et dans le monde

► Le marché en France :

Plus de 100 000 véhicules électriques circulent aujourd'hui en France, avec 32 000 immatriculations en 2016, selon le ministère. Depuis le début de l'année, un peu plus d'1% des voitures neuves immatriculées dans l'Hexagone fonctionnent à l'électricité. Si la proportion reste faible dans un parc automobile de plus de 38 millions d'unités, le nombre de véhicules électriques a ainsi triplé depuis 2014.

Il n'en demeure pas moins que l'essor des véhicules électriques reste freiné par de sérieux obstacles, à commencer par le prix élevé de ces modèles, malgré le bonus écologique de 6 300 euros (plus 3 700 euros de prime à la conversion pour la mise à la casse d'une voiture diesel de plus de 10 ans).

Par ailleurs, l'autonomie encore limitée de ces véhicules dissuade plus d'un acheteur. Tout comme le manque de bornes de recharge dans l'Hexagone. Le réseau ne dépasse pas les 13 000 bornes, en comptant les installations publiques et privées.

► Le marché en Europe et dans le Monde :

La Norvège domine de loin le marché mondial des véhicules électriques avec plus de 50 000 voitures en circulation, selon une étude de IHS Automotive. Mais ce qui lui confère cette place de leader, c'est la proportion de véhicules complètement électriques ou hybrides dans son parc automobile national. Ces véhicules représentaient un tiers des immatriculations totales enregistrées au premier trimestre en Norvège. Loin derrière se trouvent les Pays-Bas avec 5,7 % de véhicules électriques enregistrés sur la même période.

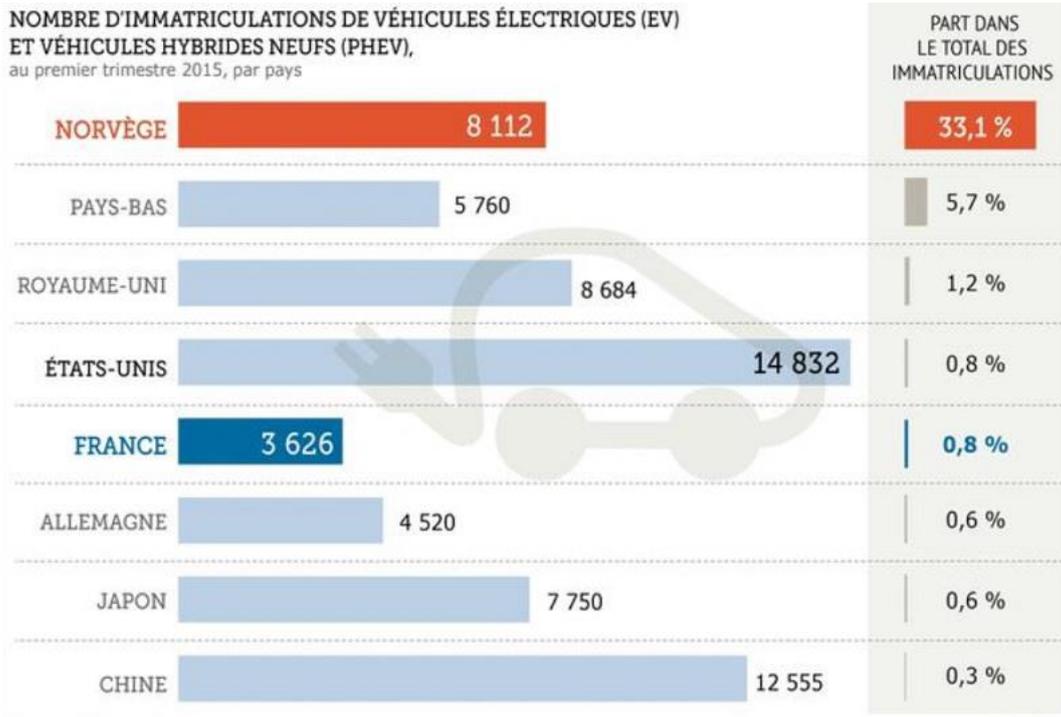
Les ventes ont été dopées par une politique incitative du gouvernement norvégien : crédits d'impôts, péages et stationnements gratuits. Les avantages sont nombreux. Peut-être même un peu trop pour le gouvernement pour qui le manque à gagner fiscal atteignait près de 300 millions de dollars l'an dernier.

La Norvège songe actuellement à réviser sa copie et modifier sa politique vis-à-vis des véhicules électriques.

Le chiffre de la Norvège est encore bien loin de celui de la France où, sur plus de 450 000 véhicules enregistrés début 2015, à peine 4 000 roulent à l'électrique, rapporte IHS Automotive. L'Hexagone se place ainsi en quatrième position à égalité avec les États-Unis, avec moins d'un véhicule sur cent partiellement ou intégralement électrique. Le nombre de voitures électriques a toutefois doublé en un an dans notre pays alors qu'il est resté inchangé outre-Atlantique.

Cette étude révèle également un paradoxe. L'évolution du nombre de véhicules électriques en France est la même que celle de l'Allemagne sur un an, alors même que Berlin propose beaucoup moins de mesures incitatives que Paris. Mais l'Allemagne possède des constructeurs automobiles dont l'électrique s'inscrit dans la stratégie. L'annonce du Ministre de la Transition Ecologique de ne plus avoir de véhicules Essence ou Diesel en France d'ici 2040 va certainement inciter les constructeurs français à se mobiliser encore plus.

**NOMBRE D'IMMATRICULATIONS DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES (EV)
ET VÉHICULES HYBRIDES NEUFS (PHEV),
au premier trimestre 2015, par pays**

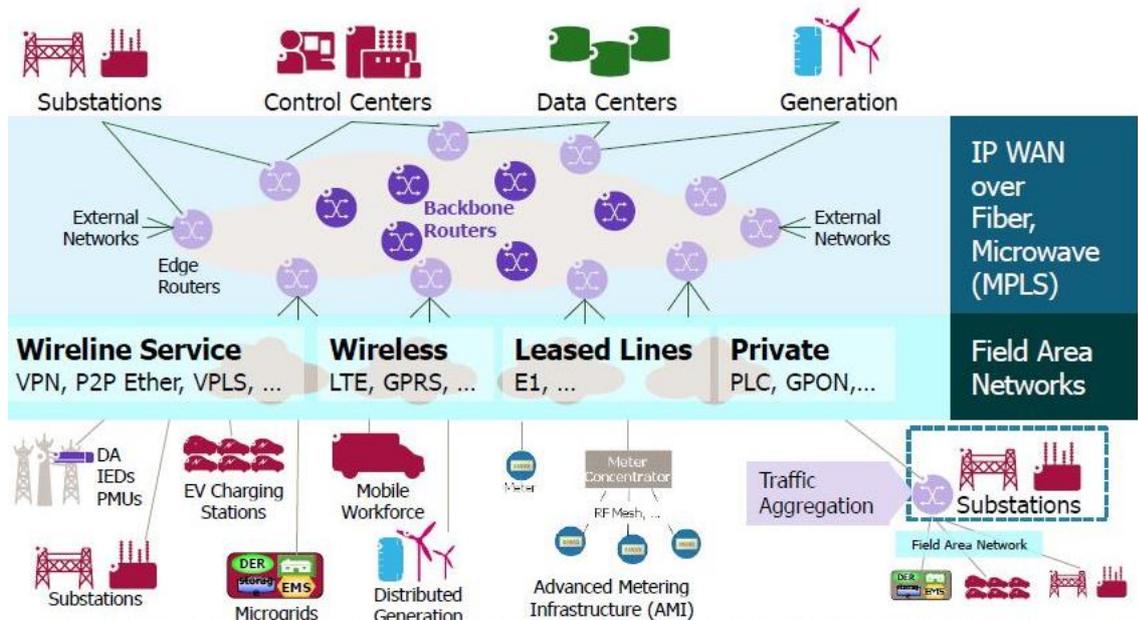


Source : IHS Automotive

27/07/2015

Chapitre 7 : les télécoms

Le schéma ci-dessous (Source Alcatel Lucent) décrit les raccordements des différents systèmes du Smart grid à travers un réseau de télécommunication :



L'énergéticien a trois possibilités pour la mise en place d'un réseau de télécommunications pour le Smart grid :

- ⇒ **Scénario1** : mettre en place un réseau télécom utilisant les services de l'opérateur télécom et opéré par lui.
- ⇒ **Scénario2** : mettre en place un réseau télécom dédié, supervisé et administré par l'énergéticien pour garantir ainsi la **performance**, la **disponibilité** et la **sécurité**. Ce dernier possède des infrastructures physiques en propre (fibre optique, datacenter, point haut).
- ⇒ **Scénario3** : c'est un mix du scénario 1 et du scénario 2

Chapitre 7_1 : Le scénario 1, réseau opéré par les opérateurs télécoms

Dans ce scénario, l'énergéticien va construire son réseau de télécommunication en s'appuyant sur les services d'un opérateur télécom. Ce dernier va lancer donc un appel d'offre auprès des opérateurs télécoms. Le lancement et la gestion d'un appel d'offre doit suivre un certain nombre de phases bien précises.



■ La phase « Analyse de l'existant » :

Cette phase est importante car elle conditionne toute l'étude. Elle permet de recueillir toutes les informations d'ordre technique, organisationnel, contractuel et financier structurantes pour le projet. L'information technique a pour but d'appréhender l'existant du réseau télécom de l'énergéticien en vue d'identifier les différents scénarii d'évolution pertinents.

L'analyse porte sur les points suivants :

- Aspects techniques:
 - Architecture du réseau Wan, Man
 - Accès distants
 - Flux transportés, la volumétrie, la criticité
 - SLA actuel (délais de transit, garantie de débit, fautes, etc.)
 - Solutions d'administration et de supervision
- Aspects financiers:
 - Coûts des services réseaux (coûts fixes et récurrents)
 - Coûts d'exploitation (externes, internes)
 - Coûts de maintenance
 - Facturations internes éventuelles
- Aspects contractuels:
 - Niveau d'engagement des fournisseurs actuels (disponibilité 99,95 % par an, GTI 2h, GTR 4h, Délai de transit d'aller-retour POP à POP en France)
 - Niveau des pénalités encourues en cas d'indisponibilité (5 % année 99,85 % < Dispo < 99,95 %, 7,5 % année 99,75 % < Dispo < 99,85 %, 10 % année Dispo < 99,75 %)
 - Niveau des pénalités encourues en cas de dépassement de GTR (25 % mois 4h < GTR <= 6 h, 50 % mois GTR > 6h, 20 % année max au cumul)

Parallèlement, l'étude de l'organisation vise à préparer à la mise en œuvre de la nouvelle solution, aussi bien pour ce qui est de la migration que de l'exploitation de la solution une fois en place. La réflexion menée porte sur les termes suivants :

- Aspects organisationnels:
 - Dimensionnement des équipes
 - Responsabilités centralisées et locales
 - Suivi de la qualité de service
 - Relations opérationnelles avec les opérateurs télécoms

■ La phase « Analyse des besoins et des contraintes » :

- Besoins d'évolution et contraintes techniques :
 - Périmètre futur (nouveaux sites)
 - Nouvelles applications (comptage par exemple)
 - Sécurisation de la solution pour garantir la continuité du service
 - Tableaux de bord (état d'avancement des évolutions demandées et en cours, rappels des tickets d'incident, durée de l'incident, responsabilité, respect de la GTR, calcul de la disponibilité mensuelle du routeur d'accès central et des points d'accès, statistiques de temps de transit sur la période considérée)
 - Sécurité / segmentation des flux
 - Priorisation des flux
- Contraintes stratégiques :
 - Niveau d'externalisation du service
- Contraintes financières :
 - Objectifs budgétaires

■ La phase « Etude du scénario d'évolution » :

A partir des informations recueillies au cours des étapes précédentes, Il faut définir désormais la meilleure stratégie d'évolution du réseau de télécommunication. L'objectif recherché est que la solution proposée soit évolutive (une croissance de trafic ou l'émergence d'un nouveau besoin sans remise en cause de l'architecture). La solution proposée devra prendre en compte ces caractéristiques.

A l'issue de cette étape, une architecture est définie pour répondre à l'ensemble des besoins et contraintes. Une simulation financière succincte sera réalisée en vue de fournir des estimations des budgets prévisionnels relatifs à la solution technique proposée.

■ La phase « gestion de l'appel d'offre », les différents chantiers à réaliser sont :

⇒ Rédaction du cahier des charges qui précisera les points suivants :

- le périmètre du service demandé
- les informations de trafic ou du dimensionnement
- les engagements sur la qualité de service SLA
- les conditions techniques de mise en œuvre
- les conditions contractuelles exigées (durée du contrat, conditions de résiliation, engagements sur le planning de mise en œuvre, engagement de compétitivité dans le temps...)
- les conditions de suivi du trafic et des coûts (tableaux de bord centralisés, facturations sous format électronique)
- la supervision/maintenance

⇒ Pilotage de l'appel d'offres :

- Lancement
- Dépouillement des réponses
- Short liste des soumissionnaires
- Soutenance
- Choix final

Une fois que l'opérateur télécom est sélectionné, le projet rentre dans une phase plus opérationnelle, celle du déploiement.

La réalisation du déploiement, depuis l'ingénierie préalable jusqu'à la validation du service, sera placée sous la responsabilité de l'opérateur télécom qui assumera les responsabilités suivantes :

- ✓ Planning précis de raccordement des différents sites
- ✓ Déploiement du service selon les délais spécifiés
- ✓ Gestion des sous-traitants et fournisseurs
- ✓ Validation de l'adéquation du service fourni aux spécifications et engagements souscrits (lors de la recette)

Le réseau peut alors entrer dans une phase d'exploitation et de maintenance.

Deux types de VPN existent :

Les réseaux privés virtuels qui partagent un réseau de données de niveau 2 sont appelés 'Layer 2 VPNs'. Ce sont des réseaux basés sur Ethernet. Les VPN Ethernet offrent des services d'interconnexion à un faible coût. Des Vlan permettent de séparer le trafic des différents usagers. Les opérateurs télécoms offrent un large éventail de débits allant de 1Mbits à 10Gbits et des classes de services (délai de transit, classification et priorisation du trafic suivant divers critères : port, adresse IP, applications...)

Les réseaux privés virtuels qui partagent un réseau de données de niveau 3 (IP) constituent des VPNs appelés 'IP VPNs', autrement dit des réseaux privés virtuels construits sur la base de backbones IP partagés.

Il y a deux façons de déployer de tels réseaux :

- Soit le VPN est déployé de façon autonome basé sur le protocole IPsec (les utilisateurs achètent des connexions Internet à un ISP et installent l'équipement VPN qu'ils configurent et administrent eux-mêmes) ;
- Soit le VPN est un service déployé par un opérateur basé sur MPLS qui assure la gestion complète de celui-ci, et qui fournit de plus des options de garanties de qualité de service (SLA).

Exemple de SLA VPN IP/MPLS :

- Disponibilité mensuelle : 99,95 % avec liaison backup, 99,90 % sans liaison backup
- Temps de transit max de PE à PE : 40ms en France, 80ms en Europe
- Temps d'intervention : 2h GTI (Temps Garanti d'Intervention)
- Temps de réparation : 4h GTR (Temps Garanti de Rétablissement de service)
- Temps de mise à disposition de la connexion : 5 semaines en moyenne en France

Les paramètres de tarifications des offres :

<i>Services</i>	<i>Coûts de mise en service</i>	<i>Coûts récurrents</i>
Bande passante	Distance, débit, niveau de sécurisation	Débit, distance
VPN IP	Routeur (installation, configuration) Liaison d'accès (débit, distance)	liaison d'accès, débit, classe de service
Man Ethernet	Débit, distance	Débit, distance

Comparaison entre VPN de niveau 3 entre IPSEC, IP/MPLS :

Une fois convaincu des avantages du VPN IP, il s'agit de faire le choix entre un VPN sur Internet et un VPN fourni par un opérateur sur un réseau privé. Un VPN peut être évalué sous les cinq aspects suivants :

- Sécurité des données (Intégrité, Confidentialité, Authentification de l'origine), du réseau (Contrôle d'accès, isolement du VPN),
- Architecture (Topologie flexible, Hiérarchie, Indépendance de l'adressage & de routage),
- Extension à des utilisateurs distants, Interconnexion de VPNs),
- Manageabilité (Gestion des accès & des clés, augmentation de débit simple),
- Evolutivité (ajout/suppression simple de site), Coût (mise en œuvre, migration vers l'architecture cible), Support d'autres fonctionnalités (QoS, Multicast, Multi-protocole)

Ainsi, le VPN sur Internet s'adressera aux moins exigeants en termes de qualité de service, puisqu'ils devront se satisfaire de la QoS « Best Effort » d'Internet. Le VPN sur Internet est très certainement la solution la plus adaptée pour les entreprises multisites qui ne veulent pas investir dans un réseau trop coûteux. Les seuls coûts à envisager sont alors ceux d'un accès Internet, des équipements de terminaison des tunnels (un par site), et de la maintenance du VPN.

Le VPN opérateur concerne davantage ceux qui ont des contraintes de QoS importantes et qui désirent out-sourcer l'administration du VPN. Enfin, les plus exigeants demanderont un VPN sur backbone opérateur MPLS qui puisse leur fournir des classes de services distinctes pour les différentes applications. Les VPNs utilisant MPLS apportent nombre d'avantages :

- Les clients peuvent choisir leurs propres plans d'adressage ;
- Chaque client peut avoir la certitude que les données ne seront pas remises à des sites n'appartenant pas à son VPN. Pour cette raison, la plupart du temps, le cryptage n'est pas nécessaire, à la différence de beaucoup d'approches de tunneling ;
- Le modèle de VPN-MPLS est très flexible et supporte parfaitement une augmentation du nombre de sites et de clients. Il supporte aussi très bien le modèle de communication « any-to-any » entre les sites à l'intérieur d'un VPN. Pour chaque client de VPN MPLS, le réseau du provider semble fournir un backbone IP privé grâce auquel le client peut joindre les autres sites de l'entreprise, mais aucun des sites des autres clients

Avantages et inconvénients des réseaux IPSEC et IP/MPLS:

	IP/MPLS	IPSEC
Qualité de services	Permet d'attribuer des priorités au trafic Par le biais de classes de services	Un service best effort via Internet
Coût	Supérieur aux autres VPN IP et VPN Ethernet	Faible grâce au transfert via Internet
Sécurité	Cloisonnement des clients	Sécurité totale grâce à la combinaison des certificats pour l'authentification ainsi qu'à une série d'options pour le cryptage 3DES et AES
Applications compatibles	Toutes les applications, y compris les logiciels exigeants une QOS élevée et une faible latence (vidéo, voix sur IP...)	Applications de données
Etendue	Dépend du fournisseur de services	Très vaste puisque repose sur Internet
Evolutivité	Elevée, ajout de nouveaux sites clients dans un VPN IP sans problème	Plus complexe, l'ajout de nouveaux sites exige une planification des interconnexions de site à site et de peering
Vitesse de déploiement	Le fournisseur doit déployer un routeur PE Pour le raccordement des routeurs CE des clients	Possibilité d'utiliser l'infrastructure de l'Internet

SD_WAN, un VPN IP de dernière génération:

Les entreprises ont la possibilité de mettre en place un nouveau service VPN pour le raccordement des sites distants. Le nouveau service a pour nom SD-WAN (Software Defined Wide Area Network). SD-WAN s'appuie sur les technologies SDN et NFV qui sont maintenant matures :

- NFV (Network Functions Virtualization) permet de provisionner des switch Ethernet, des routeurs, des Firewalls logiciels
- SDN (Software Defined Network) offre un plan de contrôle centralisé qui permet l'orchestration des services télécoms et sécurités

Les entreprises peuvent ainsi administrer et superviser ainsi leurs VPN de manière plus souple. Les fonctions virtualisées peuvent s'activer ou se désactiver instantanément à travers un gestionnaire dédié. Il n'est plus nécessaire de se déplacer sur un site pour déployer un équipement physique. Le raccordement d'un nouveau site est plus simple et plus rapide.

Ce réseau SD_WAN privé constitué des fonctions réseaux « logiciel » peut être vu comme un réseau « Overlay » qui sera mis en place au-dessus des réseaux des différents opérateurs télécoms. Concrètement, les routeurs logiciels SD-WAN installés sur les différents sites de l'entreprise seront interconnectés à travers plusieurs réseaux de transport WAN :

- Une interface vers une liaison IP/MPLS d'un opérateur A
- Une interface vers une liaison Internet à haut débit d'un opérateur B
- Une interface vers une liaison mobile 4G d'un opérateur C

Le routeur SD-WAN offre des fonctionnalités de priorisation, de sécurisation, de gestion de la bande passante et de routage avancés des flux :

- Les flux de consultation Web, de vidéo en streaming ou certains flux métiers moins critiques sont routés vers l'accès Internet sécurisé avec une grande capacité de bande passante
- Les flux métiers critiques sont routés vers l'accès IP/MPLS avec une bande passante plus limitée afin de réduire les coûts

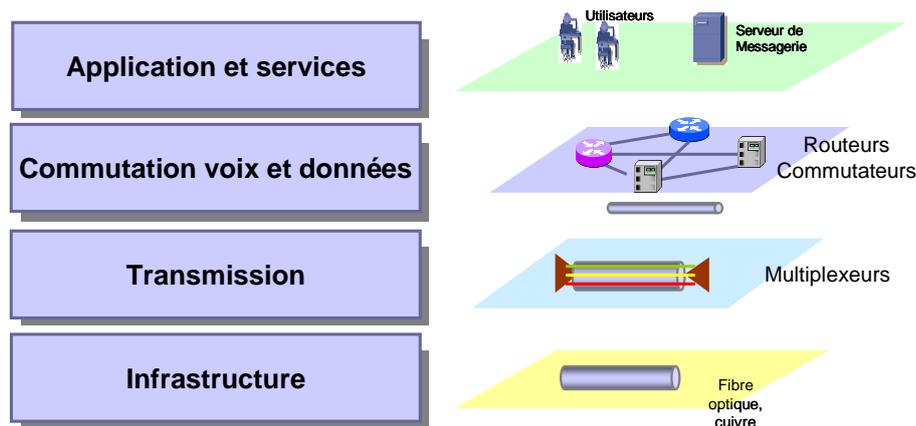
Chapitre 7_2 : Le scénario 2, réseau dédié, supervisé et administré par l'énergéticien

Dans ce scénario, les lignes suivantes rappellent les règles à respecter lors de la construction ou de la modernisation d'un réseau de télécommunication privé de l'énergéticien. Ce réseau de télécommunication privé raccorde l'ensemble de sites « industriels » (postes électriques, centres de conduites). Il est dédié pour les échanges des applications industrielles actuelles et futures avec l'arrivée du Smart grid. Ce réseau télécom « métier » est supervisé et administré en direct par l'énergéticien garantissant ainsi la **performance**, la **disponibilité** et la **sécurité** par rapport au réseau télécom d'entreprise.

Ce réseau télécom « métier » est fondamentalement différent du réseau télécom « entreprise » dédié pour la bureautique au sens large. Le réseau télécom « entreprise » utilise généralement les services télécoms IP/MPLS managés par des opérateurs de télécommunication (Orange, SFR, Bouygues..).

7_2_1 / Organisation en couche d'un réseau de télécommunication moderne

L'architecture d'un réseau de télécommunication moderne est organisée en plusieurs couches fonctionnelles et hiérarchiques, comme indiqué sur la figure suivante :



▲ **La couche infrastructure** : elle constitue le support physique d'un réseau. Différents types de supports existent. On trouve par exemple de la fibre optique monomode G652/G655/G656 et multimode, du cuivre ou du coaxial qui sont utilisés pour la mise en place des réseaux filaires. Le dernier support est le support « aérien » qui est utilisé pour la mise en place des réseaux radio. Il est à noter que les « shelters » et les datacenters font partie aussi cette couche infrastructure.

▲ **La couche transmission** : elle offre un canal de transmission permettant de relier deux sites entre eux à un débit plus ou moins important et à des distances plus ou moins longues, selon les technologies utilisées (SDH, DWDM, OTN). Les équipements de transmission sont reliés entre eux via divers supports physiques (fibre optique, cuivre, air, etc.) de la couche infrastructure.

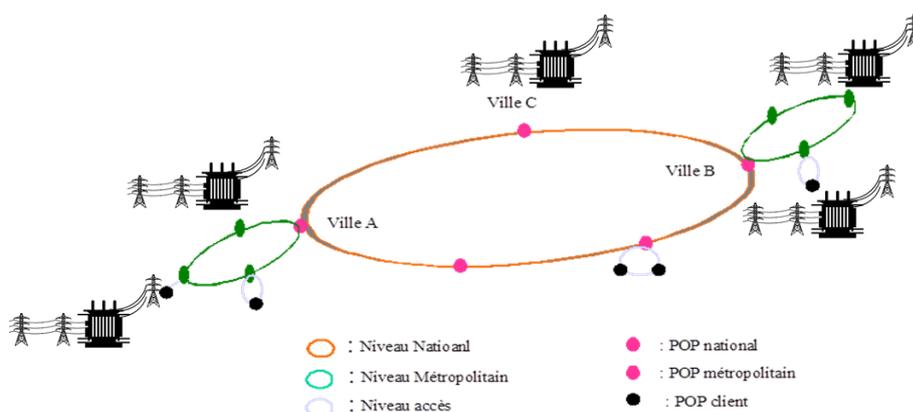
▲ **La couche commutation de données et de voix** : elle aiguille (ou commute) les informations de type données ou voix envoyées par l'émetteur vers le bon destinataire. Au niveau commutation de données, plusieurs technologies existent : IP/MPLS, Carrier Ethernet, MPLS_TP, IPV4 ou IPV6 etc.

▲ **La couche applications et services** : les applications fournissent les différents services aux utilisateurs finaux au travers du réseau de télécommunications, par le biais des applications de messagerie, des applications de transfert de fichiers, des applications métiers, etc.

7_2_2 / Hiérarchisation

L'architecture d'un réseau de télécommunication moderne est généralement divisée en 3 niveaux:

- Niveau national / régional
- Niveau métropolitain ou de collecte
- Niveau d'accès

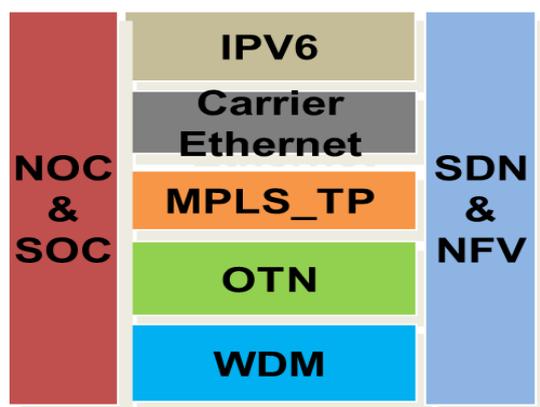


Le POP (Point de présence) est un site où on trouve des équipements télécoms (équipement de transmission, de commutation, de routage).

7_2_3 / Technologies clés

Les briques technologiques au niveau télécom mises à disposition sont nombreuses. La solution est d'exploiter les avantages de chaque technologie. Leur combinaison permet à l'énergéticien de bâtir son propre réseau de télécommunication.

Le schéma ci-dessous montre l'empilement des couches d'un réseau de télécommunication **moderne** qui sera constitué des technologies suivantes : IPV6, Carrier Ethernet, MPLS_TP, OTN, WDM. L'ensemble de ces équipements télécoms (physiques ou virtuels grâce au NFV) seront pilotés à partir d'un plan de contrôle unique grâce au contrôleur SDN.



Les technologies télécoms développées dans les chapitres suivants sont :

- ⇒ WDM, SDH, OTN
- ⇒ IPv4, IPsec, IPv6
- ⇒ IP/MPLS, MPLS_TP
- ⇒ Carrier Ethernet
- ⇒ PON, CPL, Boucle locale radio (Wimax, LMDS)
- ⇒ NOC, SOC
- ⇒ SDN, NFV

Architecture télécom à mettre en œuvre suivant les besoins d'échanges des applications métiers :

. Architecture Hub and Spoke (flux en provenance des postes électriques vers un ou des centres de conduites) :

- données de téléconduite
- vidéo surveillance, téléphonie sur IP
- maintenance des ouvrages électriques
- comptage de l'énergie
- supervision et administration à distance des sites industriels, des équipements

. Architecture point à point (flux de poste électrique à poste électrique):

- téléprotection

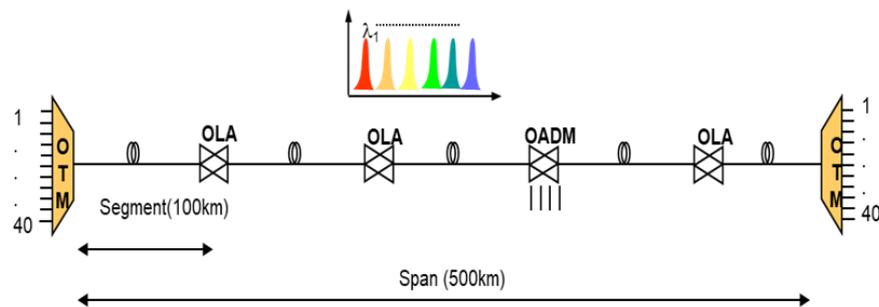
. Architecture any to any (flux entre certains postes électriques ou flux entre centres de conduites)

► WDM : DWDM et CWDM

Le WDM (**W**avelength **D**ivision **M**ultiplexing) est une technologie de multiplexage de longueurs d'ondes optiques sur une paire de fibres : l'idée est d'injecter dans une même fibre des trains de signaux numériques à la même vitesse de modulation mais à des longueurs d'onde différentes. Des recommandations internationales ont défini un peigne de longueurs d'onde dans la fenêtre de transmission définie (1 530 nm – 1 565 nm).

En clair une fibre est « découpée » en plusieurs canaux de transmission (longueur d'onde ou lambda) et chacun de ces canaux transmet un signal de façon indépendante. Tout se passe comme si on pouvait remplacer une paire de fibres par 40, 80, 100 ou 200 « paires » de fibres virtuelles.

La figure suivante donne le principe d'une liaison WDM :



Deux types de technologies WDM coexistent :

- Le DWDM (**D**ense **W**avelength **D**ivision **M**ultiplexing) **G694.1** : l'espacement utilisé entre chaque longueur d'onde est inférieur à 100 GHz ce qui permet de faire passer jusqu'à 160 longueurs d'onde par fibre.
- Le CWDM (**C**oarse **W**avelength **D**ivision **M**ultiplexing) **G694.2** : l'espacement utilisé entre chaque longueur d'onde est supérieur à 100 GHz ce qui permet de faire passer sur une fibre jusqu'à 16 longueurs d'onde. L'avantage de cette technologie par rapport au DWDM est qu'elle nécessite des lasers beaucoup moins précis et donc beaucoup moins chers que ceux requis pour le DWDM (environ 30 % d'économie entre les deux technologies).

Sur chaque longueur d'onde DWDM, on peut obtenir des débits de 2,5/10/100/200/400 Gb/s à 1Tb/s dans l'avenir. Pour le CWDM, on obtient un débit de 1 à 2,5 Gb/s.

La propagation des ondes lumineuses (atténuation, distorsion) induit des limitations dans la portée des technologies WDM : de l'ordre de quelques dizaines de kilomètres avec du CWDM et près de 100 km en DWDM pour les systèmes supportant des services entreprises (Gigabit Ethernet, protocoles SAN, etc).

Le WDM permet des protections différentes selon le type d'architecture mis en œuvre :

- ✓ **Une architecture en boucle** avec protection de chemin (Optical Channel protection). La protection peut s'effectuer longueur d'onde par longueur d'onde, avec l'ajout de cartes affluentes de protection dans l'équipement DWDM
- ✓ **Une architecture en bus** (point à point) avec protection de ligne (Line protection). Une paire de fibres redondante protège la paire de fibres actives

Dans un réseau WDM, on distingue 4 types d'équipements : **OMT, OLA, OADM, ROADM**.

- **L'OMT (Optical Multiplexer Terminal)** multiplexe les différentes longueurs d'onde provenant des équipements SDH, Gigabits routeur IP, Gigabit Ethernet dans un signal composite qui est amplifié et envoyé dans la fibre. En réception, l'amplificateur reçoit et régénère le signal composite. Ce signal composite est envoyé au démultiplexeur qui le distribue vers les différents transpondeurs en réception. Ces derniers filtrent la longueur d'onde désirée
- **L'OLA (Optical Line Amplificator)** est constitué d'amplificateurs à fibres optiques, qui permettent de lutter contre l'atténuation que subit le signal composite lors de la propagation. L'OLA permet d'enchaîner des bonds de 100 km et d'atteindre des distances de plus de 500 km sans régénération électrique
- **L'OADM (Optical Add and Drop Multiplexer)** extrait un certain nombre de longueurs d'ondes prédéterminées (généralement 4 à 8). Il s'agit d'un OLA doté en plus de l'étage d'insertion/extraction de longueurs d'ondes. Cette fonctionnalité reste statique dans les OADMs
- **Le ROADM (Reconfigurable Optical Add and Drop Multiplexer)** permet des insertions/extractions dynamiques de longueurs d'ondes par rapport à l'OADM

La technologie DWDM offre des services :

- ✓ Longueurs d'onde avec protection ou sans protection

► SDH

La SDH constitue le standard universel utilisé dans les réseaux de transmission. Elle permet le transport de tous types de trafics : voix (TDM), données, vidéo, etc. Elle est basée sur les technologies de transmission sur fibres optiques et de faisceaux hertziens. Elle intègre des services de supervision, d'opération et de maintenance très évolués pour les administrateurs de réseau.

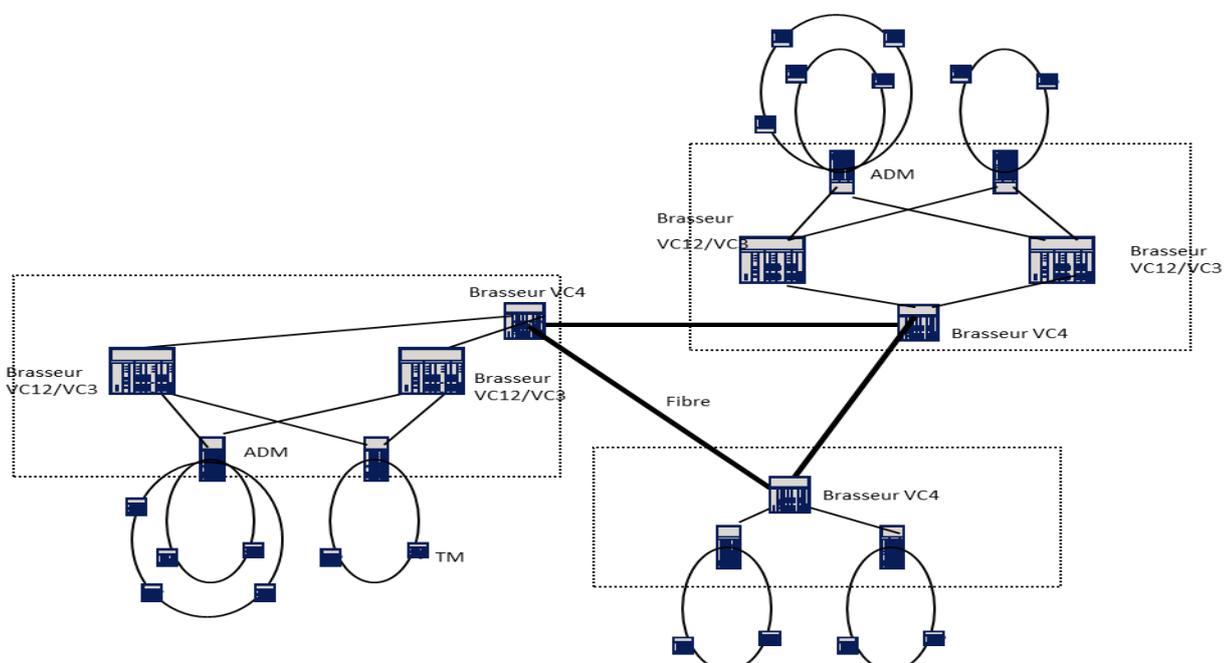
C'est un standard de transmission large bande (G.707, G.709) avec des débits allant de 2Mbits à 10Gbits.

SDH	Débit
VC12	2 Mbits
VC3	34 Mbits
VC4	140 Mbits
STM1	155 Mbits
STM 4	622 Mbits
STM 16	2.5 Gbits
STM 64	10 Gbits

Les équipements présents dans les architectures SDH ont les fonctionnalités logiques suivantes :

- **ADM (Add Drop Multiplexer)** : il insère les conduits V12/VC3/VC4 dans une STM-n
- **Brasseur** : il possède N x STM-n en entrée et M x STM-n en sortie. Il assure le brassage des conduits VC.
- **Répéteur** : il assure l'opération de régénération des signaux optiques/électriques.

La SDH permet plusieurs topologies (en bus, en boucle, en maillage) :



Elle apporte des mécanismes de sécurisation avec un temps de basculement de 50ms sur la voie de secours en cas de problème de la voie normale :

- Protection d'une ligne STM-n: MSP
- Protection d'une boucle STM-n: MS SPRING
- Protection de conduit 2Mbits, 45Mbits: SNCP / D&C

Le tableau ci-dessous donne les caractéristiques des fibres optiques utilisées par les réseaux WDM, SDH, OTN:

Fibre Optique	Emetteur	Atténuation En dB	Dispersion Chromatique (CD) Ps/(nm.km)	Dispersion modale de polarisation (PMD) PS/km
monomode G652	Diode laser	<= 0.35 à 1310 nm <= 2 à 1550 nm	< 3 à 1310 nm < 18 à 1550 nm Pente : 0.09/nm	< 0.06
monomode G655/656	Diode laser	<= 0,25 à 1550 nm	<= 8 à 1550 nm Pente : 0,05/nm	< 0.04

La technologie SDH offre des services :

- ✓ Bande passante avec protection ou sans protection à des débits de 2Mbits, 34Mbits à 10Gbits

SDH NG ou MSPP :

La SDH est conçue à l'origine pour le transport de la voix TDM. Ainsi les débits proposés par les équipements sont peu flexibles et la bande passante n'est pas optimisée pour le transport des données.

Par exemple, dans le cas d'une interconnexion Lan to Lan à 100Mbits, l'opérateur doit réserver tout un STM1 à 155Mbits. Il reste donc 55Mbits qui ne sont pas utilisés.

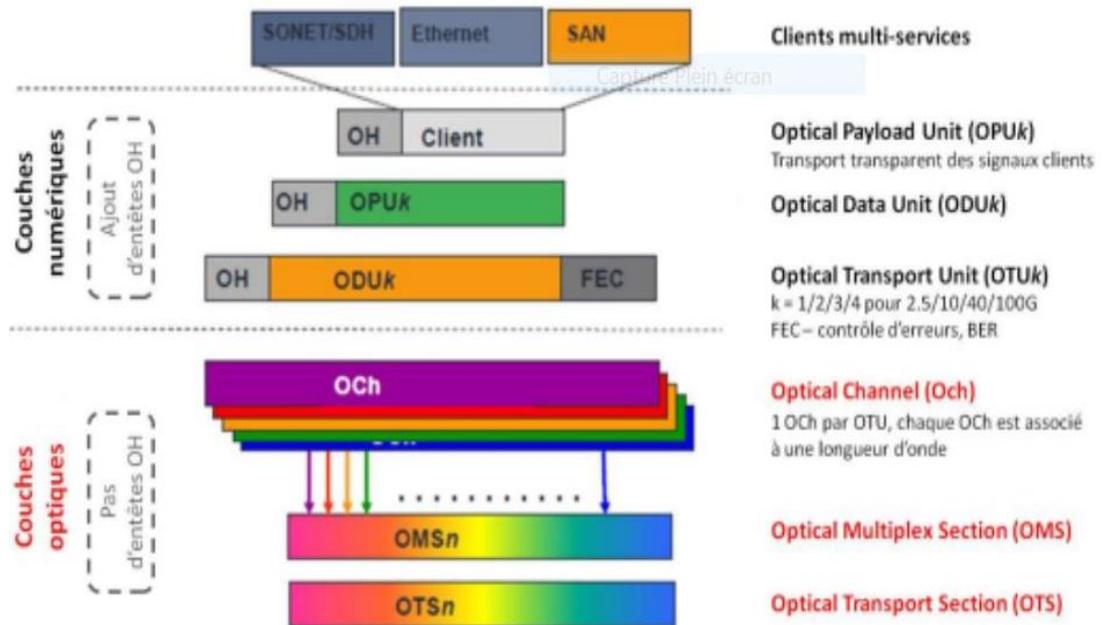
Pour résoudre ce problème, de nouveaux équipements SDH NG (ou MSPP) ont été développés. Ils offrent un transport optimisé des flux de données grâce un mécanisme de concaténation de VC12 ou de VC4 ou de VC4.

Ainsi pour transporter un flux de 10 Mbits Ethernet, il faut concaténer 5 VC12.

OTN est un nouveau réseau de Transport à très haut débit (jusqu'à 1 Terabits dans les prochaines années). Cette technologie remplacera à terme la SDH et permettra un transport à longue distance de haute performance en particulier data (Ethernet, IP, Fiber Channel). Comme la SDH, les débits sont garantis, et la fiabilité est assurée par des systèmes de protection équivalents. Les performances sont supérieures à la SDH : une très faible latence (~ de l'ordre de la μ s) et une très faible gigue (~ quelques dizaines de ns).

Le standard OTN **G709** définit (schéma ci-dessous de Source Alcatel) :

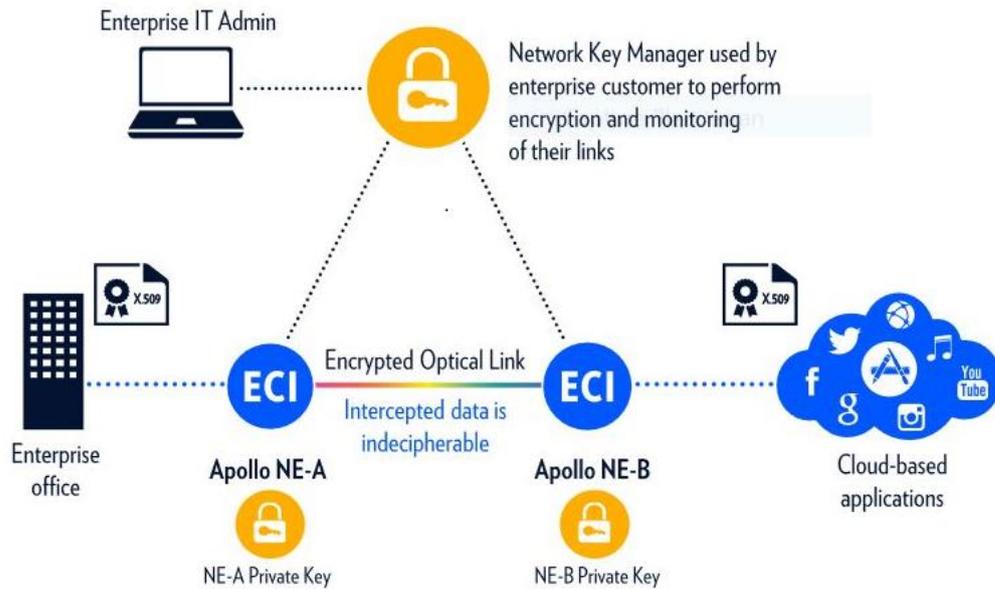
- comment un signal client (SDH, Giga Ethernet, MPLS_TP, San, vidéo) est inséré dans un ODUx
- l'insertion / extraction des ODU dans un OTUx
- un λ est affecté à chaque OTU (OCh) suivant la standardisation du WDM
- les overheads à plusieurs niveaux comme la SDH permettant la gestion des signaux (ODU, OTU, OCh) et la surveillance, la mesure de performance



OTN offre des mécanismes de protection comme la SDH :

- ✓ Cicatrisation en 1+1, en boucle,
- ✓ Linéaire N:1, 1:1

OTN offre aussi des mécanismes de cryptage d'un canal optique OTU pour sécuriser la transmission de bout en bout (Source ECI) :



La technologie OTN offre des services :

- ✓ Bandes passantes avec protection ou sans protection à ultra haut débit (2,5Gbits, 10Gbits, 100Gbits, 200Gbits, 400Gbits, 1Tbits)

► IPV4 & IPV6

La "couche IP" (Internet Protocol) est un protocole historique d'échange de données en mode **datagramme** (non connecté). Son succès s'explique par la simplicité et l'efficacité des mécanismes d'adressage et de routage qui lui sont associés. C'est une technologie éprouvée, la plus répandue pour interconnecter des systèmes.

Les adresses, identificateurs de 32 bits, se présentent comme suite de 4 nombres décimaux compris entre 0 et 255. L'espace d'adressage est divisé en 4 classes A, B, C et D :

- Classe A : 127 réseaux de classe A et plus de 16 millions de machines par réseau
- Classe B : 16 383 réseaux et 65 534 machines par réseau
- Classe C : plus de 2 millions de réseaux et 254 machines par réseau
- Classe D : désignent des groupes de machines et sont utilisées pour la diffusion de données (multicast)

Le nombre d'adresses IP possibles s'épuise à cause de son succès.

Le tableau ci-après récapitule les différents protocoles de routage mis en œuvre dans IP :

	OSI	IP
Intra domaine	ES-IS, IS-IS level1	RIP, OSPF
Inter domaine	IS-IS level2	BGP

Les protocoles de routage « intra domaine » sont fondés sur deux algorithmes :

- Le "vecteur distance" : protocole de type RIP, où chaque routeur construit par apprentissage progressif sa table de routage durant un temps qui peut atteindre plusieurs minutes ("temps de convergence"). RIP est utilisé sur des petits réseaux IP.
- Le "link state" : protocole de type OSPF ou IS-IS, où l'administrateur de réseau fixe le paramètre coût, en fonction par exemple du débit de la liaison, du coût télécoms, du temps de transit. La charge de trafic correspondante est faible, le temps de convergence plus court par quelques secondes. OSPF et IS-IS sont utilisés sur des grands réseaux IP. IS-IS offre un meilleur temps de convergence par rapport à OSPF. IS-IS est mis en œuvre dans les backbones IP des opérateurs télécoms

Les tables de routage IP des routeurs sont modifiées régulièrement en fonction de l'évolution de la topologie du réseau. Le réseau IP assure des fonctions de routage adaptatif et permet une certaine sécurisation en cas de rupture d'un lien, de défaillance d'un routeur ou de congestion.

Des mécanismes complémentaires sont mis en œuvre pour maîtriser les flux IP de bout en bout. Diffserv

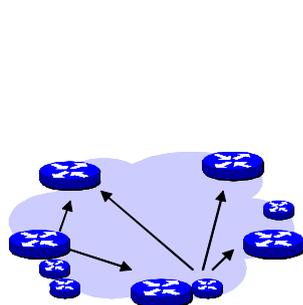
sert à classer les flux dans les classes de services via le champ DSCP (TOS). DiffServ définit 3 classes de service appelées des Behavior Aggregation :

- **Expedite Fowarding (EF)** : la classe de flux temps réel ou multimédia, qui assure une latence minimum au sein de chaque nœud indépendamment de tout autre trafic tentant de traverser l'équipement
- **Assured Fowarding (AF)** : permet de définir 4 classes ayant chacune une priorité différente. Cette classe correspond à l'ensemble des applications qui ont une priorité moyenne. Elle est subdivisée en 4 sous classes (AF1, AF2, AF3, AF4), chaque sous-classe correspond à une priorité donnée. Au sein de ces classes, il est possible de définir plusieurs niveaux d'élimination de paquet en cas de congestion
- **Best Effort (BE)** : correspond à la classe de plus faible priorité. Rien n'est garanti pour cette classe.

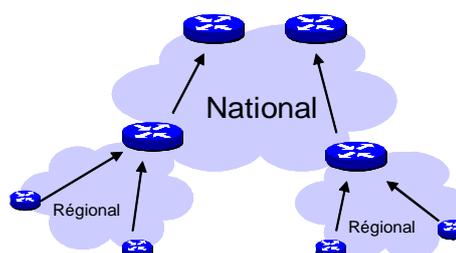
Cependant le modèle Diffserv est loin d'être suffisant. Il nécessite des mécanismes plus sophistiqués tels que CBQ (Class Based Queueing), WFQ (Weighted Fair Queueing), CAR (Committed Access Rate) ou Wred (Weighted Random Early Detection) :

- **CBQ** permet notamment de tenir compte du poids de chaque paquet en gérant des files d'attentes différentes pour chaque classe et de leur affecter une bande passante minimum assurée, avec redistribution dynamique des excédents.
- **WFQ** apporte une distribution équitable de la bande passante à chaque flux.
- **WRED** permet la détection des débuts de congestion. Au lieu d'attendre que les files d'attente soient remplies et que les paquets nouveaux soient éliminés indifféremment, le WRED permet de mettre en place des seuils proactifs dans chaque file d'attente afin d'éliminer les paquets de façon intelligente. C'est la mise en place de ces mécanismes sur tous les éléments du réseau qui permet de maîtriser un flux de bout en bout.

Les schémas suivants illustrent les deux typologies d'architecture IP possibles:



Pas de hiérarchie



Hiérarchie à 2niveaux

Dans un réseau IP non hiérarchisé, tous les routeurs sont au même niveau. On a une architecture plate à un seul niveau. Un réseau qui n'a pas de hiérarchie est facile à déployer et surtout moins coûteux en termes d'équipements. Par contre, il présente plusieurs inconvénients majeurs :

⇒ Problème d'évolutivité

⇒ Maintenance et exploitation plus complexes dans le temps

Dans un réseau hiérarchisé, on a une architecture à plusieurs niveaux (2 dans l'exemple ci-dessus). On introduit la notion de routeurs nationaux et de routeurs régionaux. Un réseau hiérarchisé sera plus coûteux. Par contre, il est plus évolutif.

Tout comme Diffserv, IPsec est un autre mécanisme complémentaire pour sécuriser les échanges en IP. Le développement d'IPsec découle directement des travaux qui ont été menés pour IPv6. En effet, IPsec fait partie intégrante de la prochaine version d'IP. Cependant, il s'adapte parfaitement aux infrastructures existantes et peut donc fonctionner avec IPv4. IPsec fournit des services de sécurité au niveau de la couche IP en permettant au système de choisir des protocoles de sécurité adaptés et de déterminer les algorithmes et les clés de cryptographie à utiliser. Il peut être implémenté au niveau d'un client ou, plus couramment, d'une passerelle de sécurité (firewall ou routeur implémentant IPsec). En effet, IPsec est plus adapté aux VPNs sites-à-sites.

La technologie IP offre des services :

- ✓ Routage pour l'interconnexion des réseaux d'entreprises en mode non connecté

IP v6 :

IP v6 (RFC1752) est une nouvelle version du protocole IP avec les fonctionnalités suivantes :

- . 128 bits pour l'adressage au lieu de 32bits avec IPv4
- . Adresse hiérarchique
- . Meilleure gestion des adresses et du routage
- . Mobilité
- . Gestion des priorités
- . Qualité de services
- . Sécurité, authentification, chiffrement des paquets (DES, IPSEC)

► IP/MPLS

MPLS est né en janvier 2001 des spécifications de l'IETF et son architecture est décrite dans le rfc 3031. Il offre le **mode connecté** (comme X25, Frame relay ou ATM) au protocole IP qui est nativement en mode datagramme.

MPLS est constitué de 2 types d'équipements:

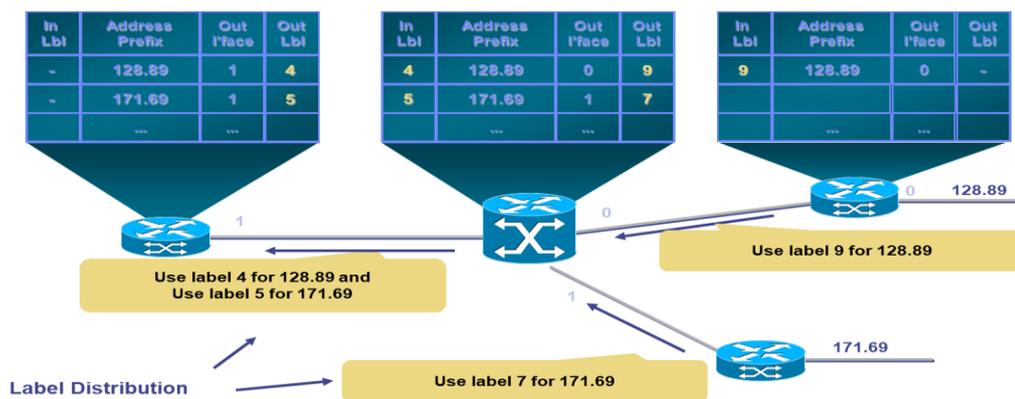
- Les **Provider Edge (PE)** sont des commutateurs en périphérie du réseau MPLS. ils sont interconnectés aux routeurs d'accès des clients (**CE**). Les PE et les CE s'échangent des informations de routage de type RIP, OSPF, BGP ou des routes statiques.
- Les **Provider Routeur (P)** sont les commutateurs « cœur » de réseau. Le rôle est de faire commuter les paquets par examen du seul label.

Les P et PE possèdent 3 plans :

1) **Plan de contrôle :**

Ce plan est constitué de protocoles de signalisation entre les commutateurs PE et P.

LDP est le protocole le plus utilisé. Il permet d'établir dynamiquement un chemin LSP entre le commutateur PE émetteur et le commutateur PE récepteur à travers un certain nombre de commutateurs intermédiaires P.

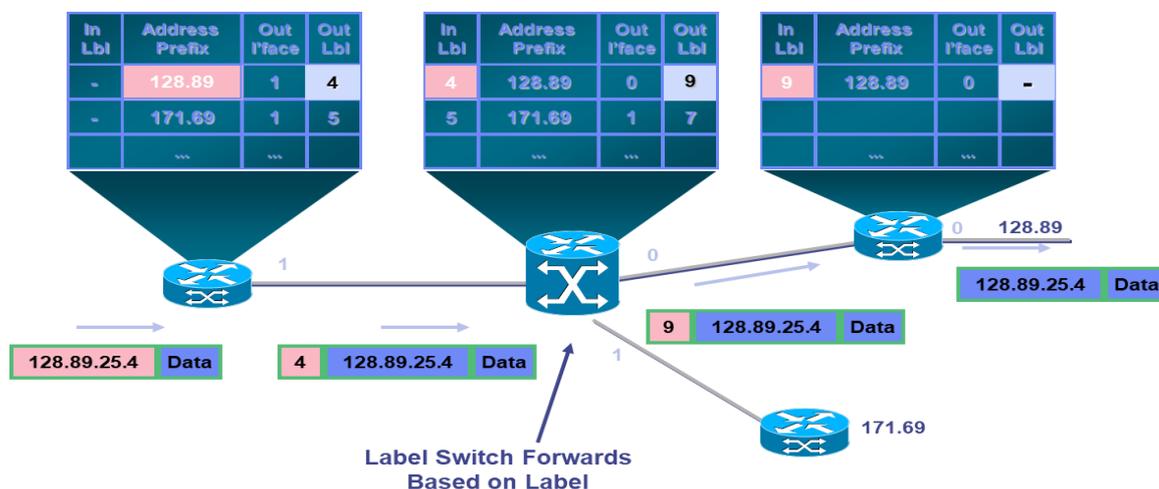


(Source Cisco)

RSVP-TE offre la possibilité de l'ingénierie de trafic. Le LSP créé par l'ingénierie de trafic est statique. Les équipements traversés sont indiqués explicitement. Il est possible d'indiquer les critères de QOS : bande passante, délai de transit, priorité des flux, chemin LSP de secours.

2) Plan de transfert :

Ce plan a pour but de transférer les données de bout en bout entre un routeur CE source et un routeur CE destinataire. Sur réception d'un flux de données IP en provenance du routeur CE source, le PE émetteur classe le flux suivant « Diffserv » et ajoute l'entête MPLS avec un label. Ce flux IP va suivre ainsi le chemin LSP pré établi. Le PE récepteur est chargé d'enlever l'en-tête MPLS et route les paquets IP vers le bon routeur CE destinataire.



(Source Cisco)

3) Plan de gestion :

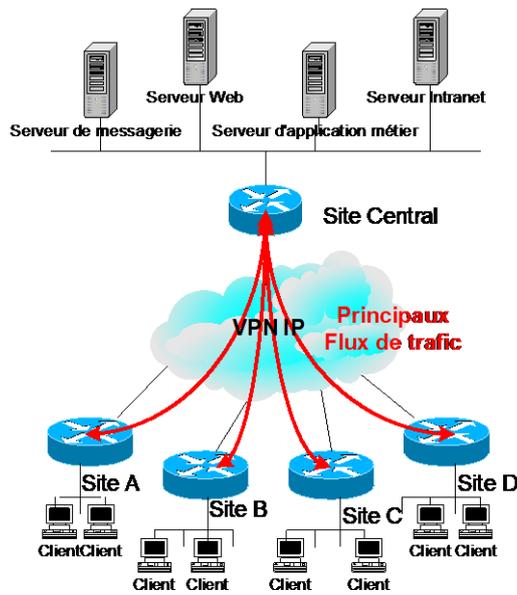
Ce plan a pour but de gérer le bon fonctionnement grâce à la supervision et à l'administration des équipements P et PE.

Les VPNs IP/MPLS apportent nombre des avantages :

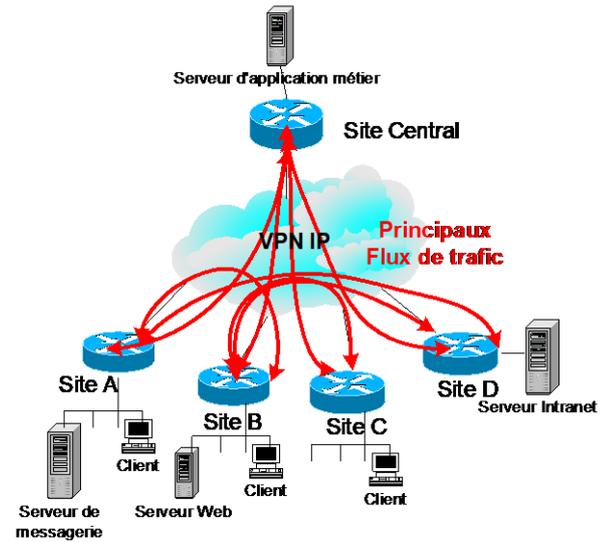
- ✓ Un plan privé d'adressage pour chaque client
- ✓ Un cloisonnement de chaque VPN, chaque client peut avoir la certitude que les données seront remises à des sites appartenant à son VPN
- ✓ Une évolutivité : un VPN supporte une augmentation du nombre de sites et de clients

Différentes architectures de VPN IP/MPLS sont possibles :

- Le modèle hub and spoke
- Le modèle de communication 'any-to-any' entre les sites à l'intérieur d'un VPN.



Architecture de type "hub and spoke"



Architecture décentralisée

Le réseau IP/MPLS fournit les services suivants :

- ✓ VPN niveau 3 IP (VPN IP)
- ✓ VPN niveau 2 Ethernet (VPLS)
- ✓ Bande passante grâce à l'ingénierie de trafic

MPLS-TP (Transport **P**rotocol) est une version simplifiée d'IP/MPLS. Il résulte de l'effort commun de l'UIT et de l'IETF à fournir un mode de transport par paquet. Ce dernier doit posséder les mêmes fonctionnalités que les réseaux de transports optiques (SDH, OTN, WDM).

Les lignes suivantes résument le rôle de chaque plan :

1) **Plan de contrôle :**

Le plan de contrôle n'existe pas dans MPLS_TP.

2) **Plan de transfert :**

MPLS-TP supporte les fonctionnalités majeures de MPLS (Commutation de labels, LSP, pseudowire). Les LSP sont bidirectionnels.

3) **Plan de gestion :**

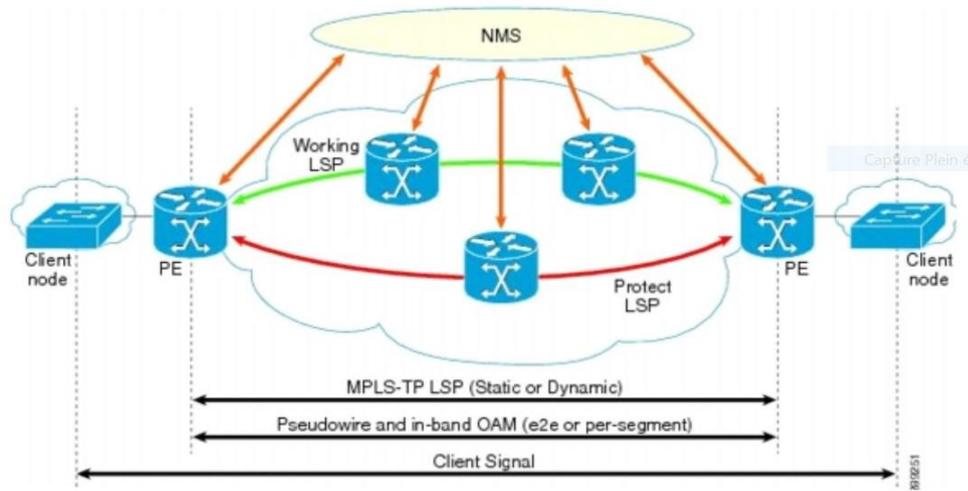
D'autres fonctionnalités sont ajoutées par rapport à IP/MPLS, les principales étant :

- Fonctionnalités complètes d'exploitation-administration-maintenance (OAM - **O**peration **A**dministration **M**aintenance) telle qu'elles existent dans le réseau de transport optiques SDH, OTN, WDM.

Les fonctions OAM intégrées offrent les possibilités suivantes :

- ✓ Tests de continuité et de connectivité
 - ✓ Notification d'alarmes : report des alarmes des équipements et circuits, indication de défaut distant (RDI), indication de défaut client (CFI), etc.
 - ✓ Diagnostics : trace route, bouclages, vérification de la charge, etc.
 - ✓ Surveillance de la performance du réseau : taux d'erreur, temps de latence, etc.
 - ✓ Résilience (mise en œuvre des mécanismes de protection)
- Possibilité de provisionner des chemins LSP de manière déterministe depuis un système de gestion centralisé.

Pour le mode de configuration centralisé, un système de gestion de type NMS sera utilisé permettant une gestion déterministe des circuits et leur secours, et la maîtrise de leurs cheminements. Dans ce cas, le réseau MPLS-TP et ses circuits doivent pouvoir être entièrement exploités en l'absence de tout plan de contrôle.



(Source Cisco)

Pour assurer la disponibilité des données transportées, MPLS-TP dispose de jeux complets de mécanismes de protection et de reroutage à tous les niveaux (circuit de bout en bout, PW, LSP, segment de LSP, section) et pour tous types de topologie (liaison point à point, anneau, réseau maillé) :

- des mécanismes de basculement automatique dans un délai compatible avec le niveau de SLA du client (ex : basculement sur un chemin de secours préétablis en moins de 50ms, comme le SNCP en SDH),
- des mécanismes de reroutage gérés par un plan de gestion, permettant de mettre en œuvre un chemin alternatif suite à l'apparition d'un défaut.

Le réseau MPLS_TP fournit les services suivants :

- ✓ VPN niveau 2 Ethernet (VPLS)
- ✓ Bande passante flexible grâce à l'ingénierie de trafic

Comparaison entre IP/MPLS et MPLS_TP :

	IP/MPLS	MPLS_TP
Plan de contrôle	Oui, assignation dynamique des labels Grâce à LDP, RSVP_TE, routage dynamique IS-IS/OSPF	Non, pas de protocoles, assignation des labels par un gestionnaire centralisé NMS
Plan de transfert	Oui, commutation de labels, QOS LSP unidirectionnel	Oui, commutation de labels, QOS LSP bidirectionnel
Plan de gestion	Oui, OAM	Oui, OAM, gestion centralisée des labels
Services	VPN IP, VPLS, BP ingénierie de trafic	VPLS, BP ingénierie de trafic
Evolutivité	Plus le nombre de PE et P augmente, plus cela complexifie le plan de contrôle Gestion des routeurs RR	Plus simple grâce à la gestion centralisée par NMS
Maturité	Oui, technologie complexe à maîtriser dédiée pour les opérateurs télécoms nécessite une très forte expertise en routage IP, en signalisation LDP, RSVP	Oui, technologie plus simple à maîtriser proche de la SDH forte expertise SDH chez les énergéticiens
SPOF	En cas de panne des RR, blocage de l'ensemble des VPN IP	Pas de SPOF (single point of failure)
Migration du réseau IP/SDH des énergéticiens	Migration très complexe vers IP/MPLS nécessite une refonte complète	Migration simple SDH vers MPLS_TP Migration en douceur

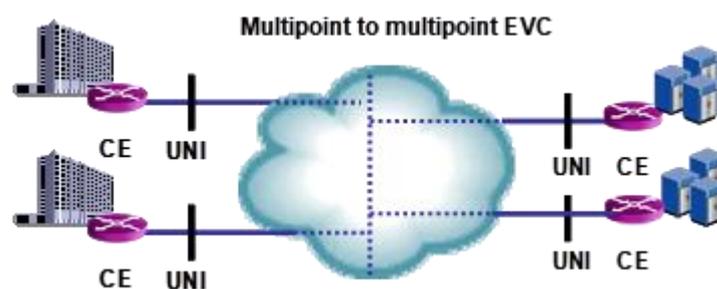
► Carrier Ethernet

Développée dans les années 80, la technologie Ethernet est aujourd'hui un standard de fait. Son prix et sa facilité d'emploi et d'exploitation sont les points forts. Les mêmes arguments la poussent aujourd'hui vers de nouveaux horizons : ceux du MAN et du WAN. Il existe en effet peu de technologies que l'on peut comparer à l'Ethernet sur le plan de la capacité à évoluer et à s'adapter aux besoins.

Le MEF (**M**etro **E**thernet **F**orum), association regroupant des constructeurs et des opérateurs télécoms, a défini au début des années 2000 un ensemble de services basés nativement sur Ethernet. Le MEF a su faire évoluer le concept d'origine pour répondre aux nouveaux besoins, tout en préservant la compatibilité des nouvelles versions de l'Ethernet avec les fondements essentiels de la technologie.

Trois services Ethernet sont définis (Source MEF) :

- **Point à point** : service point à point Ethernet entre deux interfaces clientes (UNI : **U**ser **N**etwork **I**nterface).
- **Point à multipoint** : multiplexe au moins deux connexions virtuelles (EVC) en une interface physique.
- **Any to any** : service d'émulation de Switch pour relier l'ensemble des sites. Un utilisateur peut envoyer des données à un ou plusieurs autres utilisateurs connectés au service. Lorsque de nouveaux clients sont connectés au service, ils pourront émettre et recevoir des données de l'ensemble des autres clients connectés au service.



Des classes de services autorisant un traitement différencié des données sont ainsi définies. Quatre profils existent :

- 1) **CIR** : Committed Information Rate est le débit moyen en dessous duquel les trames sont délivrées en respectant l'ensemble des engagements de QoS (Gigue, délai de transit, perte de paquets).
- 2) **CBS** : Committed Burst Size est le nombre maximum d'octets (ou le nombre maximum de trames) qui peuvent être transmis sur le lien en un temps donné pour pouvoir respecter le CIR.
- 3) **EIR** : Excess Information Rate est le débit moyen au-dessous duquel les trames seront délivrées sans aucun engagement (donc en mode « best effort » ou du moins en classe inférieure à celle qui est délivrée sous le CIR). Au-dessus de ce débit moyen, les trames sont supprimées.
- 4) **EBS** : Excess Burst Size est le nombre maximum d'octets (ou le nombre maximum de trames) qui peuvent être transmis sur le lien en un temps donné pour pouvoir respecter le EIR.

Divers indicateurs reflétant les performances du service peuvent aussi faire l'objet d'engagements de la part des opérateurs fournissant ce type de service :

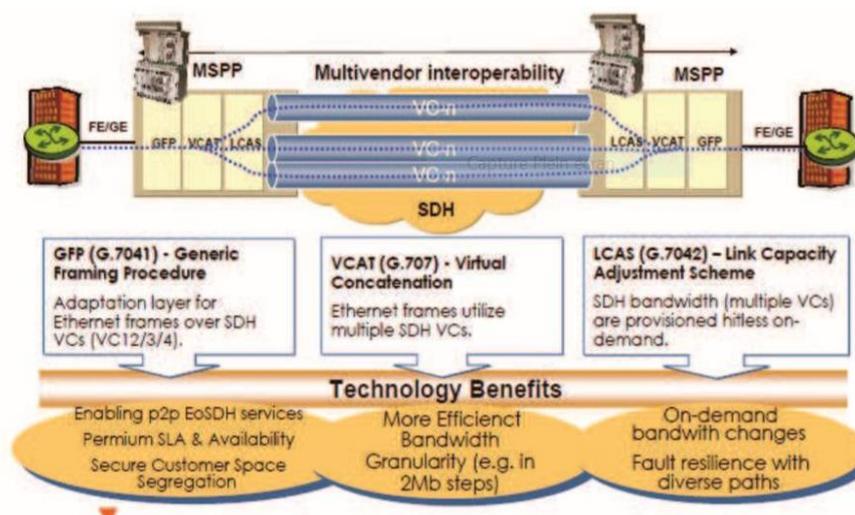
- La **disponibilité** est le taux moyen annuel ou mensuel durant lequel le service est opérationnel.
- Le **délat de transit** est le temps mis par une trame pour parcourir l'ensemble du chemin jusqu'à sa destination.
- La **gigue** est l'écart temporel séparant deux trames à leur arrivée alors qu'elles ont été envoyées consécutivement.
- Le **taux de perte** est le taux de paquet perdu dans le réseau lors de leur transit au sein de ce dernier.

Le schéma ci-dessous (Source Fujitsu) résume les différentes possibilités de transport Ethernet :

Application	Site-to-Site L2 VPN	Private Line	IP VPN	Wholesale Access	Internet Access	Video	Cloud Service	3G/4G MBH
Ethernet Connectivity Service Type	E-Line, E-LAN, E-Tree, E-Access							
Transport Technology	Ethernet over Fiber	Ethernet over SDH/SONET	Ethernet over PDH	Ethernet over MPLS	Ethernet over OTN/WDM	Ethernet over Dry Copper	Etheret over μ Wave	

- **Ethernet sur SDH :**

La solution est coûteuse. Elle nécessite des équipements SDH_NG (MSPP) qui sachent faire de la concaténation de VC. Le débit SDH est statique. L'augmentation ou la réduction de la bande passante est complexe à gérer.



(Source Alcatel)

- **Ethernet sur IP/MPLS :**

La solution n'est pas optimisée pour le transport de l'Ethernet. La trame Ethernet n'est pas transportée nativement dans un LSP. Elle est encapsulée dans un paquet IP. De plus cette encapsulation supplémentaire dégrade la performance.

- **Ethernet sur MPLS_TP :**

La solution est optimisée pour le transport de l'Ethernet. La trame Ethernet est transportée nativement dans un LSP. Le Vlan Ethernet est mappé dans un label MPLS.

- **Ethernet Q in Q** ajout d'un deuxième vlan (802.1ad) :

La solution est optimisée pour le transport de l'Ethernet. La trame Ethernet « Client » est transportée nativement dans une trame Ethernet « Opérateur ». Le Vlan Ethernet « Client » est mappé dans un Vlan «Opérateur».

- **Ethernet d'accès (EFM Ethernet in the first mile)** : normalisée par le groupe IEEE 802.3ah, permet d'interconnecter le LAN au MAN de manière simple et peu coûteuse. Il garde le même format des trames Ethernet, supporte 802.1q et 802.1p et définit 2 topologies :

- point à point sur cuivre (Ethernet over DSL)
- point à point sur monofibre optique (Ethernet over optical Fiber)

L'accès représente les derniers mètres qui séparent le site client du point de présence de l'opérateur. La norme EFM ajoute également des fonctions de gestion et de supervision à Ethernet. Point déterminant pour les opérateurs en quête de profit, l'utilisation de la monofibre dans les derniers mètres permettra de réduire énormément le coût de construction et de maintenance.

Le réseau Carrier Ethernet fournit les services suivants :

- ✓ Ethernet VPN
- ✓ Bande passante Ethernet

► PON

La boucle locale représente les derniers mètres qui séparent le site client du point de présence opérateur. Les technologies d'accès permettant le raccordement représentent la clé de voute pour le très haut débit. L'après-Adsl est en marche à la vitesse de la lumière.

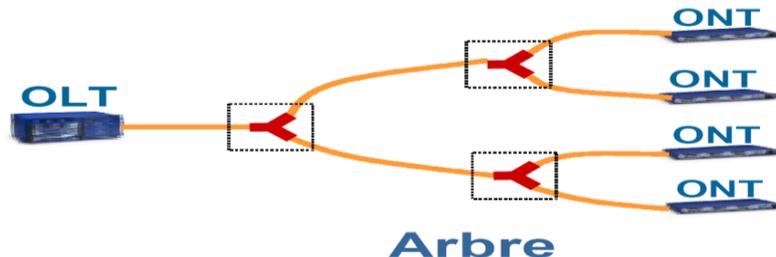
L'architecture mise en œuvre est :

- Point à Multipoint sur mono fibre optique

Chaque technologie possède des avantages et des inconvénients. Un réseau PON est composé de :

- L'OTL (**O**ptical **L**ine **T**erminal) : c'est le point d'interconnexion entre le PON et le cœur de réseau opérateur. Il s'agit d'un élément actif du réseau.
- L'ONU ou l'ONT (**O**ptical **N**etwork **U**ser / **T**erminaison) : c'est la terminaison du réseau optique (chez le client pour FTTH par exemple). Il s'agit également d'éléments actifs du réseau. Un PON peut compter jusqu'à 64 ONT.
- Les « Splitters » : ce sont des éléments passifs, permettant dans un sens de dupliquer un signal d'une fibre optique sur N fibres et dans l'autre d'additionner des signaux optiques. Ces « splitters » sont de petits et robustes éléments de réseaux faisant la particularité des réseaux PON (où seuls les éléments d'extrémités des réseaux PON sont actifs).

Les réseaux PON sont construits sur les modèles de topologie en arbre :



Le déploiement d'un réseau PON propose un bon compromis entre les besoins de débit d'une solution FTTH et les coûts de déploiement d'un réseau de fibre optique point à point. L'architecture de réseau PON permet la mutualisation d'une partie du réseau. Sur la partie mutualisée, le débit maximum offert par la fibre optique (jusqu'à plusieurs Gb/s) est partagé entre les différents utilisateurs. De plus le PON n'utilise qu'une seule fibre optique par rapport à d'autres technologies qui utilisent une paire de fibres.

L'architecture de cœur de réseaux PON est très simple puisque composée uniquement d'équipements passifs. Les éléments passifs qui composent le réseau sont extrêmement simples et par conséquent très robustes et peu coûteux.

Le flux descendant, de l'OLT vers les ONT, est un flux de broadcast. L'OLT diffuse sur la fibre optique « racine » les paquets destinés à l'ensemble des ONT. Le réseau PON se charge ensuite de répliquer les données sur l'ensemble de ces branches.

Comme les composants sont passifs, le signal est simplement divisé. Il perd alors de la puissance optique.

Cette caractéristique intervient comme une contrainte du point de vue de la distance couverte par les réseaux PON. Chaque ONT reçoit donc l'ensemble des données transmises et filtre uniquement les données qui le concerne.

Les flux (montants) de données venant des ONT présentent une difficulté supérieure à ceux décrits précédemment. En effet, si 2 ONT envoient un signal en même temps, une collision intervient et l'information contenue dans les messages des ONT est perdue. Dans l'architecture PON en arbre, le protocole MPCP (**M**ultiple **P**oint **C**ontrol **P**rotocol) est utilisé pour éviter les collisions. Le principe de ce protocole consiste à attribuer à chaque ONT des plages de temps pendant lesquelles elles sont autorisées à émettre sur l'arbre du réseau PON. Il s'agit d'un multiplexage de type CDMA.

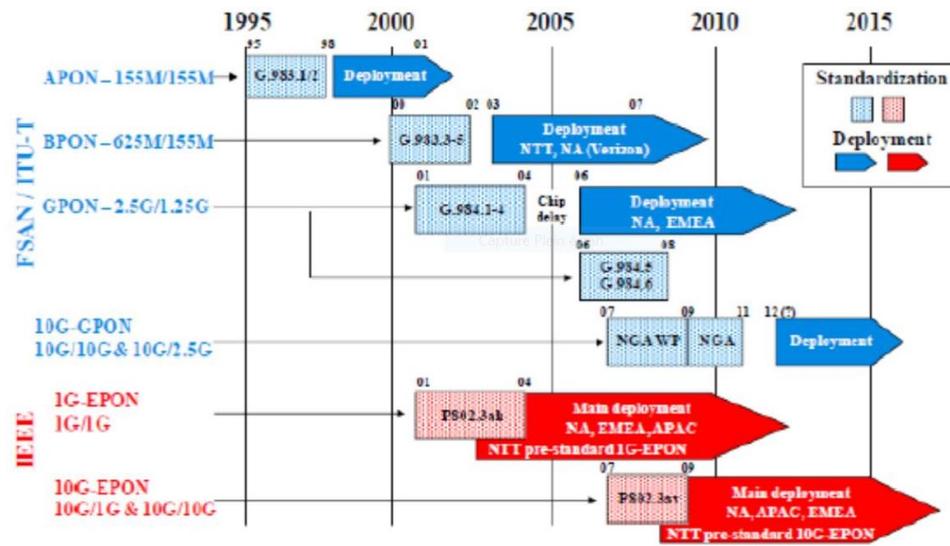
Le tableau suivant résume la technologie EPON (Ethernet PON) :

	EPON
Débit de la ligne	1.25 Gbits symétrique
Portée maximale	+ de 20km
Split ratios	1:16 ou 1:32
Efficacité du transport Ethernet	73% en descendant 61% en montant
Sécurité	oui
Supervision	oui

EPON est une déclinaison simple des principes précités concernant l'architecture PON. Elle a été décrite par l'IEEE dans le cadre de la norme 802.3ah. La bande passante peut être répartie de façon statique ou dynamique, uniformément ou non à l'ensemble des utilisateurs. Ce protocole est donc très simple mais n'intègre aucun mécanisme de qualité de service, de séparation des flux, de protection des données. Ces éléments peuvent être traités par les protocoles des couches supérieures.

Les données peuvent être codées en natif par échange de clé entre l'ONU et l'OLT. De façon optionnelle, le protocole de cryptage AES peut également être mis en œuvre. Ces éléments complémentaires permettent au réseau PON d'intégrer les besoins particuliers des flux de types temps réel.

Le schéma ci-dessous résume les technologies PON (Source IEEE) :



► CPL Outdoor et Indoor

Les systèmes CPL ne peuvent être utilisés que dans la partie moyenne et basse tension du réseau électrique. Leur capillarité sur l'ensemble du territoire constitue un intérêt économique évident pour l'énergéticien. Il est à noter que chaque commune en France est propriétaire du réseau électrique moyenne et basse tension.

Il existe différentes technologies CPL :

1) Le CPL large bande ou haut débit utilise la technologie multi-porteuse OFDM.

Il permet une importante bande passante (1,6 – 30 MHz), jusqu'à 200 Mbps de débit théorique.

- Les protocoles Homeplug : 1, 2, AV, C&C, Green PHY
- Le protocole HD-PLC de Panasonic
- La technologie de DS2 (Marvell)

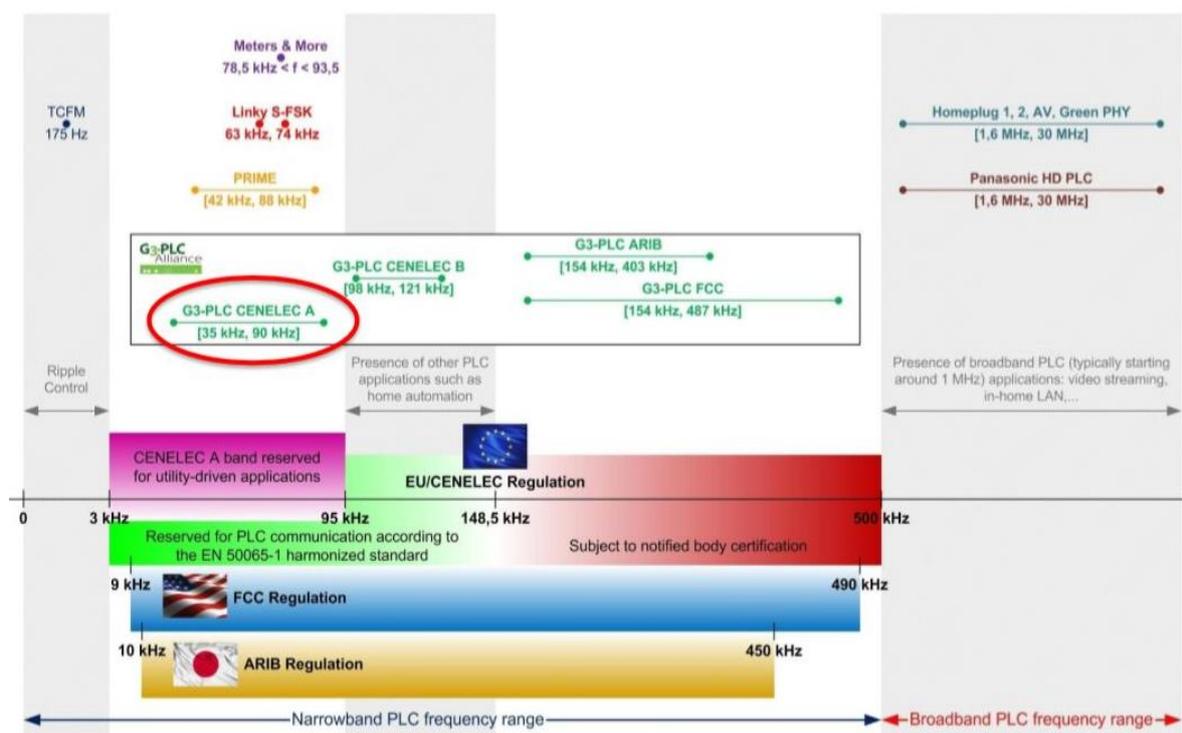
2) Le CPL bande étroite ou bas débit regroupe 3 générations. La 3^e génération est multi-porteuse. Elle est robuste aux perturbations et permet un débit accru supérieur à 10 Kbps. En Europe les bandes de fréquences utilisées par les CPL bas débit sont réglementées par le CENELEC (norme 50065-1). Quatre bandes de fréquences distinctes sont définies :

- CENELEC A (3-95 kHz) : réservée exclusivement au distributeur
- CENELEC B, C, D (95-125, 125-140, 140-148,5 kHz) : usage indoor divers (domotique, etc)

Les trois technologies CPL bas débits promues par les utilities en Europe (notamment dans le cadre du projet OPEN meter) sont :

- MORE (ENEL) : modulation de type FSK
- PRIME (IBERDROLA) : modulation OFDM
- CPL G3 (Enedis) : modulation OFDM

Le schéma ci-dessous résume l'ensemble des normes CPL (Source Enedis) :



► BLR

La boucle locale est l'ultime kilomètre dans le réseau d'un opérateur télécom lui permettant de relier son backbone aux clients finaux. Avec la boucle locale radio, technique permettant d'utiliser la voie hertzienne plutôt que la paire cuivrée (ou fibre optique), les opérateurs pourront, après obtention d'une licence, posséder leur propre boucle locale sans nécessairement passer par le réseau cuivre de l'opérateur historique.

Le développement des boucles locales radio est historiquement lié aux dispositions réglementaires instituées par les autorités compétentes dans chaque pays. Les technologies associées sont multiples -et revendiquent toutes le terme de la boucle locale radio- comme l'indique le tableau ci-dessous :

Système	Type d'échanges	Fréquence	Portée
LMDS (Local Multipoint Distribution System)	Point à multipoints-fixe	26 GHz	Quelques km
Wimax (802.16)	Point à multipoints-mobile	2 à 10 GHz	10 à 50 km

Les principaux avantages des boucles locales radios sont les suivants :

- ✓ Déploiement rapide du réseau
- ✓ Technologie évolutive

1) Le Wimax :

Le Wimax est une technologie sans fil de transmission à haut débit – jusqu'à 70 Mbit/s maximum. Il augmente la portée à 50 kilomètres.

C'est une technologie hertzienne dans la bande de fréquence 2-11 GHz, permettant des connexions point à multipoints.

Avec une portée théorique de 50 km, il devrait permettre à terme le développement de réseaux métropolitains (MAN) reposant sur un unique point d'accès.

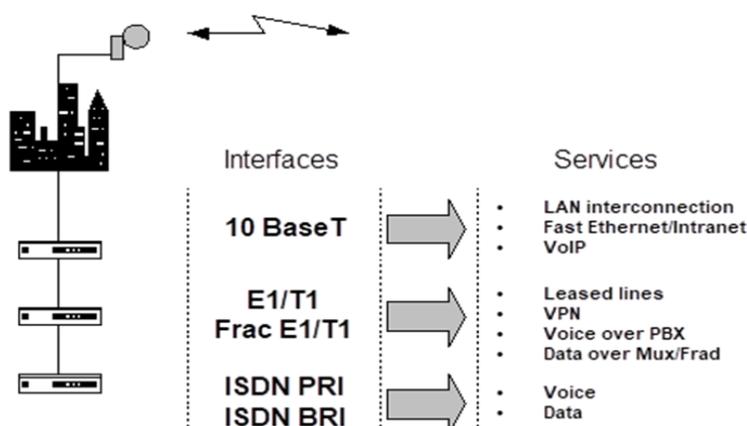
Les principaux avantages de la technologie Wimax sont les suivants :

- ✓ Débits importants (débit asymétrique : 1 à 2 Mbit en voie descendante et 128 ou 256 Kbit/s en voie montante - débit symétrique : quelques mégabits)
- ✓ Couverture large
- ✓ Technologie point à multipoints
- ✓ Permet la mobilité, au contraire du WiFi

2) Le LMDS à 26 GHZ :

La structure générale des systèmes de Boucles Locales Radio est celle d'un système de type cellulaire.

La figure ci-dessous (Source Alcatel) présente schématiquement le système radio du réseau point à multipoints à 26 GHz et le réseau de raccordement. Le réseau de raccordement sera constitué soit de liaisons louées, soit de liaisons fixes hyperfréquences. La capacité de ces liens varie en fonction du trafic d'ensemble des clients, mais dans les zones à haute densité elle sera de l'ordre du niveau STM-1.



1) SDN

Dans la plupart des réseaux de transmission par paquets (IPV4, IPV6), le choix des routes empruntées par les paquets est calculé par chaque équipement constituant le réseau. La découverte de la topologie utilise des protocoles de routage.

Le SDN (**S**oftware **D**efine **N**etworking) consiste à confier à un contrôleur SDN centralisé le calcul des routes. Les équipements ne font que du « forwarding » suivant les instructions du contrôleur.

L'architecture SDN comprend 3 couches :

- **Couche application :**
 - Demande de services au contrôleur suivant plusieurs critères

- **Couche contrôleur de réseau :**
 - Prend en compte les états du réseau ou des services rendus pour établir sa stratégie d'usage du réseau
 - Pilote l'infrastructure via le protocole Openflow

- **Couche infrastructure :**
 - Est composée d'équipements télécoms physiques
 - Est composée d'équipements télécoms virtuels (sur des serveurs informatiques)

Le modèle Openflow prévoit de gérer les paquets suivant des flux. Il permet un routage et une QOS différenciée par flux pour répondre aux demandes des applications par exemple :

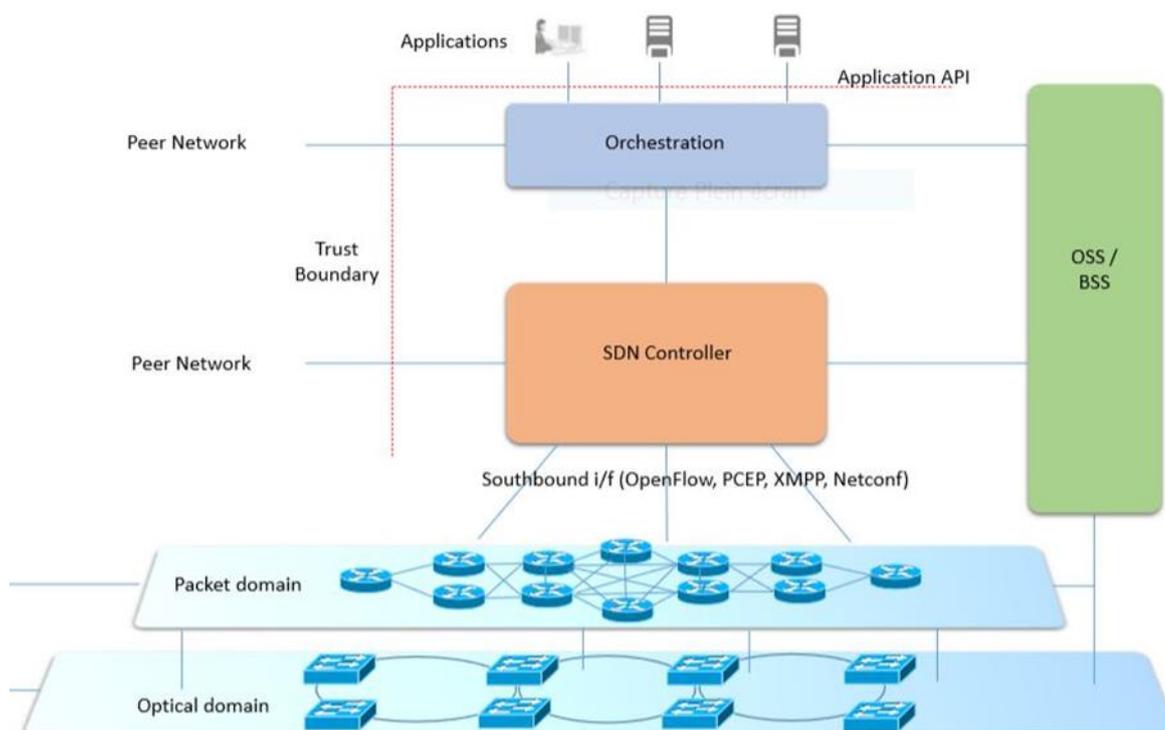
- Absence de mode commun
- Chemin court pour les flux temps réels
- Evitement des liens saturés

Un contrôleur SDN peut être redondé. En cas de panne des contrôleurs, il n'y a aucun impact pour les flux qui sont gérés par la couche infrastructure.

Le SDN permet d'avoir un plan de contrôle unique pour l'ensemble des équipements télécoms (optique, Ethernet, IP). Avec un seul contrôleur SDN, l'opérateur de télécommunication peut :

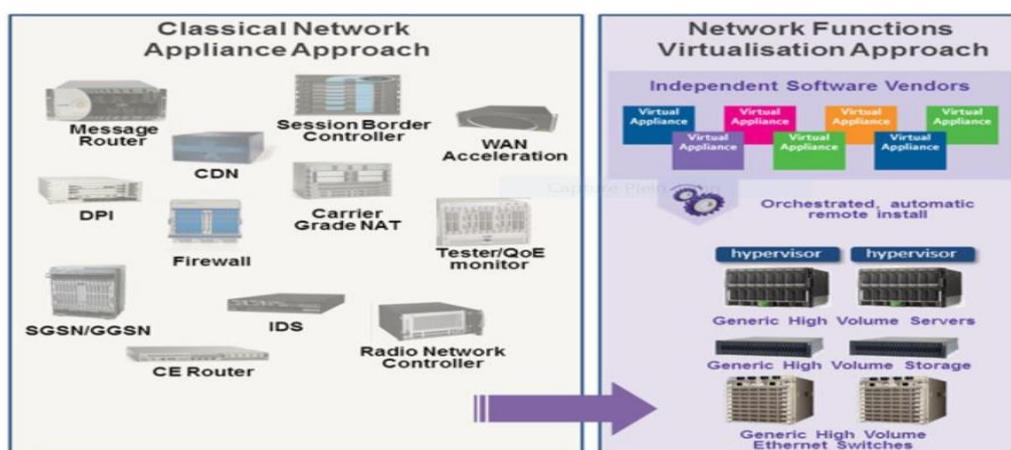
- ⇒ Construire une route optique au niveau des équipements WDM
- ⇒ Réserver une bande passante à la demande en fonction des applications au niveau des équipements Carrier Ethernet
- ⇒ Router plus finement en fonction de l'état du réseau au niveau des équipements MPLS_TP
- ⇒ Gérer une demande de QOS dynamique avec IPV6

Le SDN permet ainsi une orchestration de la création de services (Source Fujitsu) :



2) NFV

Le concept NFV (**N**etwork **F**unction **V**irtualization) a été introduit par ETSI en 2012. Il s'agit de déployer des fonctions de réseau sur des machines virtuelles standards (OS Linux ou Windows, CPU x86 par exemple) à la place des « appliances » spécialisées (CPU, OS et application propriétaires d'un constructeur donné).



(Source ETSI)

SDN et NFV sont complémentaires. Pour les opérateurs télécoms, le SDN permet de faciliter l'orchestration des services entre les différents équipements télécoms. Ces équipements télécoms peuvent être des équipements physiques ou virtuels et qui sont déployés suivant les principes du NFV.

Chapitre 7_3 : La mise en place d'un NOC

Le suivi permanent de l'état du réseau de l'énergéticien est indispensable : la disponibilité, les performances et la sécurité sont critiques pour son activité. Pour atteindre ces objectifs, Il est nécessaire de mettre en place un Centre d'Exploitation Centralisé. L'énergéticien disposera alors de moyens d'investigation sophistiqués pour analyser et assurer une exploitation de haute qualité du réseau (7j/7, 24h/24 et 365j/365).

Les 3 composants du NOC (**N**etwork **O**peration **C**enter) sont :

- Le composant métier
- Le composant organisationnel
- Le composant technique

► Le composant métier : composé de 3 processus pour l'exploitation d'un NOC:

Pour le processus Supervision temps réel et temps différé :

- La supervision temps réel des réseaux et des services
- La supervision en temps différé (analyses de trafic et de suivi de la QOS)

Pour le processus Administration :

- La production des services (création de liaisons, de nouveaux VPN IP, VPN Ethernet...)
- L'intégration des nouveaux équipements et des nouveaux liens fibres dans le réseau

Pour le processus Maintenance :

- La maintenance préventive et curative des équipements, des liens et des services.
- Le support technique aux opérations

Afin de mettre en œuvre les procédures associées aux différents processus, il convient de s'appuyer sur des standards éprouvés et établis qui sont :

- Enhanced Telecom Operations Map (eTOM)
- IT Infrastructure Library (ITIL) :
 - Gestion des configurations
 - Gestion des changements
 - Gestion des incidents
 - Gestion des problèmes
 - Gestion des modifications
 - Gestion des mises en production
 - Gestion des niveaux de services
 - Gestion de la continuité des services
 - Gestion de la disponibilité
 - Gestion du comptoir des services (Service desk)

eTOM et ITIL :

eTOM (Enhanced Telecom Operations Map®) est une initiative lancée par le TeleManagement Forum afin de délivrer un référentiel et un modèle de processus métiers pour les acteurs de l'industrie des Télécommunications (opérateurs, fournisseurs d'accès Internet et fournisseurs de services et de contenus). eTOM décrit l'ensemble des processus requis pour gérer l'activité d'un fournisseur de service. eTOM peut servir de référentiel à la définition de processus et fournit un modèle neutre pour la refonte de processus métiers.

D'un point de vue conceptuel, la cartographie eTOM définit trois grands ensembles :

- La stratégie, l'infrastructure et les produits
- Les opérations
- La gestion de l'entreprise

La structure des processus décrits par eTOM est hiérarchique (du niveau 0 au niveau 2).

ITIL est un ensemble de meilleures pratiques pour améliorer l'efficacité de la gestion des systèmes d'information et des services associés. La souplesse du cadre d'ITIL est l'un des principaux facteurs de son succès grandissant. ITIL couvre deux domaines essentiels de la gestion des services : le support et l'exécution des services.

La méthodologie se compose de dix processus et d'une fonction — le " Service Desk ".

Convergence entre eTOM et ITIL :

Même si les approches sont quelque peu différentes, eTOM et ITIL sont tout à fait complémentaires dans le cadre de la mise en œuvre du système d'information télécom cible. En effet il est important de définir l'ensemble des processus métiers télécoms en s'appuyant sur une méthodologie standard comme eTOM qui offre une couverture fonctionnelle très large tout en utilisant ITIL pour aligner la gestion du système d'information et des services associés par rapport aux besoins des métiers et des clients.

Deux publications sont essentielles :

- The Future of ITIL (Jim Clinch)
- Using eTOM to model the ITIL processes (TeleManagement Forum)

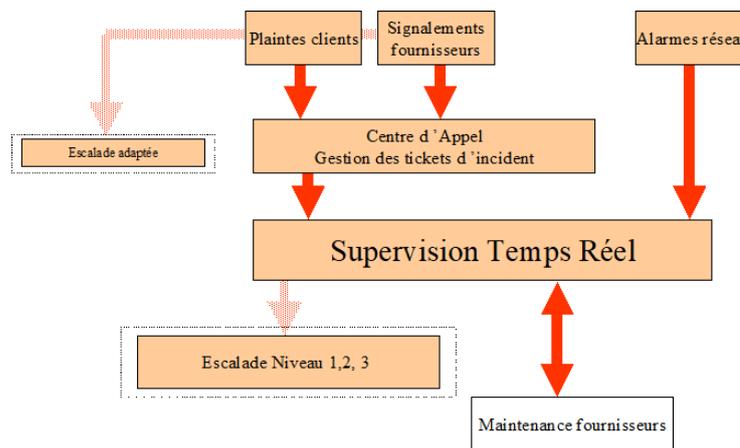
► Le composant organisationnel est structuré autour de 4 équipes :

Equipe de supervision temps réel et temps différé (QOS) :

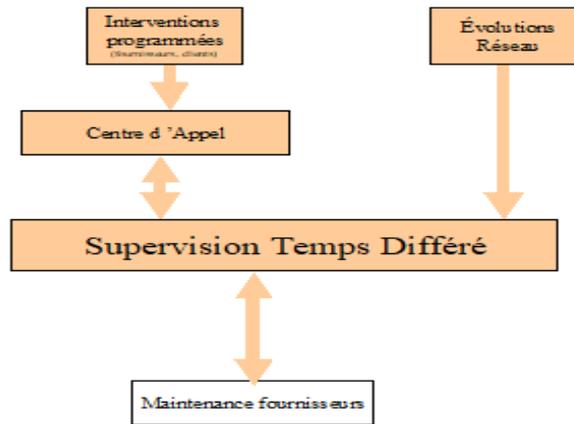
L'équipe de supervision « temps réel » assure la supervision de l'état du réseau en temps réel qui consiste à :

- Observer l'état du réseau
- Qualifier les incidents
- Diagnostiquer les pannes
- Analyser et acquitter les alarmes
- Déclencher les phases d'intervention corrective sur le réseau si nécessaire
- Coordonner et suivre les interventions

Elle contrôle en permanence le bon fonctionnement et de la qualité des services délivrés. Cette observation intervient aussi bien au niveau équipement qu'au niveau service. Les alarmes observées et les plaintes clients sont centralisées par l'intermédiaire d'un centre d'appel. Elles donnent lieu à un traitement et à une procédure d'escalade spécifique.



L'équipe de supervision « temps différé » a pour objectif d'améliorer continuellement la qualité de service globale du réseau en effectuant une analyse approfondie du fonctionnement de celui-ci grâce à des outils de métrologie. Elle s'assure que les opérations d'évolution du réseau ne perturbent pas le fonctionnement des services utilisés par les clients.



Equipe d'administration :

L'équipe d'administration assure la production de service sur le réseau pour chaque sous-système télécom. Il s'agit de fournir suite à une demande d'un client des ressources sur le réseau. Cette livraison se découpe selon les phases suivantes :

- Réalisation des ordres de travaux
- Configuration des équipements (WDM, OTN, MPLS_TP, Carrier Ethernet, IP)
- Production du service (service de lambda, route optique, VPN) sur le réseau
- Livraison du service donc la mise en supervision du service
- Opérations d'évolution du réseau

Equipe de maintenance curative et préventive :

La « maintenance curative » intervient à l'issue des dysfonctionnements « réseau » observés par les équipes de supervision (temps réel, temps différé). Elle est structurée suivant une procédure d'escalade présentant trois niveaux d'interventions :

- ⇒ **Niveau 1** : intervention régionale, les techniciens sur site procèdent aux analyses et si possible aux remplacements matériels
- ⇒ **Niveau 2** : intervention nationale de l'équipe support pour l'expertise technique
- ⇒ **Niveau 3** : intervention constructeur

La maintenance de Niveau 2 consiste à :

- Expertise et support technique
- Résolution d'incidents
- Coordination avec les constructeurs
- Etude de l'évolution du réseau
- Gestion des projets réseaux et télécoms : ajout de nouvelles fonctionnalités, modification d'architecture
- Migration du réseau de télécommunication
- Intégration de nouveaux équipements télécoms
- Veille technologique

Ce dernier échelon est atteint si les phases d'analyse précédentes ont échoué.

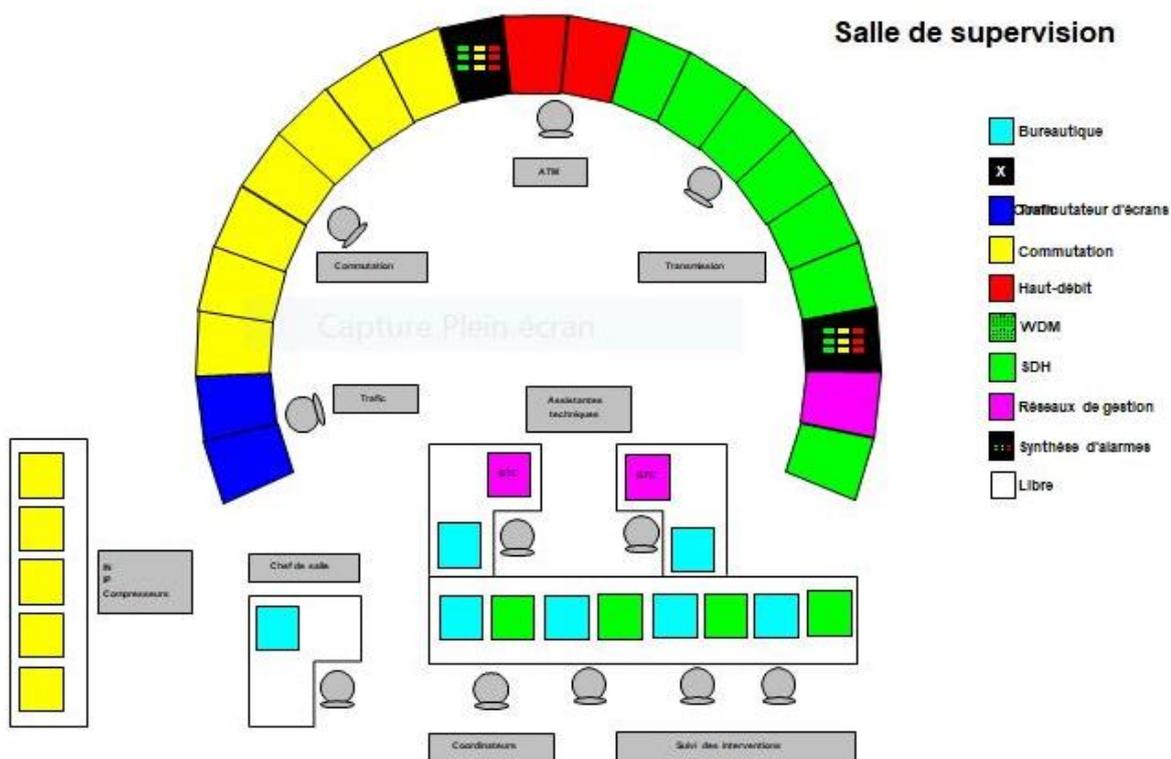
La « maintenance préventive » concerne plutôt la pérennité du réseau : remplacement de pièces défectueuses, upgrades matériels et logiciels, etc.

Equipe Help Desk (centre d'appel) :

Le rôle de l'équipe help desk consiste à :

- Répondre à l'utilisateur, lui apporter une information utile
- Ouvrir/fermer un ticket d'incident
- Suivre un incident utilisateur, de sa déclaration à sa résolution
- Informer l'utilisateur
- Aiguiller vers le support adéquat tout incident qui ne peut être résolu immédiatement

Le schéma suivant donne une vue globale de l'organisation d'un NOC (Source ALCATEL) :



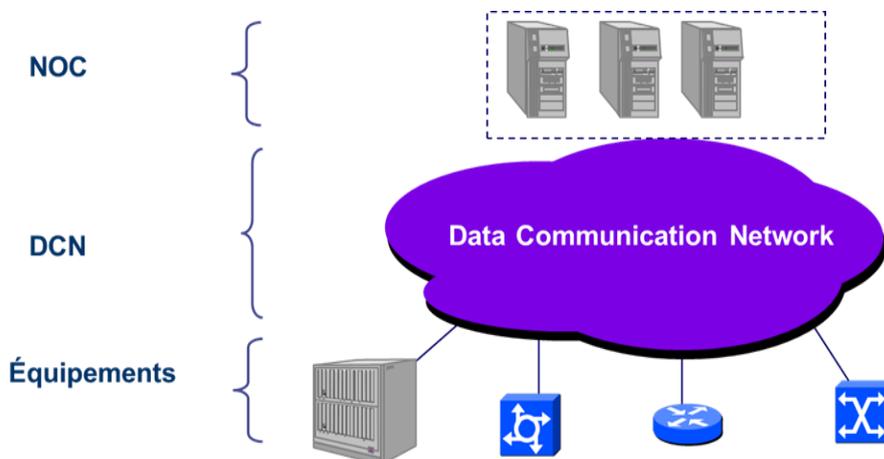
► **Le composant technique est composé d'éléments suivants :**

Le réseau de supervision comprend trois parties :

- ⇒ Les éléments de réseau (équipements télécoms à superviser et à administrer)
- ⇒ Le réseau de communications de données
- ⇒ Les applications associées

Les éléments du réseau (NE - Network Element) :

Les éléments de réseau correspondent aux différents types d'équipements installés (par exemple WDM, OTN, MPLS_TP, Carrier Ethernet, IPV6). Les éléments d'interconnexions au réseau de communications de données sont appelés GNE (**G**ateway **N**etwork **E**lement).

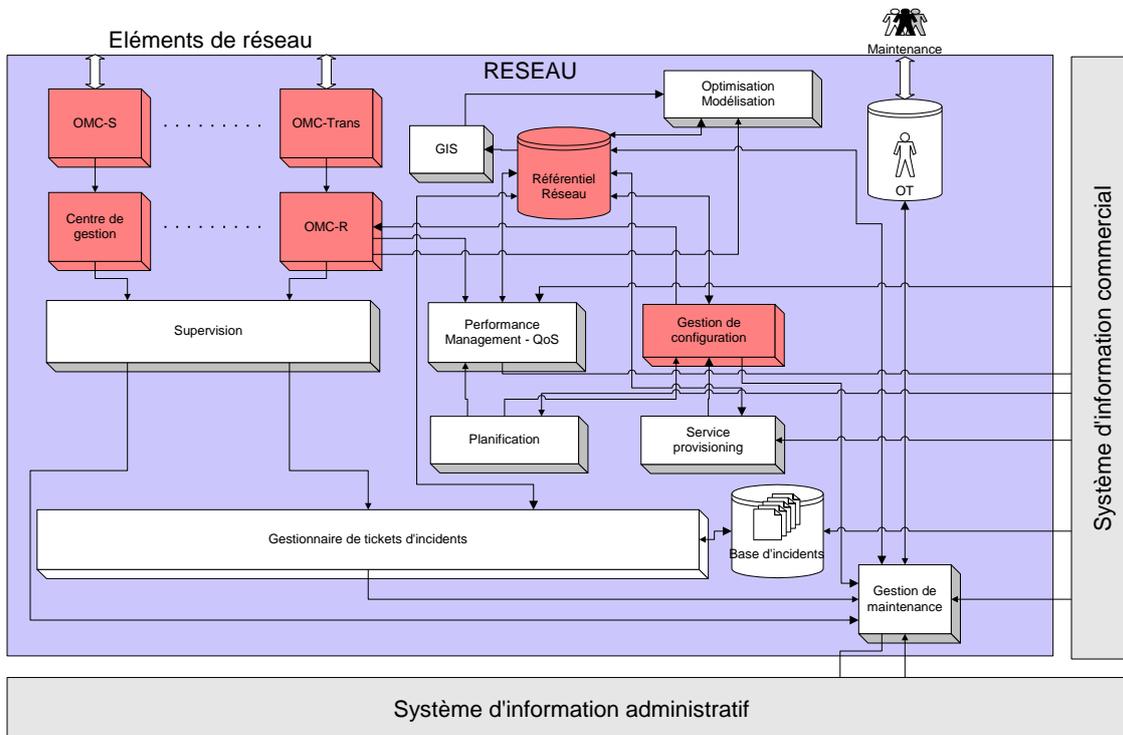


Le réseau de communications de données (Data Communication Network) :

Le réseau de communication de données est un réseau construit parallèlement au réseau télécom (out of band). Son but est d'interconnecter le centre de supervision (NOC) et les éléments de réseau à superviser et à administrer. Il s'agit classiquement d'un réseau de routeurs qui permettent au centre de supervision de récupérer l'ensemble des informations de supervision (trap SNMP V3 ou CMIP) des éléments de réseau (WDM, OTN, Carrier Ethernet, MPLS_TP, Firewall, sonde).

Les applications associées :

Le centre de supervision constitue le centre nerveux du réseau et fournit une image fidèle de l'état global du réseau en temps réel.



Pour cela le NOC se dote d'outils suivants :

⇒ L'outil de gestion des **Référentiels Réseaux** dispose des fonctionnalités suivantes :

- Inventaire des composants physiques, logiques et services de l'ensemble des réseaux de transmission, de commutation fixe, de commutation mobile, de radio et de data
- Gestion des ressources réseaux telles que les bandes passantes, circuits, etc.

⇒ L'outil **Administration** a pour objectifs :

- La tenue à jour du *Référentiel Réseau* en gérant les insertions et suppressions des équipements réseaux (les NE)
- La gestion des ordres de travaux et le provisioning des services

⇒ L'outil **Suivi de la Qualité de Service (QoS)** s'appuiera sur :

- La collecte des compteurs de performance à partir des gestionnaires de réseaux (les OMC notamment)
- Les outils d'aide au diagnostic : sonde, etc.
- L'agrégation et la production d'indicateurs
- La gestion des niveaux de service (SLA - **S**ervice **L**evel **A**greement)

- ⇒ L'outil **Supervision** porte les grandes fonctionnalités suivantes :
 - La surveillance de l'ensemble des couches des différents réseaux en tenant compte de la corrélation et de la centralisation des alarmes
 - Le couplage avec la maintenance pour le suivi des incidents

- ⇒ L'outil **Gestion des Tickets d'Incidents** (Trouble Ticketing) permet :
 - Le suivi des incidents réseaux et clients
 - La gestion des escalades
 - La gestion du support niveau technique avec les équipementiers et les mainteneurs

- ⇒ L'outil **Gestion de la Maintenance des Réseaux** a pour rôles :
 - La gestion des équipes terrain de maintenance pour les besoins d'interventions préventives et curatives
 - Le suivi des ordres de travaux
 - La gestion de la logistique et des pièces détachées
 - La gestion des interventions programmées

Chapitre 8 : La cyber sécurité

Chapitre 8_1 : La sécurité du SI

La sécurité c'est l'état dans lequel l'information est valide, les infrastructures garantissent l'intégrité, la confidentialité, la disponibilité et la traçabilité des données et il est possible de détecter les actions malveillantes et surtout de pouvoir les prévenir. Malheureusement, le risque zéro n'existe pas. On ne peut agir que sur le risque connu : plus on veut le diminuer, plus il faut faire d'efforts et mettre des moyens. Gérer la sécurité c'est donc gérer le risque : c'est savoir mettre le seuil au-delà duquel celui-ci est inacceptable et en dessous duquel il va bien falloir l'accepter.

Ce risque est par nature évolutif. La logique du défenseur n'est pas celle de l'attaquant : tandis que les premiers s'organisent pour contrer les attaques, les attaquants, eux, en cherchant de nouvelles vulnérabilités sur l'ensemble de l'espace ouvert : réseaux, systèmes et applications. et surtout utilisateurs.

La sécurité doit donc être homogène sur l'ensemble du système d'information et évolutive. L'évolutivité de la sécurité peut être traduite par un processus cyclique d'amélioration en continue (modèle **PDCA** ou la roue de Deming) dont la période dépend de la taille de l'entreprise et de la nature même de son activité :



► La phase Plan:

- Analyse de risques

C'est l'étape où l'entreprise prend conscience de certaines vulnérabilités de son infrastructure et de son système de fonctionnement et identifie les menaces qui pèsent sur les informations. L'évaluation du risque est un exercice assez difficile surtout quand il s'agit d'estimer des pertes immatérielles. L'utilisation de méthodes d'analyse de risque facilite cette tâche. Deux méthodes d'analyse de risque ont été développées par différents organismes (Norme ISO 27005 et EBIOS de l'ANSSI).

- Etablir la Politique de sécurité

Une politique de sécurité est un ensemble de règles auxquelles doivent se conformer les personnes qui ont accès à une certaine technologie ou un certain bien d'une organisation donnée. Le but principal est d'informer les utilisateurs, le personnel et les gestionnaires des conditions nécessaires pour protéger sa technologie et les biens de son système d'information. Elle permet aussi de se couvrir vis-à-vis des lois, directives et règlements en vigueur. Cette politique doit spécifier les mécanismes à suivre pour se conformer à ces conditions.

Une politique d'utilisation peut aussi faire partie de la politique de sécurité. Elle spécifie ce que chaque

utilisateur peut ou ne peut pas faire avec les composants du système d'information de l'entreprise.

Pour que la politique de sécurité soit appropriée et effective, elle doit être reconnue et adoptée par toutes les catégories d'employés de l'entreprise. Il est aussi très important que cette politique ait le support total de la direction de l'entreprise sinon son impact serait minime :

- Une politique de confidentialité concernant par exemple le mail électronique ou les fichiers privés
- Une politique d'accès pour protéger les biens des risques de perte ou de divulgation, en spécifiant des lignes de conduites pour les utilisateurs, le personnel et les gérants
- Une politique de responsabilisation
- Une politique d'authentification
- Une politique de maintenance du système d'information qui décrit comment le personnel (interne, externe) est autorisé à accéder à la technologie de l'entreprise
- Une politique de déclaration de violations qui indique quels types de violations sont à déclarer et à qui

Pour que la politique de sécurité soit viable, il faudra qu'elle soit flexible. Elle devra ainsi être indépendante des spécificités du matériel et du logiciel. Les mécanismes de sa mise à jour devront être déjà établis. Il faut aussi qu'elle adhère aux trois principes : information des représentants du personnel, information des salariés et proportionnalité.

► La phase Do:

- Déploiement

Une fois la politique de sécurité et le plan d'action définis, l'entreprise entre dans la phase de déploiement pour concrétiser les décisions prises au plus haut niveau. C'est pendant cette phase que les solutions vont être implémentées selon leur ordre de priorité et selon les techniques appropriées.

- Supervision et administration de la sécurité (se référer au chapitre 8.2 sur le SOC)

- Formation

Sans sensibilisation et formation des utilisateurs du système d'information, même le plan de sécurité le plus évolué peut être mis à mal. D'où la nécessité de cette étape qui permet, entre autre, de mettre à jour les connaissances des administrateurs systèmes en matière de dernières techniques de hacking ou de derniers virus apparus par exemple. Elle sert aussi à apprendre aux employés les procédures de sécurité mises en place et les codes de bonne conduite. Elle sert surtout à les responsabiliser.

► La phase Check:

- Audit

La gestion de la sécurité des systèmes d'information doit être en phase avec l'évolution des technologies informatiques au sein de l'entreprise, les changements structurels qu'elle subit et les nouveaux dangers qui apparaissent constamment. Pour ce faire, des audits réguliers peuvent permettre de détecter ces changements.

- Vérification de l'adéquation du PSSI

- Suivi des risques résiduels

► La phase Act:

- Organisation des actions correctives et préventives

- Maintien le niveau de protection au niveau de sécurité souhaité

Les cyberattaques contre les infrastructures énergétiques augmentent d'année en année et elles sont de plus en plus sophistiquées.

Le tableau ci-dessous liste les dernières attaques connues :

Année	Nom de l'attaque	Type de l'attaque	Pays Ciblé	Impacts
2003	Slammer	Déni de service	Etats Unis Centrale Nucléaire Davis- Besse	Indisponibilité des systèmes de contrôles
2010	Stuxnet	Exploitation des vulnérabilités 0day du système Windows	Iran Usine d'enrichissement d'uranium	Dysfonctionnement centrifugeuses
2012	Shamoon	Phishing	Arabie Saoudite Industrie pétrole/gaz	Vol d'informations
2014	Energetic Bear	Phishing, redirection vers de sites compromis, compromission des mises à jour des Scada des fournisseurs	Etats Unis et Europe 1000 entreprises dans le domaine de l'énergie	Vol d'informations sensibles
2015	Black Energy	Phishing, vol des données d'administration, prise de contrôle à distance des Scada, déni de service téléphonique	Ukraine 3 distributeurs d'énergie	Coupure d'électricité pour plus de 200 000 foyers (ouverture des disjoncteurs)
2016	Industroyer	Deni de service	Ukraine Station à haute tension	Perturbation du fonctionnement du réseau électrique

(Source Cybelius)

L'analyse de 2 Cyberattaques en Ukraine (2015, 2016) est effectuée par la société Sentryo :

https://www.sentryo.net/wp-content/uploads/2017/09/EBOOK_CYBERATTACKS-AGAINST-UKRAINIAN-ICS.pdf

La suite du document se focalisera sur la mise en place d'un SOC qui constitue la brique importante de sécurisation du système d'information. Il ne faut pas cependant oublier que la première brique est avant tout la sensibilisation du personnel.

Chapitre 8_2 : La mise en place d'un SOC

Le suivi permanent de la sécurité de l'énergéticien est fondamental. Le SOC (Security Operation Center) est l'équivalent du NOC. Ce dernier a pour rôle de superviser et d'administrer la sécurité globale (télécom, IT et applications SI). Les équipes du SOC travaillent en étroite collaboration avec les équipes télécoms du NOC et avec les équipes SI. Elles travaillent surtout avec les équipes des CERT et des CSIRT quand ces organismes existent. Le SOC fonctionne 7j/7, 24h/24 et 365j/365.

Les trois composants du SOC sont :

► Le composant métier est composé de 3 processus :

On retrouve les mêmes processus clés que pour le NOC : « supervision », « administration » et « maintenance/support », dédiés pour la sécurité.

► Le composant organisationnel est structuré autour de 4 équipes :

Equipe de supervision :

L'équipe de supervision temps réel assure la supervision en temps réel des équipements de sécurité, de l'IT et des applications SI :

- Surveiller le trafic réseau (firewall, IDS)
- Détecter les intrusions
- Analyser les alertes
- Déclencher les alertes
- Qualifier les incidents
- Clôturer l'incident après l'avoir documenté

Equipe d'administration :

L'équipe d'administration assure l'administration des équipements de sécurité (Firewalls, routeurs, sondes...), des équipements IT (serveurs, VM, OS, antivirus...), des applications SI :

- Paramétrage des équipements de sécurité (ACL, chiffrement, clés, certificats)
- Gestion des identités et des habilitations (mot de passe)
- Gestion des contrôles d'accès
- Application des Patches et des mises à jour
- Durcissement des OS
- Installation des anti-virus
- Gestion des vulnérabilités
- Gestion des règles de corrélation d'évènements
- Pondération des évènements (émission des alertes)

Equipe de maintenance Niveau 1 :

La maintenance intervient à l'issue des dysfonctionnements des équipements de sécurité, de l'IT, des applications SI observés par les équipes de supervision.

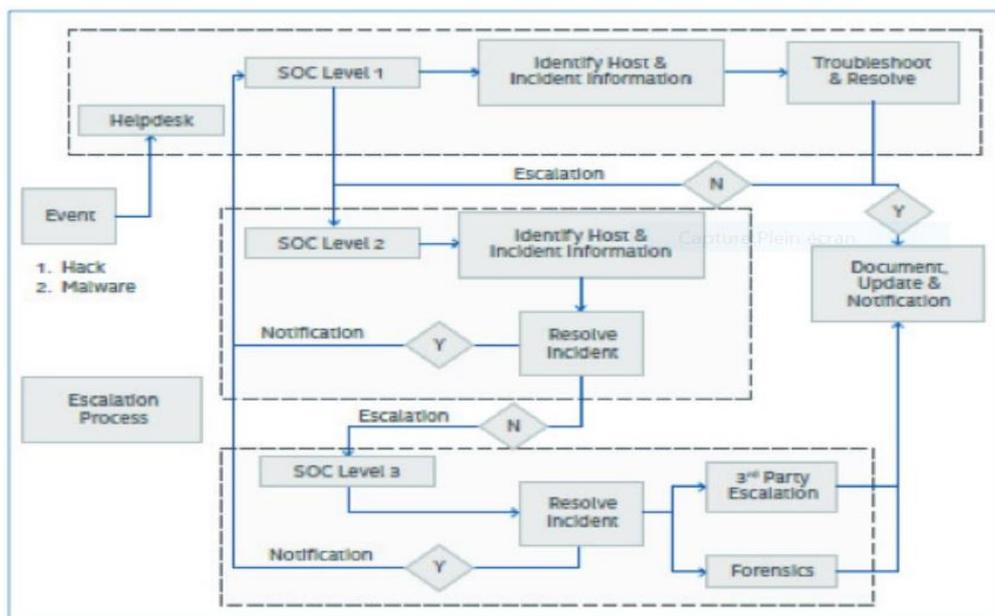
Equipe de maintenance Niveau 2 (support):

Les activités sont :

- Expertise/support sécurité en cas d'escalade N2
- Veille autour des cybermenaces et des vulnérabilités
- Recherche des évènements anormaux (signaux faibles) dans les logs
- Gestion des crises de cybersécurité
- Analyse forensique (post mortem)
- Elaboration des REX et des indicateurs
- Enrichir les règles du SIEM
- Sensibilisation des utilisateurs
- Communication de la sécurité
- Relation avec les autres CERT

Equipe Help Desk (centre d'appel) :

Le rôle de l'équipe Help Desk a le même rôle décrit dans le chapitre précédent :



(Source Mac Afee)

La série des normes ISO/IEC 2700x :

- . ISO/IEC 27000 : Introduction et vue globale de la famille des normes
- . ISO/IEC 27001 : Norme d'exigences des SMSI
- . **ISO/IEC 27002 : Guide des bonnes pratiques en SMSI**
- . ISO/IEC 27003 : Guide d'implémentation d'un SMSI
- . ISO/IEC 27004 : Norme de mesures de management de la sécurité de l'information
- . **ISO/IEC 27005 : Analyse des risques**
- . ISO/IEC 27006 : Guide de processus de certification et d'enregistrement
- . **ISO/IEC 27007 : Guide directeur pour l'audit des SMSI**
- . ISO/IEC 27008 : Lignes directrices de vérification en matière de mesures de sécurité
- . ISO/IEC 27010 : Gestion de la sécurité de l'information des communications intersectorielles
- . ISO/IEC 27011 : Guide pour l'implémentation de ISO/CEI 27002 dans l'industrie des télécommunications
- . ISO/IEC 27013 : Guide sur la mise en œuvre intégrée de l'ISO/CEI 27001 et de l'ISO/CEI 20000-1
- . ISO/IEC 27014 : Gouvernance de la sécurité de l'information
- . ISO/IEC 27016 : Management de la sécurité de l'information
- . **ISO/IEC 27019 : Lignes directrices de management de la sécurité de l'information fondées sur l'ISO/CEI 27002 pour les systèmes de contrôle des procédés spécifiques à l'industrie de l'énergie**
- . ISO/IEC 27032 : Lignes directrices pour la cybersécurité
- . ISO/IEC 27035 : Gestion des incidents
- . ISO/IEC 27039 : Sélection, déploiement et opérations des systèmes de détection d'intrusion
- . ISO/IEC 27040 : Sécurité de stockage

Norme ISO/IEC 27019 :

L'objectif de la norme ISO 27019 (version 2017) est de permettre aux différents acteurs de l'énergie (producteur, transporteur, distributeur, agrégateur) de mettre en œuvre un système de management de la sécurité de l'information (SMSI) dédié à cette industrie. Par rapport à la norme ISO 27002, qui est adaptée au SI « entreprise », la norme 27019 reprend la structure de cette dernière et fournit en plus des recommandations et des ajouts dédiés pour le SI « industriel » des énergéticiens.

La série des normes ISO/IEC 62443 :

La norme IEC 62443 issue des travaux de l'ISA 99 est une norme plus générique :

- IEC 62443-1-X : introduction à la norme
- IEC 62443-2-X : exigences de sécurité liées à l'organisation
- IEC 62443-3-X : exigences de sécurité liées aux systèmes et à l'architecture
- IEC 62443-4-X : exigences de sécurité liées au développement des composants industriels

Elle constitue un référentiel normatif en matière de cyber sécurité pour les SI des systèmes industriels (automate, Scada, IoT, Réseaux locaux industriels, capteur, actionneur). La norme IEC 62443 introduit des notions de « zone » et de « conduit » dans un SI industriel.

Un SI industriel est organisé en plusieurs zones indépendantes les unes des autres :

- Une zone regroupe un ensemble de sous-systèmes
- Un conduit est un canal de communication entre deux zones

La norme définit 5 niveaux de sécurité pour chaque zone (de 0 à 4) : La Security Level 4 est la plus élevée (protection contre des violations intentionnelles utilisant des moyens illimités).

Les informations détaillées sont disponibles à l'adresse suivante : <http://www.isa-france.org/>

L'analyse de la Cyberattaques en Ukraine (2015) est effectuée par l'organisme ISA avec un cas concret de la mise en œuvre du standard IEC 62443 :

https://www.isa-france.org/telechargement/fichiers/Intech_ISA99_2017/Article%20Intech.pdf

Chapitre 9 : la normalisation des Smart grids

Chapitre 9_1 : L'introduction

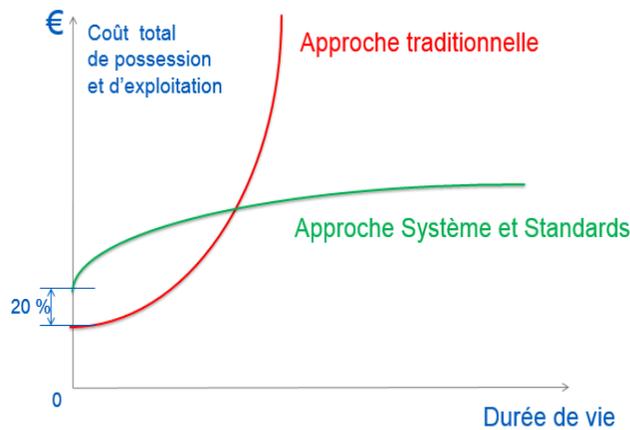
Intermittentes, décentralisées, difficilement stockables en grande quantité, l'essor des énergies renouvelables constitue un défi de taille pour les réseaux électriques. Les réseaux intelligents ou Smartgrids proposent un nouveau paradigme qui touche au smart building, à la ville durable et à l'économie circulaire, avec une recherche constante d'économies et de flexibilité.

Mais cette révolution technologique impose de disposer d'interfaces communes reposant sur une sémantique ainsi que des protocoles et services de communication normalisés. Impossible de faire dialoguer des millions d'éléments de petite puissance, distants, voire télé-opérés, sans langage commun et interopérabilité sans failles. Ce cadre, ce sont les normes volontaires qui le posent. Loin de copier les normes réglementaires, qui sont d'application obligatoire, elles sont faites par la communauté « Smartgrids » et pour elle !

Le marché des Smartgrids est un marché en fort développement, en particulier sur l'aval compteur : affichage de consommation en temps réel, effacements commandés, autoconsommation photovoltaïque, arbitrages stockage/déstockage local en fonction des prix, en particulier par le biais des batteries d'un parc de véhicules électriques (vehicle-to-grid), etc.

Tous les acteurs des Smartgrids peuvent bâtir les réseaux électriques de demain, avec leurs technologies propres. Mais il est vain de vouloir développer cet écosystème sans interopérabilité, a fortiori des systèmes communicants. Le coût économique de systèmes d'information non interopérables serait de nature à freiner les innovations. La normalisation volontaire donne confiance aux utilisateurs en fournissant des références de terminologie, des méthodes de caractérisation ou de mesure de performance des procédés et des produits. D'autant que ces normes sont faites par eux.

La figure suivante illustre l'avantage de choisir des systèmes basés sur les normes :

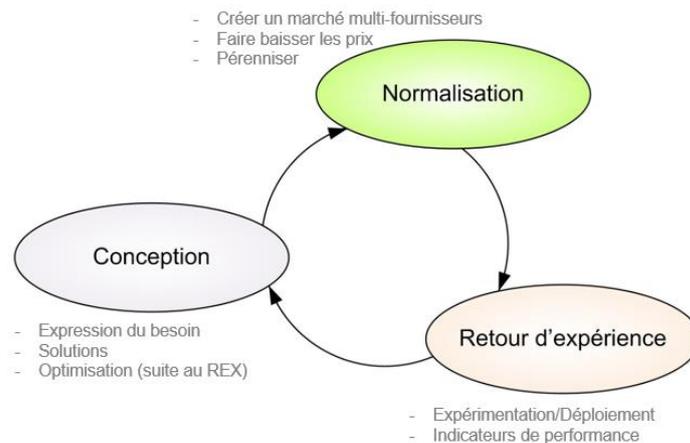


Même si le coût d'acquisition d'un produit ayant été développé avec une approche « système » (solution avec interfaces basées sur les normes) peut se révéler plus onéreux qu'un système développé dans le cadre d'une approche traditionnelle (solution propriétaire, vision en silo), cette approche « système » basée sur les normes permet d'augmenter la durée de vie des solutions et de réduire les coûts de possession et d'exploitation.

En matière de Smartgrids, les projets de R&D sont donc invités à s'appuyer sur les standards existants et en devenir.

Au besoin, ce sera l'occasion de faire remonter des demandes d'améliorations vers les instances normatives et ainsi contribuer à la vie de la norme, pour qu'elle « colle » au plus près des besoins du marché.

La figure suivante illustre les nécessaires synergies à avoir entre Normalisation, Conception de solutions, et Expérimentation :



La publication des résultats de recherche dans les normes volontaires permet une diffusion plus large et offre une reconnaissance de ces derniers dans des documents de référence. Leur normalisation, dans un domaine comme celui des réseaux intelligents, permet de conforter le marché et de faciliter l'adoption de nouvelles technologies.

En quelque sorte, la normalisation se présente comme une plateforme de développement *open source*, mettant à disposition codes informatiques ou souches logicielles élaborés dans le respect des exigences des marchés mondiaux et de conformité à la Réglementation Européenne.

La figure suivante illustre les Organismes de Normalisations clefs dans la mise en place des Smartgrids :



Ce système de gouvernance à trois couches caractérise la normalisation volontaire : couche internationale sous la gouvernance de l'ISO et de l'IEC et de l'ITU, couche européenne sous la gouvernance du CEN-CENELEC et ETSI, couche nationale sous la gouvernance d'AFNOR.

Les acteurs des Smartgrids doivent donc porter une attention particulière à l'IEC (International Electrotechnical Commission - Commission Electrotechnique Internationale). Nourris par les contributions d'AFNOR au nom de la France, les travaux de la Commission Electrotechnique Internationale se sont intensifiés ces dernières années.

Chapitre 9_2 : L'émergence de normes pour les Smartgrids

Il est donc primordial que les projets Smartgrids de R&D financés par la Commission Européenne dans le cas du programme H2020 utilisent les méthodologies, les outillages et normes développés pour les Smartgrids qui permettent de favoriser l'interopérabilité et les retours d'expérience vers les instances de normalisation. De la même façon les projets de recherche Smartgrids nationaux (financés par l'ADEME, d'ANR ou autre instance) ont tout intérêt à appliquer un corpus de bonnes pratiques.

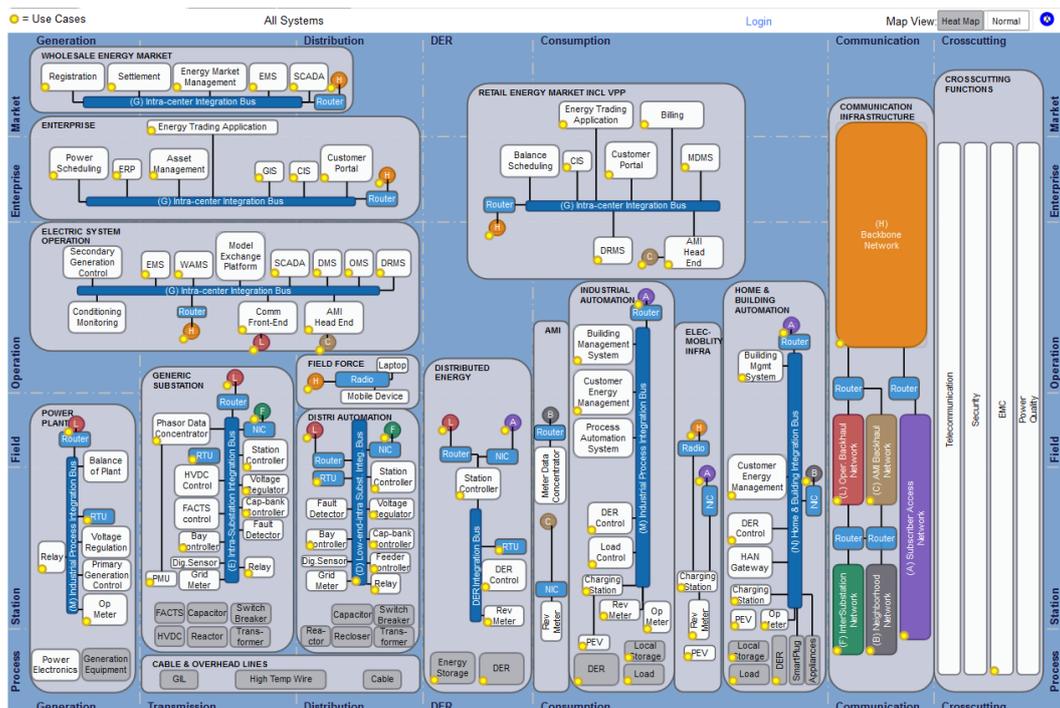
Les projets Européens de R&D ont bénéficié des conclusions proposées par les instances de normalisation européenne CEN/CENELEC/ETSI auxquelles la Commission avait confié des mandats (M441 pour les systèmes de comptage communicant, M490 pour les Smartgrids, M468 pour la recharge des véhicules intelligents) et de la valorisation par l'IEC de certains livrables.

Dans le cadre du mandat M490 Smartgrids les rapports¹⁵ des différents groupes de travail (« Sustainable Process », « Reference Architecture », « First Set of Standards », « CyberSecurity ») ont été publiés entre 2012 et 2016 ont donc été valorisés et enrichis par l'IEC.

Ainsi le groupe M490 « **First Set of Standards** » a permis de publier une feuille de route pour les systèmes Smartgrids, qui identifie pour chaque système smartgrid quelles sont les normes qui sont disponibles ou en cours de développement. Ce document a été repris par l'IEC et étendu et a donné naissance à la norme « IEC/TR 63097 Smart Energy Roadmap » qui sera révisée en 2018.

L'illustration de cette norme peut se matérialiser via l'outil qu'a mis à disposition l'IEC, le « mapping tool » qui permet via une interface interactive d'accéder aux normes qui s'appliquent à tel ou tel sous-système smartgrid.

La figure suivante illustre le « mapping tool » (<https://smartgridstandardsmap.com>) :



¹⁵ <https://www.cencenelec.eu/standards/Sectors/SustainableEnergy/SmartGrids/Pages/default.aspx>

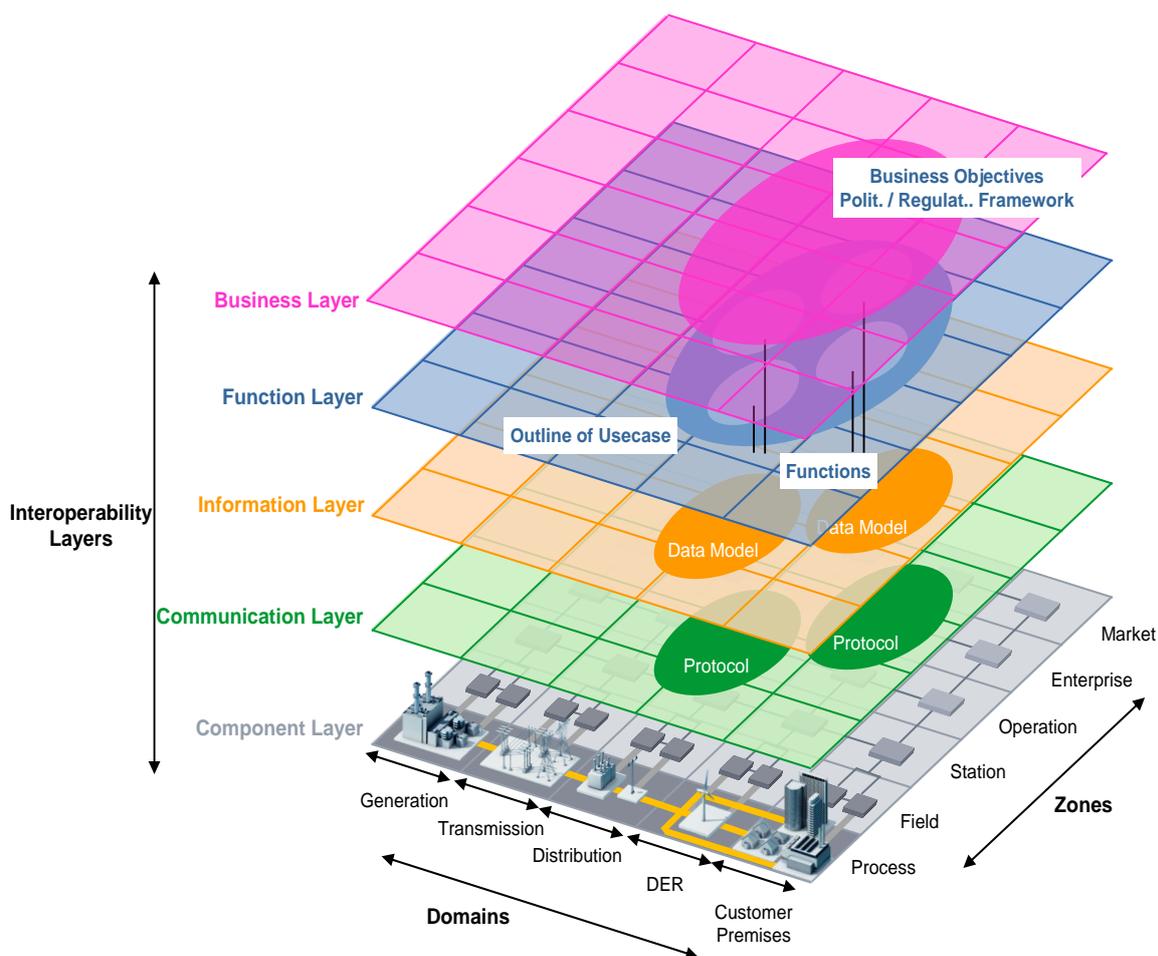
Le groupe du M490 « **sustainable process** » s'est, quant à lui, concentré sur l'aspect méthodologie pour capturer les besoins métiers pour les Smartgrids. Cette méthodologie est celle des cas d'utilisation ou « Use Cases ». Cette méthodologie a donné naissance au niveau IEC aux normes 62559 et 62913.

La série 62559 propose différentes parties normatives en lien avec la méthodologie Use Cases (62559-2 représente le gabarit à utiliser pour capturer la connaissance métier sous forme de Use Cases, la 62559-3 correspond à la sérialisation en XML du contenu du Use Case exprimé via la 62559-2).

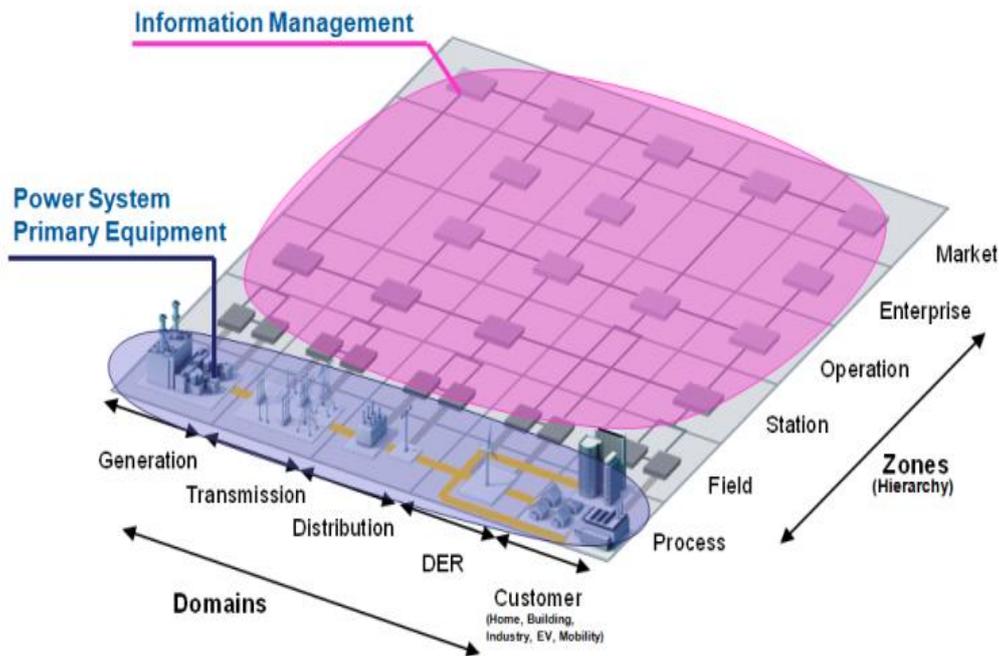
La série de normes 62913 instancie l'approche Use Cases aux systèmes Smart Energy. Ainsi la partie « 62913-1 Generic SmartGrid Requirements » décrit la méthodologie et un profil UML permettant de capturer les besoins sous UML. Les parties 62913-2-[1,4] donnent des exemples de « Use Cases » pour différents systèmes Smartgrids. Ainsi ces parties doivent permettre d'alimenter le « mapping tool » et de constituer une base de données de « Use Cases » mise à disposition par l'IEC.

Le groupe du M490 « **Reference Architecture** » a permis de développer le Smart Grid Architecture Model ou SGAM.

Le SGAM est présenté par la figure suivante :



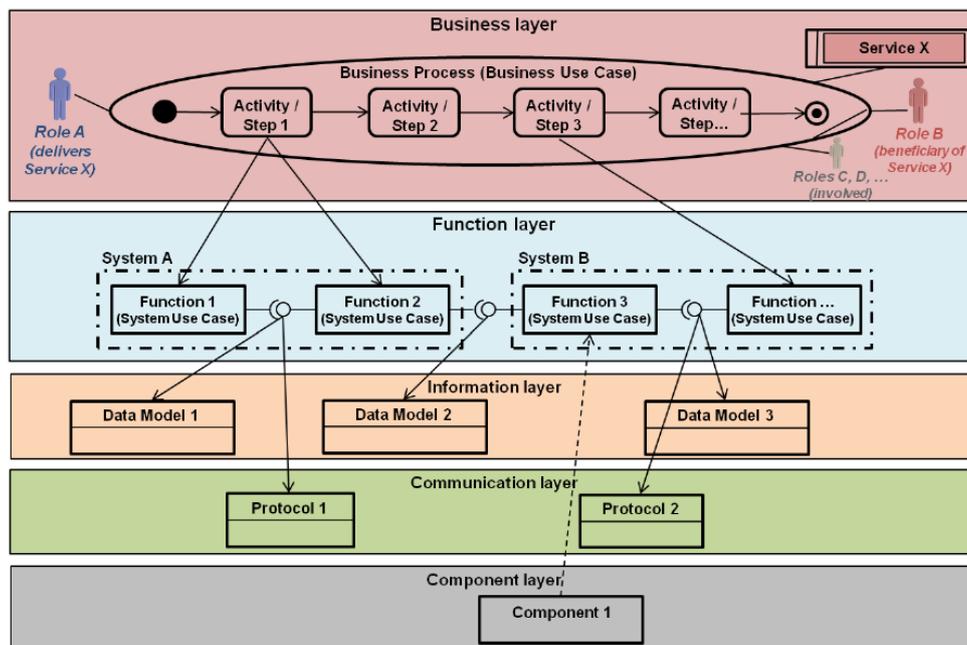
Le premier niveau est constitué des Domaines et des Zones, comme représenté par la figure suivante :



Les **Domaines** permettent de segmenter les smartgrids en domaines, depuis la Production Centralisée jusqu'au Client. Les **Zones** permettent de segmenter chaque domaine en partant du processus pour aller vers les marchés en passant par différents paliers.

Le **SGAM** énonce que pour disposer de systèmes interopérables, les différentes couches du SGAM doivent être traversées, depuis le niveau métier (Business) jusqu'au Processus, en passant par la couche fonctionnelle, la couche Modèle d'Information pour assurer une sémantique commune et la couche Communication (protocole de communication à utiliser pour véhiculer l'information sémantique).

La figure suivante illustre la méthodologie Use Case projetée sur le SGAM :



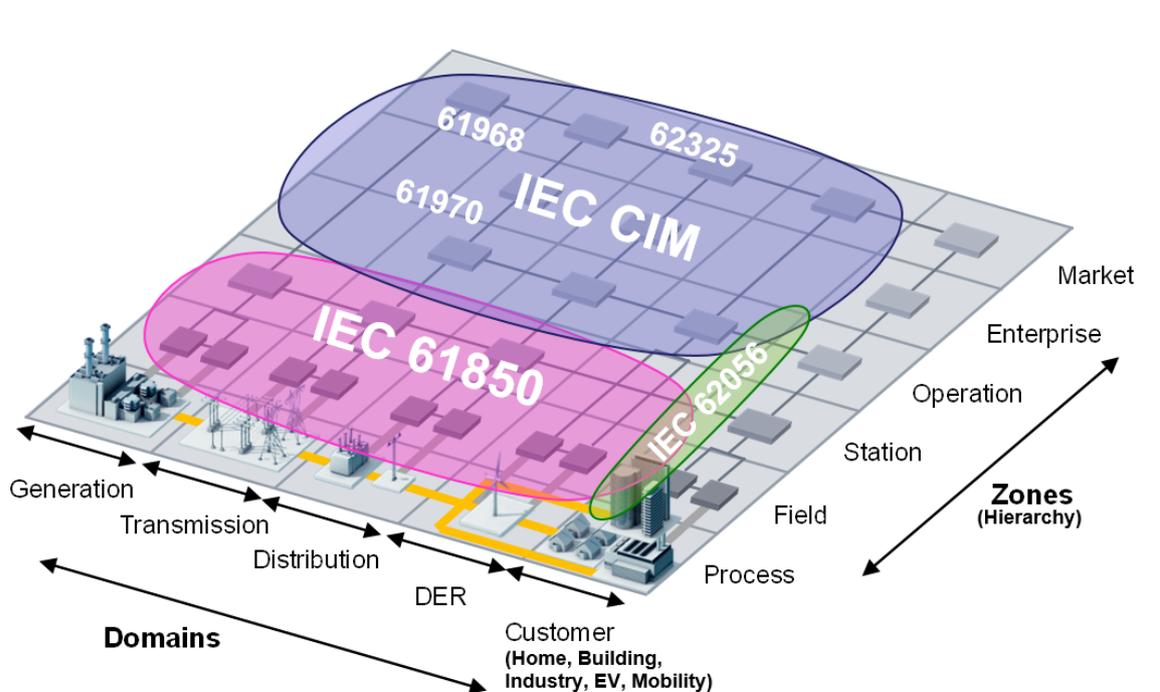
Au niveau de la couche « **Business Layer** », des « Business Use Cases » (cas d'utilisation métiers) vont être développés et permettre de définir des exigences. Les Business Use Cases n'utilisent que des « rôles » de type **Organisation** ou **Personne**. En Europe a été développé un Modèle de Rôles harmonisé pour l'électricité par les associations ENTSO-E, EFET, ebiX. Ce modèle fait référence et sera sujet à évolutions compte tenu de l'apparition de nouveaux rôles comme les agrégateurs, les opérateurs de flexibilité, etc.

Ce rôle modèle est disponible à l'adresse suivante :

<https://www.entsoe.eu/publications/electronic-data-interchange-edi-library/harmonised-electricity-role-model/>

Au niveau de la couche « **function layer** », les « System Use Cases » sont définis et permettent de définir les acteurs systèmes (systèmes, applications, fonctions) qui vont implémenter les besoins métiers décrits au niveau des « Business Use Cases ».

C'est au niveau de la couche « **Information Layer** » que les modèles d'information sémantiques normalisés vont être utilisés. Dans le cadre du développement des Smartgrids, trois séries de normes constituent principalement ces modèles sémantiques comme l'indique la figure suivante :



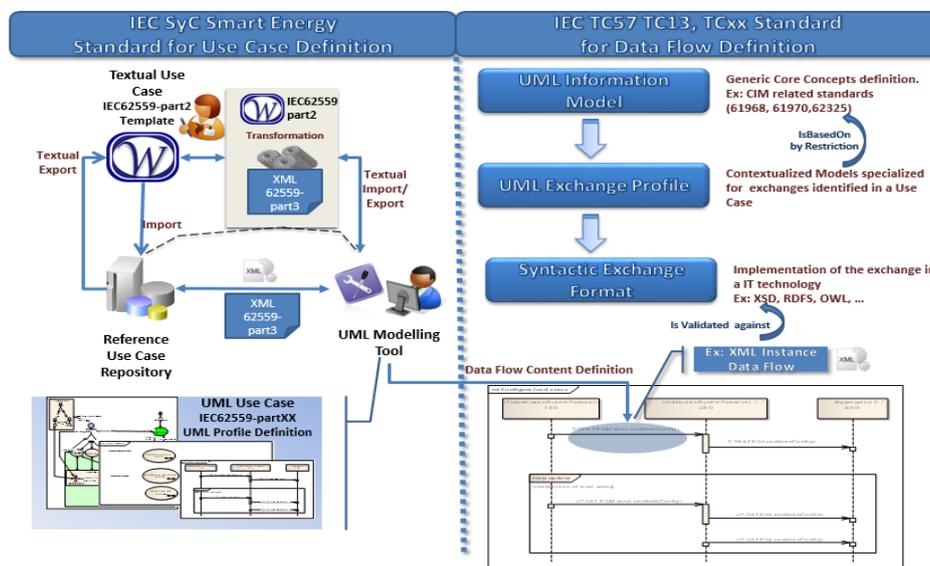
Ce sont donc les séries IEC 61970, 61968, 62325 pour le CIM, la série 61850 pour les systèmes de contrôle commande et d'automatisation des réseaux, et DLMS-COSEM (IEC 62056) pour les systèmes de comptage communicants.

Les modèles sémantiques vont nourrir la couche application du modèle OSI.

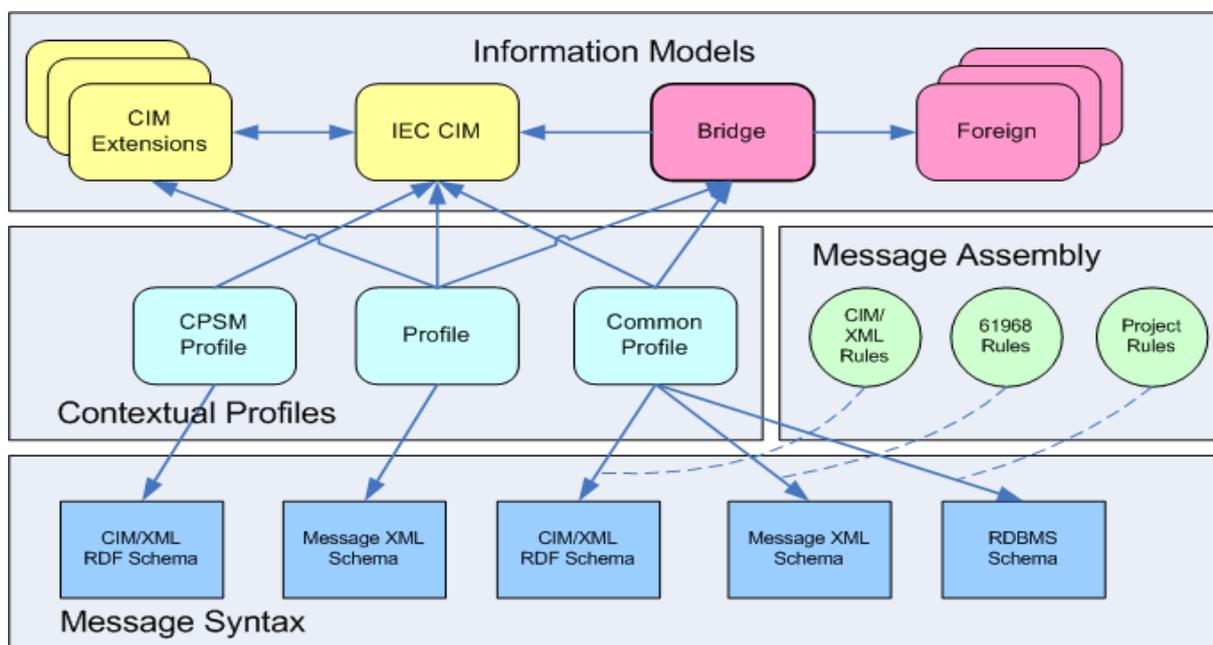
C'est au niveau de la couche « **Communication layer** » que se font le choix de protocoles de communication.

Enfin, les fonctions et applications smartgrids sont regroupés dans des composants au niveau de la couche « **Component Layer** ». Ces composants sont des ordinateurs, des équipements en réseau, des capteurs, des routeurs, des passerelles, etc.

La figure suivante décrit comment les normes associées aux cas d'usages sont utilisées dans un contexte de spécification des besoins et comment les normes associées aux modèles d'information comme le CIM et la 61850, ou d'autres modèles d'information, sont ensuite utilisés pour supporter les exigences associées aux échanges sémantiques :



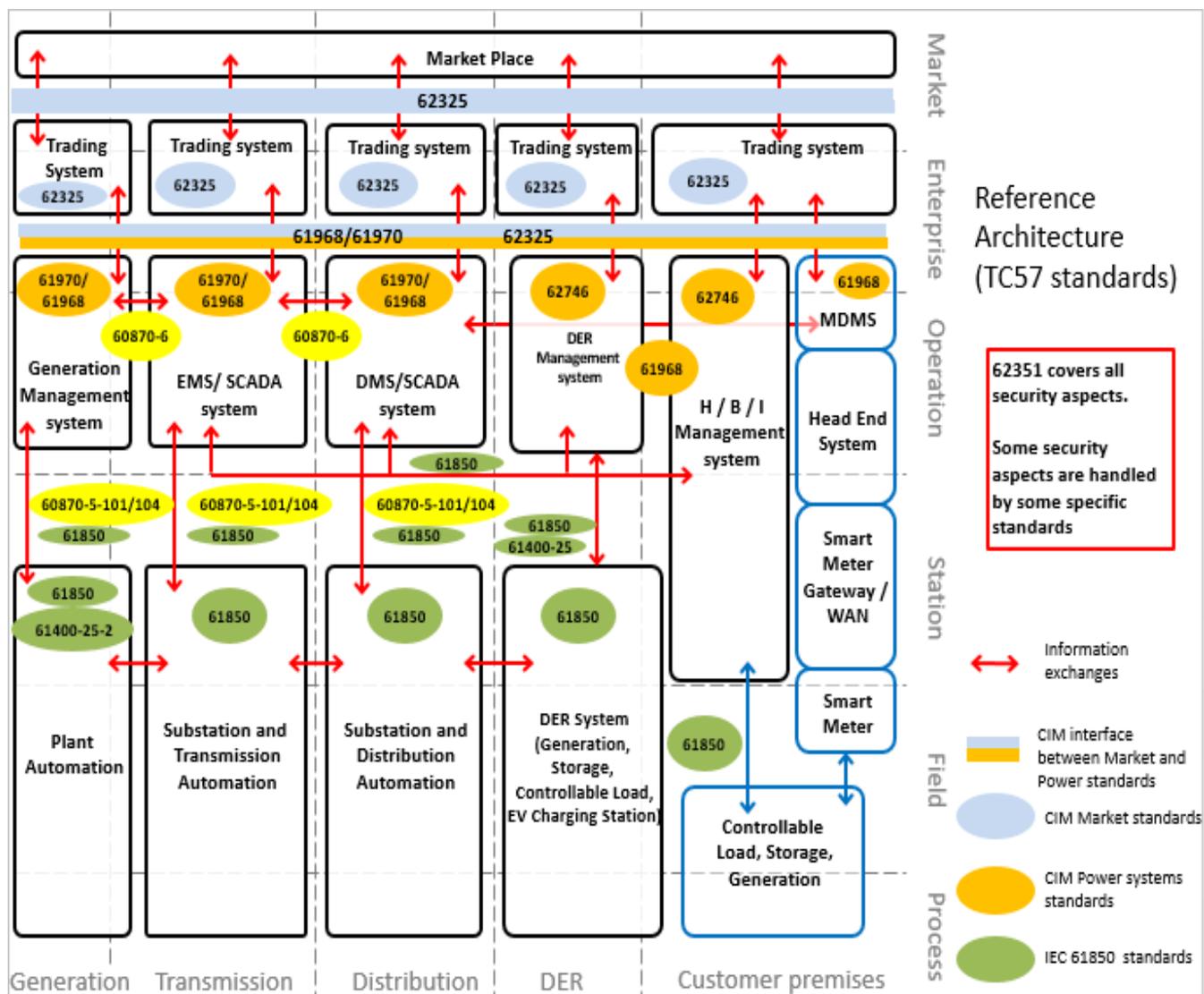
La partie droite de la figure est liée à la dérivation de « profils » d'échanges, qui peuvent être normalisés. La figure suivante illustre la méthode de dérivation de profils d'échanges à partir de modèle d'information :



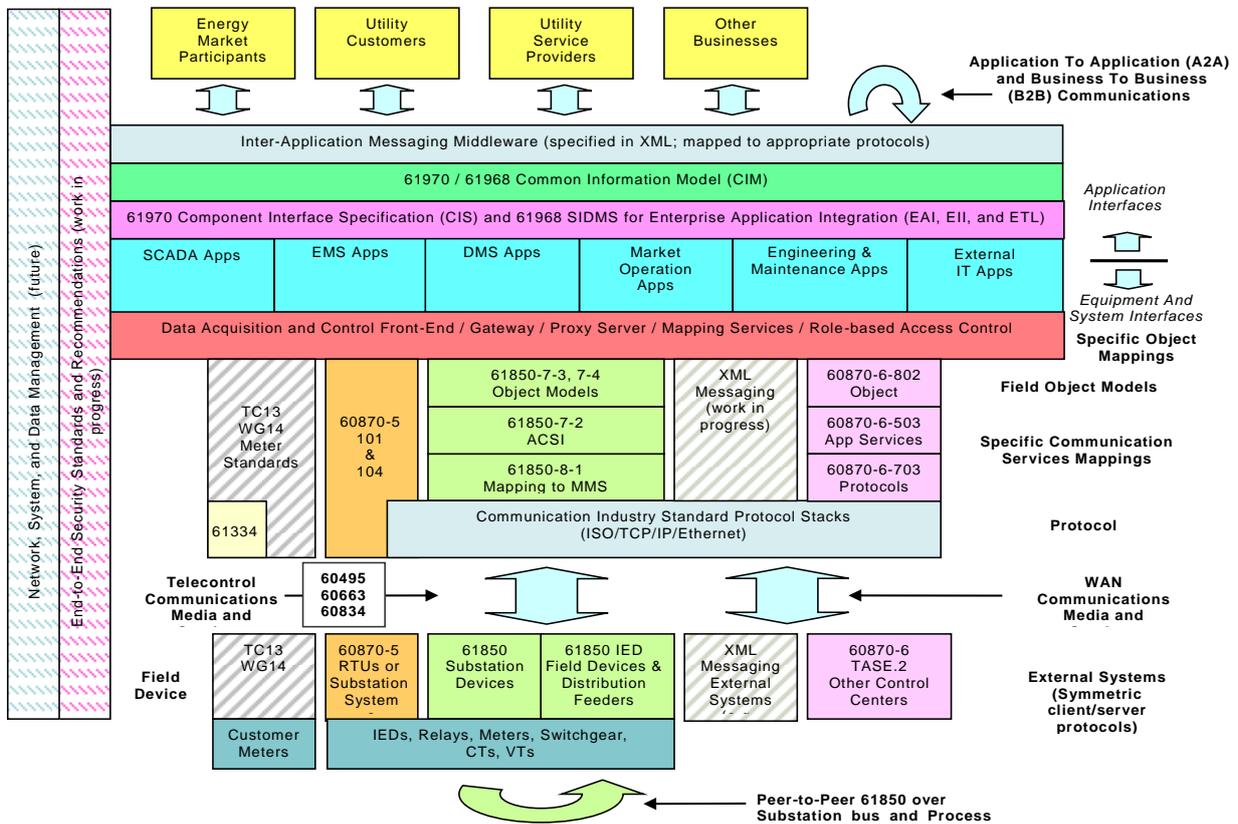
On constate qu'un modèle normalisé (comme le CIM) peut être utilisé, mais aussi que le CIM peut être étendu (« CIM Extensions ») et que d'autres modèles complémentaires au modèle CIM normalisé peuvent être utilisés. Des règles sont définies (« Message Assembly ») pour définir des profils d'échanges (« Contextual Profiles ») afin de générer différentes syntaxes appropriées (« Message Syntax »).

Chapitre 9_3 : L'architecture de référence pour les systèmes Smartgrids

L'intégration « amont-aval » doit s'appuyer sur une architecture de référence. La figure suivante décrit l'architecture de références des systèmes de conduite d'énergie Smartgrids (IEC TR 62357-1) où les normes CIM et 61850 sont incontournables :

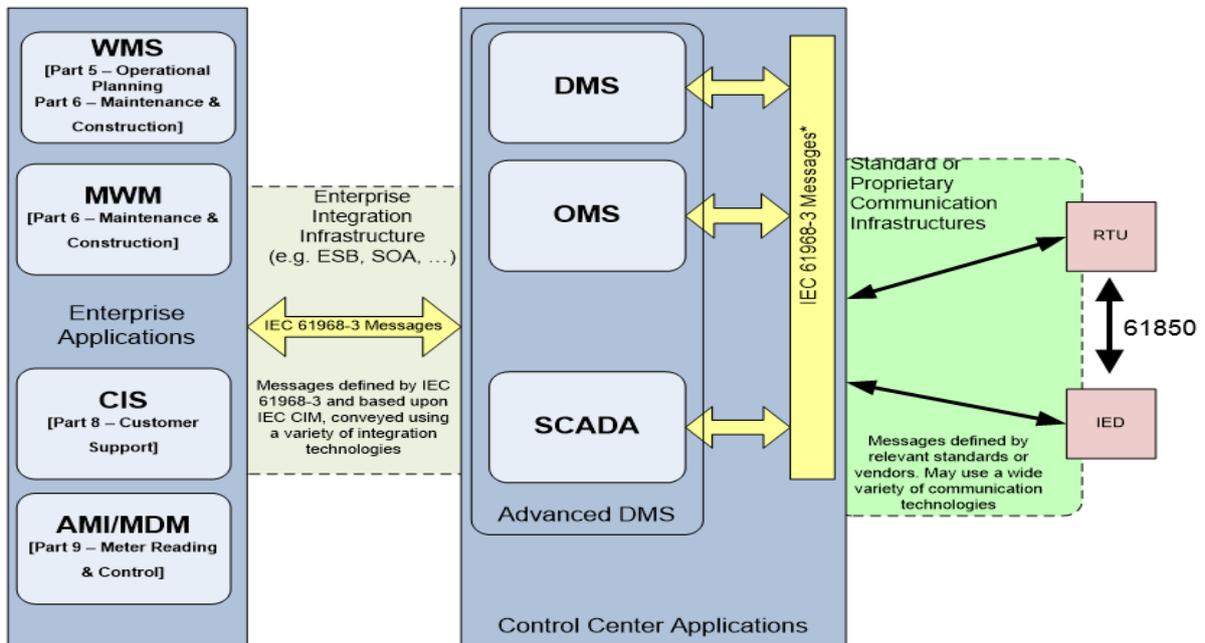


Si l'on se focalise au niveau de l'architecture d'un système Smartgrid d'une utility, par exemple un système SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) et des fonctions avancées de gestion d'énergie (Energy Management System), alors on disposera d'une architecture se rapprochant de la figure suivante :



*Notes: 1) Solid colors correlate different parts of protocols within the architecture.
 2) Non-solid patterns represent areas that are future work, or work in progress, or related work provided by another IEC TC.

Une vue plus simplifiée d'un système de Téléconduite Contrôle Commande est représentée ci-après :

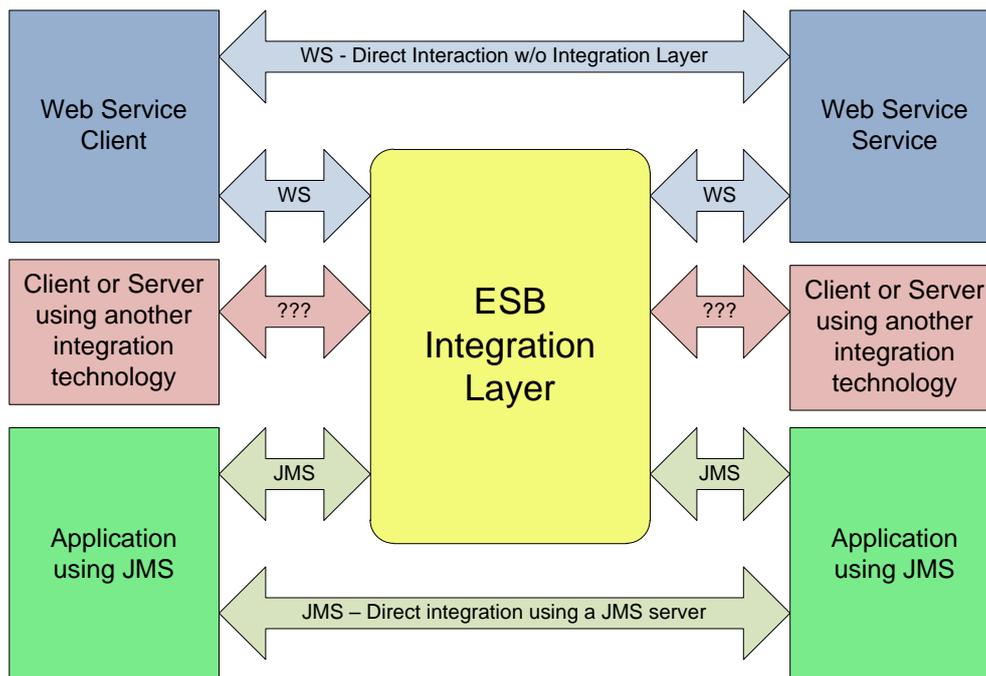


* Note, that depending on the system configuration, these can also be proprietary interfaces (E.g. a system that covers DMS and SCADA in one product).

Le système de téléconduite (utilisant un système SCADA) acquiert des données issues du process en 61850, convertit ces données en CIM et sera en interaction avec des applications de gestion des coupures (OMS : **O**utage **M**anagement **S**ervice), de gestion avancée de la Distribution (**D**istribution **M**anagement **S**ystem), de gestion des travaux (WMS : **W**ork **M**anagement **S**ystem), de gestion de la clientèle (CIS : **C**ustomer **I**nformation **S**ystem), de gestion des compteurs communicants (AMI/MDM : **A**dvanced **M**etering **I**nformation, **M**eter **D**ata **M**anagement).

Les parties 61968 du CIM sont alors mises en œuvre pour assurer l'interopérabilité inter-applicative via l'échange de messages.

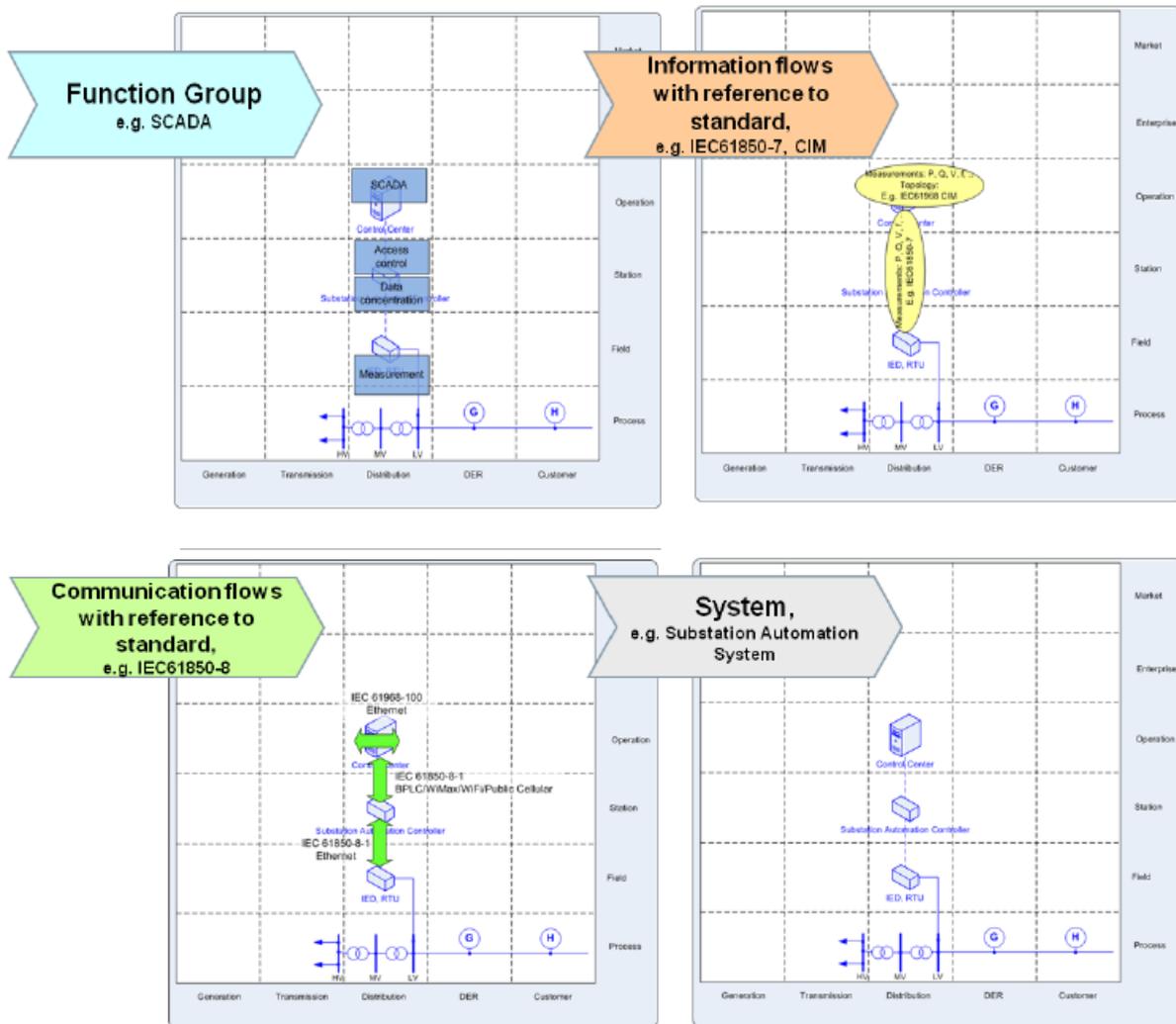
La façon de véhiculer des messages utilise différentes technologies comme présenté ci-après :



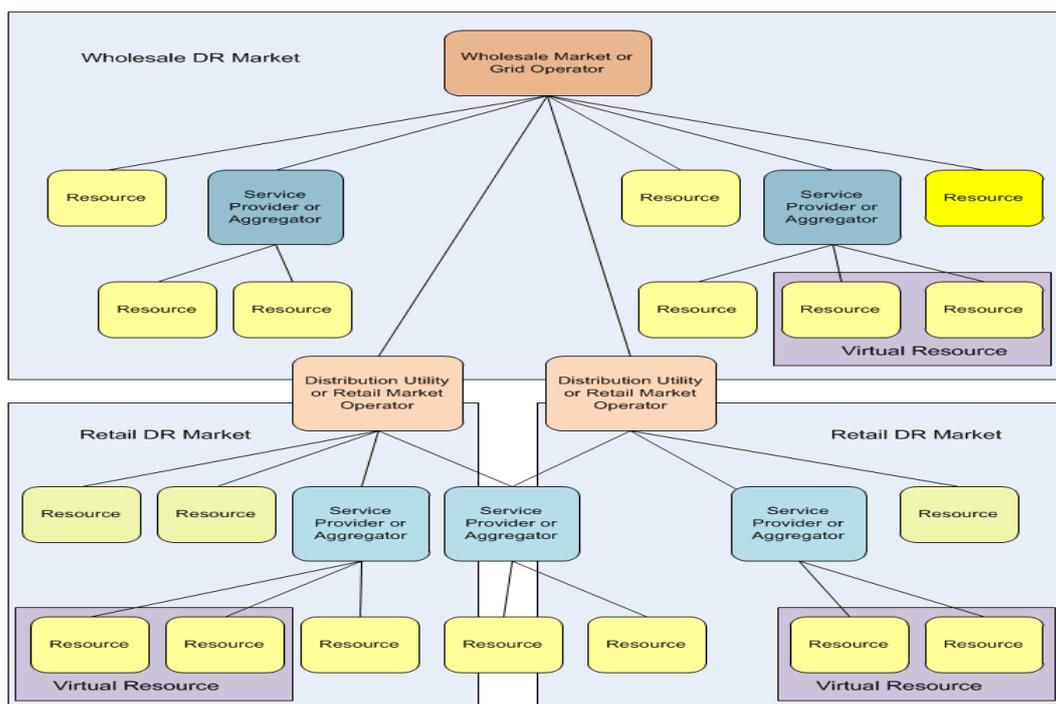
Les standards proposés par des organismes tels que le W3C, l'IETF ou par d'autres organismes sont donc valorisés par les groupes de normalisation IEC.

Une vision plus conceptuelle d'un système de téléconduite est offerte en utilisant le SGAM.

Une utilisation du SGAM est effectuée dans la feuille de route systèmes Smartgrid de l'IEC 63097 et a été adoptée dans de nombreux projets de R&D financés par la Commission Européenne. La figure suivante illustre l'usage du SGAM pour projeter sur les différentes couches les composants fonctionnels, les normes associées aux échanges d'informations, aux protocoles de communication et aux systèmes physiques associés à la supervision d'un réseau de distribution :



La figure suivante illustre de façon macroscopique une architecture combinant marché de gros et marché de détail avec utilisation de ressources distribuées, pouvant être regroupées et mises à disposition par des agrégateurs :



L'aval compteur a ses problématiques propres, mais doit travailler à une harmonisation des flux d'informations avec l'amont compteur, en vue d'un pilotage harmonieux du système électrique.

C'est l'objectif du groupe de travail TC 205 du CENELEC, qui traite des systèmes électroniques pour les foyers domestiques et les bâtiments, en coopération avec les experts « amont compteur » du TC 57 de l'IEC, mais aussi avec des associations généralement positionnées sur l'aval compteur.

Ces associations développent des modèles de données en dehors de toute architecture de référence existante et doivent donc assurer les coûts d'adaptation du logiciel pour intégrer les langages du TC 57 (CIM, 61850).

Chapitre 9_4 : Les normes pour la cybersécurité

Mais interopérabilité ne veut pas dire vulnérabilité : tout doit être mis en œuvre pour que la cybersécurité soit de mise sur un système ouvert. Le groupe « Cybersecurity » du mandat M490 a produit un document sur les aspects cybersécurité qui a aussi alimenté les travaux de l'IEC. Les enjeux de normalisation en cybersécurité sont intimement liés aux enjeux réglementaires.

Les principales réglementations en cybersécurité qui s'appliquent au secteur de l'énergie sont :

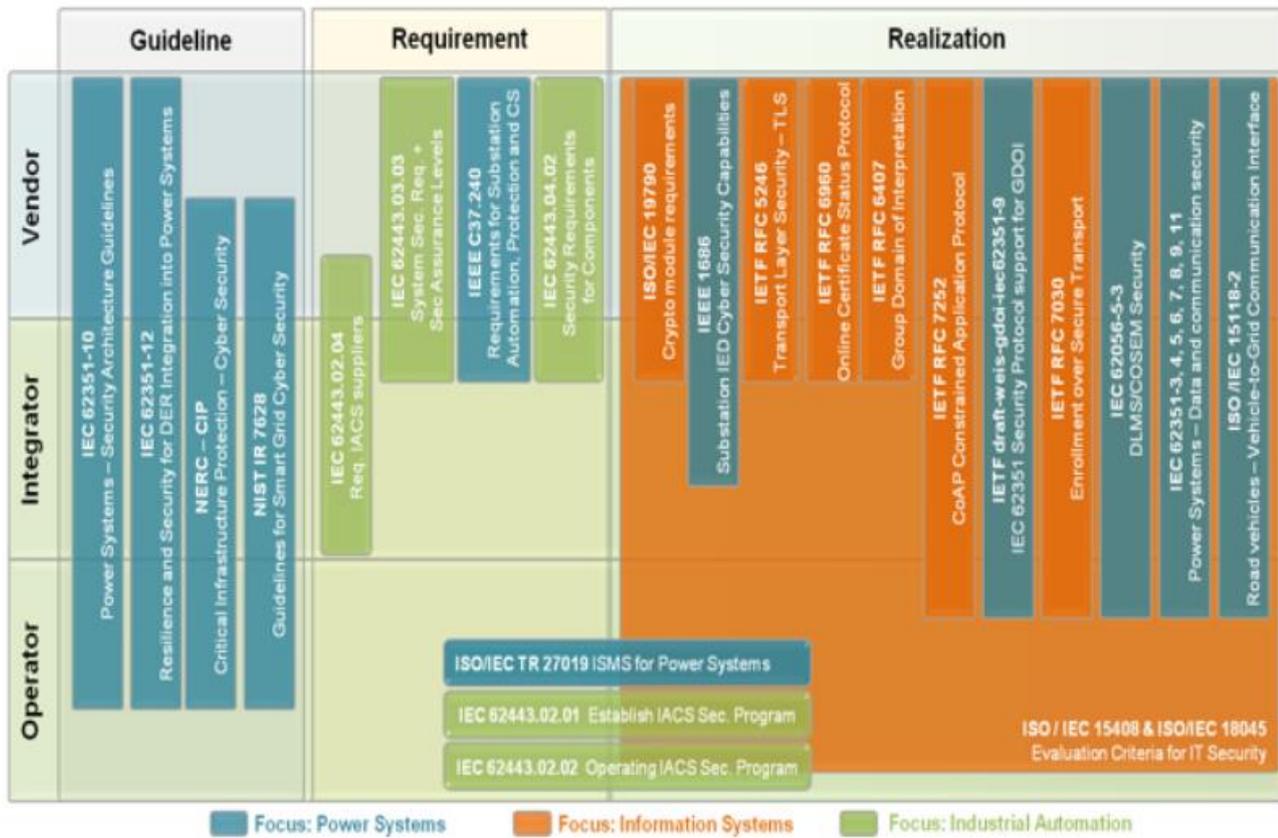
En France:

- Loi de Programmation Militaire (LPM 2014-2019): votée en décembre 2013, elle définit dans son chapitre IV de nouvelles dispositions relatives à la protection des infrastructures vitales contre la cybermenace; ces dispositions sont organisées en décrets d'applications et arrêtés d'application sectoriels. La LPM 2019-2024 est sortie.

En Europe:

- La Directive NIS (NIS Directive, Directive on Security of Network and Information Systems): adoptée par le parlement européen le 6 juillet 2016, elle représente une composante majeure de la stratégie de cybersécurité européenne visant à renforcer la cyber résilience en Europe et la coopération entre les différents secteurs (dont la production, distribution et le transport d'électricité). L'application de la directive NIS dans les pays de l'UE est effective depuis mai 2018. Elle a été transposée en France.
- Le Règlement GDPR En français RGPD (General Data Protection Regulation): adopté en 2016 il définit un ensemble d'exigences pour la protection des données personnelles. L'application du règlement GDPR dans les pays de l'UE est effective depuis mai 2018
- Le Cyber Act: est un règlement européen sur la cybersécurité qui sera adoptée début 2019. Le projet de Cyber Act, présenté au Parlement européen et au Conseil de l'Europe en septembre 2017, propose plusieurs dispositions, dont le renforcement du mandat de l'ENISA. Le Cyber Act reconnaît l'importance de prendre en compte les spécificités sectorielles et fait référence à des exigences spécifiques à certains secteurs.
- Cybersecurity Network Code: dans le cadre du paquet européen Clean Energy (projet publié le 30 novembre 2016, et actuellement en cours de négociation), le Network Code sur la cybersécurité propose de définir des règles techniques de cybersécurité pour le secteur de l'électricité qui vont au-delà du périmètre de la Directive NIS en adressant les spécificités du secteur. En vue de la publication du Network Code sur la cybersécurité par DG ENER fin 2018, un 2ème rapport intermédiaire défini par le "Smart Grids Task Force - Expert Group 2" a été publié en juillet 2018.

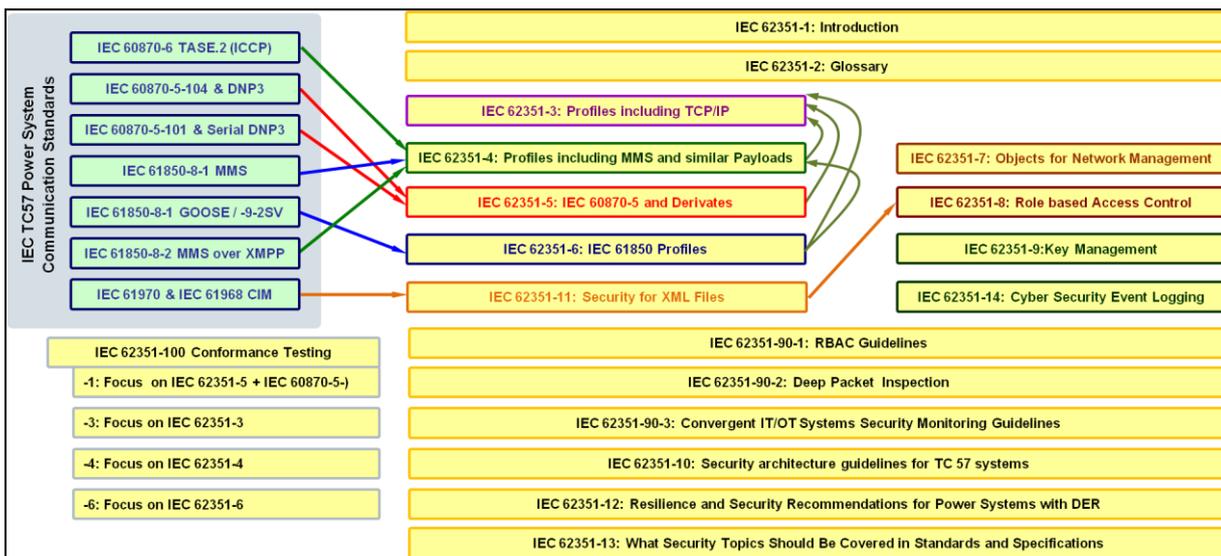
La figure suivante illustre le panorama des normes de cyber-sécurité qui concernent les smartgrids :



Le comité de normalisation IEC TC57/WG15 normalise la série IEC 62351 qui permet de sécuriser les protocoles de communication en particulier:

- La série des normes IEC 60870-5; IEC 60870-6; IEC 61850; IEC 61970; IEC 61968.

La figure suivante présente la cartographie des normes de la série IEC 62351 en lien avec les normes du TC57 de l'IEC:

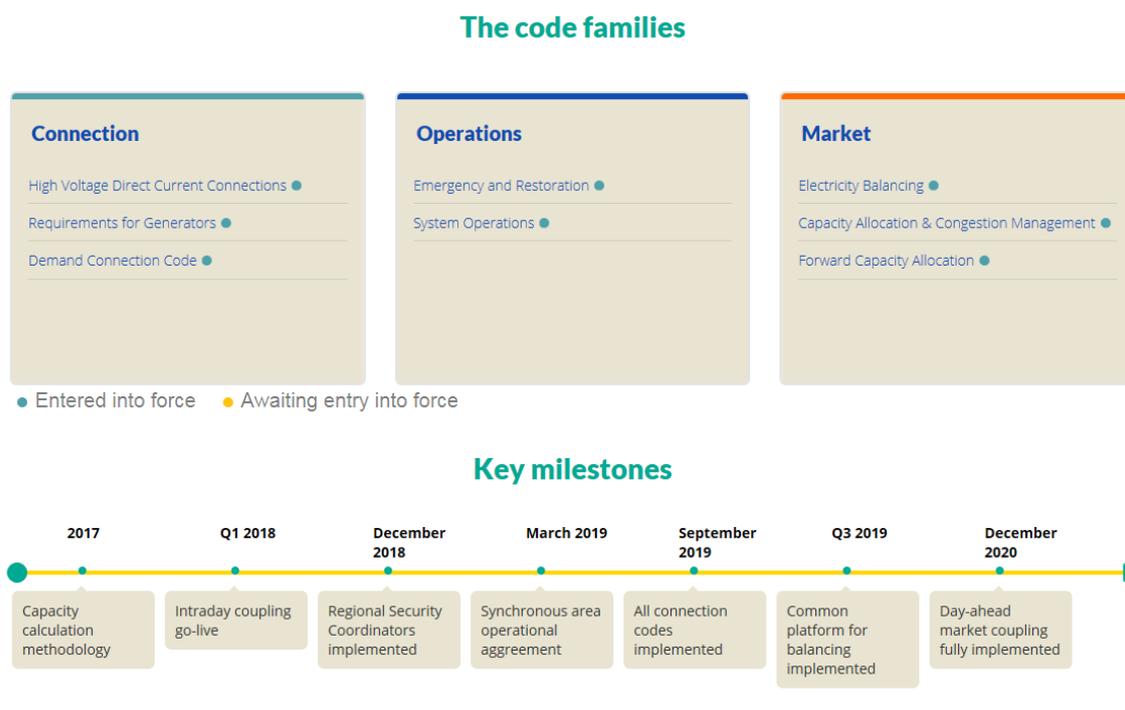


Chapitre 9_5 : L'utilisation concrète des normes

► ENTSO-E (European Network Transmission System Operator for Electricity)

Les Opérateurs de Systèmes de Transmission (TSO) en Europe se sont appropriés le CIM via les spécifications du Common Grid Model Exchange Standard (CGMES) et de la série de normes pour le marché Européen appelé European Style Market. Cette appropriation vient en réponse aux exigences définies dans les « grids codes » définis par la Commission Européenne.

La figure suivante présente les « grids codes » actuellement définis en Europe :



CGMES permet de supporter les analyses suivantes :

- Flux d'énergie et analyses de contingences,
- Calculs de court-circuit,
- Information marché et transparence,
- Calcul de capacité pour allocation et gestion des congestions,
- Analyse de sécurité dynamique.

ENTSO-E a également mis en place des procédures de conformité par rapport aux normes CGMES (61970-600-1 et 61970-600-2). CGMES s'appuie sur les normes 61970 parties 301, 302, 452, 453, 456, 457, 552 et 61968 partie 4.

Les noms de ces documents standards sont :

- **IEC 61970-600-1** : Common Grid Model Exchange Specification (CGMES) - Structure and Rules
- **IEC 61970-600-2** : Common Grid Model Exchange Specification (CGMES) - Exchange Profiles Specification
- **IEC 61970-552** : CIM XML Model Exchange Format
- **IEC 61970-301** : Common Information Model (CIM) Base
- **IEC 61970-302** : Common Information Model (CIM) for Dynamics Specification
- **IEC 61970-452** : CIM Static Transmission Network Model Profiles
- **IEC 61970-453** : Diagram Layout Profile
- **IEC 61970-456** : Solved Power System State Profiles
- **IEC 61970-457** : Common Information Model (CIM) for Dynamics Profile
- **IEC 61968-4** : Application Integration at Electric Utilities – System Interfaces for Distribution Management - Part 4: Interfaces for Records and Asset Management

ENTSO-E a organisé différents tests d'interopérabilité depuis 2009, tant sur les profils CGMES que sur les profils supportant les marchés européens.

CGMES continue à évoluer pour bien correspondre aux exigences définies dans les Grid Codes. A ce jour la version officielle de CGMES est 2.4.15 et a testé, en juillet 2016, des potentielles évolutions que pourrait porter une version CGMES 2.5.

► **Projet Européen H2020 TDX-ASSIST**

Le projet Européen TDX-ASSIST¹⁶ a pour but d'étudier des solutions pour favoriser l'interopérabilité entre gestionnaires de réseaux de Transport (TSO) et de Distribution (DSO) et entre DSO et autres acteurs. Ce projet est décrit sur www.tdx-assist.eu. Ce projet va utiliser les normes 62559 et 612913 pour définir les cas d'utilisation et s'appuyer sur les normes CIM réseau et Marché pour supporter les besoins d'échanges d'information. Enfin ce projet permettra de tester des solutions informatiques pour échanger des informations en tenant compte des aspects interopérabilité, passage à l'échelle et cyber-sécurité.

L'objectif majeur est que les projets européens permettent de faire progresser les normes internationales et que des boucles de retour vers les instances normatives soient mises en place.

► **Structuration mise en place à l'IEC et en Europe pour disposer de normes smartgrids**

L'IEC afin de structurer et de mieux coordonner les développements des normes entre les différents comités techniques a ainsi créé des Comités Systèmes (System Committees).

Le Comité Système Smart Energy (SyC Smart Energy) de l'IEC a été créé en 2009 afin de soutenir d'autres comités techniques dans la production de normes volontaires favorisant l'interopérabilité des systèmes. Il se veut une plateforme d'échanges entre comités techniques « verticaux », pour favoriser la coordination entre leurs projets : identification des manques dans les normes volontaires existantes, des « doublons » dans les travaux, etc.

¹⁶ www.tdx-assist.eu

Le System Committee (SyC) **Smart Energy** s'occupe donc des systèmes smartgrids, y compris les interactions entre systèmes électriques, gaz, chaleur. D'autres ont été créés comme le SyC **Smart Cities**, le SyC **LVDC** (« Standardization in the field of Low Voltage Direct Current »), le SyC **AAL** (Active Assisted Living). Toutes les normes associées aux Use Cases ont été développées dans le SyC Smart Energy.

À l'échelle européenne, le groupe de coordination des Smart Energy Grids (CG-SEG, sous l'égide du CEN, du CENELEC et de l'ETSI) a de son côté pour mission d'adapter les travaux de normalisation internationaux à la lumière des évolutions réglementaires européennes (comme par exemple sur le « Clean Energy Package » ou les « Grid Codes »).

Les normes CIM et 61850 sont également supportées par des associations d'utilisateurs, regroupées au sein d'UCAIug (<http://www.ucaiug.org>), UCACIMug (<http://cimug.ucaiug.org>), UCA61850ug (<http://iec61850.ucaiug.org>). Ainsi le CIM User Group (UCACIMug) organise deux sessions par an (l'une aux Etats-Unis, l'autre en Europe) permettant de former l'auditoire sur les normes CIM (CIM University) et de disposer de témoignage utilisateurs sur la mise en place des normes CIM au sein de leur entreprise. L'association UCA permet également d'organiser des tests d'interopérabilité sur le CIM ou la 61850 au cours desquels les fournisseurs de solutions prouvent l'interopérabilité de leurs solutions.

Chapitre 9_6 : La conclusion

En matière de smartgrids, peut-être plus que dans d'autres domaines, la normalisation volontaire a son mot à dire. Les smartgrids exigent d'élargir le périmètre d'usage des normes clefs (tel que CIM et 61850) et de les adapter à des usages spécifiques (smart building, véhicules électriques, microgrids, etc.). Ils nécessitent une réingénierie pour mieux fédérer des systèmes de pilotage décentralisés évoluant dans un marché unique, le marché unique de l'énergie.

Un beau défi auquel la normalisation doit et devra faire face dans le futur.

Il est donc indispensable que les utilités électriques (« utilities ») se mobilisent et disposent d'une stratégie en normalisation.

Les formations

✚ CyberEdu :

L'association forme les formateurs de l'enseignement supérieur. Elle leur donne du matériel pédagogique pour que ces formateurs introduisent des modules de sécurité du numérique dans leurs cours.



Gérard PELIKS
Président

103 Bd Saint-Michel 75005 Paris
+33 680 365 169
gerard.peliks@cyberedu.fr
www.cyberedu.fr

✚ Les lignes suivantes listent les formations en France de niveau BAC à BAC+5/6 dans le domaine du Smartgrid :

Formation BAC PRO, BAC+2 et BAC+3:

- BAC PRO
 - MELEC « Métiers de l'Electricité et de ses Environnements Connectés »
<http://eduscol.education.fr/sti/formations/bac-pro/bac-pro-metiers-de-lelectricite-et-de-ses-environnements-connectes-melec>
 - ELEEC « Electrotechnique Energie Equipements Communicants »
<http://eduscol.education.fr/sti/formations/bac-pro-electrotechnique-energie-equipements-communicants-eleec>
- BTS Electrotechnique option efficacité énergétique
- Université Paris Diderot
 - Licence PRO Technique Physique des énergies
<http://www.aied.univ-paris-diderot.fr/>
- CNAM
 - Licence PRO « Coordinateur Technique en intégration Energies Renouvelables Electriques »
<https://www.cnam-bretagne.fr/coordonateur-technique-en-integration-des-energies-renouvelables-electriques-cotiere>

Formation BAC+5 et BAC+6 :

- Centrale/Supélec
 - Option Energie
<http://www.option-energie.ecp.fr/>

- Mines Paris Tech
 - Master Stratégie énergétiques
<http://www.mines-paristech.fr/Formation/Masters/Master-Strategies-energetiques/>
- Arts et Métiers Paris Tech
 - Mastère Manager en gestion des énergies nouvelles
<https://artsetmetiers.fr/fr/ms-syspec>
- Grenoble INP/ENSE3
 - Master in electrical engineering for smart grids and buildings
<http://ense3.grenoble-inp.fr/international-masters/master-in-electrical-engineering-for-smart-grids-and-buildings-299011.kjspCc>
- INSA Lyon
 - REseaux Electriques
<http://ge.insa-lyon.fr/fr/content/options-de-5e-annee>
- CMA Mines ParisTech
 - Mastère spécialisé Optimisation des Systèmes Energétiques
<http://ose.cma.mines-paristech.fr/>
- CNAM
 - Systèmes électriques
<http://formation.cnam.fr/rechercher-par-discipline/diplome-d-ingenieur-specialite-systemes-electriques-510951.kjsp>
- HEI
 - Energies et systèmes électriques
http://www.hei.fr/formationsingenieur-par-apprentissageenergies_systemes_electriques/
- ESILV
 - Nouvelles énergies
<https://www.esilv.fr/formations/cycle-ingenieur/majeures/nouvelles-energies/>
- Université Technologique de Belfort
 - Génie électrique
<https://www.utbm.fr/formations/ingenieur/genie-electrique-apprentissage/>
 - Energies
<https://www.utbm.fr/formations/ingenieur/energie/>
- Université Paris Diderot
 - Master2 Ingénierie Physique des énergies
 - Master2 Energie Ecologie Société
<http://www.aied.univ-paris-diderot.fr/>
- Université Lille1
 - Master2 Gestion des réseaux d'énergie électrique
<http://master-ase.univ-lille1.fr/GR2E>

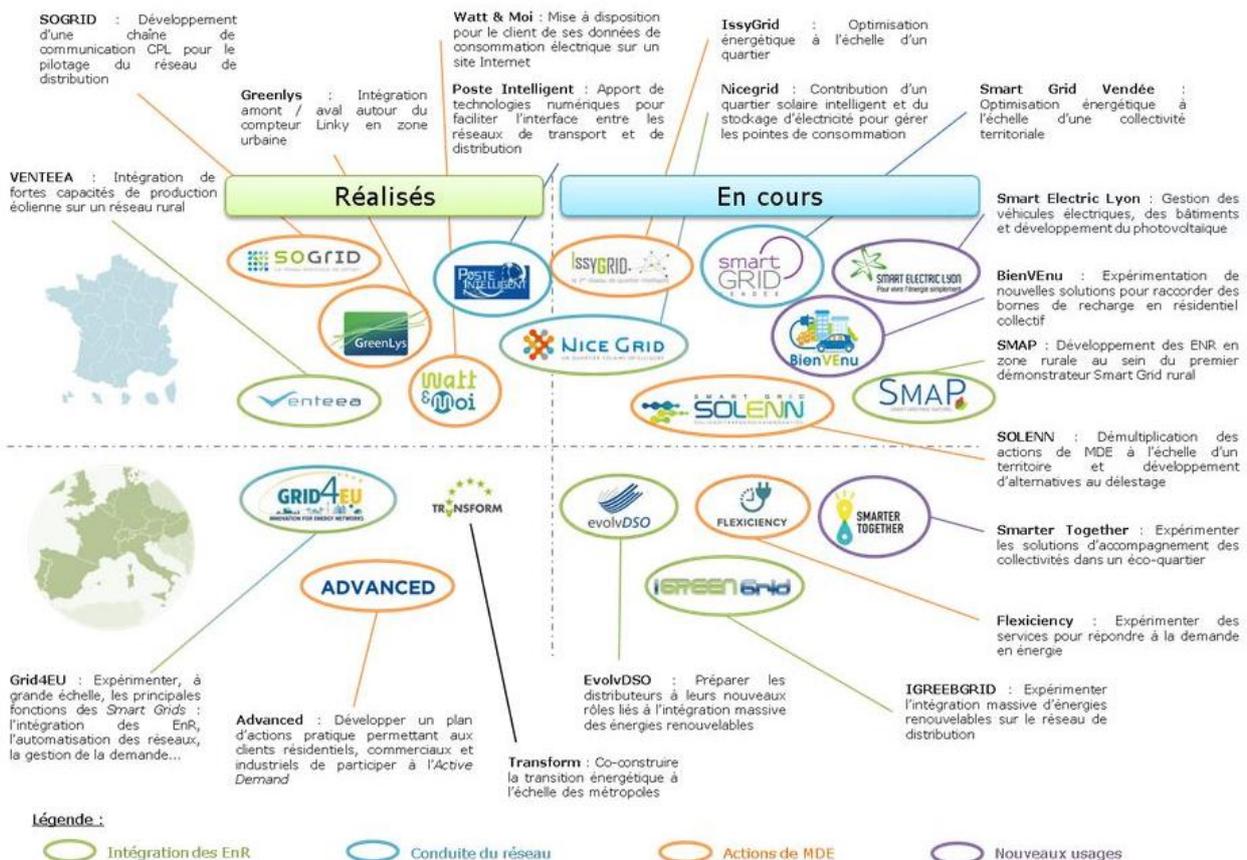
Formation professionnelle continue :

- EDF
 - Centre de formations ITECH
[https://www.edf.fr/groupe-edf/qui-sommes-nous/activites/recherche-et-developpement/l-itech-et-ses-
formations-0](https://www.edf.fr/groupe-edf/qui-sommes-nous/activites/recherche-et-developpement/l-itech-et-ses-formations-0)
- Schneider electric
 - Introduction Smartgrid
[https://www.schneider-electric.fr/fr/work/services/formation/infrastructure/smart-grid-introduction-
smartgrid.html](https://www.schneider-electric.fr/fr/work/services/formation/infrastructure/smart-grid-introduction-smartgrid.html)
- CentraleSupélec
 - [https://www.exed.centralesupelec.fr/fr/formation-continue/rg21-17-developpement-des-reseaux-
electriques-intelligents-smartgrids](https://www.exed.centralesupelec.fr/fr/formation-continue/rg21-17-developpement-des-reseaux-electriques-intelligents-smartgrids)
- Grenoble INP/ENSE3
 - MOOC
<https://www.fun-mooc.fr/courses/course-v1:grenoblealpes+92005+session02/about>

Les démonstrateurs

- ✚ L'ADEME a lancé un certain nombre de démonstrateurs depuis 2010. Les objectifs sont de :
 - ✓ Tester, valider des prototypes de compteurs intelligents
 - ✓ Expérimenter les bornes de recharge pour les véhicules électriques
 - ✓ Comprendre les besoins des clients finaux qui veulent agir sur leur consommation
 - ✓ Développer de nouveaux usages (autoproduction, autoconsommation)
 - ✓ Elaborer un modèle économique fiable
- ✚ Ces projets permettent de démontrer la proposition de valeur de concepts métiers ou technologiques avant de rentrer, ou pas, dans une phase industrielle.
- ✚ Le schéma ci-dessous résume les projets de Démonstrateurs (réalisés et en cours) :

PANORAMA DES DÉMONSTRATEURS FRANÇAIS ET EUROPÉENS



Source : thinksmartgrid.fr
Analyse SpinPart

Les auteurs



Rolland Tran Van Lieu a obtenu le DESS de téléinformatique en 1990 à l'Université Pierre et Marie Curie (Sorbonne Université). Il a intégré Cegelec (Alstom power) en tant qu'ingénieur R&D. Il a participé à la spécification, conception et développement d'un SCADA pour la conduite des centrales électriques. Il a participé à la mise en service du système de Contrôle Commande (Scada, automate, réseau industriel Fip) de la centrale électrique Kawas en Inde.

En 1997, il a intégré le Cabinet de Conseil Sicom spécialisé dans les réseaux/télécoms, SI et cyber sécurité. A la Direction des projets (CP/DP), Il a piloté des nombreux projets chez des opérateurs télécoms en France, Europe et Afrique du nord (Maroc, Algérie), chez des grands comptes (banque, assurance, transport ferroviaire) et dans les collectivités locales :

- Création d'un opérateur télécom Pan Européen Nets-Tiscali (IP optique, datacenter, mise en place NOC/SOC)
- Transformation de Maroc télécom en un opérateur moderne suite au rachat par Vivendi Telecom International (SDSI)
- Optimisation des coûts télécoms, réseaux à haut débit, infrastructure fibre optique pour les mairies et les régions
- Modernisation de la DSIT de l'opérateur ferroviaire algérien avec la SNCF International (processus, gouvernance, SDSI)
- Plan de développement d'un opérateur internet Algérie Télécom/Djaweb (étude du marché, services triple play, SDSI)
- Stratégie de migration, déploiement, mise en œuvre et formation, transferts de compétences

Il a été co-manager du pôle de compétences Télécom (35 consultants) :

- Gestion du pôle (recrutement, suivi, formation des embauchés, animation, affectation des ressources)
- Montage des équipes de projets à l'international (recrutement d'experts, assurer la logistique)
- Veille technologique/concurrentielle et développement des offres de conseils
- Support en avant-vente (proposition technique/commerciale/financière, soutenance)
- Rédaction de nombreux articles dans la presse spécialisée (01réseaux, BFM TV, Réseaux & Télécoms)
- Participation à des tables rondes organisées par Euroforum, Odébit

Chez RTE (EDF) depuis 2009, il a mené de nombreuses études stratégiques sur l'évolution de la téléconduite nationale à l'horizon 2025 : abandon du réseau propriétaire ARTERE, définition d'une nouvelle architecture cible basée sur des protocoles normalisés, élaboration de la stratégie de migration, rédaction des RFI/RFP sur les Scada du commerce, appel d'offre et choix d'un fournisseur de Scada. Il est Expert auprès de l'AFNOR (**UTE 57**) sur les aspects de normalisation des Smartgrids (IEC OPC UA, IEC 61850, CIM, Cyber sécurité).

Et depuis 2016, il est membre du Think Thank « **Forum ATENA** » qui se situe à la convergence du numérique, des entreprises et de l'enseignement supérieur. Il y anime l'atelier Smartgrid.



Eric Lambert a commencé sa carrière dans les systèmes d'énergie à HydroQuébec entre 1988 et 1994 et est ensuite entré à EDF R&D.

Pour HydroQuébec il a travaillé sur les systèmes de téléconduite transport et sur le développement d'un système expert d'analyse d'alarmes connecté au système de téléconduite transport. Pour EDF, il a été impliqué sur le projet de renouvellement du système de téléconduite Distribution où il était en charge de la migration du Scada et de l'architecture permettant de connecter des fonctions évoluées.

Il est impliqué depuis 1997 dans plusieurs groupe de travail de normalisation de la Commission Electrotechnique Internationale (IEC TC57 Power System Management and Information Exchange) qui définissent la norme CIM (**C**ommon **I**nformation **M**odel).

Sur le TC57, il est en charge de l'architecture de référence (62357-1), des Use Cases du TC57 (62357-2), de la norme Common Distribution Power System Model (61968-13), et de la norme 62325-451-10 (My Energy Data). Eric préside le Comité Miroir du TC57 à l'AFNOR (**UTE 57**).

Eric est aussi impliqué sur le Comité Système Smart Energy (SyC SE) en charge de l'approche Système pour la mise en place des Systèmes Smart Grids. Ce comité a en particulier développé l'approche Use Case (IEC 62559, 62913), et est en cours de publication d'un document normatif sur le SGAM et son extension aux Energies Gaz et aux Systèmes de Chaleur.

Eric a été impliqué sur les groupes de travail du mandat Smart Grid M/490 confié à CEN/CENELEC/ETSI (groupes « Sustainable Process », et « Reference Architecture »). Il est membre de la Smart Grid Task Force groupe EG1 de la Commission Européenne.

Actuellement il est Chef de Projet à EDF R&D pour supporter la stratégie normative d'EDF. Il est impliqué sur le projet européen H2020 TDX-ASSIST (échanges TSO-DSO) en tant que responsable du packaging en charge des échanges d'information entre le domaine des réseaux de Transport et les réseaux de Distribution et chef du projet TDX-ASSIST pour EDF (www.tdx-assist.eu). Il est membre du groupe CIGRE D2/C2.48 « Enhanced Information and Data Exchange to Enable Future Transmission and Distribution Interoperability »

Eric est diplômé de l'Université UPMC où il a obtenu un DEA en Intelligence Artificielle. Il est détenteur d'un Master en Robotique de l'école des Mines de Douai, et d'un MBA de l'IAE Paris. (Université Panthéon-Sorbonne). Il a été membre de l'Ordre des Ingénieurs du Québec.

Copyright ATENA 2019 - Collection ATENA

Les idées émises dans ce livre Blanc n'engagent que la responsabilité de leurs auteurs, et pas celle de forum ATENA. La reproduction et/ou la représentation de ce document sur tous supports est autorisée à la condition d'en citer la source comme suit:

Copyright forum ATENA 2019 – Elaboration d'un schéma directeur SI basé sur TOGAF Architecture d'Entreprise.

L'utilisation à but lucratif ou commercial, la traduction et l'adaptation de ce document sous quelque support que ce soit sont interdites sans la permission écrite de Forum ATENA.