

A background network diagram consisting of a grid of light blue lines connecting small light blue dots. A specific cluster of nodes is highlighted with larger, colored circles: a top row of yellow circles, a middle row of blue circles, and a bottom row of red circles, all connected by black lines. The text 'Colombia inteligente' is overlaid on the left side of the image.

Colombia inteligente

Red colaborativa para habilitar
y acelerar la transformación
del sector eléctrico



Colombia 
inteligente

**DEMANDA ACTIVA PARA LA MITIGACIÓN DE
GASES DE EFECTO INVERNADERO**

Programas RD-DER
Arquitectura Tecnológica y Funcional

Documento de trabajo
Noviembre de 2019



NOTA DE RESPONSABILIDAD –

Las opiniones que contenga este documento son parte de un ejercicio en desarrollo de identificación y análisis sectorial para consolidar acciones de transformación del sector eléctrico colombiano y no necesariamente representan la opinión oficial de una organización, entidad o empresa.

La información contenida en este documento de trabajo podrá ser reproducida en cualquier medio o formato siempre y cuando se mencione explícitamente a Colombia Inteligente.

Colombia Inteligente
Todos los derechos reservados 2019 ©

El documento se realizó bajo el marco del Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero-energético (PIGCCme) desarrollado por el Ministerio de Minas y Energía con el apoyo del Centro de Investigación de Agricultura Tropical con el objetivo de reducir la vulnerabilidad ante el cambio climático y la promoción de un desarrollo bajo en carbono a nivel sectorial, fortaleciendo y protegiendo la sostenibilidad y competitividad de la Industria.



Autores Arquitectura Tecnológica y Funcional

Bayron Calvache M.Sc (Metrum Soluciones Inteligentes)

Lina Garcia M.Sc (Metrum Soluciones Inteligentes)

Eduardo Caicedo Ph.D (Universidad del Valle)

Grupo de Trabajo Colaborativo Demanda Activa

Grupo de trabajo conjunto y colaborativo mediante el desarrollo de sesiones de trabajo que contó con la participación de representantes de las siguientes empresas y entidades:

- CELSIA S.A. E.S.P.
- COMITÉ ASESOR DE LA COMERCIALIZACIÓN - CAC-
- ENEL-CODENSA S.A. E.S.P.
- ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.
- EMCALI S.A. E.S.P.
- EMPRESA PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA.
- UNIDAD DE PLANEACIÓN MINIERO ENERGÉTICA – UPME.
- UNIVERSIDAD DEL VALLE.
- UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA.
- XM S.A. E.S.P - FILIAL GRUPO ISA.

Equipo Proyecto Demanda Activa GEI

JUAN DAVID MOLINA CASTRO
DIEGO EDISON SÁNCHEZ OCHOA
SANDRA YAMILE GIRALDO RESTREPO
LUISA FERNANDA BUITRAGO ARROYAVE
CHRISTIAN ALFREDO QUINTERO ROMERO
SARA PULGARÍN COLORADO

Líder Proyecto
Coordinador de Investigación
Especialista área energética-ambiental
Profesional área eléctrica
Profesional área energética-ambiental
Profesional área eléctrica

Colombia Inteligente 2019

Presidente
Vicepresidente
Líder de Gestión
Coordinador Investigación y Referenciamiento
Facilitadora Trabajo Colaborativo

JAIME ALEJANDRO ZAPATA URIBE
ALBERTO OLARTE AGUIRRE
JUAN DAVID MOLINA CASTRO
DIEGO EDISON SÁNCHEZ OCHOA
LUISA FERNANDA BUITRAGO ARROYAVE

Gestión Administrativa: CIDET.

Resumen Ejecutivo

La respuesta de la demanda es un cambio temporal del consumo de electricidad del lado de los recursos RD (cargas) en respuesta a condiciones del mercado o de estabilidad de la red. Los recursos RD son cargas individuales o cargas agregadas capaces de proporcionar cambios temporales en el consumo, los cuales pueden ser medidos y verificados. Los recursos de energía distribuidos (DER) son fuentes de generación y/o almacenamiento de energía de baja escala, capaces de proporcionar cambios temporales en el suministro de electricidad. Ambos tipos de recurso pueden ser utilizados para soportar la demanda de electricidad o para gestionar el suministro por razones económicas (precio de la energía) o de estabilidad de la red. Bajo este esquema de gestión se permite: involucrar en el mercado al consumidor y a nuevos actores, como por ejemplo los agregadores, controlar las condiciones de pico de la demanda, aplanar y desplazar las curvas de consumo, así como aumentar la eficiencia y estabilidad del sistema.

Las redes inteligentes y los sistemas de respuesta de la demanda están intrínsecamente relacionados, ya que respuesta de la demanda es una de las aplicaciones que mejor representa la necesidad de interacción bidireccional entre el distribuidor y el consumidor de energía. Esta situación toma especial relevancia si se tienen en cuenta los nuevos retos originados en el aumento del número de consumidores y productores de energía, cada vez más dispersos y de menor tamaño. La capacidad de interacción que brindan las redes inteligentes con estos nuevos recursos permite a las empresas planear, operar y controlar la red de manera más eficiente y confiable.

Programas RD – Visión Colombia

La iniciativa Colombia Inteligente ha propuesto una serie de lineamientos estratégicos para la integración al sector eléctrico colombiano de diversos recursos energéticos distribuidos: la respuesta de la demanda, la autogeneración y generación distribuida, el almacenamiento de energía y los vehículos eléctricos. Dado que la regulación colombiana actual incluye programas RD destinados a operar únicamente en escenarios de condición crítica, Colombia Inteligente identificó y priorizó tres programas RD adicionales, que puedan integrarse a la operación del sistema y sean implementados acorde con el contexto y necesidades del sector eléctrico colombiano:

Programa Tarifas Intradía

Este programa de RD busca trasladar señales de precios a los usuarios mediante una transferencia de precios relativos a nivel intradía. Se propone pasar de un esquema tarifario fijo, con una única tarifa durante todo el periodo tarifario como es el caso de los usuarios regulados; a un esquema estático con dos o tres franjas de tarifas. Brindando incentivos para que durante los periodos con mayor costo de operación del sistema y/o mayor emisión de GEI reduzca el consumo, al ofrecer tarifas más bajas en otros periodos.

Programa Gestión de Carga

En este programa de RD se acuerda la gestión de cargas de todo tipo, siempre y cuando estas no presenten alguna condición operativa que les impida participar. Las cargas pueden ser gestionadas mediante actuadores automáticos controlados por un tercero o el mismo usuario y mediante acciones manuales. Este programa se puede usar como un recurso operativo del sistema en alivio de restricciones y servicios complementarios.

Programa Demanda en el Mercado

En este programa de RD un agente en representación de los usuarios hace ofertas de reducción de carga ante el mercado, las cargas no pueden presentar alguna condición operativa que impida su participación. La oferta debe incluir la cantidad de carga a reducir y el precio de oferta; se recomienda que el operador del mercado verifique si es netamente una reducción de carga o un desplazamiento del consumo en la curva de carga. El programa se puede utilizar en el despacho económico, la prestación de servicios complementarios, y en el alivio de restricciones.

Planeación de programas RD – Oportunidad de la instalación

Teniendo en cuenta el alto grado de participación de los clientes en el caso de uso de Respuesta de la Demanda, es posible diferenciar los escenarios RD de acuerdo con el tipo de cliente intervenido: residencial, comercial/institucional e industrial. La diversidad de los clientes puede ser categorizada sobre la base de sus diferencias asociadas con su tipo y prioridades de negocio (como por ejemplo la operación rentable de las plantas de producción, o la conservación de un ambiente confortable para la venta de productos en una tienda, entre otros), la complejidad de sus sistemas (baja para usuarios residenciales, media/alta para los comerciales y alta para instalaciones industriales) y las tecnologías de comunicación con las que cuentan para su operación (infraestructuras más simples para los usuarios residenciales comparadas con los industriales/comerciales).

Desde el punto de vista de la respuesta esperada, el objetivo de un programa RD se correlaciona con algunos de los tres tipos de servicios RD (Figura R 1): *desplazamiento (Shift)*, *reducción (Shed)* y *respuesta rápida (Shimmy)*, cada uno de los cuales tiene atributos que determinan el dimensionamiento adecuado de los tiempos de envío y respuesta ante eventos RD, las características de los recursos impactados y las tecnologías habilitadoras o de despliegue.

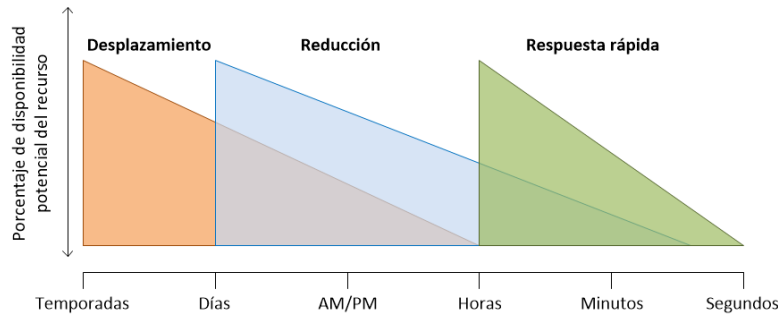


Figura R 1. Disponibilidad de recursos de acuerdo con las características de los tipos de servicio RD
Tomada de (Potter & Cappers, 2017)

Adicionalmente cada tipo de servicio de RD tiene una asociación con el nivel de automatización que se requiere para proveer los requerimientos de tiempo de envío de las señales y tipo de respuesta del recurso: manual, semi-automática o automática. Con el fin de proporcionar servicios de reducción, desplazamiento y respuesta rápida, los recursos de RD habilitados por el cliente deben contar con una tecnología habilitadora. Realizar un análisis durante la etapa de planeación de la capacidad tecnológica con la que cuentan los usuarios finales, ofrece una estimación de las oportunidades de respuesta de la demanda y la clase de programa en el cual se puede participar, acorde a estas oportunidades (Tabla R 1).

Tabla R 1. Aplicación de los tipos de programas DR asociados a la estabilidad de la red eléctrica
Adaptada de (Potter & Cappers, 2017).

Tipo de Servicio			Necesidades de la Red	Programa RD		
Respuesta rápida	Desplazamiento	Reducción		Tarifa Intradía	Gestión carga	Demanda en el mercado
		•	Reservas de capacidad		•	•
		•	Reservas suplementarias		•	•
•			Reservas de regulación			
•			Desbalance de energía			
		•	Generación para la siguiente hora		•	•
		•	Generación para el siguiente día		•	•
	•		Generación franjas horarias	•		
	•	•	Suficiencia de infraestructura	•	•	•

Para determinar qué tecnología de habilitación y combinaciones de uso final pueden proporcionar cada tipo de servicio al sistema de potencia, se categoriza cada tecnología habilitadora en términos de tres atributos clave: tecnología de control local, comunicación de despacho y requisitos de telemetría. Además, para aumentar el impacto de los programas RD se requiere del uso tecnologías habilitadoras que permitan la integración de recursos de almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos. Este tipo de recursos son claves para brindar flexibilidad en los tipos de respuesta que pueda activar el cliente.

Arquitectura tecnológica y funcional

El despliegue de un sistema de respuesta de la demanda implica el uso de tecnologías de medición inteligente, sistemas de comunicación y gestión en tiempo real y nuevos conceptos en mercados de energía. En general, la infraestructura necesaria para implementar esquemas de respuesta de la demanda dependerá del nivel de penetración deseado, así como del estado tecnológico de la empresa de servicios y del tipo de cliente que se desea impactar.

Entre los elementos tecnológicos más representativos utilizados en la implementación de sistemas de respuesta de la demanda se tienen:

- Medidores avanzados.
- Generación distribuida.
- Almacenamiento de energía.
- Vehículos eléctricos.
- Sistemas de energías renovables.
- Dispositivos y sistemas de control y gestión de energía.
- Esquemas de formación de precios.
- Sistemas de gestión de recursos distribuidos (DERMS).
- Sistemas de gestión de respuesta de la demanda (DRMS).
- Servidor automático de respuesta de la demanda (DRAS).

Desde el punto de vista operativo un sistema de respuesta de la demanda está conformado por las funciones relacionadas con la operación de la red, las funciones de despacho de requerimientos RD y monitoreo de recursos, y las funciones asociadas al control de los recursos RD (Figura R 2).

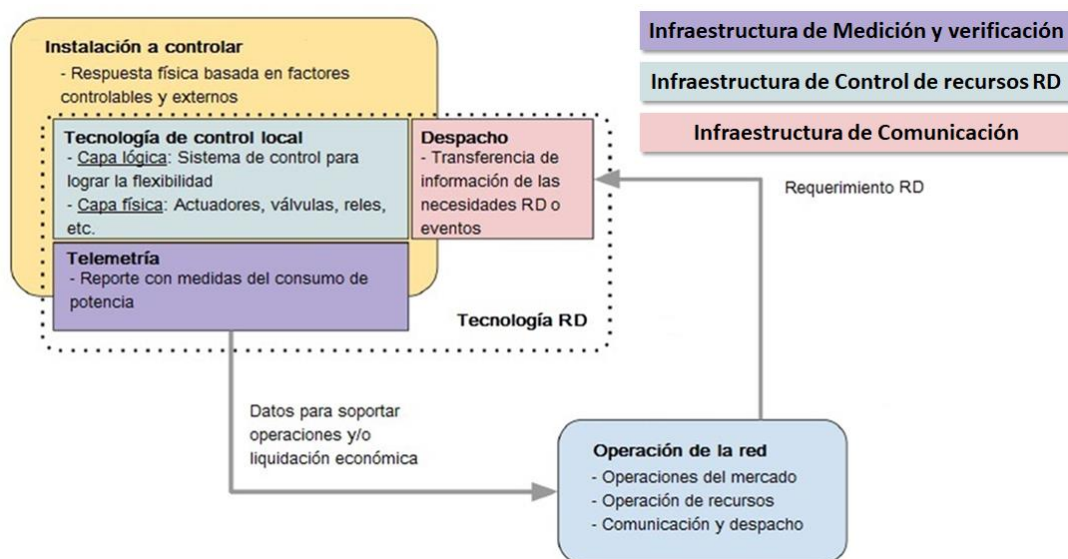


Figura R 2. Arquitectura funcional Respuesta de la Demanda
 Tomada de (Potter & Cappers, 2017).

Cada una de las funciones esta soportada sobre una arquitectura tecnológica, la cual está compuesta por una infraestructura de control de recursos, una infraestructura de comunicación y una infraestructura de medición y verificación.

De acuerdo con las características y objetivos de cada programa RD se presentan diferentes tipos de interacciones (intercambios de información) entre los diferentes actores tipo sistema (dispositivos o sistemas de información) que conforman el sistema de respuesta de la demanda (Figura R 3, Figura R 4, Figura R 5). Estas interacciones dependerán además de las capacidades tecnológicas de cada cliente (control, comunicaciones y recursos RD). La información intercambiada corresponde a señales de mando, monitoreo o información requerida para la operación del programa RD (Tabla R 2, Tabla R 3, Tabla R 4).

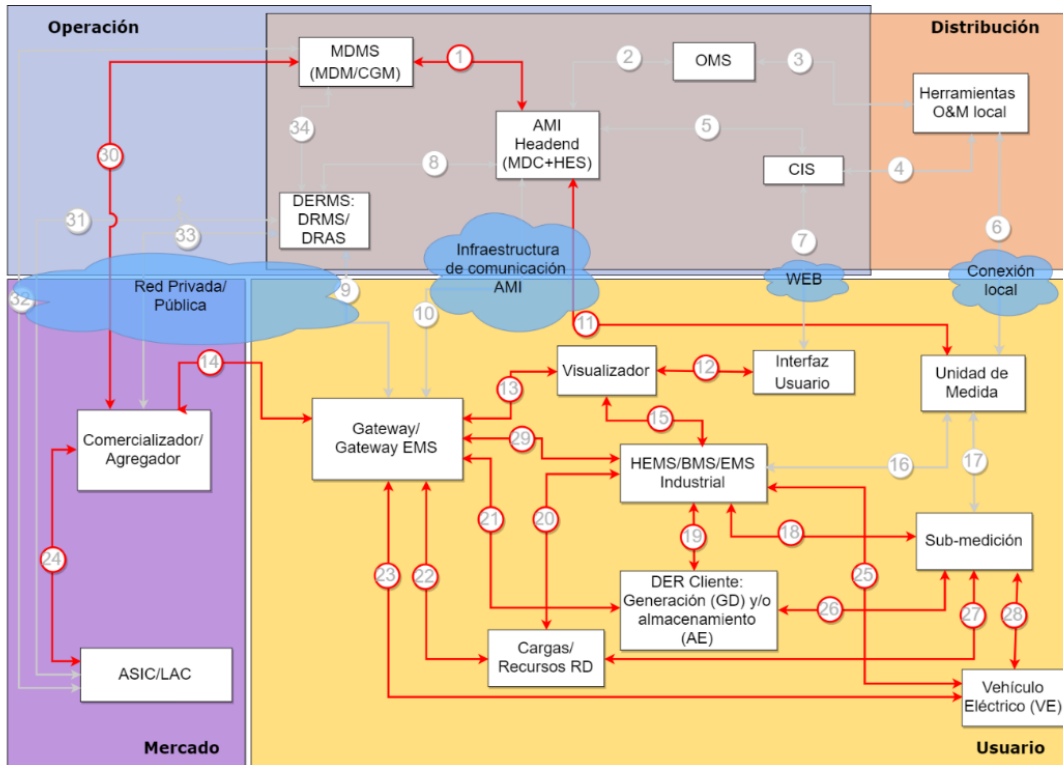


Figura R 3. Diagrama de actores e interacciones - caso de uso RD Programa Tarifa Intradiaria
Elaboración propia.

Tabla R 2. Información intercambiada – Interacciones caso de uso RD Programa Tarifa Intradiaria
Elaboración propia.

Id. Inter.	ACTOR QUE GENERA LA INFORMACIÓN	ACTOR QUE RECIBE LA INFORMACIÓN	INFORMACIÓN INTERCAMBIADA
24	ASIC/LAC	Comercializador/Agregador	Tarifas franjas horarias
14	Comercializador/Agregador	Gateway/Gateway EMS	Tarifa (Precio \$/kWh + Franjas Horarias). Evento RD (precio \$/kWh + Tiempo de inicio + Duración + Intervalos).
13	Gateway/Gateway EMS	Visualizador	Tarifa (Precio \$/kWh + Franjas Horarias). Evento RD (precio \$/kWh + Tiempo de inicio + Duración + Intervalos).
29	Gateway/Gateway EMS	HEMS/BMS/EMS Industrial	Control Consumo
21	Gateway/Gateway EMS	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Control Generación
22	Gateway/Gateway EMS	Cargas/Recursos RD	Control Consumo

23	Gateway/ Gateway EMS	Vehículo Eléctrico (VE)	Control Consumo/Generación
12	Visualizador	Usuario	Precio \$/kWh. Estado Instalación (Uso de Energía, Generación, Almacenamiento, Temperatura, Iluminación, etc.).
12	Usuario	Visualizador	Activación/Cancelación Control
15	HEMS/BMS/EMS Industrial	Visualizador	Estado Instalación (Uso de Energía, Generación, Almacenamiento, Temperatura, Iluminación, etc.).
19	HEMS/BMS/EMS Industrial	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Control Generación
19	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	HEMS/BMS/EMS Industrial	Estado Generación/Almacenamiento
20	HEMS/BMS/EMS Industrial	Cargas / Recursos RD	Control Consumo
25	HEMS/BMS/EMS Industrial	Vehículo Eléctrico (VE)	Control Consumo/Generación
25	Vehículo Eléctrico (VE)	HEMS/BMS/EMS Industrial	Estado Almacenamiento
18	Sub-medición	HEMS/BMS/EMS Industrial	Medición Consumo/Generación
26	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Sub-medición	Medición Generación
27	Cargas / Recursos RD	Sub-medición	Medición Consumo
28	Vehículo Eléctrico (VE)	Sub-medición	Medición Consumo/Generación
11	Unidad de Medida	AMI Headend (MDC+HES)	Consumos de la instalación por Franjas Horarias/Perfiles
1	AMI Headend (MDC+HES)	MDMS (MDM/CGM)	Consumos por Franjas Horarias/Perfiles
30	MDMS (MDM/CGM)	Comercializador/ Agregador	Liquidación para facturación (sistema según los requerimientos del código de medida - CGM - y la reglamentación AMI).

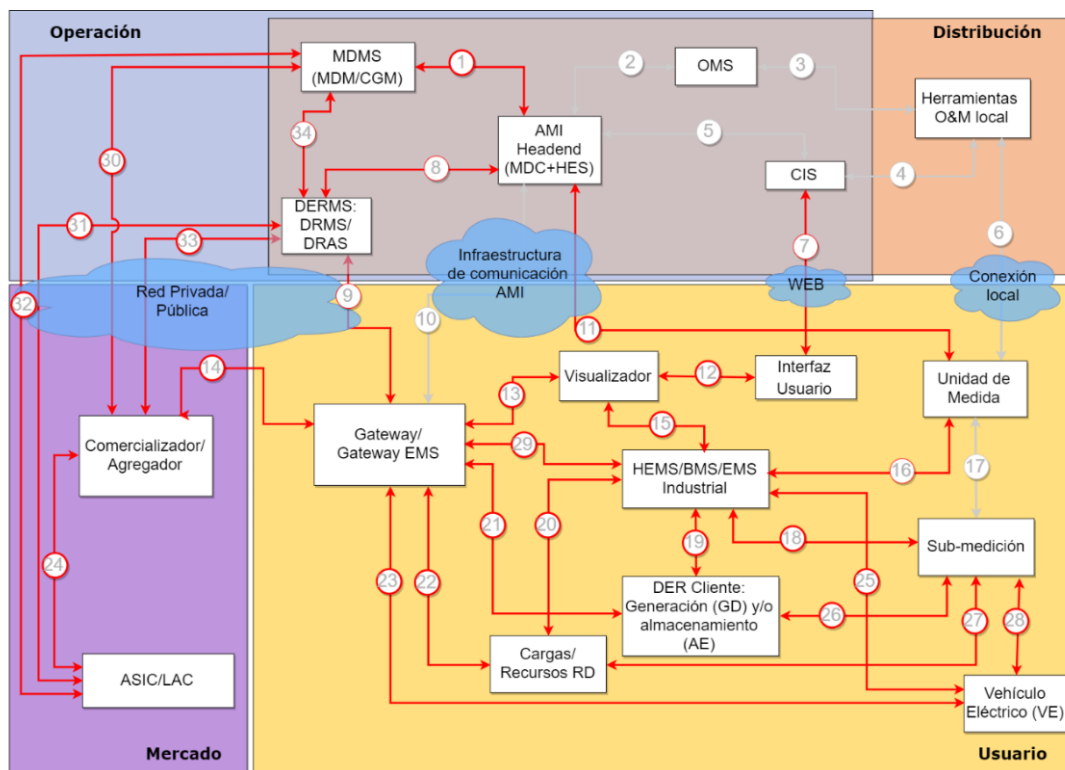


Figura R 4. Diagrama de actores e interacciones - caso de uso RD Programa Gestión de carga
Elaboración propia.

Tabla R 3. Información intercambiada – Interacciones caso de uso RD Programa Gestión de carga
Elaboración propia.

Id Inter.	ACTOR QUE GENERA LA INFORMACIÓN	ACTOR QUE RECIBE LA INFORMACIÓN	INFORMACIÓN INTERCAMBIADA
24	ASIC/LAC	Comercializador/ Agregador	Solicitud de Gestión de Carga (Evento RD: kW a reducir + Tiempo inicio + Duración + Intervalos)
24	Comercializador/ Agregador	ASIC/LAC	Perfiles para Liquidación. Nivel de Reducción a partir de LBC. Oferta de reducción.
31	ASIC/LAC	DERMS DRMS/DRAS	Solicitud de Gestión de Carga (Evento RD: kW a reducir + Tiempo inicio + Duración + Intervalos)
31	DERMS DRMS/DRAS	ASIC/LAC	Perfiles para Liquidación. Nivel de Reducción a partir de LBC. Oferta de reducción.
32	MDMS (MDM/CGM)	ASIC/LAC	Perfiles para Liquidación (sistema según los requerimientos del código de medida - CGM - y la reglamentación AMI). Nivel de Reducción a partir de LBC.
30	MDMS (MDM/CGM)	Comercializador/ Agregador	Perfiles para Liquidación (sistema según los requerimientos del código de medida - CGM - y la reglamentación AMI). Nivel de Reducción a partir de LBC.
33	DERMS DRMS/DRAS	Comercializador/ Agregador	Perfiles para Liquidación. Nivel de Reducción a partir de LBC. Solicitud de Gestión de Carga (cuando el operador de red es quien solicita el servicio RD).
34	MDMS (MDM/CGM)	DERMS DRMS/DRAS	Perfil Instalación
14	Comercializador/ Agregador	Gateway/ Gateway EMS	kW a reducir. Control Consumo/Generación
9	DERMS DRMS/DRAS	Gateway/ Gateway EMS	kW a reducir. Control Consumo/Generación
13	Gateway/ Gateway EMS	Visualizador	kW a reducir
29	Gateway/ Gateway EMS	HEMS/BMS/EMS Industrial	kW a reducir
21	Gateway/ Gateway EMS	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Control Generación
22	Gateway/ Gateway EMS	Cargas/Recursos RD	Control Generación
23	Gateway/ Gateway EMS	Vehículo Eléctrico (VE)	Control Consumo/Generación
20	HEMS/BMS/EMS Industrial	Cargas/Recursos RD	Control Consumo
15	HEMS/BMS/EMS Industrial	Visualizador	Estado Instalación (Uso de Energía, Generación, Almacenamiento, Temperatura, Iluminación, etc.).
15	Visualizador	HEMS/BMS/EMS Industrial	Activación/Cancelación Control
19	HEMS/BMS/EMS Industrial	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Control Generación
19	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	HEMS/BMS/EMS Industrial	Estado Instalación Generación/Almacenamiento
18	Sub-medición	HEMS/BMS/EMS Industrial	Medición Consumo/Generación
26	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Sub-medición	Medición Generación
27	Cargas/Recursos RD	Sub-medición	Medición Consumo
25	HEMS/BMS/EMS Industrial	Vehículo Eléctrico (VE)	Control Consumo/Generación
25	Vehículo Eléctrico (VE)	HEMS/BMS/EMS Industrial	Estado Almacenamiento

Id Inter.	ACTOR QUE GENERA LA INFORMACIÓN	ACTOR QUE RECIBE LA INFORMACIÓN	INFORMACIÓN INTERCAMBIADA
28	Vehículo Eléctrico (VE)	Sub-medición	Medición Consumo/Generación
16	Unidad de Medida	HEMS/BMS/EMS Industrial	Medición Instantánea. Perfiles Instalación
12	Usuario	Visualizador	Activación/Cancelación Control. Consumo/Generación.
12	Visualizador	Usuario	kW a reducir. Estado Instalación (Uso de Energía, Generación, Almacenamiento, Temperatura, Iluminación, etc.).
11	Unidad de Medida	AMI Headend (MDC+HES)	Perfiles Instalación
7	CIS	Usuario	Condiciones Contractuales Programa RD
8	AMI Headend (MDC+HES)	DERMS DRMS/DRAS	Perfiles Instalación
1	AMI Headend (MDC+HES)	MDMS (MDM/CGM)	Perfiles Instalación

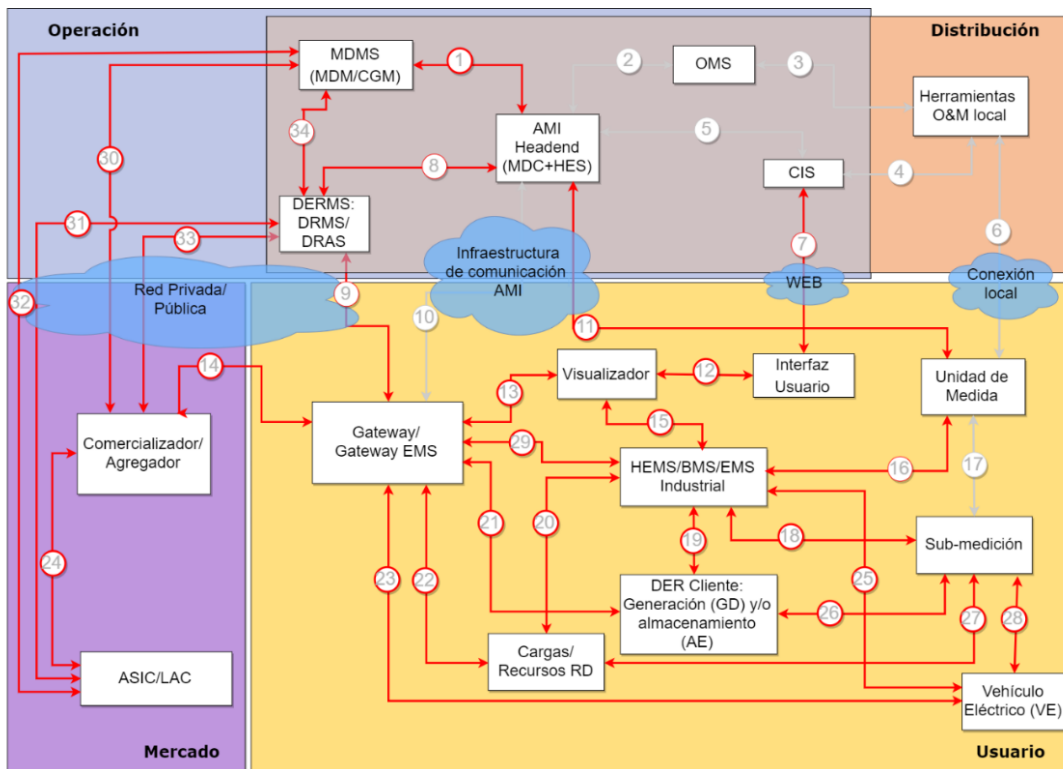


Figura R 5. Diagrama de actores e interacciones - caso de uso RD Programa Demanda en el mercado
Elaboración propia.

Tabla R 4. Información intercambiada – Interacciones caso de uso RD Programa Demanda en el mercado
Elaboración propia.

Id Inter.	ACTOR QUE GENERA LA INFORMACIÓN	ACTOR QUE RECIBE LA INFORMACIÓN	INFORMACIÓN INTERCAMBIADA
24	ASIC/LAC	Comercializador/ Agregador	Solicitud de Gestión de Carga (Evento RD: kW a reducir + Tiempo inicio + Duración + Intervalos)
24	Comercializador/ Agregador	ASIC/LAC	Perfiles para Liquidación. Nivel de Reducción a partir de LBC. Oferta de reducción.
31	ASIC/LAC	DERMS DRMS/DRAS	Solicitud de Gestión de Carga (Evento RD: kW a reducir + Tiempo inicio + Duración + Intervalos). Evento de Prueba.

Id Inter.	ACTOR QUE GENERA LA INFORMACIÓN	ACTOR QUE RECIBE LA INFORMACIÓN	INFORMACIÓN INTERCAMBIADA
31	DERMS DRMS/DRAS	ASIC/LAC	Perfiles para Liquidación. Nivel de Reducción a partir de LBC. Oferta de reducción.
32	MDMS (MDM/CGM)	ASIC/LAC	Perfiles para Liquidación (sistema según los requerimientos del código de medida - CGM - y la reglamentación AMI). Nivel de Reducción a partir de LBC.
30	MDMS (MDM/CGM)	Comercializador/ Agregador	Perfiles para Liquidación (sistema según los requerimientos del código de medida - CGM - y la reglamentación AMI). Nivel de Reducción a partir de LBC.
33	DERMS DRMS/DRAS	Comercializador/ Agregador	Perfiles para Liquidación. Nivel de Reducción a partir de LBC. Solicitud de Gestión de Carga (cuando el operador de red es quien solicita el servicio RD).
34	MDMS (MDM/CGM)	DERMS DRMS/DRAS	Perfil Instalación
14	Comercializador/ Agregador	Gateway/ Gateway EMS	kW a reducir. Control Consumo/Generación
9	DERMS DRMS/DRAS	Gateway/ Gateway EMS	kW a reducir. Control Consumo/Generación
13	Gateway/ Gateway EMS	Visualizador	kW a reducir
29	Gateway/ Gateway EMS	HEMS/BMS/EMS Industrial	kW a reducir
21	Gateway/ Gateway EMS	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Control Generación
22	Gateway/ Gateway EMS	Cargas/Recursos RD	Control Generación
23	Gateway/ Gateway EMS	Vehículo Eléctrico (VE)	Control Consumo/Generación
20	HEMS/BMS/EMS Industrial	Cargas/Recursos RD	Control Consumo
15	HEMS/BMS/EMS Industrial	Visualizador	Estado Instalación (Uso de Energía, Generación, Almacenamiento, Temperatura, Iluminación, etc.).
15	Visualizador	HEMS/BMS/EMS Industrial	Activación/Cancelación Control
19	HEMS/BMS/EMS Industrial	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Control Generación
19	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	HEMS/BMS/EMS Industrial	Estado Instalación Generación/Almacenamiento
18	Sub-medición	HEMS/BMS/EMS Industrial	Medición Consumo/Generación
26	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Sub-medición	Medición Generación
27	Cargas/Recursos RD	Sub-medición	Medición Consumo
25	HEMS/BMS/EMS Industrial	Vehículo Eléctrico (VE)	Control Consumo/Generación
25	Vehículo Eléctrico (VE)	HEMS/BMS/EMS Industrial	Estado Almacenamiento
28	Vehículo Eléctrico (VE)	Sub-medición	Medición Consumo/Generación
16	Unidad de Medida	HEMS/BMS/EMS Industrial	Medición Instantánea. Perfiles Instalación.
12	Usuario	Visualizador	Activación/Cancelación Control. Consumo/Generación kW a reducir.
12	Visualizador	Usuario	Estado Instalación (Uso de Energía, Generación, Almacenamiento, Temperatura, Iluminación, etc.).
11	Unidad de Medida	AMI Headend (MDC+HES)	Perfiles Instalación
7	CIS	Usuario	Condiciones Contractuales Programa RD
8	AMI Headend (MDC+HES)	DERMS DRMS/DRAS	Perfiles Instalación1
1	AMI Headend (MDC+HES)	MDMS (MDM/CGM)	Perfiles Instalación

Eventos y señales RD

El evento es el mecanismo de notificación que le permite al administrador del sistema RD solicitar a los recursos reducir o desplazar su carga (Figura R 6).

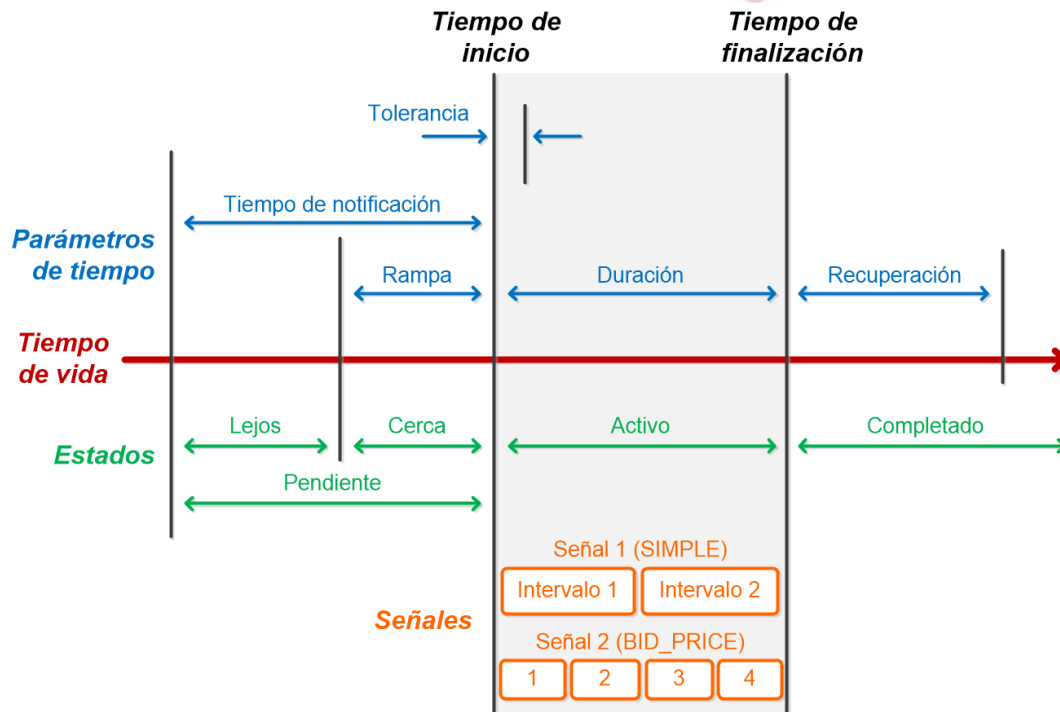


Figura R 6. Estados y periodos de tiempo de un evento RD
Tomada de (Universidad del Valle, 2018).

Un evento RD está descrito típicamente por la siguiente información (Figura R 6): contexto del mercado (programa RD), estado del evento (*lejano*, *cercano*, *activo* o *cancelado*), tiempo de inicio, tiempo de rampa, tiempo de aleatoriedad o tolerancia, tiempo de recuperación, duración del evento, nivel de prioridad, señales (precios de energía, niveles de reducción, ofertas de reducción, intervalos), identificador de evento de prueba. Las señales pueden estar divididas en secuencias de intervalos, cuya suma de tiempos debe ser igual a la duración del periodo activo. Los intervalos contienen los valores de la señal, definidos en niveles, precios, etc., que se deben aplicar al recurso en un momento dado.

Infraestructura de comunicación y control de recursos RD

Las diferentes interacciones que se podrían llegar a dar entre el administrador del sistema de respuesta de la demanda (operador del sistema, operador de red, comercializador/agregador) con sus clientes se pueden establecer a diferentes niveles (Figura R 7). Estas interacciones están ligadas a las capacidades tecnológicas del cliente para el control de sus recursos, así como de las tecnologías de información y comunicaciones disponibles para la integración.

De acuerdo con su grado de abstracción se pueden definir 4 niveles de interacción (Figura R 8): Transacción de energía, solicitud de modificación de demanda, monitoreo y control indirecto y control directo de carga. En el nivel más alto el cliente es visto como una entidad autónoma y con capacidad de optimizar y gestionar la energía consumida en respuesta a señales RD, por lo que la interacción se realiza directamente con los procesos/sistemas de negocio. En el nivel más bajo la interacción se lleva a cabo gracias a que el cliente permite el control directo del estado de las cargas de su instalación. Existe también una jerarquía de control en la instalación, la cual está determinada por el nivel de automatización que sus sistemas de gestión y control presenten.

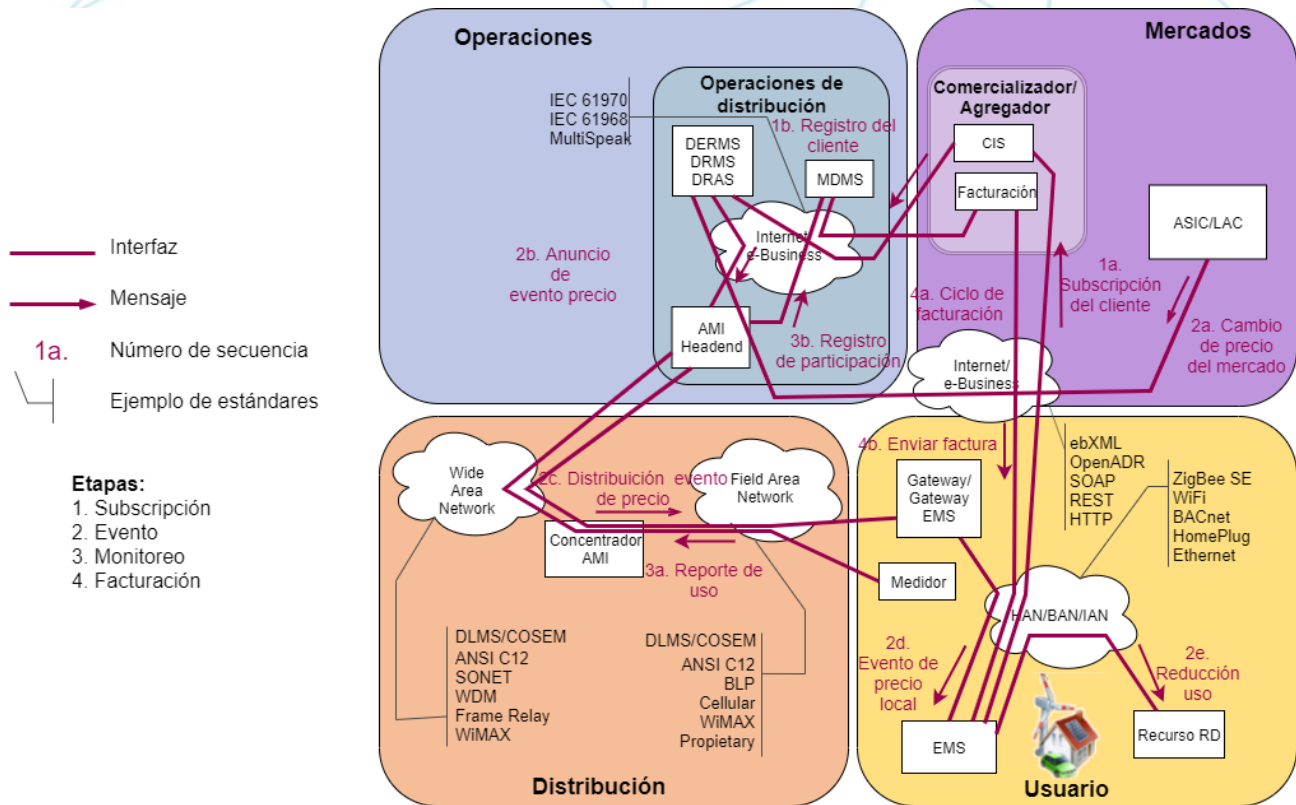


Figura R 7. Ejemplo de comunicaciones – Sistema RD
Adaptada de (EnerNex Corporation, 2010).

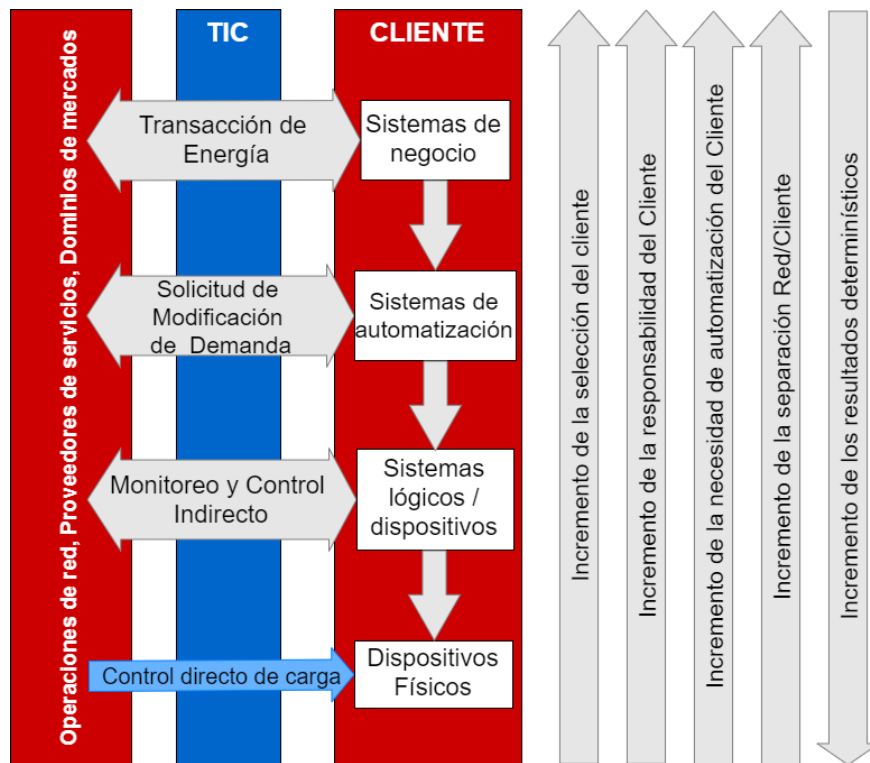


Figura R 8. Niveles de abstracción: Modelo Conceptual RD
Tomada de (Holmberg et al., 2014).

Adicionalmente, y dependiendo de las características de cada programa RD a implementar y el nivel de interacción deseado (tiempos de notificación, frecuencia de monitoreo, opciones de participación y anulación de eventos, etc.) la infraestructura de comunicación deberá cumplir con cierto nivel de calidad de servicio, como por ejemplo desempeño de la red, capacidad de transporte de mensajes, seguridad y privacidad de datos, escalabilidad, entre otros.

Respuesta de la Demanda Automática (ADR)

La respuesta de la demanda automática (*Automatic Demand Response – ADR*) se presenta como un mecanismo para mejorar la eficiencia e impacto de los programas RD, así como aumentar el grado de participación y beneficios para los clientes. La ADR tiene como objetivo proporcionar consistencia en la comunicación de eventos RD así como generar respuestas más rápidas que se traducen en una mayor reducción de la demanda y más opciones para combinar recursos de energía.

De acuerdo con el nivel de interacción deseado con los clientes (Tabla R 5) y el grado de automatización de sus instalaciones, los programas RD se pueden clasificar adicionalmente como: Programas controlables, Programas configurables, Programas manuales o Programas de comportamiento.

Tabla R 5. Características de los programas RD
Adaptada de (Potter & Cappers, 2017).

Tipo	Uso de tecnologías de control automático	Cliente con opción de anular la señal de DR	Pago explícito por desempeño	Programa RD
Controlable	•		•	Demanda en el mercado, Gestión carga
Configurable	•	•	•	Demanda en el mercado, Gestión carga
Manual			•	Demanda en el mercado, Gestión carga
Comportamiento	Opcional			Tarifa intradiaria

Medición y verificación

La medición precisa y la verificación del rendimiento de los programas de RD son elementos clave para determinar el éxito de la respuesta a la demanda. La mayoría de los programas actuales evalúan la reducción de carga de los clientes utilizando metodologías basadas en la comparación entre el consumo medido y una línea de base (consumo esperado). Un cálculo preciso de la cantidad de demanda reducida se realiza restando de la línea base la demanda real medida. Asegurar que un cliente sea capaz de entender cómo se mide su nivel de reducción de carga y recibir realimentación oportuna acerca de su desempeño, contribuye al éxito de un programa de RD.

Tecnologías habilitadoras

Los beneficios que se pueden obtener de los sistemas de respuesta de la demanda dependen en buena parte de las tecnologías habilitadoras que incorporen. Los avances en electrónica, sistemas de control y tecnologías de la información y comunicación han mejorado significativamente la eficiencia y capacidad de los sistemas de respuesta de la demanda. Así, la combinación e interacción apropiada y coordinada entre elementos clave como las infraestructuras de control de instalación, los canales y redes de comunicación y el comportamiento de los usuarios, determinan la capacidad y oportunidades de eficiencia energética y respuesta de la demanda de los clientes.

Infraestructura de medición y verificación

Típicamente los sistemas de monitoreo y verificación esta conformados por sistemas de medición inteligente (AMI), los sistemas de gestión energética (EMS) y sistemas de información energética (EIS).

Medidores avanzados: Los medidores avanzados además de habilitar esquemas tarifarios por franjas horarias permiten conocer los patrones de uso de energía de la instalación por medio de los perfiles de carga. Cuentan además con capacidad de medición bidireccional, por lo que es posible registrar la cantidad de energía exportada hacia la red, por ejemplo, proveniente de fuentes de generación distribuida o sistemas de almacenamiento. Los perfiles de carga entregados por los medidores se utilizan como insumo para el proceso de liquidación, incluyendo el cálculo de las líneas base.

Infraestructura Medición Avanzada (AMI): corresponde a la infraestructura de medición que permite el intercambio de información bidireccional entre el medidor de energía y la empresa prestadora del servicio. La infraestructura está compuesta por medidores, concentradores y sistemas de información para la gestión de la infraestructura (*Head End Systems*), que interactúan sobre diferentes redes de comunicación (LAN, NAN, FAN y WAN) soportadas sobre diversos medios como radiofrecuencia y línea de potencia. A nivel de usuario, AMI brinda a los clientes información detallada sobre su consumo de energía y facilita los medios para para realizar una gestión más eficiente y económica del servicio.

Sistemas de gestión de energía: además del control y gestión energética, los EMS permite monitorear, analizar y controlar el estado de los sistemas y equipos de la instalación. Esto gracias a la red de sensores y sistemas de sub-medición que se le integren.

Sistemas de información energética: los sistemas de información energética (EIS) pueden funcionar como la puerta de enlace para la comunicación bidireccional entre la empresa de servicios y un EMS existente en la instalación. Se utilizan principalmente para recopilar datos relacionados con el rendimiento de los sistemas de la instalación. Pueden ofrecer también reportes para la empresa de servicios para determinar la respuesta de la instalación ante eventos RD.

Sensores: se utilizan para obtener información sobre el entorno (condiciones ambientales, por ejemplo) y el estado de operación en la instalación, con el objetivo de mejorar la eficiencia de las estrategias de control sobre el consumo energético.

Infraestructura de control

Típicamente los sistemas de monitoreo y verificación esta conformados por dispositivos de control de carga, sistemas de gestión energética, generación de respaldo y almacenamiento de energía, gestión distribuida y control activo, dispositivos inteligentes y controladores de energía para el hogar y vehículos eléctricos enchufables.

Dispositivos de control de carga: las características de estos dispositivos dependen del tipo de recurso a gestionar y por lo general en instalaciones industriales/comerciales pequeñas y grandes, están integrados por medio de redes de comunicaciones a un sistema de gestión de energía EMS. Entre estos dispositivos se encuentra interruptores de control de carga, variadores de velocidad (para el control de motores y compresores) termostatos inteligentes y controles de iluminación inteligentes.

Sistemas de gestión energética: la interacción entre el administrador del sistema RD y los clientes se puede establecer a través de sistemas activos, como los EMS locales utilizados para la gestión energética de las instalaciones de los clientes. Un EMS está diseñado esencialmente para mejorar el rendimiento energético de la instalación al ahorrar energía y/o reducir la demanda máxima, sin embargo, también puede llevar a cabo funciones automatizadas de RD.

Generación de respaldo y almacenamiento de energía: mediante el uso de generadores de respaldo los clientes industriales y comerciales pueden implementar esquemas simples de reducción o deslastre de carga de la red, a cambio de incentivos económicos, sin alterar la operación normal de sus instalaciones. Teniendo en cuenta el nivel de emisiones es preferible el uso de fuentes de energía renovables. Las unidades de almacenamiento también pueden incluirse a través de los sistemas de gestión de carga, inclusive para suministrar excedentes de energía a la red a cambio de beneficios económicos.

Gestión distribuida y control activo: la introducción de los recursos energéticos distribuidos puede crear problemas para los operadores de la red de distribución (DNO), debido al flujo bidireccional de energía que se presentara entre la red y los consumidores. Los sistemas de distribución de los DNO deberán pasar de un modelo de control pasivo a un modelo más activo, a través del cual la red de distribución se pueda modificar y reconfigurar dinámicamente de acuerdo con los cambios en el sentido del flujo de energía. El control activo está basado en el monitoreo continuo y la gestión en tiempo real, lo que implica el despliegue de una red de sensores que permita el monitoreo eficiente de las condiciones y estado de la red.

Dispositivos inteligentes y controladores de energía para el hogar: un dispositivo inteligente (electrodoméstico, aire acondicionado, sistema de calefacción, entre otros) combina capacidades integradas de computo, censado y comunicación para permitir la toma inteligente de decisiones y optimizar el uso de la energía. Estos dispositivos se pueden comunicar a través de una red local con un controlador de energía para el hogar (HEC). Un HEC es una aplicación software que administra los dispositivos inteligentes con capacidad de control de energía.

Vehículos eléctricos enchufables: los vehículos eléctricos pueden comportarse como una carga, una fuente de generación o un dispositivo de almacenamiento. La gestión de carga de los vehículos eléctricos debe estar integrada a la operación del DSM de la empresa de servicios públicos, de tal manera que se pueda administrar el tiempo y las tasas de carga de los EV, la recopilación de los datos de medidores y la gestión de los EV como recursos RD.

Infraestructura de comunicación

Los sistemas de comunicación son un componente fundamental para desplegar sistemas de respuesta de la demanda, de tal manera que se le puedan transmitir a los clientes participantes las señales de mercado (precio de la energía) y de confiabilidad (requerimientos de reducción de demanda) y estos respondan de acuerdo con las condiciones pactadas. Adicionalmente la infraestructura de comunicación se aprovecha para recopilar la información de monitoreo de la instalación con el fin de evaluar el grado de respuesta del cliente.

El sistema de comunicación puede ser unidireccional o bidireccional. Las infraestructuras de comunicación bidireccionales son las más adecuadas para la implementación de la respuesta de la demanda, ya que es posible incluso monitorear la cantidad de instalaciones disponibles para atender un evento RD e identificar la diversidad de carga disponible. También habilita la gestión de las fuentes de generación distribuidas con las que cuente el cliente, aumentando su flexibilidad al momento de responder a un evento RD. Para la automatización de la RD es requisito indispensable la comunicación bidireccional.

La infraestructura de comunicación está conformada por diversas redes: las HAN (*Home Area Network*), BAN (*Building Area Network*) o LAN (*Local Area Network*) son redes que interconectan los diversos dispositivos que componen la instalación, como cargas inteligentes, controladores y sensores. Las redes NAN (*Neighbor Area Network*) son redes de vecindad que le permiten a un dispositivo concentrador de datos recopilar e intercambiar la información con los dispositivos pertenecientes a múltiples redes HAN; la red WAN (*Wide Area Network*) es la encargada de soportar el intercambio de datos con los centros de control o sistemas de información empresariales. Dependiendo del tipo de información intercambiada los datos pueden estar modelados de acuerdo con estándares establecidos para tal fin.

Como medios de transmisión para la construcción de las redes de comunicación se pueden utilizar tecnologías inalámbricas y/o cableadas.

Sistemas de comunicación inalámbricas: las tecnologías de comunicación inalámbricas, en especial las basadas en radio frecuencia, representan una de las mejores opciones para la implementación de las redes HAN, NAN y WAN. La radio frecuencia (RF) es una tecnología de comunicación en donde el intercambio de datos se realiza modulando y transmitiendo ondas de radio y microondas (energía electromagnética).

La transmisión por radio frecuencia es especialmente útil para comunicar datos a grandes distancias. Entre las tecnologías más representativas se tienen:

- Red celular (2G/3G/4G).
- IEEE 802.15.4 (WPAN).
- IEEE 802.15.1 (Bluetooth).
- ZigBee y Perfil ZigBee Smart Energy.
- 6LoWPAN.
- LoRa.
- WIMAX.
- Wi-Fi IEEE 802.11 (Redes WLAN).
- Comunicación con Luz Visible (VLC).

Sistemas de comunicación cableados: son aquellos sistemas caracterizados por utilizar un medio de transmisión guiado para el intercambio de datos. Dependiendo del área de cobertura deseada se pueden utilizar diferentes tipos de comunicación por cable. La selección dependerá de las características de cada tecnología, pudiéndose utilizar para la implementación de redes HAN, NAN y WAN. Entre las principales tecnologías de comunicación cableada se destacan:

- Puerto Eléctrico (RS-485, RS-232, PSTN y Ethernet).
- MODBUS.
- Fibra Óptica.
- Comunicación por Línea de Potencia PLC:
 - Ultra Narrow Band PLC (UNB)
 - Narrow band PLC (NB)
 - BroadBand PLC
- KNX (ISO/IEC 14543).
- Homeplug.
- LonWorks.
- BACnet (ISO 16484-5).

Proceso de diseño de la red de comunicaciones: el primer paso del proceso de diseño de la red es estimar la cantidad de tráfico que soportará. Esto dependerá del tipo de servicio a implementar y sus características. Por ejemplo, para el caso de Respuesta de la Demanda una de las restricciones más importantes está dada por los tiempos de notificación de eventos y el volumen de datos de telemetría intercambiados. Además de las estimaciones de tráfico de la red, otras entradas necesarias para el diseño incluyen el rendimiento de la red, la confiabilidad, calidad de servicio y los requisitos de seguridad (Figura R 9).

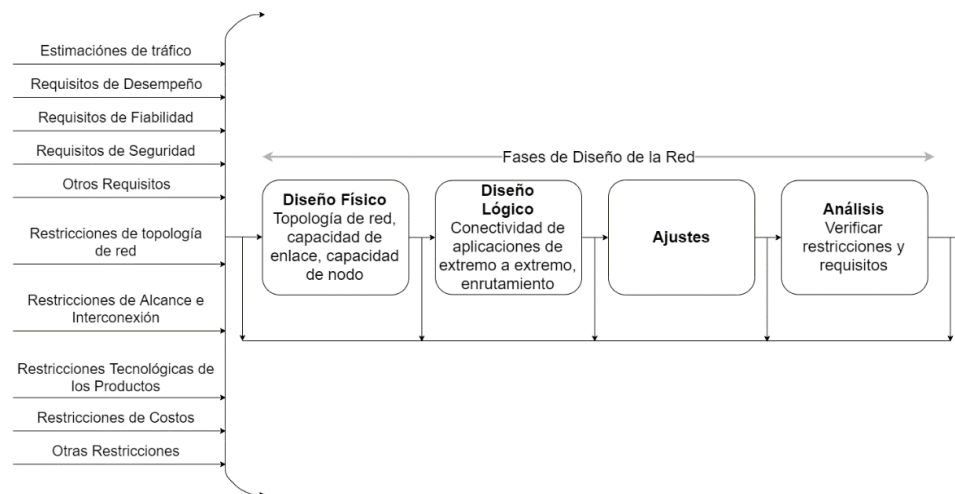


Figura R 9. Proceso de diseño de una red de comunicaciones
Tomada de (Budka et al., 2016).

Estandarización, interoperabilidad y ciberseguridad

La interoperabilidad se define como la capacidad de dos o más sistemas o componentes para intercambiar información y utilizar la información intercambiada, de forma segura, efectiva y con poco o ningún inconveniente para el usuario (NIST). Lograr interoperabilidad reduce los costos de instalación e integración, acelera la implementación y proporciona la escalabilidad y flexibilidad necesaria para que el sistema pueda evolucionar.

Se deben tener en cuenta dos aspectos fundamentales para lograr la interoperabilidad: sintaxis (hace referencia a la estructura, empaquetamiento y transporte de los datos) y semántica (hace referencia a la capacidad de los elementos del sistema de intercambiar datos con un significado común y no ambiguo). Desde el punto de vista de los actores de tipo sistema (dispositivos y sistemas de información) la interoperabilidad se puede lograr a diferentes niveles: capa funcional, capa de información, capa de comunicaciones y capa de componentes.

Como condición para lograr la interoperabilidad, la red de comunicación Smart Grid debe basarse en estándares de redes de comunicación abiertos y preferiblemente bien establecidos. Los estándares pueden clasificarse de acuerdo a su área de aplicación en: modelos de datos o información, protocolos de intercambio o tecnologías de comunicación.

El uso de los estándares estará definido por el caso de uso específico y en particular por la arquitectura funcional y tecnológica que soporte el caso de uso. Por ejemplo, la Figura R 10 muestra la arquitectura funcional de un sistema de recursos distribuidos basado en respuesta de la demanda. A diferentes niveles de interacción se presentan diferentes protocolos, tecnologías y estándares de comunicación. Esto debido al tipo de información intercambiada y al tipo de redes utilizadas para la comunicación.

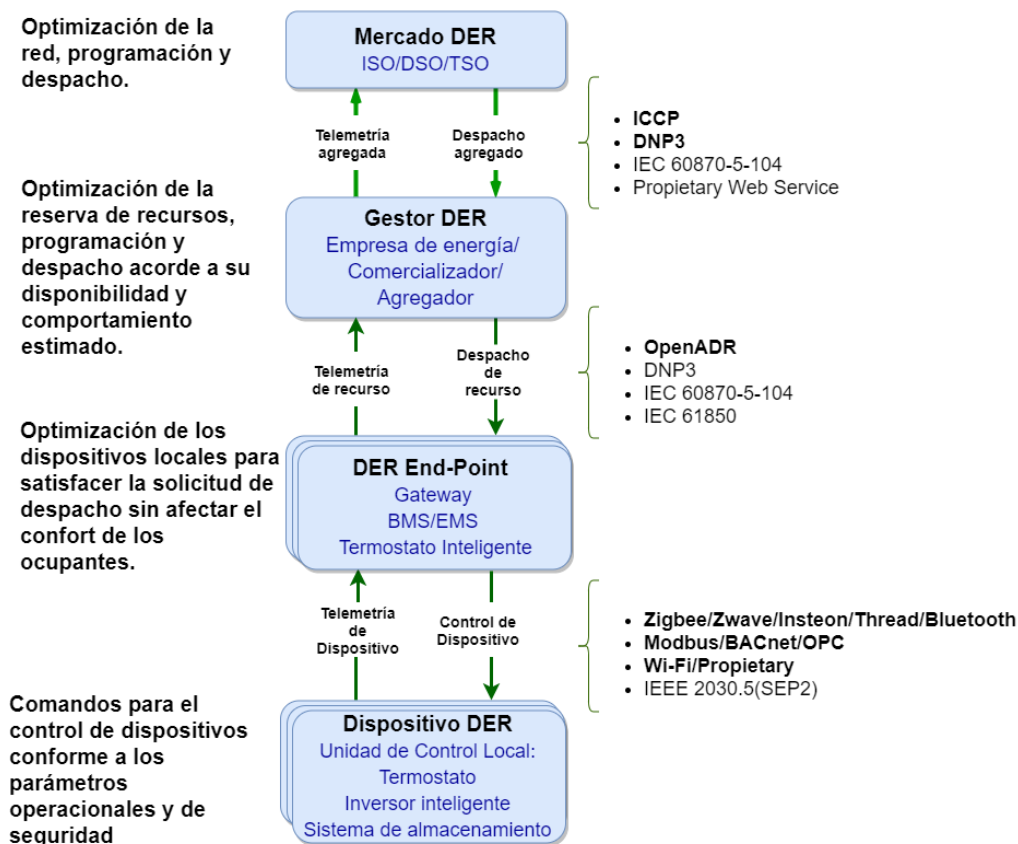


Figura R 10. Interacciones y protocolos RD como recurso distribuido
Tomada de (Mullin, 2017).

En la Tabla R 6 se resumen los estándares más relevantes que pueden ser utilizados para el despliegue de sistemas de respuesta de la demanda, gestionando recursos distribuidos y bajo un esquema de monitoreo de recursos basado en medición inteligente. Los estándares incluyen protocolos para la comunicación entre sistemas de control locales (como los utilizados por los HEMS/BEMS), intercambio de información con medidores de energía y recursos distribuidos, ciberseguridad e interfaces y modelos de datos para la comunicación entre sistemas de información.

Tabla R 6. Estándares SG para servicios de RD, DER, AMI, EV y Almacenamiento
Adaptada de (International Electrotechnical Commission) (Smart Electric Power Alliance)

Estándar	Descripción
ANSI C12.18	IEEE 1701 Standard for Optical Port Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables
ANSI C12.19	Standard for Utility Industry Metering Communication Protocol Application Layer (End Device Data Tables)
ANSI C12.21	IEEE 1702 Standard for Telephone Modem Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables
ANSI C12.22	Standard for LAN/WAN Node Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables
ASHRAE 135-2010-BACnet	A Data Communication Protocol for Building Automation and Control Networks
IEC 15067.3	Information technology — Home Electronic System (HES) application model — Part 3: Model of a demand-response energy management system for HES
NISTIR 7628	Guidelines for Smart Grid Cybersecurity
SAE J2836-Use-Cases-(1-3)	Use Cases for Communication Between Plug-in Vehicles and the Utility Grid
SAE J2847-1	Communication between Plug-in Vehicles and the Utility Grid
IEC 60870	Telecontrol equipment and systems
IEC 61850	Communication networks and systems for power utility automation
IEC 61968	Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management (CIM)
IEC 62056	Electricity metering data exchange The DLMS/COSEM suite
IEC 62325	Framework for energy market communications
IEC 62541	Open Platform Communications (OPC) Unified Architecture
IEEE 1815	IEEE Standard for Electric Power Systems Communications-Distributed Network Protocol (DNP3)
IEEE 2030.5	IEEE Adoption of Smart Energy Profile (SEP) Application Protocol Standard
ISO/IEC 15118	Road vehicles -- Vehicle to grid communication interface
MultiSpeak	MultiSpeak
OpenADR 2.0 / IEC 62746-10.1	Open Automated Demand Response
Std 1547™-2018	1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

Ciberseguridad

La ciberseguridad debe garantizar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de los sistemas electrónicos de comunicación, de información y los sistemas de control necesarios para la gestión, operación y protección de las infraestructuras de la red inteligente, tecnologías de la información y telecomunicaciones. Por ello, en el marco de la red inteligente, la ciberseguridad está enfocada en la protección de personas, datos e información, aplicaciones y procesos, redes de comunicación y dispositivos y la infraestructura física

Los estándares europeos IEC 62351 están orientados a resolver puntualmente los requerimientos técnicos de los productos y dispositivos en cuanto a ciberseguridad, pero dejan de especificar necesidades de protección organizacionales o administrativas. Las normas ISO/IEC 27002 y ISO/IEC 27001 enfocadas en las tecnologías de información proporcionan requisitos y técnicas para los sistemas gestión de seguridad de datos, desde una visión de alto nivel. En el caso del NISTIR 7628, las recomendaciones tienen un mayor alcance al dar requerimientos organizacionales y cubrir una gran parte de las políticas administrativas, permitiendo la libre elección de estándares de los equipos a implementar, así como libertad en la verificación y cumplimiento de las medidas de ciberseguridad. Se debe considerar que estos últimos temas son estrictamente regulatorios y están influenciados por incentivos, planes de integración y entes de control o de estandarización regional.

El estándar IEC 62351 describe mejoras de seguridad para una serie de protocolos del sector eléctrico (IEC 61850, IEC 60870-5) donde se incluye el uso de perfiles TCP/IP. Entre las mejoras de seguridad se encuentra la autenticación de la transferencia de datos a través de firmas digitales, el control de acceso mediante autenticación y la prevención de las comunicaciones transparentes (no seguras). La norma incluye medidas como: uso de esquemas de autenticación para el acceso, autenticación mutua entre entidades a través de firmas digitales, confidencialidad y cifrado, integridad y no repudio.

La *North American Electric Reliability Corporation's* (NERC) estandariza los requerimientos de seguridad para el sector eléctrico a través de las normas NERC CIP (2006-2015), donde se definen requisitos específicos de ciberseguridad para empresas asociados al *Bulk Electric System* (BEC): generadores, transmisores, distribuidores y centros de despacho.

La norma NISTIR 7628 propone requerimientos puntuales de seguridad para cada una de las posibles interacciones entre actores del sistema eléctrico que conforman los casos de uso: medición inteligente (AMI), gestión de la demanda (DSM), automatización de la distribución (ADA), almacenamiento de energía (ES) y vehículos eléctricos (PEVs). Los requisitos de alto nivel son agrupados en 22 categorías y la mayoría tienen equivalentes con las normas NERC CIP y SP 800. Los requisitos propuestos en la NISTIR 7628 tienen un mayor alcance respecto a las normas NERC CIP debido a que engloban la ciberseguridad del cliente, las redes de distribución, el mercado eléctrico y sistemas empresariales; por lo tanto, comprenden una mayor cantidad de medidas de protección y mayor detalle en las necesidades.

Estándar OpenADR

OpenADR es un estándar abierto y reconocido por IEC en la norma IEC 62746-10.1, que define un modelo de intercambio de información interoperable, para que proveedores y consumidores del sistema eléctrico intercambien señales RD, utilizando un lenguaje común transportado a través de redes TCP/IP.

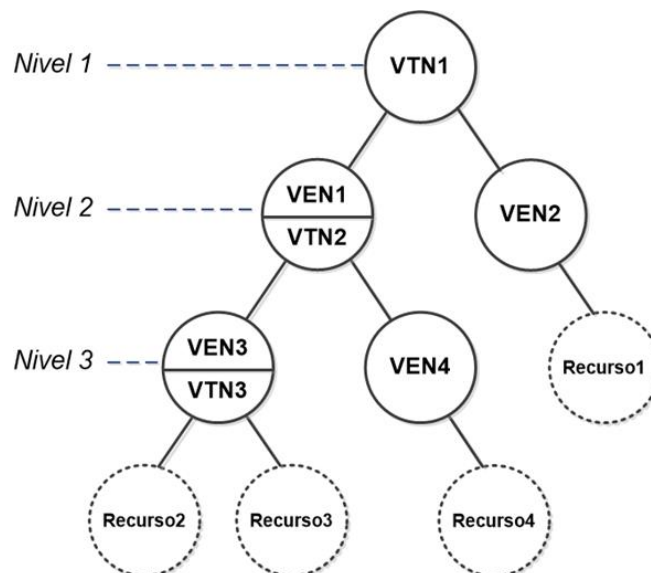


Figura R 11. Topología OpenADR
Tomada de (Universidad del Valle, 2018).

Define un modelo de comunicación jerárquico (Figura R 11) basado en la interacción entre dos tipos de elementos: un *Virtual Top Node* (VTN) y uno o varios *Virtual End Nodes* (VEN). Un VTN es una entidad operada por un proveedor de servicios RD, tales como empresas de servicios públicos, agregadores o facilitadores, para el envío de señales RD a los VEN. Un VEN típicamente es un Gateway o módulo Software que recibe las señales de RD y las transforma en señales de control, utilizando un algoritmo o lógica RD, con las que modifica el perfil de carga de los recursos.

OpenADR establece un modelo de comunicación de datos fundamentado en los protocolos HTTP y XMPP. Este modelo utiliza XML como estándar para definir la estructura de los mensajes, eventos, reportes, etc., que se intercambian entre nodos, sin depender de los protocolos de capas subyacentes ni las tecnologías utilizadas para transportarlos. Utiliza además una capa de seguridad basada en el protocolo TLS para la autenticación de los nodos en Internet y establecimiento del enlace cifrado. El proceso de autenticación se efectúa mediante el uso de certificados de infraestructura de claves públicas (*Public Key Infrastructure-PKI*) con formato X.509v3, los cuales son gestionados y emitidos por la autoridad de certificación (CA).

Recomendaciones para la planeación de programas RD como recurso energético distribuido desde el punto de vista tecnológico

Para aumentar el impacto de los programas RD se requiere del uso tecnologías habilitadoras que faciliten el despacho de eventos, la gestión, el control y el monitoreo de los recursos. Así mismo tecnologías que permitan la integración de recursos de almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos, que brinden flexibilidad en los tipos de respuesta que pueda activar el usuario.

De acuerdo a los anterior, se requiere avanzar en tres elementos principales: la apropiación de infraestructura tecnológica, el desarrollo de ecosistemas tecnológicos y sistemas de información, y la estandarización tecnológica.

Apropiación de infraestructura tecnológica

La definición de las tecnologías habilitadoras para programas RD debe estar basado en los objetivos y características de éste, lo que permitirá determinar de forma adecuada las tecnologías de gestión y control, monitoreo e infraestructura de comunicación requeridos en las instalaciones del cliente para alcanzar los resultados esperados, se requiere que:

1. Para lograr un mayor impacto en la aplicación de los programas RD es importante identificar correctamente los clientes con las instalaciones más apropiadas para alcanzar los mayores niveles de reducción de carga, para lo cual se debe tener en cuenta sus capacidades tecnológicas (fomento a la innovación), así como la flexibilidad de los recursos RD que gestionen.
2. Para garantizar el desempeño y beneficios deseados de los programas, su implementación y uso requiere de un acompañamiento y orientación adecuada al cliente, permitiéndole identificar y comprender los patrones de consumo de su instalación. Así mismo el cliente requiere de asistencia técnica y financiera para instalar y aprovisionar adecuadamente los dispositivos automatizados, de tal manera que pueda operar apropiadamente ante la recepción de eventos o señales RD (educación y coordinación de todos los interesados e involucrados).
3. Para la aplicación de programas basados en precios dinámicos y ofertas de capacidad, se requiere el uso de tecnologías de control sofisticados, donde las tecnologías automatizadas mejoran considerablemente la capacidad de respuesta de los clientes.
4. Para programas de tarifas intradiarias, si bien no se requiere la incorporación de tecnologías de control automatizado, el cliente que ya cuente con este tipo de tecnología (por ejemplo, porque está participando de algún programa RD despachable) se incentive su participación en programas basados en precio más sofisticados, como por ejemplo CPP (*Critical Peak Pricing*) y RTP (*Real Time Pricing*).
5. Para los clientes residenciales, que se caracterizan por contar con cargas relativamente pequeñas y con recursos tecnológicos limitados para la gestión del consumo eléctrico, se incentive su participación a través de la figura de los agregadores, quienes pueden realizar los despliegues tecnológicos necesarios para gestionar eficientemente los recursos RD de los clientes agregados.

6. Fomentar la innovación para el diseño y uso de sistemas de gestión de energía para hogar (HEMS), edificios (BEMS/BMS) e instalaciones industriales (IEMS), dado que habilitan la automatización de la RD gracias a que a través de la infraestructura de comunicación que implementan es posible realizar el envío de señales de precio o señales de control para modificar el consumo de la instalación, así como monitorear el estado y uso energético de los recursos RD asociados. Además, si la instalación cuenta con sistemas de generación o almacenamiento, el sistema de gestión de energía puede gestionarle como un recurso RD (bajo este esquema la ADR se puede invocar casi en tiempo real).
7. Dado que tanto la Respuesta de la Demanda como la generación distribuida están soportadas por los sistemas de medición avanzada, es estratégico su masificación teniendo en cuenta aspectos transversales a la tecnología, como los son la interoperabilidad, la ciberseguridad y la gobernanza de los datos.

Desarrollo de ecosistemas tecnológicos y de sistemas de información

La interacción de los diferentes componentes en los dominios de la operación y el mercado para desencadenar los eventos de Respuesta de la Demanda, ante señales de precio o de confiabilidad en la red, conlleva a la necesidad de establecer los ecosistemas tecnológicos y de sistemas de información para garantizar la participación de la demanda, por lo que se recomienda:

1. Desde el punto de vista de interoperabilidad y teniendo en cuenta que la medición avanzada es el pilar para la operación de respuesta de la demanda, estudiar la conveniencia de definir un perfil o especificación complementaria de los estándares utilizados para el intercambio de información con los medidores avanzados de energía.
2. Definir como los sistemas de información del dominio de operaciones intercambiarán información bajo esquemas de respuesta de la demanda con recursos agregados que actúen como servicios complementarios o reservas del sistema.
3. Definir como los sistemas de información pertenecientes al mercado transmitirán y recibirán información desde y hacia los demás sistemas involucrados con respuesta de la demanda, como por ejemplo con sistemas de gestión DERMS o DRMS en el dominio de operación y HEMS/BEMS/IEMS en el dominio del usuario.
4. Definir los ecosistemas tecnológicos y requerimientos técnicos para el uso de los medios de telecomunicación alámbricos e inalámbricos que garanticen la operación costo-eficiente.

Estandarización tecnológica

Uno de los elementos clave para el éxito de cualquier implementación ADR (*Automated Demand Response*) es la estandarización, la cual es el medio que facilita la interoperabilidad, para que los operadores del sistema eléctrico, empresas de servicios públicos, agregadores y clientes propietarios de recursos RD interactúen con el ánimo de flexibilizar la demanda de energía eléctrica.

Sin un estándar ADR las soluciones propietarias eventualmente atarán las inversiones hacia un mismo fabricante, aumentando los costos de desarrollo, integración e instalación.

Además, la falta de interoperabilidad entre los diferentes componentes de la red inteligente y la inmadurez tecnológica de algunos de ellos, representan el obstáculo técnico más comúnmente reportado para el despliegue de servicios de red inteligente. El uso de una arquitectura abierta facilita la interoperabilidad y agiliza la implementación. Por tanto, se recomienda la selección de estándares abiertos que cumplan con los requisitos de consistencia, escalabilidad, interoperabilidad y ciberseguridad de los equipos.

En la Tabla R 7 se proponen aquellos que, por sus características, pueden llegar a ser apropiados para la implementación de los sistemas de respuesta de la demanda (medición y monitoreo, interfaces de comunicación entre los diversos componentes, ciberseguridad y a la selección adecuada de equipos, entre otras).

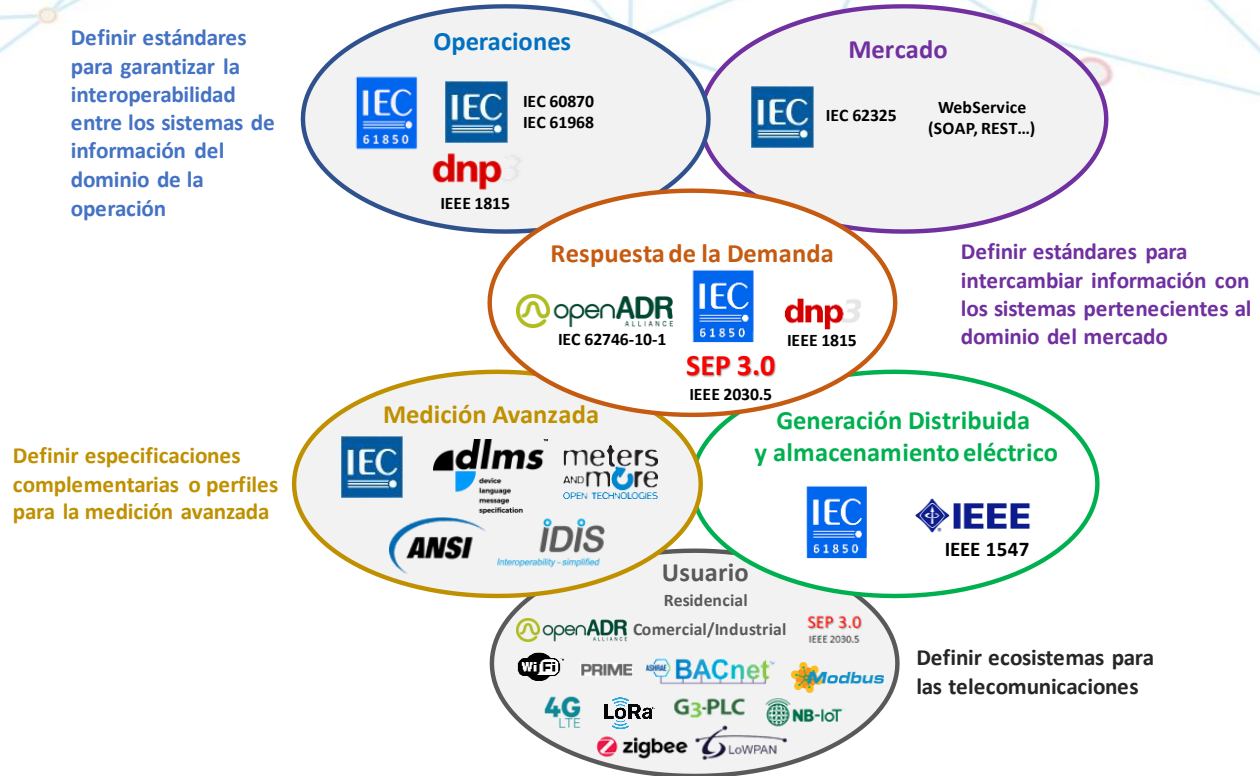


Figura R 12. Ecosistemas tecnológicos y de sistemas de información
 Elaboración propia.

Tabla R 7. Estándares SG para servicios de RD, DER, AMI, EV y Almacenamiento
 Elaboración propia.

Estándar	Descripción	Justificación
Medición Avanzada		
ANSI C12.18	IEEE 1701 Standard for Optical Port Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables	Estándares bien establecidos y con reconocimiento internacional. Adoptados por un gran número de fabricantes de medidores de energía. La SUITE ANSI, la SUITE IEC 62056 (DLMS/COSEM) y Meters and More Open Technologies fueron acogidas en la norma técnica NTC 6079 para del despliegue de sistemas de infraestructura de medición avanzada en Colombia. Se destaca la SUITE IEC 62056 ya que conforma uno de los pilares de estándares para la Red Inteligente, en conjunto con CIM e IEC 61850. Esta además basada en diversos casos de uso que incluyen habilitadores para respuesta de la demanda, específicamente dirigidos al control directo de cargas a través del medidor de energía.
ANSI C12.19	Standard for Utility Industry Metering Communication Protocol Application Layer (End Device Data Tables)	
ANSI C12.21	IEEE 1702 Standard for Telephone Modem Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables	
ANSI C12.22	Standard for LAN/WAN Node Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables	
IEC 62056	Electricity metering data exchange The DLMS/COSEM suite	
Comunicación entre sistemas de información y/o control		
IEC 60870	Telecontrol equipment and systems	La comunicación entre sistemas de información y control es indispensable para el despliegue del sistema de respuesta de la demanda y la gestión de los recursos distribuidos. El uso de un estándar específico dependerá del nivel de jerarquía de la interacción. Para las interacciones entre el mercado y los administradores de los sistemas de respuesta de la demanda se recomienda utilizar estándares basados en modelos de información común como CIM o ebXML (IEC 62325) y protocolos bien establecidos, como ICCP (Suite IEC 60870), DNP3 (IEEE 1815) o servicios Web. Para la
IEC 61850	Communication networks and systems for power utility automation	
IEC 61968	Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management (CIM)	
IEC 62325	Framework for energy market communications	

Estándar	Descripción	Justificación
IEEE 1815	<i>IEEE Standard for Electric Power Systems Communications-Distributed Network Protocol (DNP3)</i>	comunicación entre el administrador de sistema de respuesta de la demanda y los agregadores o recursos RD se recomienda utilizar el estándar OpenADR, que modela eventos RD y los transporta a través de enlaces de comunicación seguros y robustos. También se puede utilizar IEC 61850 o DNP3 dependiendo de las características del recurso a intervenir (como por ejemplo cuando se trata de generación distribuida).
MultiSpeak	<i>MultiSpeak</i>	
OpenADR 2.0 IEC 62746-10	<i>Open Automated Demand Response</i>	
Recursos Energéticos Distribuidos		
Std 1547™-2018	<i>1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces</i>	Estándares que además de especificar el control, gestión y requisitos técnicos que deben cumplir los recursos, definen las interfaces de comunicación apropiadas para interactuar con ellos.
IEC 61850	<i>Communication networks and systems for power utility automation</i>	
Vehículos Eléctricos		
SAE J2836-Use-Cases-(1-3)	<i>Use Cases for Communication Between Plug-in Vehicles and the Utility Grid</i>	Definen las interfaces de comunicación apropiadas para la comunicación con los demás componentes del sistema, tales como los equipos de carga y los sistemas de gestión de energía.
SAE J2847-1	<i>Communication between Plug-in Vehicles and the Utility Grid</i>	
ISO/IEC 15118	<i>Road vehicles -- Vehicle to grid communication interface</i>	
HEMS/BEMS		
ASHRAE 135-2010-BACnet	<i>A Data Communication Protocol for Building Automation and Control Networks</i>	Los protocolos de comunicación para el control de los recursos en las instalaciones del cliente deben estar bien definidos, con el ánimo de garantizar la interoperabilidad, dando así mayor flexibilidad a su gestión. Como medios de comunicación se pueden utilizar tecnologías inalámbricas o cableadas, pero su selección dependerá de las características de la instalación (estructura física, por ejemplo) y del tipo de recurso a intervenir.
IEC 15067.3	<i>Information technology — Home Electronic System (HES) application model — Part 3: Model of a demand-response energy management system for HES</i>	
Ciberseguridad		
NISTIR 7628	<i>Guidelines for Smart Grid Cybersecurity</i>	La guía presenta un análisis completo de los riesgos e impactos sobre las interfaces lógicas de comunicación entre los diferentes actores tipo sistema que pueden llegar a interactuar en servicios de Red Inteligente. Esto facilita el análisis de las características de comunicación que deben cumplir los dispositivos que intervendrán en el sistema (como por ejemplo los requeridos para implementar el servicio de respuesta de la demanda). Cabe destacar que los requisitos están alineados con las normas NERC, las cuales se tomaron en Colombia como base para la garantizar la ciberseguridad de las redes eléctricas.

Desde el punto de vista tecnológico y dada su flexibilidad, escalabilidad y seguridad inherente, el estándar *OpenADR* se presenta como la mejor opción para el despliegue de programas RD, en especial para la comunicación de eventos, el monitoreo, la gestión de recursos participantes. El modelo de datos, la capa de transporte y seguridad implementadas en el estándar permiten la habilitación de programas RD sobre diferentes tipos de arquitecturas de despliegue. Así mismo su flexibilidad facilita la interacción con recursos distribuidos, haciéndolos gestionables directamente desde los programas.

CONTENIDO

Resumen Ejecutivo.....	5
1. MARCO CONCEPTUAL.....	29
1.1. Mecanismos para la participación activa de la demanda	29
1.2. Procesos para la participación activa de la demanda	32
1.3. Recursos para la participación activa de la demanda	37
2. ARQUITECTURA TECNOLÓGICA Y FUNCIONAL.....	43
2.1. Arquitectura Funcional	43
2.2. Arquitectura Tecnológica – Cliente	52
2.3. Interoperabilidad y Estandarización en RD	57
2.4. Estándar OpenADR-IEC 62746-10.1	67
3. TECNOLOGÍAS PARA HABILITAR LA RD.....	81
3.1. Infraestructura de medición y verificación.....	82
3.2. Infraestructura de control.....	83
3.3. Infraestructura de comunicación.....	85
3.4. Ciberseguridad	90
4. RECOMENDACIONES.....	95
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	99

FIGURAS

Figura 1.1. Tipos de modificación de patrones de consumo	34
Figura 1.2. Diagrama conceptual de referencia detallado para el dominio del cliente.....	34
Figura 1.3. Factores que influyen en las decisiones del cliente acerca de la respuesta a la demanda...36	36
Figura 1.4. Disponibilidad de recursos de acuerdo con las características de los tipos de servicio RD.....36	36
Figura 1.5. Arquitectura de una Microrred	40
Figura 1.6. Conexión lógica de extremo a extremo para ADR.....	42
Figura 2.1. Arquitectura funcional Respuesta de la Demanda	43
Figura 2.2. Diagrama de actores e interacciones - caso de uso RD Programa Tarifas Intradiarias.....	46
Figura 2.3. Diagrama de actores e interacciones - caso de uso RD Programa Gestión de Carga	48
Figura 2.4. Diagrama de actores e interacciones - caso de uso RD Programa Demanda en el Mercado	50
Figura 2.5. Ejemplo de comunicaciones – Sistema RD Tarifa Intradiaria.....	53
Figura 2.6. Ejemplo de comunicaciones – Sistema RD Gestión de Carga	53
Figura 2.7. Ejemplo de comunicaciones – Sistema RD Demanda en el Mercado	54
Figura 2.8. Niveles de abstracción: Modelo Conceptual RD	54
Figura 2.9. Proceso de diseño de una red de comunicaciones.....	57
Figura 2.10. Categorías y niveles de interoperabilidad	58
Figura 2.11. Interacciones y protocolos RD como recurso distribuido	66
Figura 2.12. Relación entre el estándar OASIS Energy Interoperation 1.0 y los perfiles OpenADR 2.0	68
Figura 2.13. Topología OpenADR	69
Figura 2.14. Directo 1	70
Figura 2.15. Directo 2	70
Figura 2.16. Directo 3	71
Figura 2.17. Directo 4	71
Figura 2.18. Facilitador 1	72
Figura 2.19. Agregador 1	73
Figura 2.20. Pila TCP/IP de un VEN OpenADR 2.0	74
Figura 2.21. Modelo PUSH HTTP	74
Figura 2.22. Modelo PULL HTTP	75
Figura 2.23. Servidor XMPP	75
Figura 2.24. Ejemplo mensaje con firma XML.....	77
Figura 2.25. Secuencia básica de servicios OpenADR 2.0	78
Figura 2.26. Estados y periodos de tiempo del evento OpenADR	79
Figura 3.1. Estándares de ciberseguridad relacionados con las redes inteligentes.....	91
Figura 3.2. Interfaces lógicas categoría 13	92
Figura 3.3. Asignación de requerimientos de seguridad a categorías de interfaces lógicas	94
Figura 3.4 NERC vs NISTIR 7628	94
Figura 4.1 NERC vs NISTIR 7628	96

TABLAS

Tabla 1.1. Lineamientos tecnológicos – Integración de recursos energéticos distribuidos	31
Tabla 1.2. Actividades para la puesta en marcha y operación de sistemas RD	33
Tabla 1.3. Aplicación de los tipos de programas RD asociados a la estabilidad de la red eléctrica.....	37
Tabla 1.4. Características de los programas RD	41
Tabla 2.1. Actores y dominios – Sistema de Respuesta de la Demanda	44
Tabla 2.2. Información intercambiada – Interacciones caso de uso RD Programa Tarifas Intradiarias	46
Tabla 2.3. Información intercambiada – Interacciones caso de uso RD Programa Gestión de Carga	48
Tabla 2.4. Información intercambiada – Interacciones caso de uso RD Programa Demanda en el Mercado	50
Tabla 2.5. Estándares SG para servicios de RD, DER, AMI, EV y Almacenamiento	59
Tabla 2.6. Estándares vs. Servicios de Red Inteligente	64
Tabla 2.7. Servicios OpenADR 2.0.....	77
Tabla 2.8. Soporte de características obligatorias y opcionales según cada perfil.....	78
Tabla 2.9. Señales más importantes de OpenADR.....	80
Tabla 3.1. Tecnologías disponibles para la aplicación de RD en dispositivos de usuarios finales.....	81
Tabla 3.2. Componentes y comunicaciones asociadas a los sistemas de gestión de energía (EMS)	90
Tabla 3.3. Ejemplo de categorías de interfaces lógicas NISTIR 7628	93
Tabla 4.1. Estándares SG para servicios de RD, DER, AMI, EV y Almacenamiento	97

1. MARCO CONCEPTUAL

La respuesta de la demanda es un cambio temporal del consumo de electricidad del lado de los recursos RD (cargas) en respuesta a condiciones del mercado o de estabilidad de la red. Los recursos RD son cargas individuales o cargas agregadas capaces de proporcionar cambios temporales en el consumo, los cuales pueden ser medidos y verificados. Los recursos de energía distribuidos (DER) son fuentes de generación y/o almacenamiento de energía de baja escala, capaces de proporcionar cambios temporales en el suministro de electricidad (UPME, UNAL, & UNIVALLE, 2018). Ambos tipos de recurso pueden ser utilizados para soportar la demanda de electricidad o para gestionar el suministro por razones económicas (precio de la energía) o de estabilidad de la red. Bajo este esquema de gestión se permite:

- Involucrar al consumidor al permitirle su participación en el mercado y opciones variadas de consumo/facturación.
- Introducir nuevos mercados para agregadores, operadores de microrredes, generación distribuida, agentes comerciales y clientes.
- Controlar las condiciones de pico de demanda y limitar o eliminar los apagones y las reducciones en la calidad del servicio.
- Aplanar y desplazar las curvas de consumo.
- Responder a las anomalías temporales de la red.
- Maximizar el uso de la energía e incrementar la eficiencia del sistema.

La respuesta de la demanda está dirigida principalmente a los sistemas de distribución y ofrece una oportunidad para que los consumidores (residenciales, comerciales, institucionales y/o industriales) desempeñen un papel activo en el funcionamiento de la red eléctrica, al reducir o cambiar su uso de electricidad durante los períodos pico en respuesta a tarifas variables en el tiempo u otras formas de incentivos financieros, o al integrar fuentes no convencionales de energía (Palensky & Dietrich, 2011)(Deng, Yang, Chow, & Chen, 2015)(Gómez, Carvajal, & Arango, 2015)(Moreno, 2017).

Las redes inteligentes y los sistemas de respuesta de la demanda están intrínsecamente relacionados, dado que la respuesta de la demanda es una de las aplicaciones que mejor representa la necesidad de interacción bidireccional entre el distribuidor y el consumidor de energía. Esta situación toma especial relevancia si se tienen en cuenta los nuevos retos originados en el aumento del número de consumidores y productores de energía, cada vez más dispersos y de menor tamaño. La capacidad que brindan las redes inteligentes de facilitar las transacciones de energía con los consumidores y de obtener información actualizada proveniente de las fuentes de generación, la demanda y los recursos distribuidos, permite a las empresas planear, operar y controlar la red de manera más eficiente y en tiempo real (Colombia Inteligente, 2017)(Federal Energy Regulatory Commission FERC, 2010)(Khajavi, Abniki, & Arani, 2011).

1.1. Mecanismos para la participación activa de la demanda en Colombia

En este estudio se consideran dos mecanismos principales, los programas de respuesta de la demanda y el uso de los recursos energéticos distribuidos, para lograr la participación activa de la demanda.

1.1.1. Programas RD

Un programa de respuesta de la demanda es el conjunto de normas, pactadas entre participantes y prestadores de servicio, diseñadas para estimular a los participantes a modificar y gestionar sus hábitos de consumo de electricidad y especificar la manera en que las empresas prestadoras de servicio se comprometen a remunerar dicha gestión (Castellanos Cardona & Lopez Chaparro, 2016)(Marulanda Garcia, 2014).

Además del concepto técnico, se pueden definir como un mecanismo de interacción entre dos agentes principales de la cadena de valor de la energía, los operadores de red o comercializadores y los usuarios finales; por tal razón se diseñan y evolucionan de acuerdo a la dinámica del mercado de energía al que pertenecen (Gómez et al., 2015).

La regulación colombiana actual incluye programas RD, pero estos están destinados a operar únicamente en escenarios de condición crítica. Por ello la iniciativa Colombia Inteligente identifico y priorizo tres programas RD adicionales, para ser implementados acorde con el contexto colombiano y que puedan integrarse a la operación del sistema (Colombia Inteligente, 2019b). Estos programas son:

Programa Tarifas Intradíarias

Este programa de RD busca trasladar señales de precios a los usuarios mediante una transferencia de precios relativos a nivel intradiario. Se propone pasar de un esquema tarifario fijo, con una única tarifa durante todo el periodo tarifario como es el caso de los usuarios regulados; a un esquema estático con dos o tres franjas de tarifas. Brindando incentivos para que durante los periodos con mayor costo de operación del sistema y/o mayor emisión de GEI se reduzca el consumo, al ofrecer tarifas más bajas en otros periodos.

La tarifa intradiaria (tarifa_p) se emplea como principal habilitador para la implementación del programa. Dependiendo de las características definidas para la tarifa_p los comercializadores podrán ofrecer planes tarifarios a los usuarios tanto regulados como no regulados para que estos modifiquen sus consumos, acorde al beneficio que reciban por medio de las tarifas, a la vez los usuarios podrán administrar la forma en que consumen mediante sistemas de gestión de energía o de forma manual. Los consumos serán medidos de forma automática con los medidores avanzados los cuales enviarán la medición al gestor de la medida. El gestor de la medida es el encargado de remitir la medición al operador de la red y a los comercializadores, y si se requiere al ASIC. Los comercializadores son los encargados de liquidar los consumos de los usuarios transfiriendo el ahorro en la factura a los usuarios que participen en el programa.

Programa Gestión de Carga

En este programa de RD se acuerda la gestión de cargas de todo tipo, siempre y cuando estas no presenten alguna condición operativa tales como: usuarios que estén en las primeras etapas del esquema de deslastre de carga por baja frecuencia, usuarios que estén con limitación de suministro, usuarios incluidos en esquemas suplementarios, usuarios que hagan parte de otros programas de respuesta a la demanda que no cuenten con capacidad para participar en varios programas RD simultáneamente, entre otras. Las cargas pueden ser gestionadas mediante actuadores automáticos controlados por un tercero o el mismo usuario y mediante acciones manuales. Este programa se puede usar como un recurso operativo del sistema en alivio de restricciones y servicios complementarios.

Los comercializadores/agregadores podrán ofrecer diferentes portafolios para que los usuarios accedan a gestionar cargas por medio de acuerdos o contratos bilaterales. El control de las cargas se podrá realizar de forma automática mediante EMS o de forma manual y lo podrá ejecutar el comercializador/agregador o el usuario. A su vez, el comercializar/agregador podrá hacer una oferta al responsable de la operación del programa indicando ubicación, precio de oferta y disponibilidad para cada periodo de la carga gestionable y el operador le asignará la programación para dicha gestión. Los medidores avanzados enviarán la medición al gestor de la medida y este es el encargado de remitir la medición a los comercializadores/agregadores y si se requiere al ASIC. El comercializador/agregador, realiza el proceso comercial de la remuneración acordada en el contrato a los usuarios que participen en el programa.

Programa Demanda en el Mercado

Este programa de RD un agente en representación de los usuarios hace ofertas de reducción de carga ante el mercado, las cargas no pueden presentar alguna condición operativa tal como: usuarios que estén en las primeras etapas del esquema de deslastre de carga por baja frecuencia, usuarios que estén con limitación de suministro, usuarios incluidos en esquemas suplementarios, usuarios que hagan parte de otros programas de respuesta a la demanda que no cuenten con capacidad para participar en varios programas RD simultáneamente, entre otras. La oferta debe incluir la cantidad de carga a reducir y el precio de oferta; se recomienda que el operador del mercado verifique si es netamente una reducción de carga o un desplazamiento del consumo en la curva de carga. El programa se puede utilizar en el despacho económico, la prestación de servicios complementarios, y en el alivio de restricciones.

El comercializador/Agregador podrá ofrecer diferentes portafolios para que los usuarios accedan a gestionar sus cargas por medio de acuerdos o contratos bilaterales. El control de las cargas se podrá realizar de forma automática mediante sistemas de gestión de la energía de los usuarios o de forma manual y lo podrá ejecutar el comercializador/Agregador o el usuario. A su vez, el comercializador/agregador realizará una oferta al administrador del mercado indicando ubicación, disponibilidad y precio para cada periodo de la carga gestionable; el administrador le asignará la programación en mérito para dicha gestión. Los medidores avanzados enviarán la medición al gestor de la medida y este es el encargado de remitir la medición comercializador/agregador y al ASIC. El ASIC será el responsable de realizar el cálculo y la verificación de la LBC para expedir la liquidación. Por otra parte, el comercializador/agregador será el encargado de pagar la remuneración acordada en el contrato a los usuarios que participen en el programa.

1.1.2. Recursos energéticos distribuidos

La iniciativa Colombia Inteligente ha propuesto una serie de lineamientos estratégicos para la integración al sector eléctrico colombiano de diversos recursos energéticos distribuidos: la respuesta de la demanda, la autogeneración y generación distribuida, el almacenamiento de energía y los vehículos eléctricos (Colombia Inteligente, 2019a). En la Tabla 1.1 se resumen los principales lineamientos que influyen desde el punto de vista técnico, en el despliegue de los diferentes servicios de red inteligente contemplados para su implementación en el contexto colombiano.

Tabla 1.1. Lineamientos tecnológicos – Integración de recursos energéticos distribuidos
Tomada de (Colombia Inteligente, 2019a).

Recurso/Servicio	Lineamientos
Respuesta de la demanda (RD)	<ul style="list-style-type: none"> • Habilitar la demanda generando esquemas de tarificación intradiario. • La figura del agregador de recursos energéticos distribuidos, con el fin de optimizar el aporte de los mecanismos, brindar garantía en la firmeza y lograr eficiencia en la participación de los usuarios. • Desde el punto de vista del diseño de los mecanismos de respuesta de la demanda, la necesidad de definir una arquitectura que estandarice automaticamente, y muestre de manera simple los diferentes programas de RD.
Autogeneración a pequeña escala y generación distribuida	<ul style="list-style-type: none"> • Definir metodología de evaluación de impacto a la red (señal de eficiencia) en función de la característica de cada circuito o área de influencia donde se conectará la GD, adaptando una metodología de evaluación basada en la norma IEEE 1547-7. • Implementar arquitecturas y protocolos estándar para la red de telecomunicaciones
Almacenamiento de energía	<ul style="list-style-type: none"> • Habilitar programas de respuesta de la demanda que permitan el uso de almacenamiento de energía como recurso, con el objetivo de maximizar el impacto de los programas en el usuario final, permitiendo trasladar el consumo sin sacrificar confort y/o trasladar generación solar a horas pico. • Actualizar código de redes y normas técnicas teniendo en cuenta las características del almacenamiento de energía

Recurso/Servicio	Lineamientos
Vehículos inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> • Vincular los esquemas de carga inteligente con programas de respuesta de la demanda (señal de precio intradiaria/canasta de tarifas). • Para la infraestructura de carga estandarizar la información necesaria para operar el sistema de distribución, teniendo en cuenta la masificación de los vehículos eléctricos. • Definir arquitectura de referencia para la operación de los vehículos eléctricos conectados a la red, garantizando condiciones de interoperabilidad y ciberseguridad. • Promover el uso de protocolos de comunicación abiertos, teniendo en cuenta criterios de interoperabilidad, ciberseguridad y gobernanza de datos (protocolos internacionales OCPP, comité técnico de IEC 69, OpenADR, etc). • Definir requerimientos de uso del espectro radioeléctrico, por parte de las comunicaciones asociadas a los vehículos eléctricos.

A su vez, ha presentado recomendaciones en aquellas temáticas consideradas como catalizadores o aceleradores para la integración de los DER, tales como la automatización de la red, la ciberseguridad, interoperabilidad y gobernanza de datos, la infraestructura de medición avanzada, la microrredes y la generación de nuevos modelos de negocio en el sector eléctrico:

- Desde el punto de vista de arquitectura tecnológica, la interoperabilidad se identifica como uno de los aspectos más importantes para la integración de los recursos distribuidos, teniendo en cuenta que la capacidad de los sistemas y dispositivos de hablar el mismo lenguaje, es un elemento crítico para diseñar un mercado en donde los dispositivos puedan conectarse y operar en cualquier lugar, eliminando posibles barreras para los consumidores que pueden derivar en inflexibilidad de integración, obsolescencia prematura de los dispositivos entre otras. La interoperabilidad puede lograrse mediante el cumplimiento de estándares abiertos comunes, o mediante la implementación de sistemas y plataformas que permiten que los diferentes sistemas se comuniquen entre sí.
- La integración de los DER en los sistemas eléctricos convencionales puede generar impactos, tanto positivos como negativos, especialmente en los sistemas de distribución de energía eléctrica. Así, y con el objetivo de aprovechar los beneficios, manteniendo la seguridad y confiabilidad de los sistemas, es necesario dotar las redes de herramientas y elementos automáticos que permitan controlar los flujos de potencia, mantener el control de tensión y la estabilidad general del sistema, evolucionando hacia la digitalización de subestaciones, basadas en el uso de tecnologías de información e infraestructuras de telecomunicaciones.
- La masificación de la infraestructura de medición avanzada apalancará la integración de los recursos distribuidos, gracias a la disponibilidad de información en intervalos de tiempo muy cortos y a nuevas funcionalidades disponibles, que abren la posibilidad de operar el sistema de forma confiable con altas penetraciones de DER.
- Uno de los conceptos asociados a los DER son las microrredes. Una microrred sostenible es aquella caracterizada por integrar tanto demanda (cargas) como recursos energéticos distribuidos, capaz de operar bajo criterios técnicos, económicos y socioculturales durante un periodo de tiempo indefinido, y dotada de diferentes niveles de automatización y coordinación que permitan su funcionamiento bien sea de modo aislado o interconectado a una red principal.

1.2. Procesos para la participación activa de la demanda

De forma general los actores involucrados en los procesos de RD se clasifican en:

- *Usuarios finales:* consumidores finales de la electricidad. En el contexto de respuesta de la demanda los usuarios finales se pueden diferenciar por tamaño (por ejemplo tipos de cliente residencial, comercial e industrial) y por sofisticación (por ejemplo la habilidad de controlar las cargas de uso final). Esta clasificación puede utilizarse para determinar las necesidades de los usuarios.

- *Operadores de red y comercializadores*: entidades que suministran la demanda y/o requerimientos de energía a los consumidores finales.
- *Operadores del sistema*: organizaciones responsables de la operación e interconexión de la red, facilitando las transacciones del mercado mayorista y las ofertas en los programas RD.
- *Proveedores de servicios de reducción (agregadores)*: tercero que suministra servicios y/o programas de RD en representación de los usuarios finales (agregación de recursos RD) frente a la empresa de servicios.

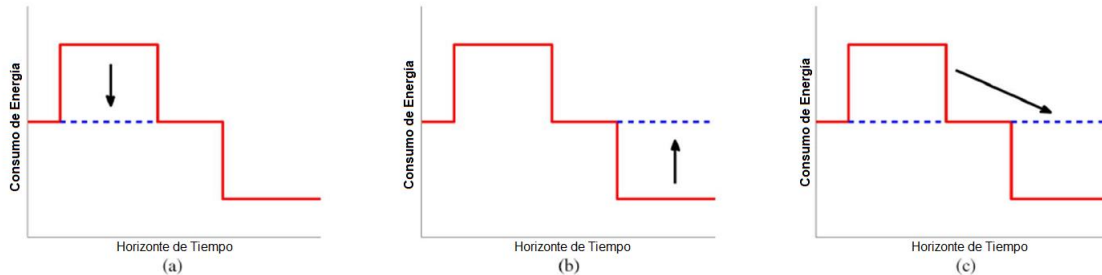
Los actores descritos están relacionados en mayor o menor medida con cada una de las actividades inherentes a la puesta en marcha y operación del sistema de respuesta de la demanda. Estas actividades se categorizan en términos de tres etapas, detallados en la siguiente Tabla 1.2:

Tabla 1.2. Actividades para la puesta en marcha y operación de sistemas RD
Tomada de (UPME et al., 2018).

Etapa	Actividad	Objeto
Planeación	Planificación del sistema	Planificar la integración de RD al modelo de negocio y arquitectura funcional de los operadores de red y comercializadores.
	Evaluación del mercado	Proyectar las respuestas de los clientes a los programas de RD y a la oferta de productos, determinando así el potencial de recursos RD que es posible impactar.
	Evaluación de oportunidad de la instalación	Determinar la factibilidad, la cantidad, los potenciales impactos adversos y los beneficios de la reducción de carga en las instalaciones de los participantes.
	Análisis de costo-efectividad	Estimar y documentar los costos y beneficios obtenidos de los programas de RD vistos desde varias perspectivas (por ejemplo, sociedad, administrador, participante y no participante).
Operación	Implementación del programa	Facilitar la ejecución del sistema de RD incluyendo el seguimiento a la operación de los programas implementados. Estas actividades pueden incluir la incorporación de las elasticidades de los precios y las características de los recursos de RD en los pronósticos de carga de los operadores del sistema, para pronosticar con mayor precisión los eventos de día adelantado y en tiempo real.
	Equilibrio de carga /optimización de la red	Mantener continuamente el balance de la generación con respecto a la demanda, para gestionar y optimizar el uso y operación de la red. El equilibrio de carga también incluye la integración de recursos de generación variable (por ejemplo, generación eólica y solar) al sistema.
	Gestión de transacciones (respuesta a precios)	Mantener la infraestructura de comunicación requerida para el envío de notificaciones de eventos (señales de precios o requerimientos de reducciones de carga) de acuerdo al contexto de los programas RD basados en precio implementados.
Verificación	Liquidación	Determinar las cantidades de carga y/o demanda reducida, así como los procesos para el pago de incentivos a los participantes. Estas actividades también incluyen el establecimiento de las líneas base y la definición de procedimientos para la verificación y el reporte del impacto en la carga
	Evaluación de impacto	Medir y verificar los impactos de la ejecución de los programas RD en la carga real de todo el sistema y/o a nivel de participantes

Los usuarios pueden participar en un programa de respuesta a la demanda si se encuentran en capacidad de modificar voluntariamente sus hábitos de consumo y/o si permiten la variación de su carga de forma remota por parte de los prestadores de servicios (Castellanos Cardona & Lopez Chaparro, 2016)(Marulanda Garcia, 2014). Básicamente un usuario puede lograr estas modificaciones (U.S Department of Energy DOE, 2006) de tres formas distintas (Figura 1.1):

1. Reduciendo su consumo en periodos de máxima demanda (picos).
2. Desplazando las actividades que implican un consumo de energía en horas pico hacia no pico
3. A través de la generación de energía eléctrica de forma local, es decir, mediante la autogeneración.



(a) Recorte del pico de demanda; (b) Llenado de valles; (c) Desplazamiento de carga

Figura 1.1. Tipos de modificación de patrones de consumo

Adaptada de (U.S Department of Energy DOE, 2006)

Teniendo en cuenta el alto grado de participación de los clientes en el caso de uso de Respuesta de la Demanda (Figura 1.2), es posible diferenciar los escenarios RD de acuerdo con el tipo de cliente intervenido: residencial, comercial/institucional e industrial. Los clientes pueden participar de programas de respuesta a la demanda directamente o a través de intermediarios (agregadores), quienes representan las capacidades “agregadas” de los clientes al mercado de energía.

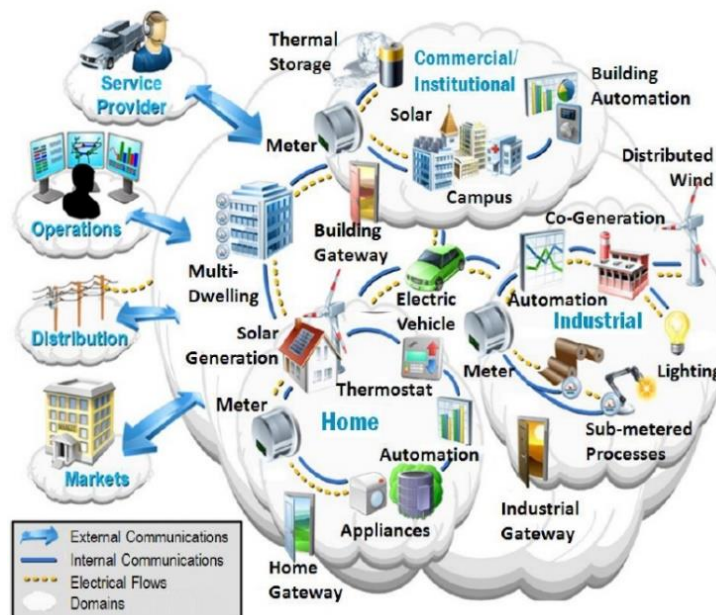


Figura 1.2. Diagrama conceptual de referencia detallado para el dominio del cliente

Tomada de (Holmberg, Hardin, Bushby, & Bushby, 2014).

La diversidad de los clientes puede ser categorizada sobre la base de sus diferencias, asociadas con su tipo y prioridades de negocio (como por ejemplo la operación rentable de las plantas de producción, o la conservación de un ambiente confortable para la venta de productos en una tienda, entre otros), la complejidad de sus sistemas (baja para usuarios residenciales, media/alta para los comerciales y alta para instalaciones industriales) y las tecnologías de comunicación con las que cuentan para su operación (infraestructuras más simples para los usuarios residenciales comparadas con los industriales/comerciales).

De acuerdo con el nivel de consumo de energía, los clientes típicamente se clasifican como (Federal Energy Regulatory Commission FERC, 2009) (Falvo, Graditi, & Siano, 2014):

- Grandes clientes comerciales, industriales e institucionales (C&I&I).
- Pequeños clientes comerciales, industriales e institucionales.
- Residenciales.

Adicionalmente y por sus características de carga móvil y almacenamiento, se clasifica los vehículos eléctricos como un nuevo tipo de cliente.

Los grandes clientes normalmente cuentan con las tecnologías más completas para el control de cargas en sus instalaciones por lo que pueden participar tanto del mercado mayorista como del mercado minorista de electricidad. Adicionalmente pueden contar con equipos de generación funcionando como fuentes de respaldo o fuentes auxiliares de potencia (Ponds, Arefi, Sayigh, & Ledwich, 2018).

Dentro de las instalaciones comerciales las cargas principales, como la iluminación y los sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC), son las que típicamente se gestionan desde el punto de vista energético.

Algunos clientes industriales, al igual que algunos comerciales grandes cuentan con equipos de generación en sitio, ya sea como respaldo o para generación auxiliar, que pueden ser utilizados en esquemas de respuesta de la demanda.

Los pequeños clientes comerciales e industriales son diversos según el tipo de servicio o sector productivo en el que se clasifiquen; en algunos casos pueden tener características similares a los usuarios residenciales y en otras a los grandes clientes industriales comerciales.

Los clientes residenciales están caracterizados por manejar cargas pequeñas y típicamente no cuentan con sistemas de gestión de energía, por lo que normalmente participan del mercado minorista de electricidad permitiendo la gestión directa de cargas, y en la mayoría de los casos representados a través de agregadores.

Los vehículos eléctricos representan un nuevo de tipo de recurso que puede actuar como carga o como recurso de almacenamiento, por lo que su masificación impactara los sistemas de distribución. Desde el punto de vista de los programas RD, su uso como recurso debe evaluarse adecuadamente para evitar impactos negativos en la red de distribución (problemas de regulación de voltaje o degradación de la calidad de energía entre otros).

La *Figura 1.3* detalla los diversos factores que afectan las decisiones del cliente con relación a su participación en respuesta a la demanda. El principal factor está relacionado con la comparación entre los beneficios esperados y el costo de implementación y participación. Para la puesta en servicio de los programas de respuesta a la demanda es necesaria una inversión inicial en la tecnología e infraestructura necesaria para el funcionamiento de los mismos (Castellanos Cardona & Lopez Chaparro, 2016), como por ejemplo electrodomésticos inteligentes, medidores bidireccionales, controladores de carga, transferencias y unidades de generación distribuida, además de las inversiones requeridas para implementar la infraestructura para la comunicación de eventos y señales de respuesta a la demanda, entre el usuario final y el operador de red. Parte de estos costos deberá ser asumida por el cliente.

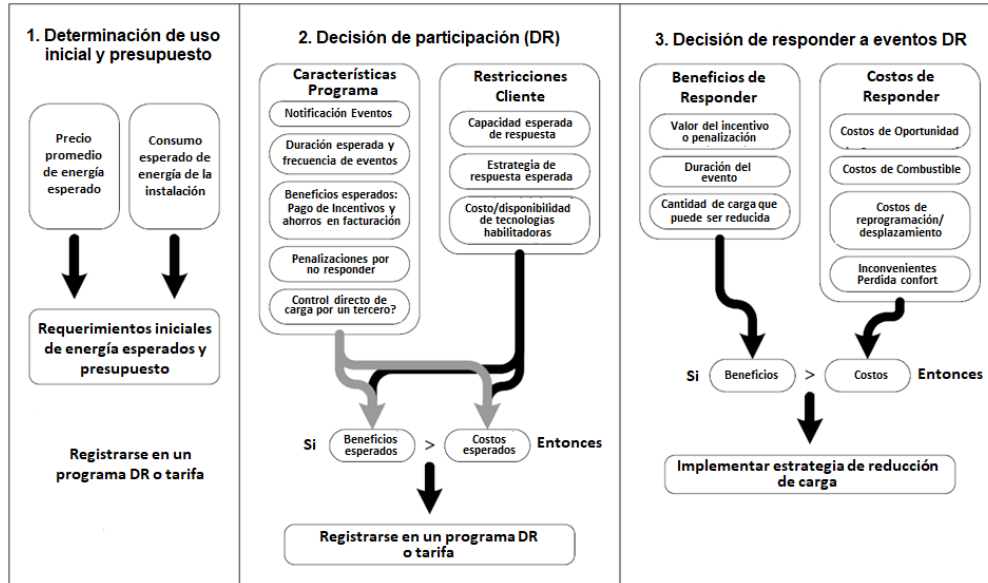


Figura 1.3. Factores que influyen en las decisiones del cliente acerca de la respuesta a la demanda Tomada de (U.S Department of Energy DOE, 2006).

Desde el punto de vista de la respuesta esperada, el objetivo de un programa RD se correlaciona con algunos de los tres tipos de servicios RD (Figura 1.4): *desplazamiento (Shift)*, *reducción (Shed)* y *respuesta rápida (Shimmy)*, cada uno de los cuales tiene atributos que determinan el dimensionamiento adecuado de los tiempos de envío y respuesta ante eventos RD, las características de los recursos impactados y las tecnologías habilitadoras o de despliegue (Potter & Cappers, 2017).

El servicio de desplazamiento corresponde a un movimiento de carga neutral desde el punto de vista de la energía; puede ser proporcionado por recursos de RD despachados para aumentar el consumo de energía por hora en ciertos periodos del día y disminuir el consumo durante horas alternativas del mismo día, reorganizando efectivamente la carga. Solo los clientes que participan en programas basados en incentivos configurables o controlables pueden contribuir a un servicio de desplazamiento.

El servicio de reducción en la carga proporciona alivio a la red durante momentos de contingencias, límites en la confiabilidad o eventos de emergencia. Los requerimientos de reducción a menudo se envían con horas o un día de anticipación, para administrar los picos pronosticados a fin de proporcionar la suficiencia de recursos. También pueden incluir algunos recursos de respuesta rápida, por ejemplo cuando se requiere de servicios de reserva suplementarios.

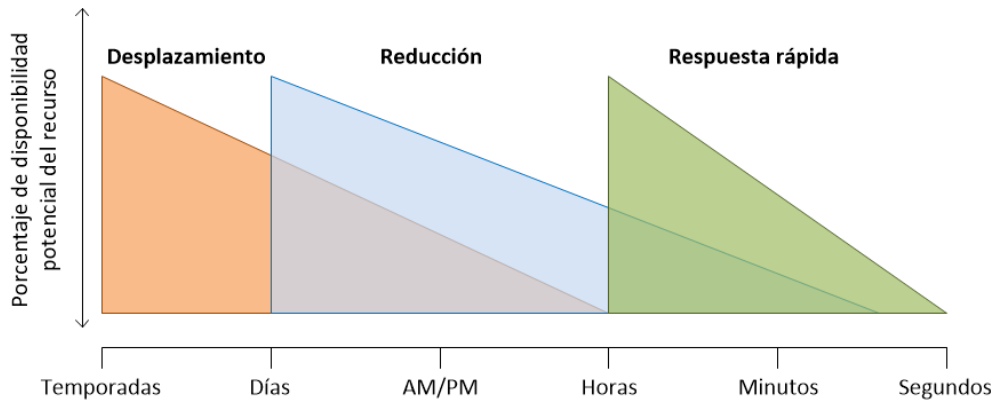


Figura 1.4. Disponibilidad de recursos de acuerdo con las características de los tipos de servicio RD Tomada de (Potter & Cappers, 2017)

Algunos tipos de recursos de RD avanzados son capaces de proporcionar aumento o disminución de carga a servicios de respuesta rápida, con el fin de hacer que la demanda coincida con la generación en tiempo real. Estos recursos de RD modifican el consumo de las cargas para atenuar rampas y perturbaciones en escalas de tiempo de respuesta a nivel sub-horario (minutos y/o segundos), reduciendo la necesidad de contar con unidades de generación que contrarresten dichas situaciones. Los recursos de RD utilizados para proporcionar los servicios de respuesta rápida deben ser altamente confiables. Esto implica que los participantes deben contar con tecnologías de control avanzadas y no se les deberá proporcionar la opción de anulación de eventos RD. Por sus características, la aplicación de este tipo de servicio está limitada a programas controlables (despachables) basados en incentivos.

Realizar un análisis durante la etapa de planeación de la capacidad tecnológica (nivel de automatización) con la que cuentan los clientes, ofrece una estimación de las oportunidades de respuesta de la demanda y la clase de programa en el que les será posible participar, acorde a estas oportunidades (Tabla 1.3).

Tabla 1.3. Aplicación de los tipos de programas RD asociados a la estabilidad de la red eléctrica
Adaptada de (Potter & Cappers, 2017).

Tipo de Servicio			Necesidades de la Red	Programa RD		
Respuesta rápida	Desplazamiento	Reducción		Tarifa Intra diaria	Gestión carga	Demanda en el mercado
		•	Reservas de capacidad		•	•
		•	Reservas suplementarias		•	•
•			Reservas de regulación			
•			Desbalance de energía			
		•	Generación para la siguiente hora		•	•
		•	Generación para el siguiente día		•	•
	•		Generación franjas horarias	•		
	•	•	Suficiencia de infraestructura	•	•	•

1.3. Recursos para la participación activa de la demanda

Con el propósito de aumentar el impacto de los programas RD se requiere del uso tecnologías habilitadoras que permitan la integración de recursos de almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos. Este tipo de recursos son claves para brindar flexibilidad en los tipos de respuesta que pueda activar el cliente:

- **Generación Distribuida:** se define como el uso de forma integrada o segregada de recursos de generación o almacenamiento de energía. Los recursos de generación se clasifican en convencionales y no convencionales. Las primeras incluyen cogeneración, turbinas de gas, micro-turbinas y motor de combustión interna. Las segundas utilizan recursos renovables tales como turbinas eólicas, celdas fotovoltaicas, de combustible y biogás (Castellanos Cardona & Lopez Chaparro, 2016). Sistemas de energías renovables: son tecnologías que actúan como fuentes de energía eléctrica, su carácter de generación intermitente e impredecible los hacen activos que requieren sistemas de control con arquitecturas especiales, altamente flexibles para mantener el balance entre el suministro y la demanda, el voltaje y la regulación de frecuencia en tiempo real.
- **Almacenamiento de Energía:** el almacenamiento de energía permite mayor dinámica en el perfil de demanda de los usuarios, a la vez que ofrece la posibilidad de evitar alteraciones drásticas en el confort y los hábitos de consumo.

- **Vehículos eléctricos:** además de que se constituyen como un nuevo elemento que demanda energía eléctrica, pueden llegar a actuar como elementos de almacenamiento móvil y por tanto pueden proveer energía a la red de distribución.
- **Microrredes:** una microrred se define como una agrupación de recursos de generación distribuidas y cargas de energía, de modo que pueden actuar como un solo generador conectado a la red eléctrica a través de un punto de conexión.

De acuerdo a lo anterior, la red inteligente puede acomodar una variedad de fuentes de generación, incluidos los recursos de energía renovable (como la energía eólica y solar fotovoltaica), otras formas de generación distribuida (como el calor) a pequeña escala, y el almacenamiento de energía. Estos llamados Recursos de Energía Distribuida (DER) serán cada vez más generalizados dentro de la red de distribución y no se limitarán solamente a satisfacer las demandas de electricidad de los usuarios locales, sino que también podrán exportar los excedentes a la red, para abastecer a otros usuarios (Bouhafs, Mackay, & Merabti, 2014)(Mah, Hills, Li, & Balme, 2014). La implementación de este modelo heterogéneo de suministro de energía dará mayor flexibilidad a los clientes para convertirse en actores más activos dentro del sistema. Sin embargo, la integración de los recursos distribuidos de energía requiere de una evolución en los sistemas de control de la red, que garanticen su estabilidad y confiabilidad ante la intermitencia de este tipo de fuentes de generación.

A través de la respuesta de la demanda es posible gestionar este tipo de recursos, permitiendo que las empresas envíen notificaciones a los clientes para reducir, desconectar o conectar su generación a la red, de acuerdo con las condiciones de carga y demanda de la red (Bouhafs et al., 2014).

Uno de los conceptos utilizados para el despacho de las fuentes de generación distribuida es el de las plantas de energía virtuales (*VPP Virtual Power Plant*). El objetivo de una VPP es el agregar y gestionar un grupo de fuentes de generación de pequeña escala para que actúen como una sola planta de energía a gran escala. VPP no es una planta de energía física como tal; esta agrega la generación de diferentes fuentes, controlando su producción de energía total para seguir una curva de generación preestablecida (Mah et al., 2014).

1.3.1 Energías renovables

Se definen como tecnologías que actúan como fuentes de energía eléctrica obtenidas a partir de fuentes naturales que no se agotan, como el sol o el viento. Debido a su naturaleza variable, se caracterizan por la dificultad de mantener un suministro de energía constante, por lo que puede ser necesario almacenar temporalmente energía eléctrica en dispositivos de almacenamiento local (Budka et al., 2016).

Para garantizar la seguridad y la estabilidad de la red, se debe monitorear y controlar las conexiones a la red a de las fuentes renovables. El monitoreo ayuda a garantizar que las fuentes de generación distribuidas estén sincronizadas con la red, mientras que el control permite la conexión/desconexión automática a la red, cuando esto sea necesario. El monitoreo y control es obligatorio especialmente para las fuentes de generación de alta capacidad, ya que se debe mantener el balance entre el suministro y la demanda, el voltaje y la regulación de frecuencia en tiempo real.

1.3.2 Almacenamiento de energía

El término almacenamiento de energía se utiliza para referirse a un dispositivo de almacenamiento de energía eléctrica conectado a la red que puede almacenar la energía eléctrica recibida de la red (carga) u otro tipo de fuente, y entregar la energía almacenada a la red (descarga) cuando sea necesario.

Gracias a los sistemas de almacenamiento de energía, es posible aprovechar todo el potencial de las energías renovables, en especial aquellas en las que el nivel de generación es incierto e intermitente, mejorando su utilización y control como recursos distribuidos. Los dispositivos de almacenamiento de

energía se pueden gestionar de forma coordinada con los recursos de energía renovable (turbinas eólicas y paneles fotovoltaicos, por ejemplo), de tal manera que se almacene la energía eléctrica producida cuando la demanda de electricidad es baja y el viento o la luz solar son fuertes, y descargar la energía almacenada a la red, cuando la demanda es alta o cuando el viento o la luz solar son débiles (Budka et al., 2016) (Mah et al., 2014).

El rendimiento de los sistemas de almacenamiento se puede expresar utilizando las siguientes métricas:

- *Eficiencia*: corresponde a la relación entre la energía descargada a la red y la energía recibida de la red o la fuente de carga. La eficiencia debe ser lo más cercana posible al 100%.
- *Respuesta en tiempo real*: el tiempo necesario para adaptarse a los cambios en la carga. La respuesta en tiempo real debe ser lo más pequeña posible.
- *Potencia nominal*: la potencia (W) entregada durante la descarga.
- *Tiempo de descarga*: el período de tiempo durante el cual el dispositivo de almacenamiento puede descargar a la red a su potencia nominal. El tiempo de descarga debe ser lo más largo posible.

Uno de los principales dispositivos utilizados para el almacenamiento de energía son las baterías, las cuales se caracterizan por almacenar y proporcionar corriente continua (CC). Por ello para que este tipo de dispositivos puedan interactuar en la red eléctrica (la cual opera con corriente alterna CA) se requiere de la utilización de rectificadores e inversores, que permitan la conversión CA-DC-CA.

1.3.3 Vehículos Eléctricos enchufables (PEV)

Los vehículos eléctricos y los vehículos eléctricos híbridos enchufables pueden desempeñar un papel importante en la reducción de emisiones, así como comportarse como recursos RD gestionables. Los sistemas de RD pueden facilitar la gestión eficiente de los ciclos carga del vehículo de modo que, en lugar de aumentar los picos de demanda, la carga se puede llevar a cabo de forma más estratégica, por ejemplo, cuando la demanda de electricidad es baja, cuando las tarifas son bajas, o cuando la producción de electricidad renovable es alta. Adicionalmente los PEV pueden ser utilizados como baterías para el almacenamiento de la energía producida por las fuentes renovables u otras fuentes de electricidad, para su posterior uso. La energía no utilizada de la batería del vehículo se puede descargar a la red durante las horas pico por ejemplo, reduciendo así los picos de demanda así como las pérdidas de energía en las redes de transmisión y distribución, gracias a que en la mayoría de los casos el suministro de la energía almacenada estará cerca del puntos de consumo (Budka et al., 2016) (Mah et al., 2014).

1.3.4 Microrredes

Las microrredes son redes eléctricas locales autónomas que tienen una o más unidades de generación que alimentan las cargas locales (consumidores individuales dentro de un edificio, conjuntos de edificios o comunidades) a través de una red pequeña (Figura 1.5). La red generalmente es de baja a media tensión (1,000 V o menos) con nodos limitados que conectan recursos distribuidos. Este conjunto de consumidores y fuentes de generación conforman una red eléctrica pequeña e independiente. Los consumidores pueden recibir su suministro de energía de la red eléctrica, así como de las fuentes de energía en la microrred. El desarrollo de microrredes en conjunto con las fuentes de generación de energía limpia, tendrán un gran impacto para reducir las emisiones de carbono y el calentamiento global (Mah et al., 2014).

Desde la perspectiva del operador del sistema de la red eléctrica, la microrred funciona como una carga predecible (generación más baja que la demanda) o un generador controlable (generación más grande que la demanda) en el punto de conexión.

Las microrredes se pueden dividir en dos categorías:

- Microrredes aisladas, que funcionan de forma independiente, y generalmente no están conectadas a la red principal.
- Las microrredes conectadas a la red, las cuales generalmente están conectadas y tienen intercambios de energía con la red principal.

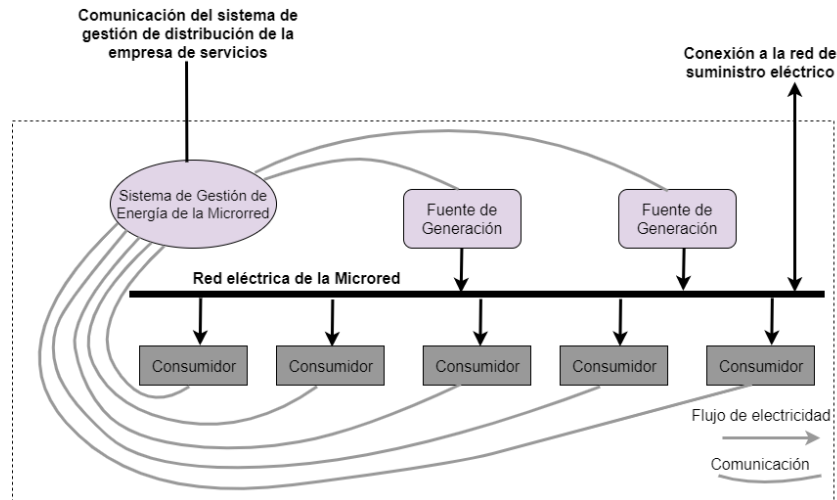


Figura 1.5. Arquitectura de una Microrred
Tomada de (Budka et al., 2016).

Los recursos de energía renovable distribuidos y las unidades generadoras de energía limpia a pequeña escala son los principales recursos de generación en las microrredes. La gestión de la demanda y el control de generación en una microrred puede mejorar significativamente la eficiencia energética y el funcionamiento del sistema.

1.3.5 Respuesta de la demanda Automática (ADR)

Cada tipo de servicio de RD tiene una asociación con el nivel de automatización que se requiere para proveer los requerimientos de tiempo de envío de las consignas y respuesta de la disponibilidad del recurso. En términos del nivel de automatización, las respuestas al programa de RD se clasifican en:

- *Respuesta manual:* se presenta en sistemas que requieren una intervención manual para apagar o cambiar el estado de operación de los equipos intervenidos.
- *Respuesta semi-automática:* se relaciona a una estrategia de respuesta de la demanda pre-programada que es activada manualmente a través de un sistema de control central.
- *Respuesta automática:* no involucra intervención humana y es iniciada mediante la recepción de una señal de comunicación externa. El receptor de dicha señal inicia las estrategias de respuesta de la demanda pre-programadas. El propietario o administrador de la instalación tiene la opción de no participar o anular el evento de respuesta de la demanda si este ocurre en un periodo en el que la reducción de los servicios del usuario no es aceptable

La respuesta de la demanda automática (*Automatic Demand Response – ADR*) tiene como objetivo proporcionar consistencia en la comunicación de eventos RD así como generar respuestas más rápidas que se traducen en una mayor reducción de la demanda y más opciones para combinar recursos de energía. La automatización ayuda a los operadores del sistema a reducir los costos de operación de los programas de RD a la vez que aumenta la confiabilidad de los recursos gestionados y la efectividad de los programas RD, mientras que del lado de los clientes reduce los recursos y el esfuerzo necesarios para lograr resultados exitosos (Potter & Cappers, 2017).

La respuesta de la demanda automática se presenta como un mecanismo para mejorar la eficiencia e impacto de los programas RD, así como para aumentar el grado de participación y beneficios para los

clientes. En muchos casos, los clientes necesitan asistencia técnica y financiera de la empresa de servicios públicos para instalar y aprovisionar adecuadamente los dispositivos automatizados, de tal forma que puedan operar autónomamente ante la recepción de eventos y/o señales RD (Siano, 2014).

Desde el punto de vista del grado de automatización y sus características (Tabla 1.4), los programas RD basados en incentivos se pueden clasificar también como:

- *Programas controlables*: contemplan la posibilidad de controlar directamente (a través de RF, internet, telemetría u otros medios remotos) el consumo eléctrico de los dispositivos finales (por ejemplo, calentadores de agua eléctricos, bombas de piscina) o alguna proporción de la carga, la cual podría aumentarse, disminuirse o incluso desconectarse físicamente de la red con poca o ninguna notificación al cliente.
- *Programas configurables*: proporcionan a la empresa de servicios o al agregador la capacidad de controlar el consumo de electricidad de uno o más dispositivos del cliente durante un período de tiempo específico, pero el cliente conserva la posibilidad de anular las señales de RD que se reciben bajo ciertas condiciones.
- *Programas manuales*: no proporcionan ninguna tecnología de control automático a los clientes participantes, lo que les permite alterar su consumo de electricidad a través de cambios netamente manuales en respuesta a una señal de evento discreto a cambio de una compensación financiera definida.
- *Programas de comportamiento*: están destinados a producir un cambio en el consumo de electricidad, pero son voluntarios y no proporcionan ningún pago de desempeño explícito. En esta categoría se pueden considerar los programas basados en precio (tarifa).

En la actualidad, los únicos programas basados en precio (tarifas variables en el tiempo) que incorporan alguna forma de tecnología de control automatizada despachable son el CPP (*Critical Peak Pricing*), RTP (*Real Time Pricing*) y VPP (*Variable Peak Pricing*). Por ejemplo, es común que las empresas suministren a los participantes residenciales en VPP y CPP algún tipo de termostato programable con capacidad de comunicación, de modo que la empresa puede enviar una señal de evento para aumentar el punto de ajuste de temperatura. Además, los sistemas de control y administración de energía (*Energy Management Control Systems-EMCS*) comúnmente instalados en clientes comerciales e industriales, pueden aceptar señales de precio en tiempo real y ajustar el consumo de electricidad (Potter & Cappers, 2017).

Tabla 1.4. Características de los programas RD
Adaptada de (Potter & Cappers, 2017).

Tipo	Uso de tecnologías de control automático	Cliente con opción de anular la señal de DR	Pago explícito por desempeño	Programa RD
Controlable	•		•	Demanda en el mercado, Gestión carga
Configurable	•	•	•	Demanda en el mercado, Gestión carga
Manual			•	Demanda en el mercado, Gestión carga
Comportamiento	Opcional			Tarifa intradiaria

Gracias a su evolución, los sistemas de gestión de energía (EMS) se han convertido en uno de los principales componentes de la ADR, debido a que a través de la infraestructura de comunicación que implementan es posible realizar el envío de señales de precio o señales de control para modificar el

consumo de la instalación, casi en tiempo real (Budka, Deshpande, & Thottan, 2016). Además, si la instalación cuenta con sistemas de generación, el EMS puede gestionarlos como un recurso RD. En la Figura 1.6 se ilustra un ejemplo de conexión lógica de extremo a extremo para ADR utilizando EMS. La empresa puede interactuar con el cliente directamente (opción 1), a través del medidor de energía inteligente actuando como puerta de enlace (opción 2) y a través de un agregador que represente al cliente (opción 3).

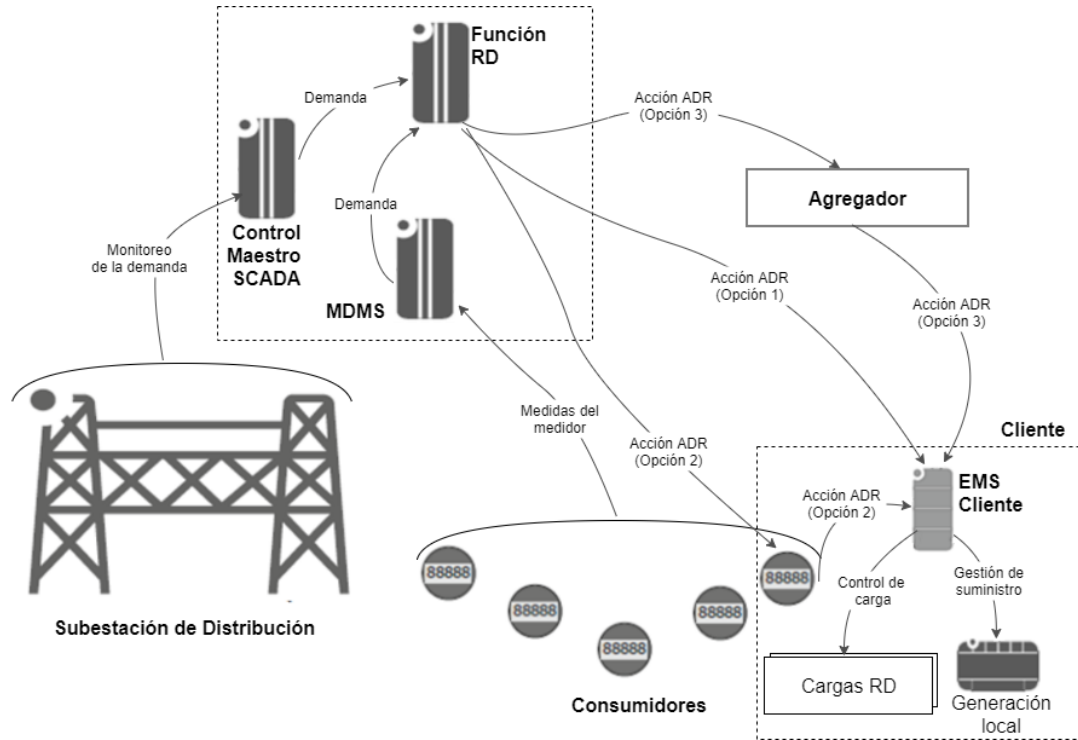


Figura 1.6. Conexión lógica de extremo a extremo para ADR Tomada de (Budka et al., 2016).

2. ARQUITECTURA TECNOLÓGICA Y FUNCIONAL

La respuesta de la demanda representa una parte integral de las redes inteligentes, ya que asocia los sistemas de operación y distribución de la red con las acciones de clientes y generadores a través de un conjunto de infraestructuras de comunicación, sensores, medición avanzada, dispositivos inteligentes y controladores especializados (Falvo et al., 2014). El despliegue de un sistema de respuesta de la demanda implica el uso de tecnologías de medición inteligente, sistemas de comunicación y gestión en tiempo real y nuevos conceptos en mercados de energía. En general, la infraestructura necesaria para implementar esquemas de respuesta de la demanda dependerá del nivel de penetración deseado, así como del estado tecnológico de la empresa de servicios y del tipo de cliente que se desea impactar (Gómez et al., 2015).

- **Medidores Avanzados:** el uso de este tipo de medidores brinda la posibilidad de tener lecturas remotas, automáticas, por intervalos (perfil de carga) y bidireccionales del consumo de energía, potencia y demás variables eléctricas (corrientes, voltajes, factor de potencia, etc.), que permiten un análisis detallado de la demanda de electricidad en las instalaciones del cliente intervenido.
- **Dispositivos y sistemas de control y gestión de energía:** existen dispositivos y/o sistemas automáticos que controlan o limitan la cantidad de energía en ciertos puntos de una instalación eléctrica, o incluso de un circuito completo en caso de los interruptores programables. Estos dispositivos permiten aumentar la posibilidad de gestionar las cargas a nivel de usuario final y podrían ser de gran utilidad en la aplicación de conceptos de uso racional de la energía y gestión de demanda. Se incluyen en esta categoría los HEMS (Home Energy Management Systems) y los BEMS (Building Energy Management Systems).
- **Esquemas de formación de Precios:** son esquemas que permiten definir la dinámica de precios en el consumo de energía eléctrica, tanto desde el punto de vista del cliente como desde el punto de vista de la empresa prestadora del servicio.

2.1. Arquitectura Funcional

Desde el punto de vista operativo un sistema de respuesta de la demanda está conformado por las funciones relacionadas con la operación de la red, las funciones de despacho de requerimientos RD y monitoreo de recursos y las funciones asociadas al control de los recursos RD (Figura 2.1).

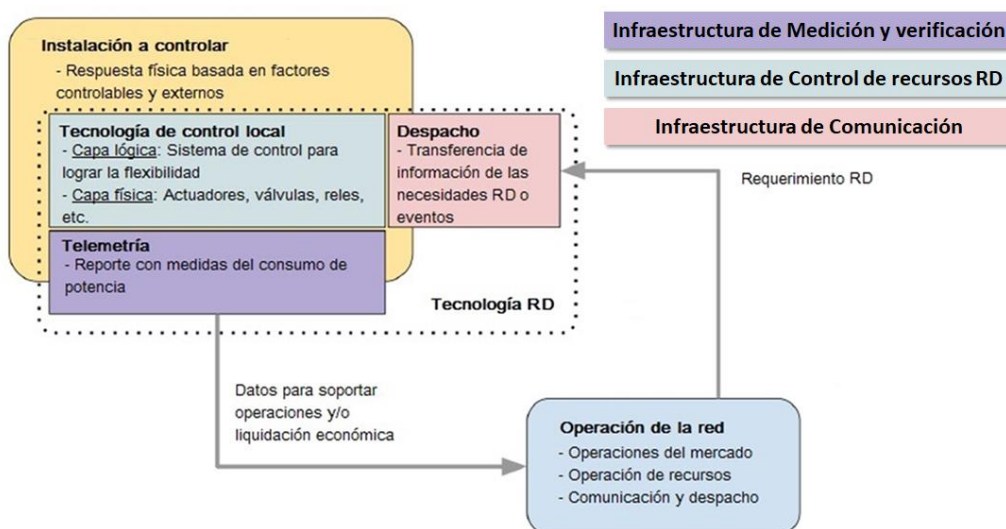


Figura 2.1. Arquitectura funcional Respuesta de la Demanda
Tomada de (Potter & Cappers, 2017).

Las funciones relacionadas con la operación de la red están asociadas las actividades de gestión encargadas de mantener continuamente el balance de la generación con respecto a la demanda, así como de la gestión e integración de recursos de generación variable (por ejemplo, generación eólica y solar) al sistema. También comprende las actividades para mantener y gestionar los canales de comunicación requeridos para el envío de notificaciones de eventos (señales de precios o requerimientos de reducciones de carga) de acuerdo con el contexto de los programas RD basados en precio o incentivos implementados.

Las funciones de monitoreo están relacionadas con las actividades necesarias para determinar las cantidades de carga y/o demanda reducida por los clientes, así como los procesos para el pago de incentivos a los participantes. Estas actividades también incluyen el establecimiento de las líneas base y la definición de procedimientos para la verificación y el reporte del impacto en la carga. Cada una de las funciones esta soportada sobre una arquitectura tecnológica, la cual está compuesta por una infraestructura de control de recursos, una infraestructura de comunicación y una infraestructura de medición y verificación.

2.1.1. Actores e interacciones en sistemas RD

De acuerdo con las características y objetivos de cada programa RD se presentan diferentes tipos de interacciones (intercambios de información) entre los diferentes actores tipo sistema (dispositivos o sistemas de información) que conforman el sistema de respuesta de la demanda. Las interacciones están relacionadas con las funciones de activación del programa, su operación (señales técnicas), los procesos de medición, verificación y liquidación. Estas interacciones dependerán además de las capacidades tecnológicas de cada cliente (control, comunicaciones y recursos RD).

Los principales actores tipo sistema que intervienen en esquemas de respuesta de la demanda se describen en la Tabla 2.1 (UPME et al., 2018).

Tabla 2.1. Actores y dominios – Sistema de Respuesta de la Demanda
Elaboración propia.

Actor	Dominio	Descripción
Gateway EMS	Cliente	Dispositivo físico o lógico normalmente localizado en las instalaciones del cliente y que se utiliza como puerta de enlace para las comunicaciones. El sistema de gestión de energía EMS puede proporcionar la función de puerta de enlace.
Visualizador	Cliente	Elemento que muestra la energía registrada por el medidor y otras variables e información. El visualizador puede encontrarse incorporado al medidor de energía eléctrica y/o como un dispositivo externo. En sistemas donde el cliente no tiene fácil acceso a la información, el visualizador externo se podrá remplazar por otros medios diferentes que permitan al usuario consultar sus consumos, por ejemplo: audio respuesta, portal web, mensajes SMS, visualizador múltiple o los que la tecnología y/o los servicios informáticos posibiliten.
DER Cliente	Cliente	La generación distribuida o DER incluye generación a pequeña escala o almacenamiento de energía. Generación: Dispositivos de generación de energía a nivel de distribución, típicamente generación renovable en propiedad del cliente. Incluye un inversor y un sistema de control de carga y generación. Almacenamiento: Dispositivos que permiten el almacenamiento de energía y la gestión de este recurso que típicamente provienen de un sistema de generación DER.
Cargas/ Recurso RD	Cliente	Un recurso de energía que es capaz de reducir carga en respuesta a eventos de respuesta de la demanda, señales de precios u otro tipo de eventos del sistema. Ejemplos de activos RD son: electrodomésticos inteligentes, cargas gestionadas, edificios controlados por sistemas de gestión de energía, sistemas de iluminación inteligentes, etc.

Actor	Dominio	Descripción
Sub-medición	Cliente	Un medidor que permite la medición de una sección de la carga del usuario, por ejemplo, un PEVs.
Vehículo Eléctrico	Cliente	Vehículos eléctricos enchufables (Plug-in Electric Vehicles - PEVs). Vehículo que se conecta a una estación de recarga de baja potencia tipo residencial. Un PEV puede ser EV (<i>Electric Vehicle</i>) que solo depende de la propulsión eléctrica o un PHEV (<i>Plug-in Hibrid Electric Vehicles</i>) que incluye una fuente de potencia alternativa combinada.
Usuario	Cliente	Usuario final del servicio de energía, de tipo residencial, comercial o industrial. Puede pertenecer al mercado regulado o no regulado.
HEMS/BMS/EMS Industrial	Cliente	Home Energy Management System (HEMS): Sistema que permite gestionar el funcionamiento de cargas específicas desde una Interfaz de usuario, integradas a una red HAN en el hogar. Building Management System (BMS): Sistema equivalente al HEMS para la gestión energética de edificaciones en usuarios comerciales e industriales. EMS Industrial: sistema para la gestión energética de instalaciones y procesos industriales.
Medición de energía	Cliente	Dispositivo utilizado para medir variables eléctricas. Se clasifica como medidor avanzado cuando hace parte de una infraestructura AMI. Puede actuar como interfaz entre el cliente y los sistemas de gestión de información del proveedor del servicio.
Herramientas O&M local	Distribución	Herramientas con las cuales se realiza en terreno la configuración, operación y mantenimiento a los dispositivos que forman parte de la arquitectura del sistema AMI, por ejemplo: la unidad de medida y la unidad concentradora. También pueden ser usadas para recuperar los datos de los medidores en caso de que la comunicación con el sistema de gestión y operación falle.
Comercializador/ Agregador	Mercado	Una persona o compañía que combina la capacidad de reducción de demanda o DER de dos o más clientes en una sola unidad de compra para negociar la compra o venta de energía. Los agregadores pueden interactuar en los mercados minoristas y mayoristas como proveedores de servicios RD proporcionando la distribución de señales de respuesta de la demanda.
Facturación	Mercado	Sistema que proporciona facturas consolidadas a los clientes.
ASIC/LAC	Mercado	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC): Encargado del registro de las fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las Subastas de Obligaciones de Energía Firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos. Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC): Encargado de la Liquidación y Administración de Cuentas por los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores.
DERMS/DRMS/DRAS	Operación (distribución)	Sistema de gestión de recursos distribuidos (DERMS): Plataforma software utilizada para organizar la operación de recursos distribuidos (DER) agregados dentro de una red de distribución. Puede estar integrado a otros sistemas de gestión de la red de distribución como: DMS, SCADA, OMS, entre otros. Entre sus principales funciones está el pronóstico, monitoreo, control y coordinación de los recursos. Sistema de gestión de la respuesta de la demanda (DRMS): Sistema que gestiona los programas de respuesta de la demanda desde el punto de vista del prestador del servicio. Utiliza entradas de datos externos e históricos para realizar predicciones y análisis para la gestión de la respuesta de la demanda. Servidor automático de respuesta de la demanda (DRAS): Sistema que automatiza la gestión y envío de los eventos de RD o señales de precio a

Actor	Dominio	Descripción
		los participantes de programas RD registrados. El DRAS actúa como una plataforma simple de mercado y como un administrador de suscripciones.
AMI HeadEnd	Operación (distribución)	Sistema de cabecera AMI: Sistema encargado de recolectar los datos generados por los sistemas de medición de energía en la red AMI (Meter Data Collector MDC). Incluye además funciones de gestión y configuración de la infraestructura de comunicación y de los medidores avanzados.
OMS	Operación (distribución)	Outage Management System (OMS): Sistema para la gestión de eventos de interrupción del servicio y ejecución de acciones correctivas.
CIS	Operación (distribución)	Sistemas de información al usuario (CIS): Repositorio de información del cliente relacionado con los servicios de la compañía. El SIU contiene datos de carga que son estimados por cada nodo, en función de los datos de facturación, curvas de carga horaria y diaria para tipos de carga.
MDMS	Operación (distribución)	Meter Data Management (MDMS): Sistema encargado de recolectar, validar, almacenar y administrar los datos de medición obtenidos por los sistemas de cabecera (HES), así como procesar dichos datos en información fiable y optimizada que pueda ser utilizada por otros sistemas de información (facturación, CIS, OMS, etc).

Para el programa de tarifas intradiarias las interacciones están relacionadas con el envío de las señales de precio (tarifas) y la medición del consumo de energía de los clientes. Dentro de la instalación se pueden presentar interacciones entre los recursos y los sistemas de gestión de energía del cliente, en respuesta a las señales de precio recibidas (Figura 2.2 y Tabla 2.2).

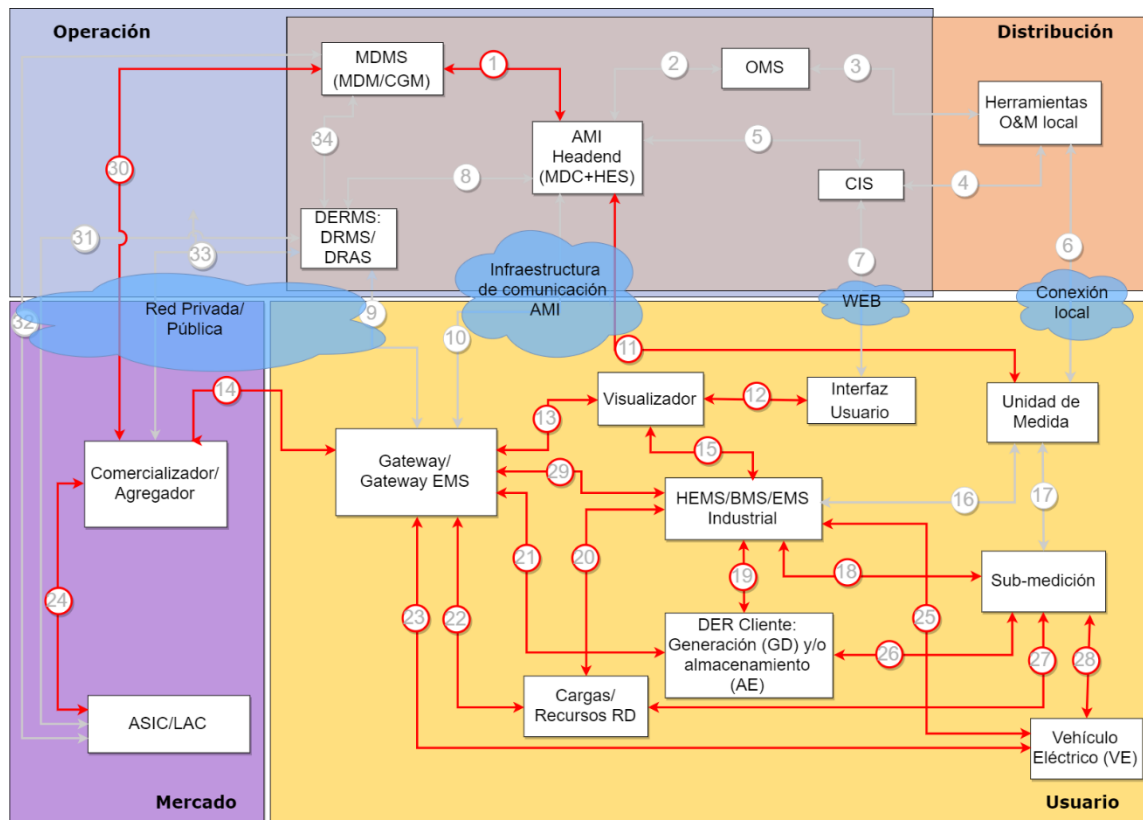


Figura 2.2. Diagrama de actores e interacciones - caso de uso RD Programa Tarifas Intradiarias
Elaboración propia.

Tabla 2.2. Información intercambiada – Interacciones caso de uso RD Programa Tarifas Intradiarias
Elaboración propia.

Id. Inter.	ACTOR QUE GENERA LA INFORMACIÓN	ACTOR QUE RECIBE LA INFORMACIÓN	INFORMACIÓN INTERCAMBIADA
24	ASIC/LAC	Comercializador/ Agregador	Tarifas franjas horarias
14	Comercializador/ Agregador	Gateway/ Gateway EMS	Tarifa (Precio \$/kWh + Franjas Horarias). Evento RD (precio \$/kWh + Tiempo de inicio + Duración + Intervalos).
13	Gateway/ Gateway EMS	Visualizador	Tarifa (Precio \$/kWh + Franjas Horarias). Evento RD (precio \$/kWh + Tiempo de inicio + Duración + Intervalos).
29	Gateway/ Gateway EMS	HEMS/BMS/EMS Industrial	Control Consumo
21	Gateway/ Gateway EMS	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Control Generación
22	Gateway/ Gateway EMS	Cargas/Recursos RD	Control Consumo
23	Gateway/ Gateway EMS	Vehículo Eléctrico (VE)	Control Consumo/Generación
12	Visualizador	Usuario	Precio \$/kWh. Estado Instalación (Uso de Energía, Generación, Almacenamiento, Temperatura, Iluminación, etc.).
12	Usuario	Visualizador	Activación/Cancelación Control
15	HEMS/BMS/EMS Industrial	Visualizador	Estado Instalación (Uso de Energía, Generación, Almacenamiento, Temperatura, Iluminación, etc.).
19	HEMS/BMS/EMS Industrial	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Control Generación
19	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	HEMS/BMS/EMS Industrial	Estado Generación/Almacenamiento
20	HEMS/BMS/EMS Industrial	Cargas / Recursos RD	Control Consumo
25	HEMS/BMS/EMS Industrial	Vehículo Eléctrico (VE)	Control Consumo/Generación
25	Vehículo Eléctrico (VE)	HEMS/BMS/EMS Industrial	Estado Almacenamiento
18	Sub-medición	HEMS/BMS/EMS Industrial	Medición Consumo/Generación
26	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Sub-medición	Medición Generación
27	Cargas / Recursos RD	Sub-medición	Medición Consumo
28	Vehículo Eléctrico (VE)	Sub-medición	Medición Consumo/Generación
11	Unidad de Medida	AMI Headend (MDC+HES)	Consumos de la instalación por Franjas Horarias/Perfiles
1	AMI Headend (MDC+HES)	MDMS (MDM/CGM)	Consumos por Franjas Horarias/Perfiles
30	MDMS (MDM/CGM)	Comercializador/ Agregador	Liquidación para facturación (sistema según los requerimientos del código de medida - CGM - y la reglamentación AMI).

Para el caso del programa de gestión de carga la información intercambiada está relacionada con los niveles de reducción de consumo solicitados, la medición, verificación y liquidación de las reducciones

alcanzadas, y con el control y gestión de los recursos RD vinculados por el cliente al programa (Figura 2.3 y Tabla 2.3). Los eventos RD generados y transmitidos a los clientes al activarse el programa contendrán, además de los niveles de reducción de carga solicitados, los tiempos de activación y duración del evento. También se pueden intercambiar los estados de participación o acciones de cancelación de los eventos. Desde el punto de vista de la instalación y de acuerdo con el tipo de control implementado (manual, semi-automático o automático) se presentará un intercambio de información entre los recursos RD y el sistema de gestión de energía, correspondiente a señales de mando y realimentación de estado. La información de monitoreo y verificación está compuesta por los perfiles de carga medidos en la instalación, los cuales se pueden utilizar tanto para el cálculo de línea base como para la liquidación de los niveles de reducción alcanzados.

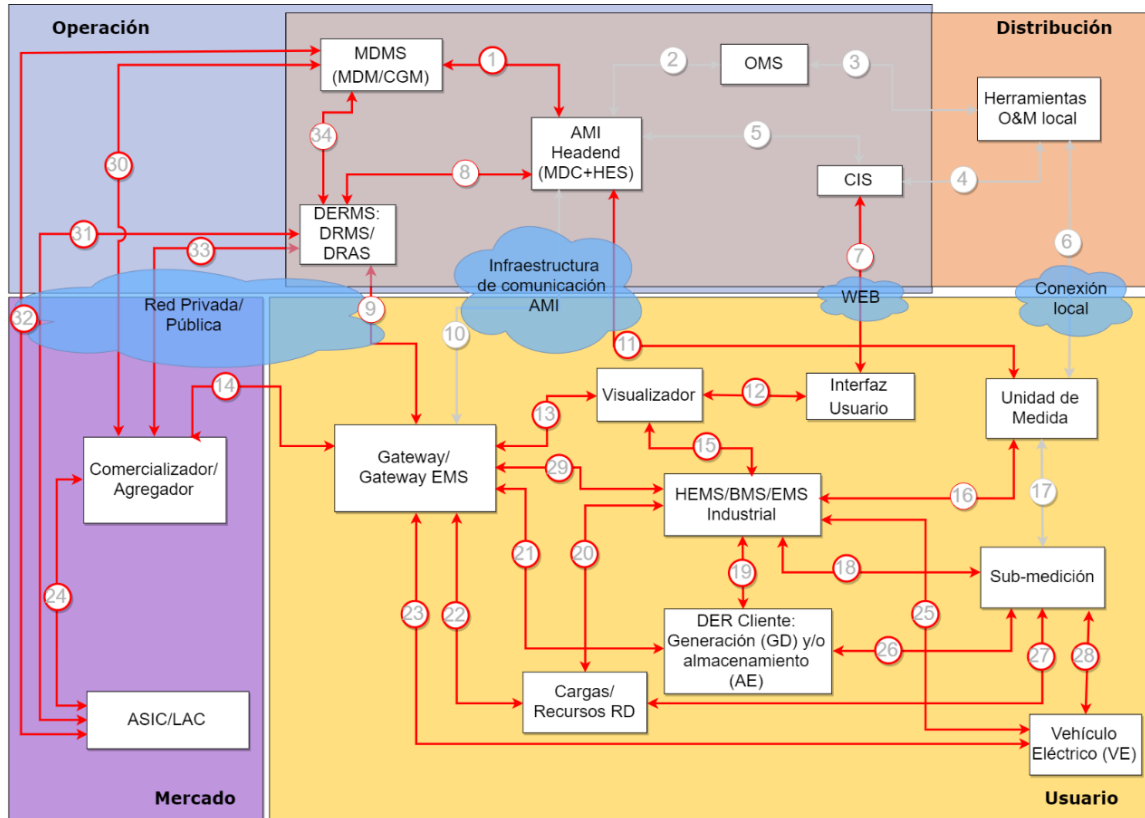


Figura 2.3. Diagrama de actores e interacciones - caso de uso RD Programa Gestión de Carga
Elaboración propia.

Tabla 2.3. Información intercambiada – Interacciones caso de uso RD Programa Gestión de Carga
Elaboración propia.

Id Inter.	ACTOR QUE GENERA LA INFORMACIÓN	ACTOR QUE RECIBE LA INFORMACIÓN	INFORMACIÓN INTERCAMBIADA
24	ASIC/LAC	Comercializador/Agregador	Solicitud de Gestión de Carga (Evento RD: kW a reducir + Tiempo inicio + Duración + Intervalos)
24	Comercializador/Agregador	ASIC/LAC	Perfiles para Liquidación. Nivel de Reducción a partir de LBC. Oferta de reducción.
31	ASIC/LAC	DERMS DRMS/DRAS	Solicitud de Gestión de Carga (Evento RD: kW a reducir + Tiempo inicio + Duración + Intervalos)
31	DERMS DRMS/DRAS	ASIC/LAC	Perfiles para Liquidación. Nivel de Reducción a partir de LBC. Oferta de reducción.
32	MDMS (MDM/CGM)	ASIC/LAC	Perfiles para Liquidación (sistema según los requerimientos del código de medida - CGM - y la reglamentación AMI). Nivel de Reducción a partir de LBC.

Id Inter.	ACTOR QUE GENERA LA INFORMACIÓN	ACTOR QUE RECIBE LA INFORMACIÓN	INFORMACIÓN INTERCAMBIADA
30	MDMS (MDM/CGM)	Comercializador/ Agregador	Perfiles para Liquidación (sistema según los requerimientos del código de medida - CGM - y la reglamentación AMI). Nivel de Reducción a partir de LBC.
33	DERMS DRMS/DRAS	Comercializador/ Agregador	Perfiles para Liquidación. Nivel de Reducción a partir de LBC. Solicitud de Gestión de Carga (cuando el operador de red es quien solicita el servicio RD).
34	MDMS (MDM/CGM)	DERMS DRMS/DRAS	Perfil Instalación
14	Comercializador/ Agregador	Gateway/ Gateway EMS	kW a reducir. Control Consumo/Generación
9	DERMS DRMS/DRAS	Gateway/ Gateway EMS	kW a reducir. Control Consumo/Generación
13	Gateway/ Gateway EMS	Visualizador	kW a reducir
29	Gateway/ Gateway EMS	HEMS/BMS/EMS Industrial	kW a reducir
21	Gateway/ Gateway EMS	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Control Generación
22	Gateway/ Gateway EMS	Cargas/Recursos RD	Control Generación
23	Gateway/ Gateway EMS	Vehículo Eléctrico (VE)	Control Consumo/Generación
20	HEMS/BMS/EMS Industrial	Cargas/Recursos RD	Control Consumo
15	HEMS/BMS/EMS Industrial	Visualizador	Estado Instalación (Uso de Energía, Generación, Almacenamiento, Temperatura, Iluminación, etc.).
15	Visualizador	HEMS/BMS/EMS Industrial	Activación/Cancelación Control
19	HEMS/BMS/EMS Industrial	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Control Generación
19	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	HEMS/BMS/EMS Industrial	Estado Instalación Generación/Almacenamiento
18	Sub-medición	HEMS/BMS/EMS Industrial	Medición Consumo/Generación
26	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Sub-medición	Medición Generación
27	Cargas/Recursos RD	Sub-medición	Medición Consumo
25	HEMS/BMS/EMS Industrial	Vehículo Eléctrico (VE)	Control Consumo/Generación
25	Vehículo Eléctrico (VE)	HEMS/BMS/EMS Industrial	Estado Almacenamiento
28	Vehículo Eléctrico (VE)	Sub-medición	Medición Consumo/Generación
16	Unidad de Medida	HEMS/BMS/EMS Industrial	Medición Instantánea. Perfiles Instalación
12	Usuario	Visualizador	Activación/Cancelación Control. Consumo/Generación. kW a reducir.
12	Visualizador	Usuario	Estado Instalación (Uso de Energía, Generación, Almacenamiento, Temperatura, Iluminación, etc.).
11	Unidad de Medida	AMI Headend (MDC+HES)	Perfiles Instalación
7	CIS	Usuario	Condiciones Contractuales Programa RD
8	AMI Headend (MDC+HES)	DERMS DRMS/DRAS	Perfiles Instalación
1	AMI Headend (MDC+HES)	MDMS (MDM/CGM)	Perfiles Instalación

Las interacciones del programa de demanda de mercado son similares a las que se presentan en el programa de gestión de cargas, pero adicionalmente se pueden intercambiar información relacionada

con ofertas de reducción, así como eventos de prueba pactadas dentro de las condiciones del programa (Figura 2.4 y Tabla 2.4).

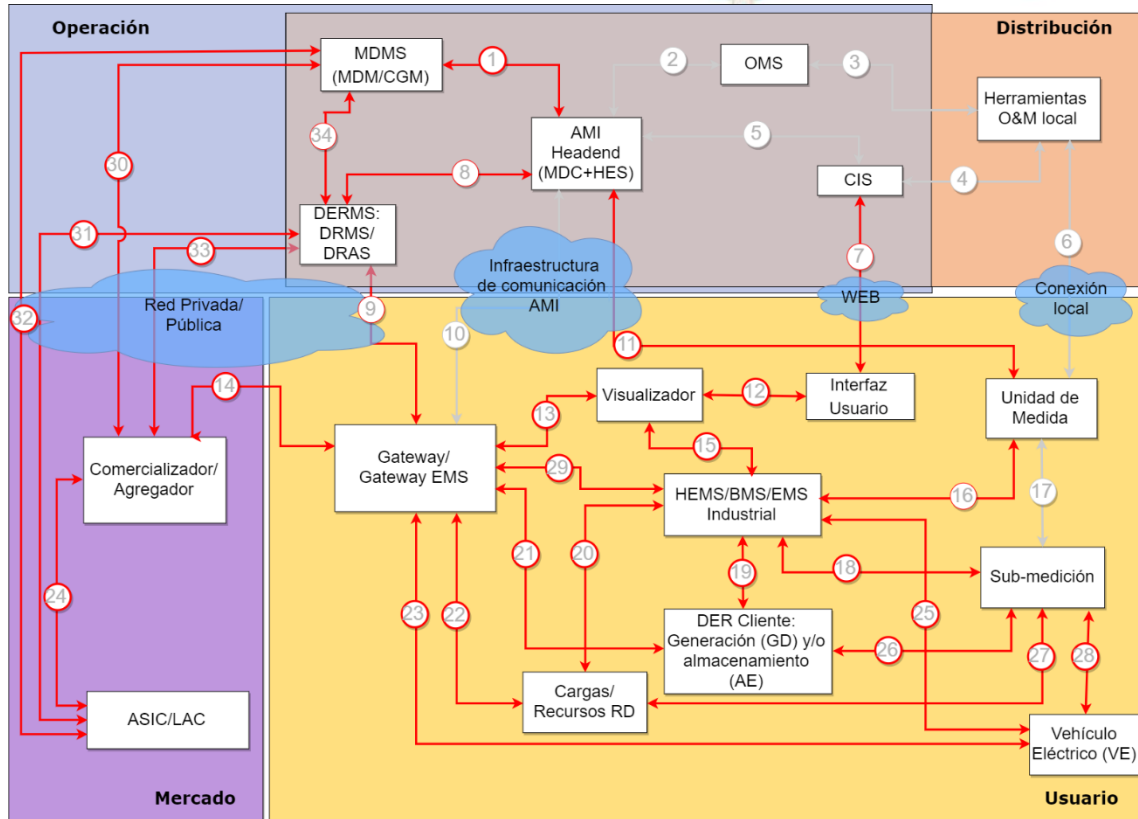


Figura 2.4. Diagrama de actores e interacciones - caso de uso RD Programa Demanda en el Mercado
Elaboración propia.

Tabla 2.4. Información intercambiada – Interacciones caso de uso RD Programa Demanda en el Mercado
Elaboración propia.

Id Inter.	ACTOR QUE GENERA LA INFORMACIÓN	ACTOR QUE RECIBE LA INFORMACIÓN	INFORMACIÓN INTERCAMBIADA
24	ASIC/LAC	Comercializador/ Agregador	Solicitud de Gestión de Carga (Evento RD: kW a reducir + Tiempo inicio + Duración + Intervalos)
24	Comercializador/ Agregador	ASIC/LAC	Perfiles para Liquidación. Nivel de Reducción a partir de LBC. Oferta de reducción.
31	ASIC/LAC	DERMS DRMS/DRAS	Solicitud de Gestión de Carga (Evento RD: kW a reducir + Tiempo inicio + Duración + Intervalos). Evento de Prueba.
31	DERMS DRMS/DRAS	ASIC/LAC	Perfiles para Liquidación. Nivel de Reducción a partir de LBC. Oferta de reducción.
32	MDMS (MDM/CGM)	ASIC/LAC	Perfiles para Liquidación (sistema según los requerimientos del código de medida - CGM - y la reglamentación AMI). Nivel de Reducción a partir de LBC.
30	MDMS (MDM/CGM)	Comercializador/ Agregador	Perfiles para Liquidación (sistema según los requerimientos del código de medida - CGM - y la reglamentación AMI). Nivel de Reducción a partir de LBC.
33	DERMS DRMS/DRAS	Comercializador/ Agregador	Perfiles para Liquidación. Nivel de Reducción a partir de LBC. Solicitud de Gestión de Carga (cuando el operador de red es quien solicita el servicio RD).

Id Inter.	ACTOR QUE GENERA LA INFORMACIÓN	ACTOR QUE RECIBE LA INFORMACIÓN	INFORMACIÓN INTERCAMBIADA
34	MDMS (MDM/CGM)	DERMS DRMS/DRAS	Perfil Instalación
14	Comercializador/ Agregador	Gateway/ Gateway EMS	kW a reducir. Control Consumo/Generación
9	DERMS DRMS/DRAS	Gateway/ Gateway EMS	kW a reducir. Control Consumo/Generación
13	Gateway/ Gateway EMS	Visualizador	kW a reducir
29	Gateway/ Gateway EMS	HEMS/BMS/EMS Industrial	kW a reducir
21	Gateway/ Gateway EMS	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Control Generación
22	Gateway/ Gateway EMS	Cargas/Recursos RD	Control Generación
23	Gateway/ Gateway EMS	Vehículo Eléctrico (VE)	Control Consumo/Generación
20	HEMS/BMS/EMS Industrial	Cargas/Recursos RD	Control Consumo
15	HEMS/BMS/EMS Industrial	Visualizador	Estado Instalación (Uso de Energía, Generación, Almacenamiento, Temperatura, Iluminación, etc.).
15	Visualizador	HEMS/BMS/EMS Industrial	Activación/Cancelación Control
19	HEMS/BMS/EMS Industrial	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Control Generación
19	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	HEMS/BMS/EMS Industrial	Estado Instalación Generación/Almacenamiento
18	Sub-medición	HEMS/BMS/EMS Industrial	Medición Consumo/Generación
26	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Sub-medición	Medición Generación
27	Cargas/Recursos RD	Sub-medición	Medición Consumo
25	HEMS/BMS/EMS Industrial	Vehículo Eléctrico (VE)	Control Consumo/Generación
25	Vehículo Eléctrico (VE)	HEMS/BMS/EMS Industrial	Estado Almacenamiento
28	Vehículo Eléctrico (VE)	Sub-medición	Medición Consumo/Generación
16	Unidad de Medida	HEMS/BMS/EMS Industrial	Medición Instantánea. Perfiles Instalación.
12	Usuario	Visualizador	Activación/Cancelación Control. Consumo/Generación
12	Visualizador	Usuario	kW a reducir. Estado Instalación (Uso de Energía, Generación, Almacenamiento, Temperatura, Iluminación, etc.).
11	Unidad de Medida	AMI Headend (MDC+HES)	Perfiles Instalación
7	CIS	Usuario	Condiciones Contractuales Programa RD
8	AMI Headend (MDC+HES)	DERMS DRMS/DRAS	Perfiles Instalación 1
1	AMI Headend (MDC+HES)	MDMS (MDM/CGM)	Perfiles Instalación

2.1.2. Eventos y señales RD

El evento es el mecanismo de notificación que le permite al administrador del sistema RD solicitar a los recursos reducir o desplazar su carga (Universidad del Valle, 2018). Un evento RD esta descrito típicamente por la siguiente información:

- *Programa*: identifica el programa RD al que pertenece el evento.
- *Estado del evento*: indica alguno de los estados del evento (lejano, cercano, activo o cancelado).
- *Tiempo de inicio*: momento en que debe iniciar el periodo activo del evento.
- *Rampa*: periodo que tiene el sistema para ajustar gradualmente la carga hasta alcanzar el punto de operación solicitado en el evento.
- *Aleatoriedad o tolerancia*: ventana de tiempo que puede ser usada por los dispositivos del cliente para retardar el tiempo de inicio del evento.
- *Recuperación*: periodo que tiene el sistema para revertir los efectos de la respuesta a la demanda.
- *Duración*: periodo activo del evento.
- *Nivel de prioridad*: indica la prioridad con que debe atenderse el evento. Se emplea en casos donde el cliente recibe más de un evento.
- *Señal(es)*: Contienen los valores de niveles, tarifas, ofertas o intervalos de ejecución con que se influencia la demanda.
- *Identificador de evento de prueba*: Indica si el evento enviado corresponde a un evento de prueba. Este tipo de eventos se utiliza para verificar y evaluar la capacidad de respuesta del participante.

Un evento puede incluir una o más señales divididas en secuencias de intervalos, cuya suma de tiempos debe ser igual a la duración del periodo activo. Los intervalos contienen los valores de la señal, definidos en niveles, precios, etc., que se deben aplicar al recurso en un momento dado.

2.2. Arquitectura Tecnológica – Cliente

Las diferentes interacciones que se podrían llegar a dar entre el administrador del sistema de respuesta de la demanda (operador del sistema, operador de red, comercializador/agregador) con sus clientes se pueden establecer a diferentes niveles (Figura 2.5, Figura 2.6 y Figura 2.7), dependiendo de si se trata de la comunicación de eventos RD, señales de control o señales de monitoreo. Estas interacciones están ligadas a las capacidades tecnológicas del cliente para el control de sus recursos, así como de las tecnologías de información y comunicaciones disponibles para la integración Cliente – Administrador RD y los estándares y protocolos de intercambio de datos soportados.

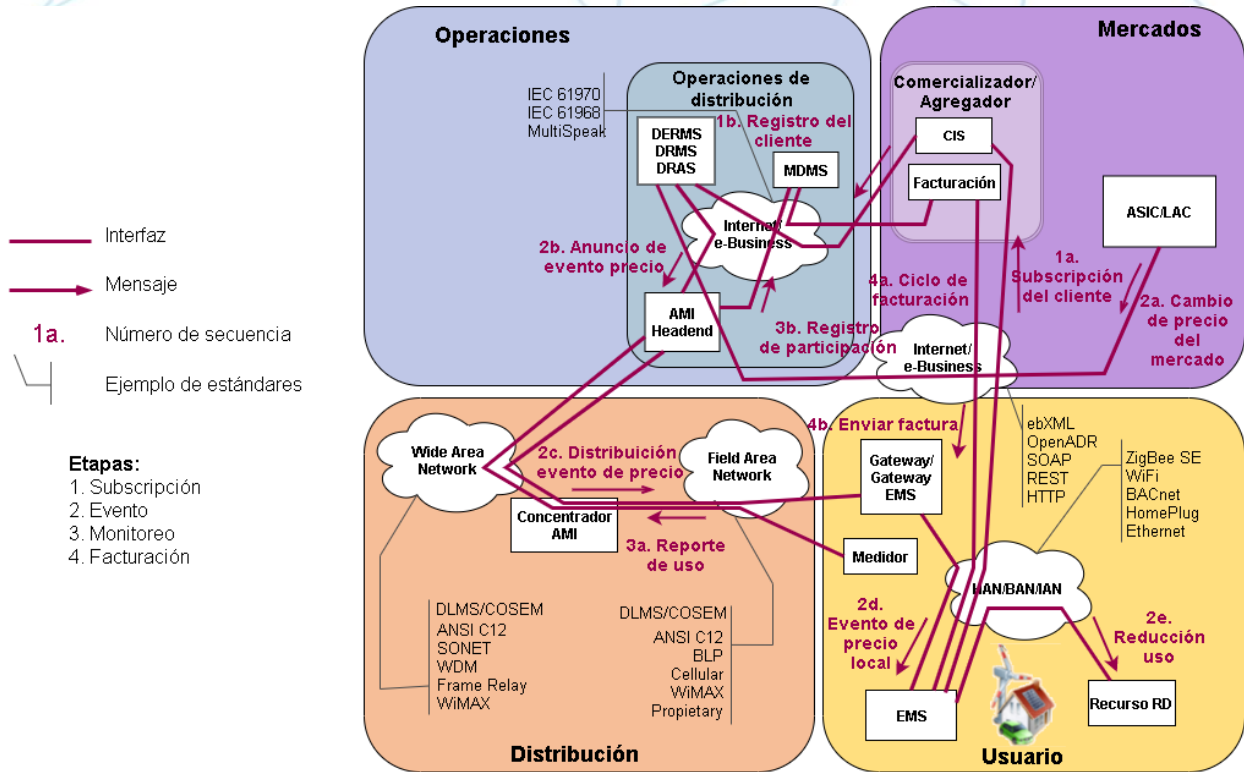


Figura 2.5. Ejemplo de comunicaciones – Sistema RD Tarifa Intradiaria
Adaptada de (EnerNex Corporation, 2010).

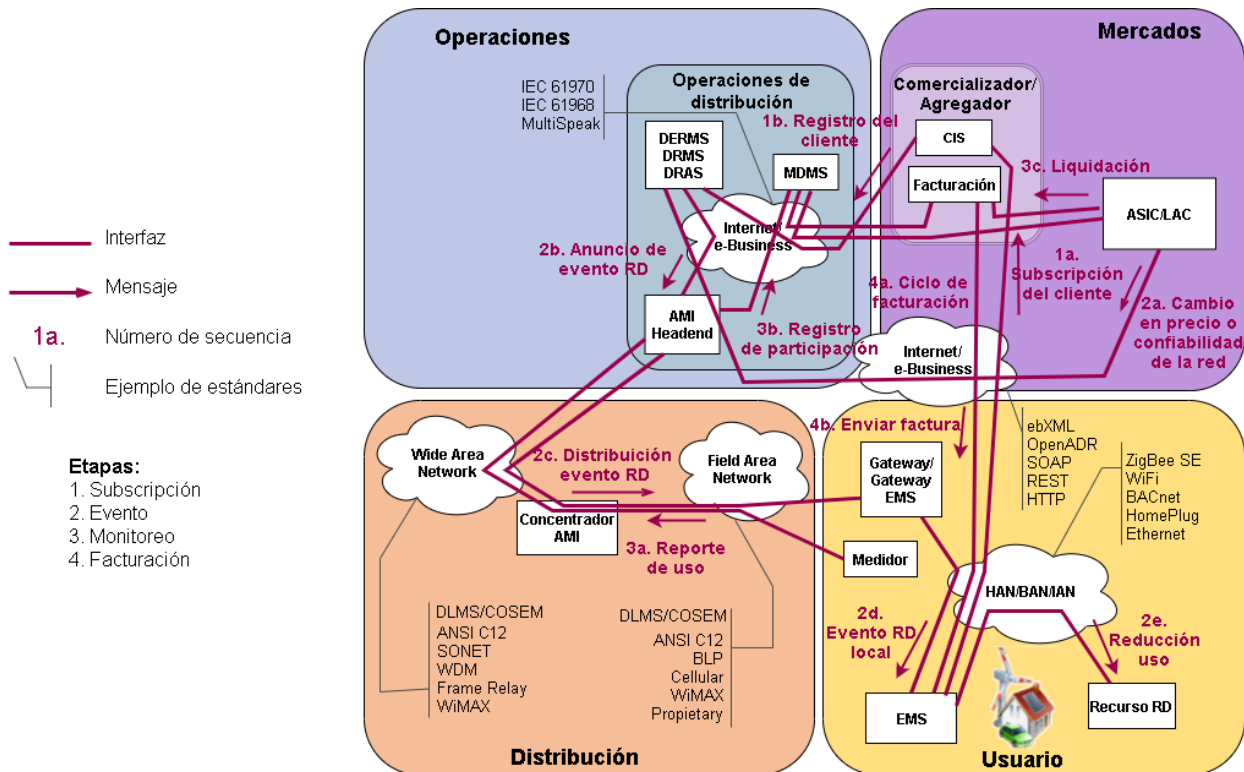


Figura 2.6. Ejemplo de comunicaciones – Sistema RD Gestión de Carga
Adaptada de (EnerNex Corporation, 2010).

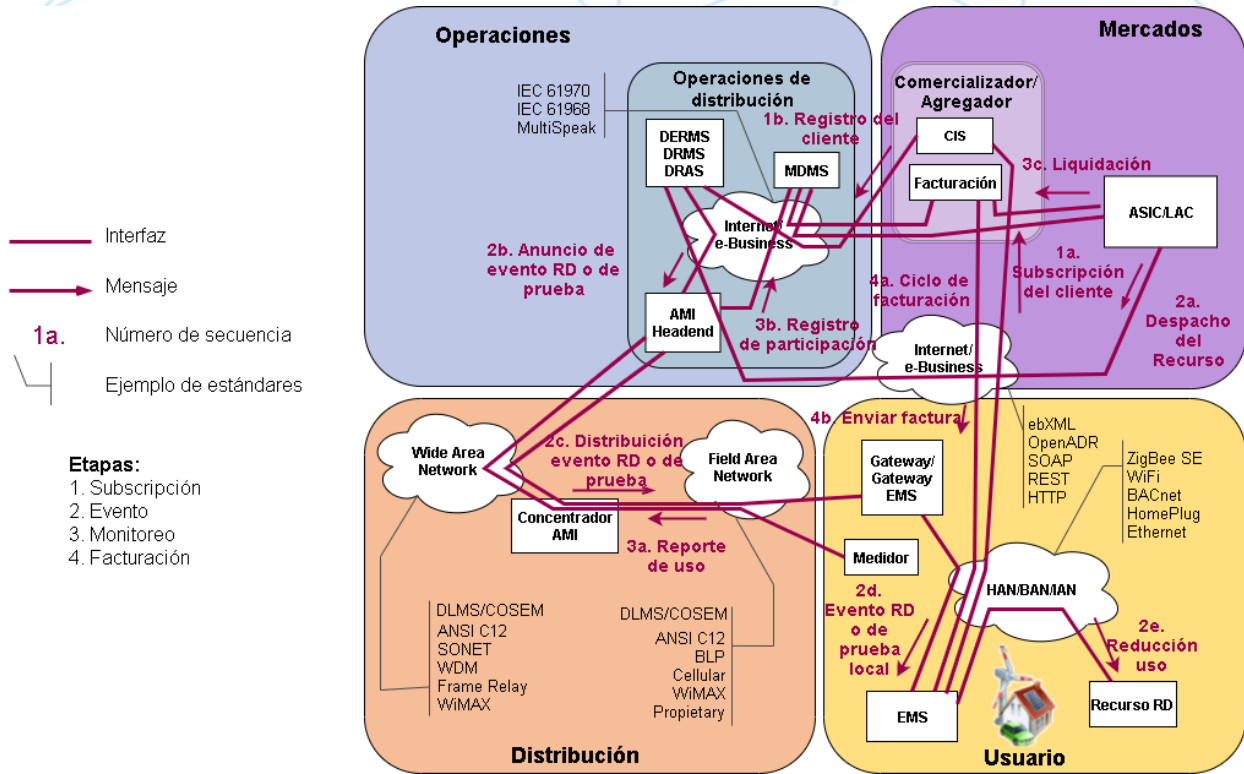


Figura 2.7. Ejemplo de comunicaciones – Sistema RD Demanda en el Mercado
Adaptada de (EnerNex Corporation, 2010).

2.2.1. Control de recursos RD

Desde el punto de vista de control y comunicación y teniendo en cuenta el grado de abstracción (Holmberg et al., 2014), se pueden definir 4 niveles de interacción entre los administradores del sistema RD y los clientes (Figura 2.8):

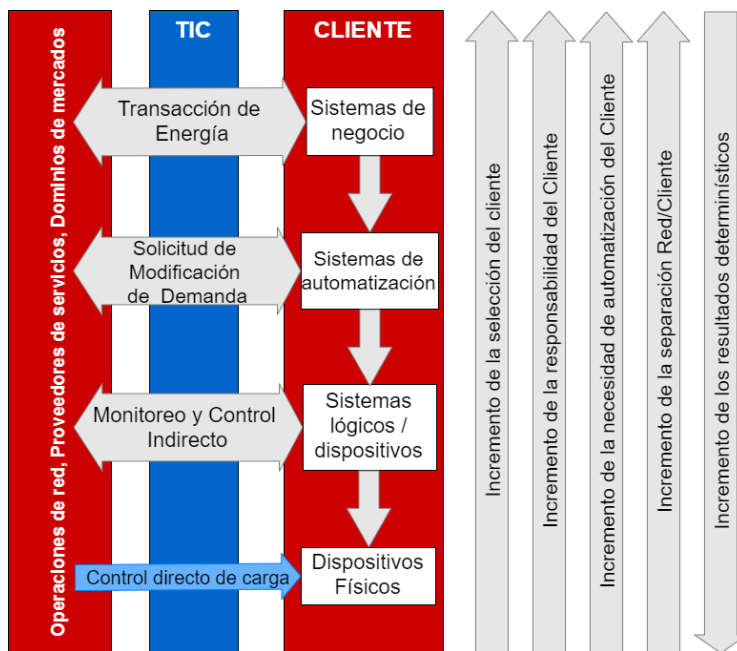


Figura 2.8. Niveles de abstracción: Modelo Conceptual RD
Tomada de (Holmberg et al., 2014).

Transacción de energía: es el nivel más alto; la interacción con el cliente se realiza a través de la comunicación con los procesos de negocio. A este nivel el cliente es visto como una entidad autónoma para la toma de decisiones, con capacidad de optimizar su comportamiento interno en respuesta a señales provenientes de la red. Los datos transferidos pueden incluir ofertas de energía, resultado de transacciones, pronósticos, información de estado de la instalación, entre otras. El administrador del sistema RD no tiene conocimiento directo de los recursos RD gestionados y tampoco se ve afectado por los cambios internos que puedan ocurrir y afecten dichos recursos. En este nivel el cliente o sus sistemas de automatización deciden la forma más adecuada para optimizar los resultados económicos y de rendimiento.

Solicitud de modificación de demanda: este nivel está enfocado en el “que” se necesita lograr, mientras que el cliente mantiene el “como” responder. Es decir, se especifica y acuerda con los clientes los resultados deseados (como por ejemplo reducir la carga en 10kW) y el cliente decide como alcanzar esos resultados. Bajo este esquema el administrador del sistema RD no requiere conocer los detalles exactos de como responderá internamente el usuario, solamente el estado general. Esto hace que también se minimicen los posibles impactos ante cambios en el sistema que ocurran del lado del cliente. A pesar de que desde el punto de vista del administrador del sistema RD es posible que no todos los clientes cumplan con los niveles de reducción solicitados, el cliente será el responsable de lograr los resultados acordados y puede correr el riesgo de recibir multas a no alcanzarlos.

Monitoreo y control indirecto: a este nivel se interactúa con los sistemas o dispositivos lógicos del cliente (elementos que gestionan la lógica de control de los recursos). Bajo este esquema por ejemplo el cliente puede recibir comandos para parametrizar puntos de operación, como la temperatura de los sistemas de HVAC. Las acciones de control se pueden activar de manera automática o manual, y el cliente conserva la facultad de anularlas. Bajo este esquema también es posible tener acceso a la información proveniente del monitoreo del estado de la instalación, como por ejemplo los datos de uso de energía. Al tratarse de interacciones con sistemas o dispositivos lógicos, los cambios físicos de la instalación no afectarían al administrador del sistema. El administrador tampoco requiere tener un conocimiento completo de los recursos gestionados, ya que el sistema de automatización garantizará el que se alcancen los niveles de reducción deseados.

Los datos intercambiados a este nivel pueden incluir señales de respuesta de la demanda (precios o niveles de reducción deseados) o puntos de ajuste que activen acciones indirectas, como por ejemplo reducir el consumo a la línea base, aumentar la temperatura cierto número de grados, carga o descarga del almacenamiento, solicitud de lecturas del medidor de energía, estado, disponibilidad y monitoreo de los recursos. Bajo este modelo el administrador del sistema RD tiene un acceso más granular a los recursos. Sin embargo, se debe tener en cuenta de que el cliente solo será responsable de realizar las acciones que se le solicito, mas no de si estas acciones se traducen en los niveles de reducción deseados. La interacción bajo este esquema se puede realizar utilizando los protocolos de comunicación implementados por los sistemas de automatización de la instalación.

Control directo de carga: es el nivel más bajo de abstracción, en donde el cliente permite el control directo del estado de las cargas de su instalación. Normalmente opera enviando señales de encendido/apagado directamente a los equipos físicos, así como recibiendo información de su estado. Tanto la toma de decisiones como la automatización de la gestión de los recursos es realizada por el administrador del sistema RD con muy poca o ninguna participación del cliente. Además, el cliente no asumirá ningún riesgo o responsabilidad cuando no se alcancen los valores de reducción deseados, por lo que el administrador debe comprender exactamente cómo funciona la carga y determinar los posibles resultados.

Jerarquía de control: existe también una jerarquía de control en la instalación participante en RD, la cual está determinada de acuerdo con el nivel de automatización que sus sistemas de gestión y control presenten. Así dentro del dominio del cliente las decisiones de negocio actúan como entradas para los

sistemas de gestión y control de energía, los cuales interactúan con los diferentes dispositivos y sistemas de control de bajo nivel que finalmente actuarán sobre los dispositivos físicos (cargas).

El operador de red, los proveedores de servicio (agregador/comercializador) o el mercado, pueden interactuar con el cliente a diferentes niveles dentro de la jerarquía de control existente, lo que traerá también diferentes efectos e implicaciones relacionados con la elegibilidad del cliente, las responsabilidades asumidas por el cliente, la necesidad de automatización, el grado de relación Red/Cliente y la capacidad de determinar los resultados.

Adicionalmente, y dependiendo de las características de cada programa RD a implementar y el nivel de interacción deseado (tiempos de notificación, frecuencia de monitoreo, opciones de participación y anulación de eventos, etc.) la infraestructura de comunicación deberá cumplir con cierto nivel de calidad de servicio, como por ejemplo desempeño de la red, capacidad de transporte de mensajes, seguridad y privacidad de datos, escalabilidad, entre otros.

En los niveles de interacción más bajos será el administrador del sistema RD el responsable de la instalación y el mantenimiento de los equipos y conexiones utilizados para controlar los recursos RD. En los niveles más altos es el cliente quien asume la responsabilidad de la instalación y el mantenimiento de los equipos que gestionen las cargas.

En los niveles más bajos de interacción no se requiere que el cliente cuente con equipos de automatización complejos para la gestión de las cargas. La necesidad de automatización aumenta conforme se deseen implementar los niveles de interacción más altos. Los niveles más altos pueden requerir del uso de sistemas de gestión de energía complejos, como por ejemplo sistemas de gestión de edificios (BEMS o BMS).

A niveles más bajos de interacción, la respuesta resultante puede ser más determinable, ya que el administrador del sistema RD controla directamente el estado de las cargas. En los niveles más altos la respuesta puede ser indeterminada y es recomendable la agregación de recursos.

2.2.2. Infraestructura de Medición y verificación

La medición precisa y la verificación del rendimiento de los programas de RD son elementos clave para determinar el éxito de la respuesta a la demanda. La mayoría de los programas actuales evalúan la reducción de carga de los clientes utilizando metodologías basadas en la comparación entre el consumo medido y una línea de base (consumo esperado). Un cálculo preciso de la cantidad de demanda reducida se realiza restando de la línea base la demanda real medida.

Asegurar que un cliente sea capaz de entender cómo se mide su nivel de reducción de carga y recibir realimentación oportuna acerca de su desempeño, contribuye al éxito de un programa de RD.

2.2.3. Comunicaciones

Cada nivel de interacción tiene unas condiciones de calidad de servicio en las comunicaciones específicas, relacionadas con el rendimiento de la red, el transporte de mensajes, la seguridad y privacidad de los datos intercambiados (Holmberg et al., 2014).

Dado que la "inteligencia" de Smart Grid se basa en el intercambio en tiempo real de datos de medición y control entre una vasta red de dispositivos instalados en hogares y negocios, dentro de las redes de distribución y transmisión, en subestaciones, centros de control, estaciones de generación y otras instalaciones, el diseño de una red de comunicación de alto rendimiento, confiable, segura y escalable es una parte integral de cualquier implementación.

El primer paso del proceso de diseño de la red es estimar la cantidad de tráfico soportará (Figura 2.9). Esto dependerá del tipo de servicio a soportar y sus características. Durante el diseño se debe tener en cuenta que los volúmenes de tráfico crecerán a medida que se introduzcan nuevas aplicaciones y se

agreguen nuevos puntos finales (Budka et al., 2016). Por ejemplo, para el caso de Respuesta de la Demanda una de las restricciones más importantes está dada por los tiempos de notificación de eventos y el volumen de datos de telemetría intercambiados.

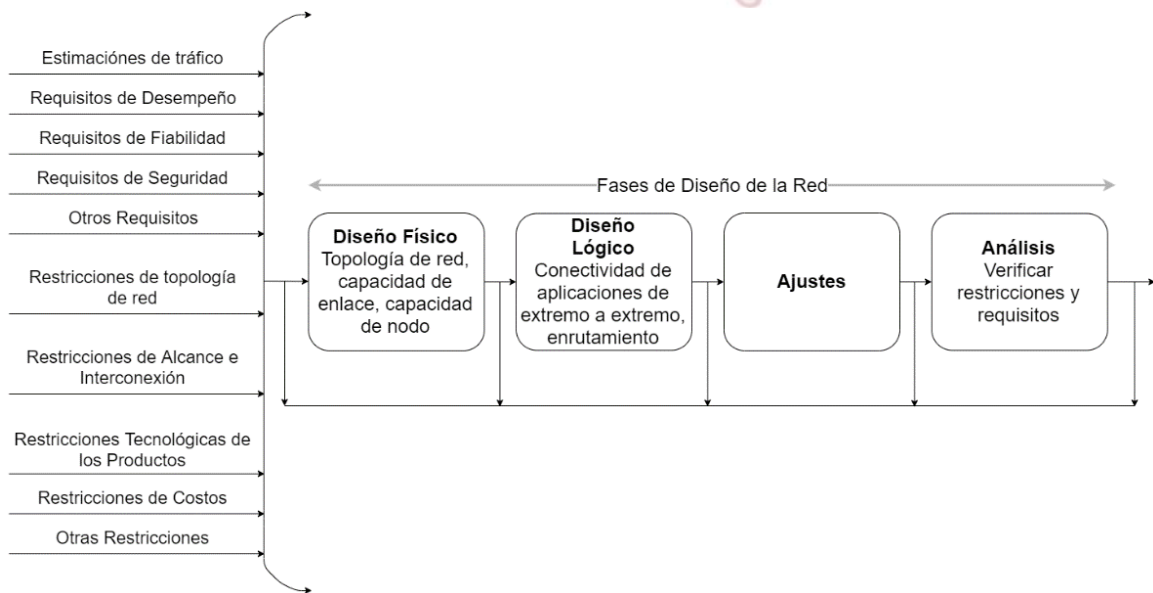


Figura 2.9. Proceso de diseño de una red de comunicaciones
Tomada de (Budka et al., 2016).

2.3. Interoperabilidad y Estandarización en RD

La integración de un número creciente de dispositivos electrónicos inteligentes, aplicaciones e intercambios de información entre múltiples actores de la Red Inteligente, ha evidenciado la necesidad de contar con arquitecturas de red capaces de integrarse e intercambiar información de manera casi transparente. Esto implica el uso de protocolos de intercambio estandarizados y modelos comunes de datos, de tal manera que se garantice la interoperabilidad entre los diferentes dispositivos.

Uno de los elementos clave para el éxito de cualquier implementación RD es la estandarización, la cual es el medio que facilita la interoperabilidad para que los operadores del sistema eléctrico, empresas de servicios públicos, agregadores y clientes propietarios de recursos RD interactúen para flexibilizar la demanda de energía eléctrica. Sin un estándar las soluciones propietarias eventualmente atarán las inversiones hacia un mismo fabricante, aumentando los costos de desarrollo, integración e instalación (UPME et al., 2018).

La interoperabilidad según la NIST se define como la capacidad de dos o más sistemas o componentes para intercambiar información y utilizar la información intercambiada, de forma segura, efectiva y con poco o ningún inconveniente para el usuario.

Se deben tener en cuenta dos aspectos fundamentales para lograr la interoperabilidad:

- **Sintaxis:** hace referencia a la estructura, empaquetamiento y transporte de los datos. Se define como la habilidad de dos o más sistemas de comunicarse e intercambiar datos. Requiere del uso de formatos de datos específicos y protocolos de comunicación.
- **Semántica:** hace referencia a la capacidad de los elementos del sistema de intercambiar datos con un significado común y no ambiguo. Se define como la habilidad para interpretar el significado preciso de la información intercambiada. Requiere que las partes en comunicación acuerden un modelo común de información.



Figura 2.10. Categorías y niveles de interoperabilidad
Tomada de (UPME et al., 2018).

Desde el punto de vista de los actores de tipo sistema (dispositivos y sistemas de información) la interoperabilidad se puede lograr a diferentes niveles (Figura 2.10):

- Capa funcional: casos de Uso, funcionalidades lógicas y servicios (AMI, RD, prepago...).
- Capa de información: Información usada e intercambiada. Modelo de datos y capa de aplicación.
- Capa de comunicaciones: mecanismos y protocolos para el intercambio de información entre componentes.
- Capa de componentes: Componentes físicos que alojan funciones, información y medios de comunicación.

Como condición para lograr la interoperabilidad, la red de comunicación debe basarse en estándares de redes de comunicación abiertos y preferiblemente bien establecidos. Lograr interoperabilidad reduce los costos de instalación e integración, acelera la implementación y proporciona la escalabilidad y flexibilidad necesaria para que el sistema pueda evolucionar.

Los estándares pueden clasificarse de acuerdo con su área de aplicación en: modelos de datos o información, protocolos de intercambio o tecnologías de comunicación. Algunos estándares cubren una o varias de las áreas, como por ejemplo el estándar IEC 62056 utilizado para la comunicación con medidores de energía, o el estándar IEC 62746-10.1 (OpenADR 2.0) utilizado para la automatización de la respuesta de la demanda.

En la Tabla 2.5 se resumen los estándares más relevantes que pueden ser utilizados para el despliegue de sistemas de respuesta de la demanda, recursos energéticos distribuidos, generación distribuida, almacenamiento y vehículos eléctricos, bajo un esquema de monitoreo de recursos basado en medición inteligente. Los estándares pueden definir la forma en que se utiliza el canal de comunicación, el protocolo de intercambio de datos y el modelado y estructura de los datos transportados.

Tabla 2.5. Estándares SG para servicios de RD, DER, AMI, EV y Almacenamiento
Adaptada de (International Electrotechnical Commission) (Smart Electric Power Alliance)

Estándar	Descripción	Resumen
ANSI C12.1	<i>American National Standard for Electric Meters Code for Electricity Metering</i>	Establece criterios de rendimiento mínimos para nuevos tipos de medidores de corriente alterna, medidores de demanda, registros de demanda, dispositivos de pulso y dispositivos auxiliares. También incluye información sobre temas relacionados, como estándares de medición recomendados, requisitos de instalación, métodos de prueba y cronogramas de prueba.
ANSI C12.18	<i>IEEE 1701 Standard for Optical Port Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables.</i>	Detalla los criterios requeridos para las comunicaciones entre un Dispositivo y un Cliente a través de un puerto óptico. El protocolo especificado en este documento fue diseñado para transportar datos en formato de tabla. Las definiciones de las tablas están en la norma ANSI C12.19 (Tablas de datos de dispositivos finales de la industria de servicios públicos).
ANSI C12.19	<i>Standard for Utility Industry Metering Communication Protocol Application Layer (End Device Data Tables).</i>	Este estándar define una estructura de tablas para que los datos de la aplicación se intercambien entre un dispositivo final y un PC. El "dispositivo final" suele ser un medidor de electricidad, y el "PC" suele ser un dispositivo portátil que lleva un lector de medidor, o un módulo de comunicación del medidor que forma parte de un sistema de lectura automática de medidores (AMR).
ANSI C12.20	<i>American National Standard for Electricity Meters— 0.2 and 0.5 Accuracy Classes</i>	Establece los aspectos físicos y los criterios de rendimiento mínimos para medidores de electricidad de clase de precisión 0.2 y 0.5 que cumplen con el Teorema de Blondel.
ANSI C12.21	<i>IEEE 1702 Standard for Telephone Modem Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables.</i>	Detalla los criterios requeridos para las comunicaciones entre un dispositivo y un cliente a través de un módem conectado a la red telefónica conmutada. El cliente podría ser una computadora portátil, un sistema de estación maestra u otro dispositivo de comunicaciones electrónicas.
ANSI C12.22	<i>Standard for LAN/WAN Node Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables</i>	Define los servicios de aplicaciones de red para el intercambio de datos y señales de control. Estos servicios deben ser implementados por todos los Nodos, incluidos los sistemas de "back-office" o "head-end".
ANSI/ASHRAE/NEMA 201-2016 FSGIM	<i>Facility Smart Grid Information Model</i>	Modelo de información de red inteligente de instalaciones (aprobado por ANSI / copatrocinado por NEMA).
ANSI/CTA 2045-A	<i>Modular Communications Interface</i>	Estándar que especifica una interfaz de comunicaciones modular (MCI) para facilitar las comunicaciones con dispositivos residenciales para aplicaciones como la gestión de energía. El MCI proporciona una interfaz estándar para que las señales y mensajes de administración de energía lleguen a los dispositivos.
ASHRAE 135-2010-BACnet	<i>A Data Communication Protocol for Building Automation and Control Networks</i>	Especifica un protocolo de comunicación de datos para la automatización de edificios y redes de control.
CEA 709.1-D	<i>Control Network Protocol Specification</i>	Protocolo de comunicación para sistemas de control en red.
CEA 709.2-A	<i>Control Network Power Line (PL) Channel Specification</i>	Especifica el canal de comunicación por línea de potencia para una red de control (PL) y sirve como documento complementario para la especificación de protocolo de red de control EIA-709.1.
CEA 709.3	<i>Free-Topology Twisted-Pair Channel Specification</i>	Especificación de topología libre para un canal utilizando par trenzado.
CEA 709.4	<i>Fiber-Optic Channel Specification</i>	Especifica los requisitos de la capa física (capa 1 de OSI) para el canal de fibra óptica EIA -709.4 que abarca la interfaz a la capa de control de acceso a medios (MAC) y la interfaz al medio.
CEA 852.1	<i>Enhanced Protocol For Tunneling Component Network Protocols Over Internet Protocol Channels</i>	Especifica un método de comunicación que permite que los dispositivos de control y adquisición de datos en red se comuniquen entre sí a través de Internet.
CEA 852-C	<i>Tunneling Device Area Network Protocols Over Internet Protocol Channels</i>	Especifica un método de comunicación que permite que los dispositivos de control y adquisición de datos en red se comuniquen entre sí a través de Internet.

Estándar	Descripción	Resumen
CEA CEDIA-CEB29	<i>Recommended Practice For The Installation Of Smart Grid Devices</i>	Aborda la instalación y el cableado de dispositivos residenciales Smart Grid.
IEC 15067.3	<i>Information technology — Home Electronic System (HES) application model — Part 3: Model of a demand-response energy management system for HES</i>	Modelo de un sistema de gestión de energía de respuesta a la demanda para HES. En este estándar se especifican tres tipos de respuesta a la demanda: control directo, control local y control distribuido.
IEC 62350	<i>Guidance for the correct use of residual current-operated protective devices (RCDs) for household and similar use</i>	Proporciona una visión general de la disponibilidad de protección proporcionada por los dispositivos de protección operados por corriente residual (RCD) que cumplen con las normas IEC para usos domésticos y similares. Destaca los parámetros principales que influyen en la fiabilidad de la protección y proporciona información sobre cómo instalar y operar los RCD en relación con sus condiciones ambientales después de la instalación.
IEEE 1377	<i>IEEE Standard for Utility Industry Metering Communication Protocol Application Layer (End Device Data Tables)</i>	Define una estructura de tabla para que los datos de la aplicación de la empresa de servicios se intercambien entre un dispositivo final y cualquier otro dispositivo. No define los criterios de diseño del dispositivo ni especifica el idioma o el protocolo utilizado para transportar esos datos.
IEEE 1701	<i>IEEE Standard for Optical Port Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables</i>	Proporciona un entorno de múltiples fuentes y "plug and play" para los millones de dispositivos de medición en campo, utilizando la interfaz de puerto óptico ANSI Tipo 2.
IEEE 1702	<i>IEEE Standard for Telephone Modem Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables</i>	Proporciona un entorno de fuentes múltiples y "plug and play" para los millones de dispositivos de medición en el campo, utilizando la interfaz de comunicación de módem telefónico.
IEEE 1901-2010	<i>IEEE Standard for Broadband over Power Line Networks: Medium Access Control and Physical Layer Specifications</i>	Estándar para dispositivos de comunicación de alta velocidad a través de líneas de potencia, llamados dispositivos de banda ancha sobre línea de potencia (BPL). Se utilizan frecuencias de transmisión por debajo de 100 MHz.
IEEE C37 239-2010	<i>IEEE Standard for Broadband over Power Line Networks: Medium Access Control and Physical Layer Specifications</i>	Define un formato común para los archivos de datos utilizados para el intercambio de varios tipos de datos de eventos recopilados de sistemas de energía eléctrica o modelos de sistemas de energía. Se define un esquema XML.
IEEE C37.238	<i>IEEE Standard Profile for Use of IEEE 1588 Precision Time Protocol in Power System Applications</i>	Especifica un perfil común para el uso del Protocolo de tiempo de precisión (PTP) de IEEE Std 1588-2008 en aplicaciones de protección, control, automatización y comunicación de datos de sistemas de energía que utilizan una arquitectura de comunicaciones Ethernet.
IETF RFC-6272	<i>Internet Protocols for the Smart Grid</i>	Identifica los protocolos clave de infraestructura de Internet para usar en Smart Grid. El público objetivo son aquellas personas que buscan orientación sobre cómo construir un apropiado Perfil de Internet Protocol Suite para Smart Grid.
ITU T-G 9903	<i>Narrowband orthogonal frequency division multiplexing power line communication transceivers for G3-PLC networks</i>	Especificación de la capa física (PHY) y la capa de enlace de datos (DLL) para los transceptores de comunicación de línea de potencia de multiplexación por división de frecuencia ortogonal (OFDM) de banda estrecha G3-PLC, para comunicaciones a través de líneas de potencia eléctrica de corriente alterna y corriente continua, sobre frecuencias por debajo de 500 kHz.
ITU T-G 9960	<i>Unified high-speed wireline-based home networking transceivers - System architecture and physical layer specification</i>	Especifica la arquitectura del sistema y la capa física (PHY) para los transceptores de red doméstica basados en cable capaces de operar sobre el cableado de las instalaciones, incluido el cableado telefónico interno, el cable coaxial y el cableado de la línea de alimentación.
ITU T-G.9972	<i>Coexistence mechanism for wireline home networking transceivers</i>	Especifica un mecanismo de coexistencia para transceptores de redes domésticas que pueden funcionar con el cable eléctrico.

Estándar	Descripción	Resumen
NAESB REQ -19	<i>Energy Services Provider Interface Model Business Practices (MBPs)</i>	Especifica prácticas comerciales modelo para la medición y verificación (M&V) de programas de eficiencia energética.
NAESB REQ-21	<i>Energy Services Provider Interface Model Business Practices (MBPs)</i>	Definen un protocolo de intercambio de datos para la transferencia de información sobre el uso de energía entre una empresa de servicios públicos y un tercero con autorización del cliente.
NAESB REQ-22	<i>Third Party Access to Smart Meter-based Information Model Business Practices (MBPs)</i>	Especifica prácticas comerciales modelo para el acceso de terceros a información basada en medidores avanzados.
NAESB RMQ.26 OpenFMB	<i>Open Field Message Bus (OpenFMB) Model Business Practices (MBPs)</i>	Especifica un marco de referencia para que los proveedores de servicios públicos accedan de forma segura a los datos de campo y los compartan entre todos los dispositivos y sistemas. El marco está compuesto por una arquitectura de referencia, enfoque de marco y mejores prácticas de implementación.
NEMA SG AMI-1	<i>Requirements for Smart Meter Upgradeability</i>	Define los requisitos para la capacidad de actualización del firmware del medidor avanzado en el contexto de un sistema avanzado de infraestructura de medición para las partes interesadas de la industria, como reguladores, empresas de servicios públicos y proveedores.
NEMA SG-IPMR 1-2016	<i>Smart Grid Interoperability Process Reference Manual</i>	Manual de referencia del proceso de interoperabilidad de red inteligente (especificaciones de las pruebas, perfiles, programas, calificaciones de laboratorio)
NISTIR 7628	<i>Guidelines for Smart Grid Cybersecurity</i>	Presenta un marco analítico que las organizaciones pueden usar para desarrollar estrategias efectivas de seguridad cibernética adaptadas a sus combinaciones particulares de características, riesgos y vulnerabilidades relacionadas con la red inteligente.
NISTIR 7761	<i>Guidelines for Assessing Wireless Standards for Smart Grid Applications</i>	Este informe contiene herramientas y métodos clave para ayudar a los diseñadores de sistemas de redes inteligentes a tomar decisiones informadas sobre las tecnologías inalámbricas existentes y emergentes.
NISTIR 7862	<i>Guideline for the Implementation of Coexistence for Broadband Power Line Communication Standards</i>	Especifica el mecanismo de coexistencia para los estándares IEEE y ITU-T BB-PLC, y proporciona pautas de implementación para dispositivos PLC que se utilizarán para aplicaciones de smart grid.
NISTIR 7943	<i>Guideline for the Implementation of Coexistence for Low Frequency Narrowband Power Line Communication Standards in the Smart Grid</i>	Especifica las pautas para la implementación de la coexistencia para los estándares de comunicación de línea eléctrica de banda estrecha (NB-PLC) de baja frecuencia en las Smart Grid.
OASIS EMIX	<i>Energy Market Information Exchange (EMIX)</i>	Especifica los estándares para el intercambio de información en el mercado, incluyendo el precio de la energía, cantidad, características, disponibilidad y horarios.
OASIS Energy-Interoperation TC	<i>Energy Interoperation</i>	Define la interacción entre las redes inteligentes y sus nodos finales, incluidos los edificios inteligentes, las empresas, la industria, los hogares y los vehículos. El TC desarrolla modelos de datos y comunicación que permiten el intercambio interoperable y estándar de señales para precios dinámicos, confiabilidad y emergencias.
SAE J2836-Use-Cases-(1-3)	<i>Use Cases for Communication Between Plug-in Vehicles and the Utility Grid</i>	Establece casos de uso para un vehículo eléctrico enchufable (PEV) que se comunica con un sistema de gestión de energía (EMS) como un recurso de energía distribuida (DER).
OASIS WS-Calendar-Common-Schedule	<i>OASIS Web Services Calendar (WS-Calendar) TC</i>	El OASIS WS-Calendar TC trabaja para adaptar los estándares de calendario existentes (utilizados en interacciones humanas) para los servicios web. WS-Calendar está diseñado para usarse dentro de otras especificaciones y estándares, brindando una programación común y una alineación de rendimiento para la coordinación de servicios, incluso entre dominios. El Comité basa su trabajo inicial en la especificación de serialización XML iCalendar (IETF RFC 5545) de CalConnect.

Estándar	Descripción	Resumen
SGIP 2011-0008-1	<i>Transition and Coexistence Guidelines and Best Practices</i>	Directrices y mejores prácticas de transición y coexistencia de SEP 1.x a SEP 2.0, que se creó para abordar la migración y coexistencia de SEP 1.x a SEP 2.0.
SAE J2847-1	<i>Communication between Plug-in Vehicles and the Utility Grid</i>	Especifica las interacciones entre el vehículo y su operador. Comunicación para la carga inteligente de vehículos eléctricos enchufables utilizando Smart Energy Profile 2.0.
IEC 60870	<i>Telecontrol equipment and systems</i>	Define sistemas utilizados para telecontrol (control de supervisión y adquisición de datos).
IEC 61131	<i>Programmable controllers</i>	Es un conjunto de normas e informes técnicos publicados por la Comisión Electrotécnica Internacional con el objetivo de estandarizar los autómatas programables.
IEC 61158	<i>Industrial communication networks - Fieldbus specifications</i>	Especifica el concepto genérico de los fieldbuses. También presenta una visión general y una guía para IEC 61158.
IEC 61334	<i>Distribution automation using distribution line carrier systems</i>	Describe los requisitos de S-FSK (modulación de modulación por cambio de frecuencia) junto con los servicios proporcionados por la entidad de capa física y la subcapa MAC. Se supone que el medio de transmisión es la red de distribución en ambos niveles, MT o BT.
IEC 61850	<i>Communication networks and systems for power utility automation</i>	Estándar para la automatización de subestaciones, que define requerimientos de comunicaciones, redes y sistemas, modelado de dispositivos y modelado de datos. Incluye especificaciones para la comunicación con recursos de energía distribuidos.
IEC 61968	<i>Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management (CIM)</i>	Especifica el contenido de información de un conjunto de tipos de mensajes que se pueden usar para admitir muchas de las funciones comerciales relacionadas con la lectura y el control del medidor. Los usos típicos de los tipos de mensajes incluyen lectura de medidores, controles, eventos, sincronización de datos del cliente y cambio de cliente.
IEC 62056	<i>Electricity metering data exchange The DLMS/COSEM suite</i>	Especifica un modelo de datos para medidores avanzados, así como diversas interfaces y protocolos de comunicación para el intercambio de información con otros dispositivos (medidores multifunción, concentradores, etc.) o sistemas de información (HES, MDC, etc.).
IEC 62325	<i>Framework for energy market communications</i>	Especifica el modelo de información común para las comunicaciones del mercado energético.
IEC 62351	<i>Power systems management and associated information exchange</i>	Se ha desarrollado para manejar la seguridad de la serie de protocolos TC 57 (Power systems management and associated information exchange). Los diferentes objetivos de seguridad incluyen la autenticación de la transferencia de datos a través de firmas digitales, asegurando solo el acceso autenticado, la prevención de escuchas ilegales, la prevención de la reproducción, la suplantación de identidad, y la detección de intrusos.
IEC 62443 series	<i>Security for industrial automation and control systems</i>	Especifica los requisitos de proceso para el desarrollo seguro de productos utilizados en sistemas de control y automatización industrial. Esta especificación forma parte de una serie de estándares que abordan el tema de la seguridad para los sistemas de control y automatización industrial (IACS).
IEC 62488	<i>Power line communication systems for power utility applications</i>	Se aplica a la planificación de sistemas de portadoras de líneas eléctricas analógicas y digitales que funcionan con redes eléctricas de EAT / AT / MT. El objetivo de esta norma es establecer la planificación de los servicios y los parámetros de rendimiento para los requisitos operacionales para transmitir y recibir datos de manera eficiente a través de redes eléctricas.
IEC 62541	<i>Open Platform Communications (OPC) Unified Architecture</i>	Es una extensión de la serie estándar de la arquitectura unificada de OPC y define el modelo de información asociado con los dispositivos.
MultiSpeak	<i>MultiSpeak</i>	Busca la integración de software de aplicación dentro del dominio de operaciones. Está diseñado para funcionar bajo CIM implementando un bus de servicio empresarial

Estándar	Descripción	Resumen
IEEE 1815	<i>IEEE Standard for Electric Power Systems Communications-Distributed Network Protocol (DNP3)</i>	Es un conjunto de protocolos de comunicaciones utilizados entre componentes en sistemas de automatización de procesos. Su uso principal es en empresas de servicios públicos como electricidad y agua. Fue desarrollado para comunicaciones entre varios tipos de equipos de control y adquisición de datos. Desempeña un papel crucial en los sistemas SCADA, donde son utilizados por las estaciones maestras SCADA (a.k.a. Centros de control), las unidades terminales remotas (RTU) y los dispositivos electrónicos inteligentes (IED).
IEEE 2030.5	<i>IEEE Adoption of Smart Energy Profile (SEP) Application Protocol Standard</i>	Esta norma define los mecanismos para intercambiar mensajes seguros a nivel de capa de aplicación, incluidos los mensajes de error. Está basado en las capas de transporte y red de TCP/IP. El perfil de aplicación que define contiene elementos de muchos estándares existentes, incluidos IEC 61968 e IEC 61850, y está basado en arquitectura RESTful. Fue adoptado como uno de los tres protocolos de comunicación para la norma IEEE 1547-2018.
ISO 16484	<i>Building automation and control systems (BACS)</i>	Especifica las fases necesarias para los proyectos de los sistemas de control y automatización de edificios (BACS) y los requisitos para que el hardware realice las tareas dentro de un BACS.
ISO 8601	<i>Data elements and interchange formats, Information interchange, Representation of dates and times</i>	Especifica la notación estándar utilizada para representar instantes, intervalos e intervalos recurrentes de tiempo evitando ambigüedades. Esta notación facilita la migración entre distintas plataformas.
ISO/IEC 14543	<i>Home electronic systems (HES) architecture (KNX)</i>	Especifica un protocolo inalámbrico para dispositivos de baja potencia, como dispositivos de energía recolectada en un entorno doméstico.
ISO/IEC 15118	<i>Road vehicles -- Vehicle to grid communication interface</i>	Especifica la comunicación entre los Vehículos eléctricos (EV), incluidos los Vehículos eléctricos con batería y los Vehículos eléctricos híbridos enchufables, y el Equipo de suministro de vehículos eléctricos (EVSE). Como las partes de comunicación de este equipo genérico son el Controlador de comunicación del vehículo eléctrico (EVCC) y el Controlador de comunicación del equipo de suministro (SECC), ISO 15118 describe la comunicación entre estos componentes.
ISO/IEC 27001	<i>Information security system management. Specification with guidance for use.</i>	Busca preservar la información, considerando toda la información esencial que se debe proteger.
ISO/IEC 27002	<i>Information technology. Code of practice for information security management.</i>	Es una guía de buenas prácticas que describe los objetivos de control y controles recomendables en cuanto a seguridad de la información. No es certificable. Contiene 39 objetivos de control y 133 controles, agrupados en 11 dominios.
OpenADR 2.0 IEC 62746-10.1	<i>Open Automated Demand Response</i>	Protocolo basado OASIS para la definición de modelos de información enfocados al intercambio de señales de precio, mercado energético y de confiabilidad en aplicaciones.
Std 1547™-2018	<i>1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces</i>	Esta norma establece criterios y requisitos para la interconexión de recursos de energía distribuida con sistemas de energía eléctrica (EPS) e interfaces asociadas (interfaces de comunicación local, monitoreo y control). Las especificaciones y requisitos técnicos establecidos son universalmente necesarios para la interconexión e interoperabilidad de los recursos de energía distribuida (DERs) y serán suficientes para la mayoría de las instalaciones. Los requisitos de rendimiento especificados se aplican en el momento de la interconexión y mientras el DER permanezca en servicio.

En la Tabla 2.6 se identifican los estándares más relevantes según el servicio de red inteligente aplicable: infraestructura de medición avanzada, recursos energéticos distribuidos, respuesta de la demanda, vehículos eléctricos, almacenamiento y sistemas de gestión de energía.

Tabla 2.6. Estándares vs. Servicios de Red Inteligente
 Elaboración propia.

Estándar	Descripción	AMI	DER	RD	EV	Storage	HEMS/BEIMS
ANSI C12.1	American National Standard for Electric Meters Code for Electricity Metering	○					
ANSI C12.18	IEEE 1701 Standard for Optical Port Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables.	○					
ANSI C12.19	Standard for Utility Industry Metering Communication Protocol Application Layer (End Device Data Tables).	○					
ANSI C12.20	American National Standard for Electricity Meters— 0.2 and 0.5 Accuracy Classes	○					
ANSI C12.21	IEEE 1702 Standard for Telephone Modem Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables.	○					
ANSI C12.22	Standard for LAN/WAN Node Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables	○					
ANSI/ASHRAE/NEMA 201-2016 FSGIM	Facility Smart Grid Information Model	○		○	○		○
ANSI/CTA 2045-A	Modular Communications Interface for Energy Management	○		○	○		○
ASHRAE 135-2010-BACnet	A Data Communication Protocol for Building Automation and Control Networks	○		○	○		○
CEA 709.1-D	Control Network Protocol Specification	○		○			○
CEA 709.2-A	Control Network Power Line (PL) Channel Specification	○		○			○
CEA 709.3	Free-Topology Twisted-Pair Channel Specification	○		○			○
CEA 709.4	Fiber-Optic Channel Specification	○		○			○
CEA 852.1	Enhanced Protocol For Tunneling Component Network Protocols Over Internet Protocol Channels	○		○			○
CEA 852-C	Tunneling Device Area Network Protocols Over Internet Protocol Channels	○		○			○
CEA CEDIA-CEB29	Recommended Practice For The Installation Of Smart Grid Devices	○		○			○
IEC 15067.3	Information technology — Home Electronic System (HES) application model — Part 3: Model of a demand-response energy management system for HES	○		○	○		○
IEC 60870	Telecontrol equipment and systems		○	○			
IEC 61131	Programmable controllers			○			○
IEC 61158	Industrial communication networks - Fieldbus specifications			○			○
IEC 61334	Distribution automation using distribution line carrier systems	○					
IEC 61850	Communication networks and systems for power utility automation		○	○		○	
IEC 61968	Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management (CIM)	○	○	○			
IEC 61970	Energy management system application program interface (EMS-API)	○	○	○		○	
IEC 62051	Electricity metering - Glossary of terms	○	○		○	○	○
IEC 62056	Electricity metering data exchange The DLMS/COSEM suite	○	○	○	○		○
IEC 62325	Framework for energy market communications		○	○			
IEC 62350	Guidance for the correct use of residual current-operated protective devices (RCDs) for household and similar use		○	○		○	
IEC 62351	Power systems management and associated information exchange	○	○	○		○	
IEC 62443 series	Security for industrial automation and control systems			○			○
IEC 62488	Power line communication systems for power utility applications		○	○			

Estándar	Descripción	AMI	DER	RD	EV	Storage	HEMS/BEHS
IEC 62541	Open Platform Communicationns (OPC) Unified Architecture			○			○
IEEE 1377	IEEE Standard for Utility Industry Metering Communication Protocol Application Layer (End Device Data Tables)	○					
IEEE 1701	IEEE Standard for Optical Port Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables	○					
IEEE 1702	IEEE Standard for Telephone Modem Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables	○					
IEEE 1815	IEEE Standard for Electric Power Systems Communications-Distributed Network Protocol (DNP3)		○	○		○	
IEEE 1901-2010	IEEE Standard for Broadband over Power Line Networks: Medium Access Control and Physical Layer Specifications	○	○	○	○	○	○
IEEE 2030.5	IEEE Adoption of Smart Energy Profile (SEP) 2.0 Application Protocol Standard	○	○	○	○		○
IEEE C37 239-2010	IEEE Standard for Broadband over Power Line Networks: Medium Access Control and Physical Layer Specifications		○	○		○	
IEEE C37.238	IEEE Standard Profile for Use of IEEE 1588 Precision Time Protocol in Power System Applications	○	○	○		○	
IETF RFC-6272	Internet Protocols for the Smart Grid	○	○	○	○	○	○
ISO 16484	Building automation and control systems (BACS)			○			○
ISO/IEC 14543	Home electronic systems (HES) architecture (KNX)						○
ISO/IEC 15118	Road vehicles – Vehicle to grid communication interface		○	○	○	○	
ISO/IEC 27001	Information security system management. Specification with guidance for use.		○	○			
ISO/IEC 27002	Information technology. Code of practice for information security management.		○	○			
ITU T-G 9903	Narrowband orthogonal frequency division multiplexing power line communication transceivers for G3-PLC networks	○	○	○		○	
ITU T-G 9960	Unified high-speed wireline-based home networking transceivers - System architecture and physical layer specification	○	○	○	○	○	○
ITU T-G.9972	Coexistence mechanism for wireline home networking transceivers	○	○	○		○	
MultiSpeak	MultiSpeak	○	○	○		○	
NAESB REQ -19	Energy Services Provider Interface Model Business Practices (MBPs)			○			○
NAESB REQ-21	Energy Services Provider Interface Model Business Practices (MBPs)			○			○
NAESB REQ-22	Third Party Access to Smart Meter-based Information Model Business Practices (MBPs)	○	○	○	○		○
NAESB RMQ.26 OpenFMB	Open Field Message Bus (OpenFMB) Model Business Practices (MBPs)			○			○
NEMA SG AMI-1	Requirements for Smart Meter Upgradeability	○				○	
NEMA SG-IPMR 1-2016	Smart Grid Interoperability Process Reference Manual	○		○	○		○
NISTIR 7628	Guidelines for Smart Grid Cybersecurity	○	○	○	○	○	○
NISTIR 7761	Guidelines for Assessing Wireless Standards for Smart Grid Applications	○		○		○	
NISTIR 7862	Guideline for the Implementation of Coexistence for Broadband Power Line Communication Standards	○	○	○	○	○	○
NISTIR 7943	Guideline for the Implementation of Coexistence for Low Frequency Narrowband Power Line Communication Standards in the Smart Grid	○	○	○	○	○	○

Estándar	Descripción	AMI	DER	RD	EV	Storage	HEMS/BEHS
OASIS EMIX	Energy Market Information Exchange (EMIX)			○			
OASIS Energy-Interoperation TC	Energy Interoperation		○	○	○		○
OASIS WS-Calendar-Common-Schedule	OASIS Web Services Calendar (WS-Calendar) TC			○			○
OpenADR 2.0 IEC 62746-10.1	Open Automated Demand Response		○	○	○		○
SAE J2836-Use-Cases-(1-3)	Use Cases for Communication Between Plug-in Vehicles and the Utility Grid		○	○	○		○
SAE J2847-1	Communication between Plug-in Vehicles and the Utility Grid		○	○	○		○
SGIP 2011-0008-1	Transition and Coexistence Guidelines and Best Practices	○	○	○	○		○
Std 1547™-2018	1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces		○			○	

Desde el punto de vista de la gestión de los programas RD con recursos DER involucrados, la aplicación de un estándar en particular dependerá del tipo de despliegue que se realice, así como del tipo de cargas o recursos a intervenir. Así, el uso de los estándares estará definido por el caso de uso específico y en particular por la arquitectura funcional y tecnológica que soporte el caso de uso. Por ejemplo, la Figura 2.11 muestra la arquitectura funcional de un sistema de recursos distribuidos basado en respuesta de la demanda (Mullin, 2017). A diferentes niveles de interacción se presentan diferentes protocolos, tecnologías y estándares de comunicación. Esto debido al tipo de información intercambiada y al tipo de redes utilizadas para la comunicación.

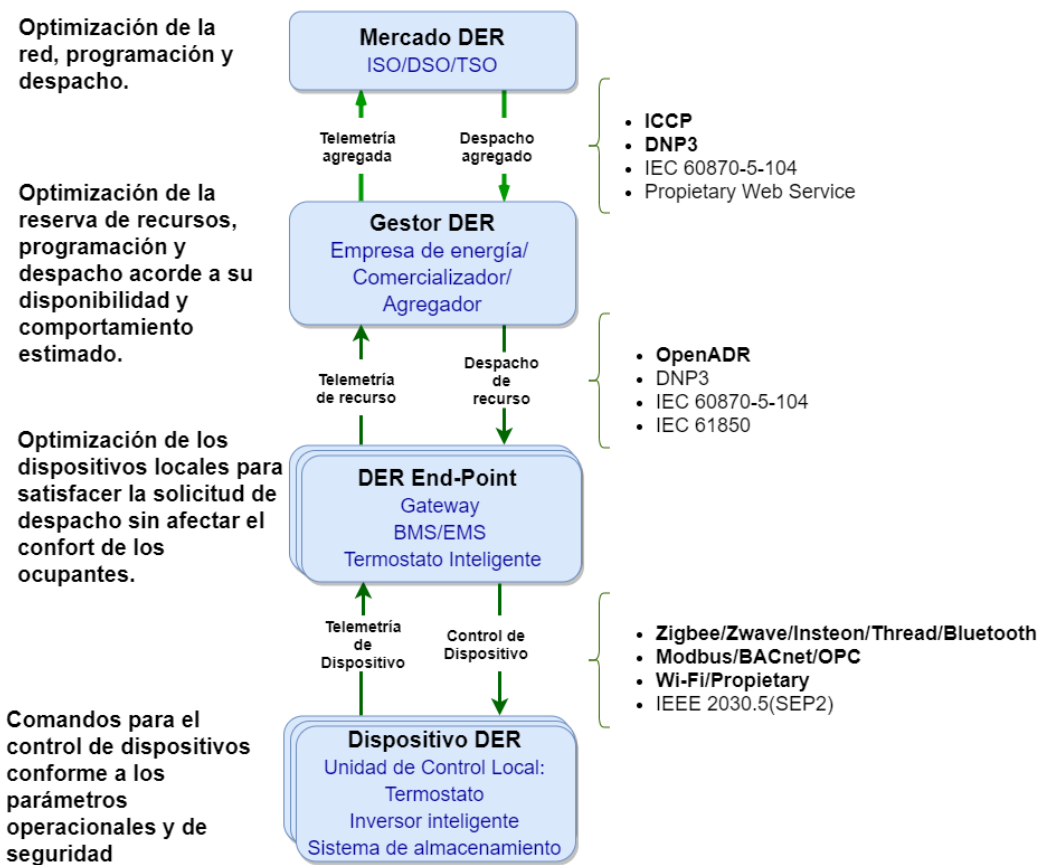


Figura 2.11. Interacciones y protocolos RD como recurso distribuido
Tomada de (Mullin, 2017).

Entre los operadores del sistema y los administradores de los programas de respuesta de la demanda se pueden utilizar protocolos orientados a la comunicación entre centros de control, sistemas SCADA o servicios Web. La información intercambiada es la de más alto nivel, y comprende señales de optimización de la red la programación y el despacho, que conllevaran la activación de los programas RD, ya sea basados en precios o incentivos. Los administradores de los programas RD actúan como gestores de los recursos DER y envían eventos RD hacia los recursos gestionados de sus clientes con base en las señales recibidas desde el operador del sistema. La interacción se puede realizar transmitiendo señales de eventos RD, señales de control o señales de parametrización hacia los sistemas de gestión de los recursos DER seleccionados. La interacción se puede realizar utilizando protocolos para sistemas SCADA o protocolos específicamente diseñados para respuesta a la demanda como OpenADR. Estas señales serán recibidas y convertidas a acciones de control de carga o generación sobre los recursos físicos. La comunicación a este nivel se debe realizar utilizando los protocolos de comunicación soportados por los recursos gestionados, como por ejemplo Zigbee, BacNet, Modbus entre otros.

2.4. Estándar OpenADR-IEC 62746-10.1

OpenADR es un estándar abierto que define un modelo de intercambio de información interoperable, para que proveedores y consumidores del sistema eléctrico intercambien señales RD, utilizando un lenguaje común transportado través de redes TCP/IP (OpenADR Alliance, 2015). La versión original del estándar (OpenADR 1.0) fue publicada por el Lawrence Berkeley National Laboratory y financiada por el programa Public Interest Energy Research (PIER), de la Comisión de Energía de California, después de 7 años de investigación en ADR. A partir de este punto OpenADR ha continuado su evolución gracias a los esfuerzos de diversas organizaciones, como el OASIS, UCALug y el NAESB, hasta llegar a la actual versión OpenADR 2.0 que es mantenida por la alianza OpenADR.

La alianza OpenADR es una corporación creada para fomentar el desarrollo, adopción y conformidad del estándar OpenADR. A la fecha tiene más de 100 miembros, entre los que incluye empresas de servicios públicos, proveedores de Software, fabricantes de dispositivos Hardware, laboratorios, agregadores, integradores y firmas de consultoría. Los miembros de la alianza tienen como beneficios el acceso a la información técnica más reciente, participación en la evolución del estándar OpenADR y la oportunidad de certificar sus productos bajo la conformidad OpenADR.

Para acelerar su adopción la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) publicó el IEC 62746-10-1, el cual es equivalente al documento OpenADR 2.0b, con el objetivo que sirva de referencia internacional para el desarrollo e implementación de ADR.

Entre las principales características del estándar se destaca que:

- Proporciona una infraestructura de comunicación bidireccional continua, segura y confiable para el intercambio de señales RD.
- Transforma las señales RD en señales de Internet para facilitar la ADR. Las señales han sido diseñadas para inter-operar con los sistemas de control y gestión de energía, iluminación y otros controles automáticos de dispositivos.
- Proporciona al cliente opciones de exclusión o anulación de participación en eventos RD (Opt-out).
- Definido a través de un modelo de datos completo y una arquitectura para comunicar señales de precio, confiabilidad y otros tipos de señales RD.
- Maneja una arquitectura escalable.
- Opera con un modelo de comunicación basado en tecnologías soportadas por estándares abiertos como IP y WebServices.

2.4.1. Perfiles OpenADR

La estructura y los servicios de OpenADR están basados en el estándar OASIS Energy Interoperation (EI). A partir de un subconjunto de características de EI se construyen los perfiles OpenADR, los cuales definen las capacidades y funcionalidades que debe tener un dispositivo final interoperable (Figura 2.12). Los niveles de perfiles soportados son 2.0a para dispositivos simples, 2.0b para dispositivos más sofisticados y 2.0c reservado para futuras especificaciones.

2.4.2. Tipos de dispositivos y topología

OpenADR define un modelo de comunicación jerárquico (Herberg, Mashima, Jetcheva, & Mirzazad-Barijough, 2015) basado en la interacción entre dos tipos de elementos (Figura 2.13): un *Virtual Top Node* (VTN) y uno o varios *Virtual End Nodes* (VEN). Un VTN es una entidad operada por un proveedor de servicios RD, tales como empresas de servicios públicos, agregadores o facilitadores, para el envío de señales RD a los VEN. Un VEN típicamente es un Gateway o módulo Software que recibe las señales de RD y las transforma en señales de control, utilizando un algoritmo o lógica RD, con las que modifica el perfil de carga de los recursos. Un VEN no es como tal un recurso, se define como un medio de comunicación hacia los recursos.

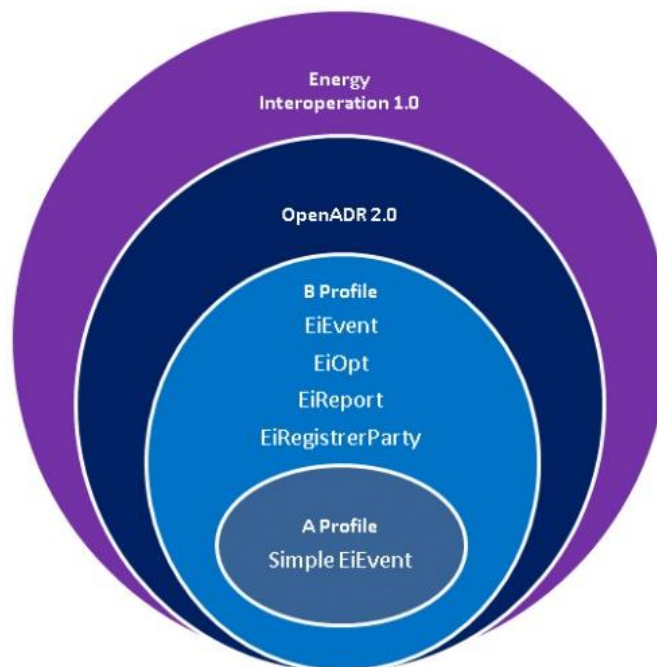


Figura 2.12. Relación entre el estándar OASIS Energy Interoperation 1.0 y los perfiles OpenADR 2.0
Tomada de (OpenADR Alliance, 2015).

OpenADR establece además un nodo especial (orientado soportar las funcionalidades de los agregadores) que cumple la doble función: VTN/VEN. Este nodo por un lado se comporta como un VEN para recibir las señales RD, provenientes de un VTN de nivel superior, y por el otro adopta el rol de VTN para transformar o redirigir dichas señales a los VEN de menor jerarquía.

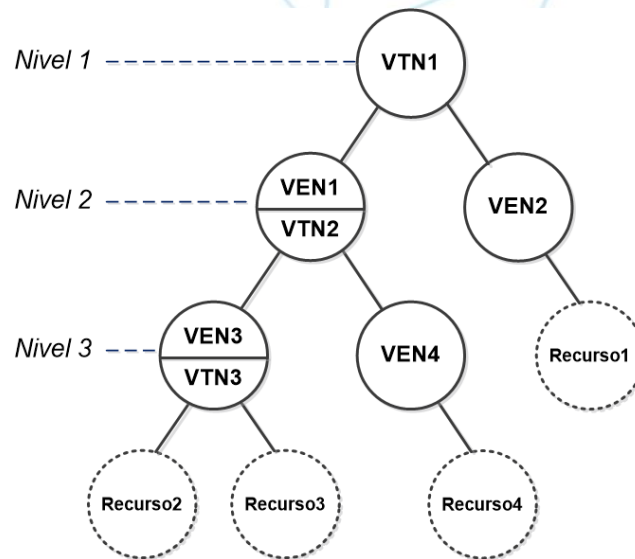


Figura 2.13. Topología OpenADR
Tomada de (Universidad del Valle, 2018).

2.4.3. Arquitecturas de despliegue

La topología de OpenADR ofrece una gran flexibilidad para definir arquitecturas de despliegue (OpenADR Alliance, 2016). A continuación, se describen las opciones más comunes.

Directo 1

Las características de esta arquitectura (Figura 2.14) son:

- El participante es responsable de suscribir sus propios recursos en los programas RD.
- El VTN interactúa directamente con los recursos a través del VEN.
- El VEN es propiedad del participante.
- El VEN está separado de los recursos y de sus controladores de carga.

Ejemplo de esta arquitectura son aquellos despliegues que utilizan *gateways* OpenADR 2.0 (Universal Devices Inc, 2017), los cuales reciben las señales RD y las transforman a los protocolos que implementan los controladores de carga de los recursos.

Directo 2

Esta arquitectura es similar al Directo 1, difiriendo únicamente en la forma que el VEN es instanciado y en la interacción con el VTN (Figura 2.15). Las características de la arquitectura son:

- El VEN se encuentra integrado en una entidad como un *Building Management System* (BMS).
- El BMS implementa la lógica RD e interactúa con los controladores de carga del recurso.
- El participante es responsable de suscribir sus propios recursos en los programas RD.
- El VTN interactúa con el recurso compuesto a través del VEN.
- El BMS y VEN es propiedad del participante.
- El VEN está separado de los recursos y de sus controladores de carga.

Ejemplo de esta arquitectura son las grandes edificaciones o Campus que utilizan BMS (Siemens Industry Inc, 2018) para centralizar el control de las múltiples cargas.

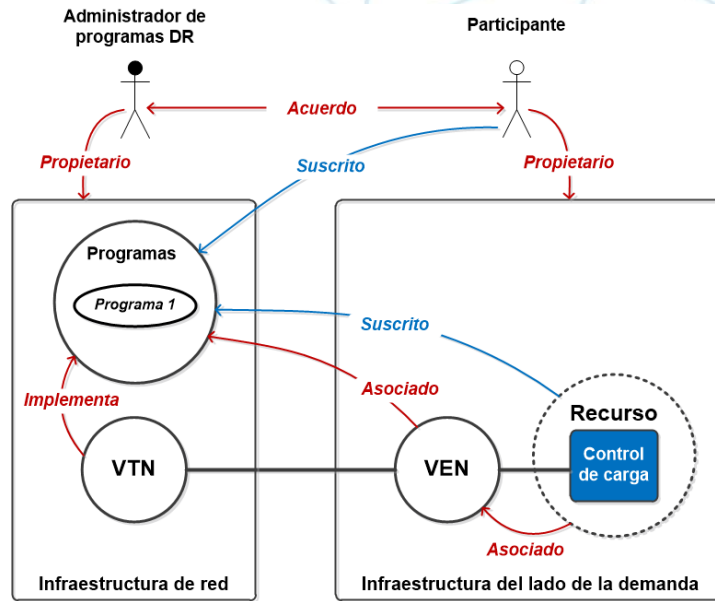


Figura 2.14. Directo 1
Tomada de (Universidad del Valle, 2018).

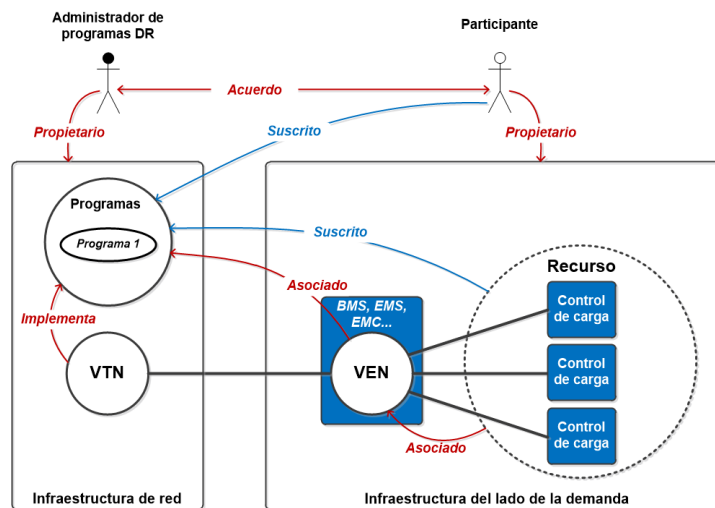


Figura 2.15. Directo 2
Tomada de (Universidad del Valle, 2018).

Directo 3

Esta arquitectura es similar al Directo 1, con la diferencia de que el VEN es instanciado dentro del recurso y el controlador de carga (Figura 2.16). Las características de la arquitectura son:

- Las señales RD se envían directamente al VEN a través del mismo recurso.
- El participante es responsable de suscribir sus propios recursos en los programas RD.
- El VTN interactúa directamente con los recursos a través del VEN.
- El VEN es propiedad del participante.
- El VEN está integrado en el recurso y su controlador de carga.

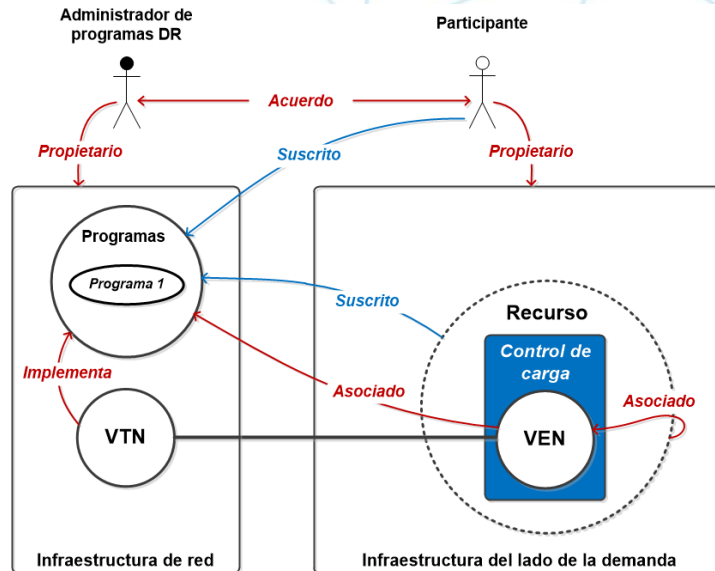


Figura 2.16. Directo 3
Tomada de (Universidad del Valle, 2018).

Ejemplos de esta arquitectura son aquellos despliegues que utilizan controladores de carga, como termostatos programables (*Programmable Communicating Thermostat-PCT*), que tienen capacidad para interactuar directamente con entidades del lado de la infraestructura de red (Ecobee Inc, 2018).

Directo 4

El Directo 4 es una combinación del Directo 1 y el Directo 2, con la diferencia de que el recurso está asociado a múltiples VEN (Figura 2.17). Las características de la arquitectura son:

- El recurso está compuesto de múltiples activos que son gestionados de forma descentralizada utilizando diferentes BMS.
- El participante es responsable de suscribir sus propios recursos en los programas RD.
- El VTN interactúa con el recurso complejo a través de múltiples VEN.
- Los VEN son propiedad del participante.
- Los VEN están separados de los recursos y de sus controladores de carga.

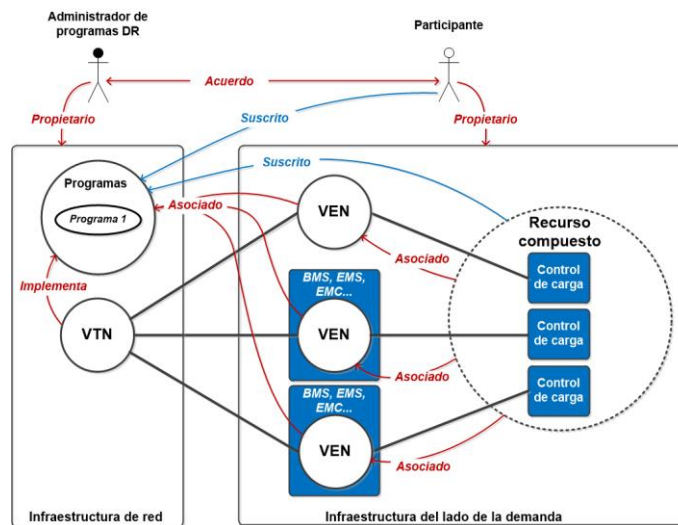


Figura 2.17. Directo 4
Tomada de (Universidad del Valle, 2018).

Facilitador 1

Esta arquitectura define un intermediario que facilita la interacción entre los programas RD y los recursos (Figura 2.18). Los VEN se encuentran instanciados en la infraestructura del intermediario e implementan alguna lógica RD para enviar señales de control a los controladores de carga de los recursos. Las características de la arquitectura son:

- El participante es responsable de suscribir sus propios recursos en los programas RD.
- El VTN interactúa directamente con los recursos a través del VEN.
- El facilitador gestiona la infraestructura donde se instancian los VEN.
- El VEN es propiedad del intermediario (facilitador).
- El VEN está separado de los recursos y de sus controladores de carga.
- Generalmente el VEN se ofrece en la modalidad de *Software como un Servicio (SaaS)* operando en la nube.

Ejemplos de este despliegue son participantes que administran grandes almacenes de cadenas o minoristas.

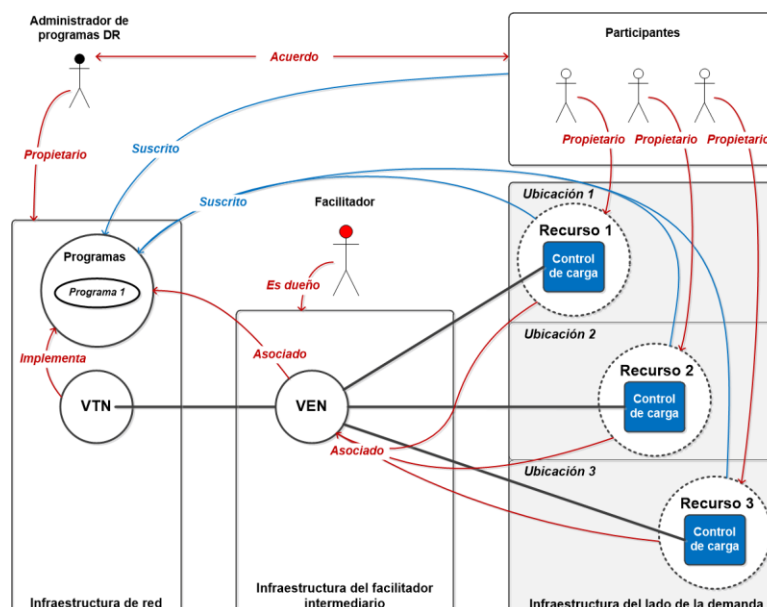


Figura 2.18. Facilitador 1
Tomada de (Universidad del Valle, 2018).

Agregador 1

Esta arquitectura es similar al facilitador, con la diferencia de que el agregador es quien tiene la relación directa con el programa RD (Figura 2.19). Las características de la arquitectura son:

- El grupo agregador adiciona múltiples activos de clientes para formar un solo recurso.
- El grupo agregador es responsable de suscribir sus recursos en los programas RD.
- El grupo agregador gestiona la infraestructura donde se instancian los VEN.
- El VEN es propiedad del agregador.
- El VEN está separado de los recursos y de sus controladores de carga.
- El VEN agregador debe implementar una lógica RD que involucre todos los activos de su portafolio para lograr los objetivos específicos de la señal RD.
- Los dueños de los activos deben establecer un acuerdo con el agregador para formar parte de su portafolio de recursos.

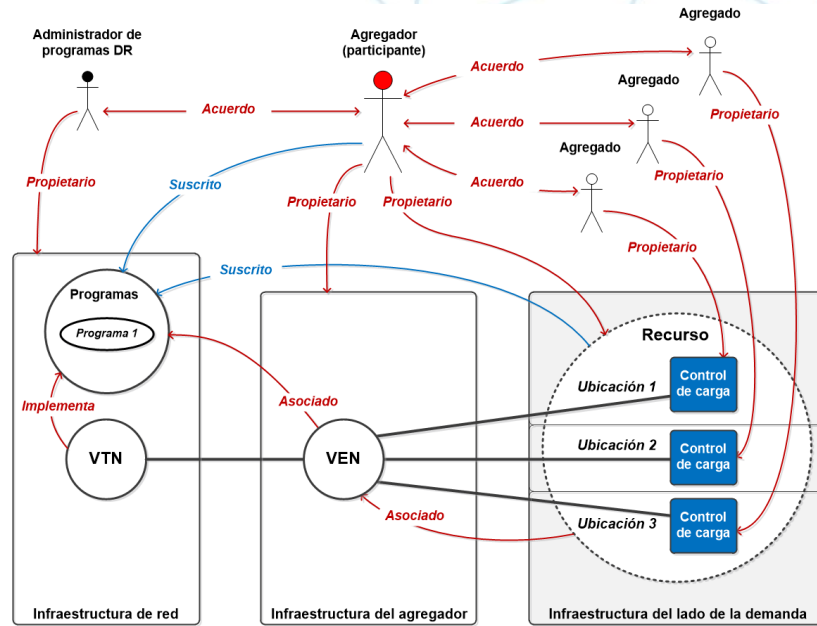


Figura 2.19. Agregador 1
Tomada de (Universidad del Valle, 2018).

2.4.4. Protocolos de comunicación

OpenADR establece un modelo de comunicación de datos fundamentado en los protocolos HTTP y XMPP (OpenADR Alliance, 2015). Este modelo utiliza XML como estándar para definir la estructura de los mensajes, eventos, reportes, etc., que se intercambian entre nodos, sin depender de los protocolos de capas subyacentes ni las tecnologías utilizadas para transportarlos.

OpenADR 2.0 establece que para todos los VTN es obligatoria la implementación de HTTP y XMPP, pero en el caso de los VEN es suficiente con soportar uno de los dos protocolos. Para garantizar la confidencialidad y no repudio de la información, las comunicaciones por HTTP y XMPP se efectúan sobre la capa de transporte de seguridad (TLS) de la pila TCP/IP (Figura 2.20).

HTTP

En un protocolo ampliamente usado y reconocido para la navegación en Internet. OpenADR utiliza los modelos PUSH y PULL sobre HTTP para la comunicación entre VTN y VEN.

Modo PUSH

En el modo PUSH cualquier nodo puede iniciar la comunicación en cualquier momento, permitiendo reducir la cantidad de mensajes intercambiados para optimizar el tráfico en la red (Figura 2.21). Como desventaja el modelo exige que el VEN, al igual que el VTN, tengan implementados un servidor HTTP y expongan a su vez su dirección Web a través de Internet.

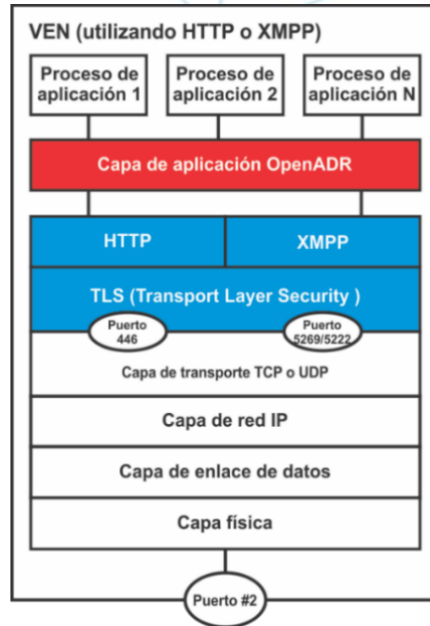


Figura 2.20. Pila TCP/IP de un VEN OpenADR 2.0 Tomada de (Universidad del Valle, 2018).

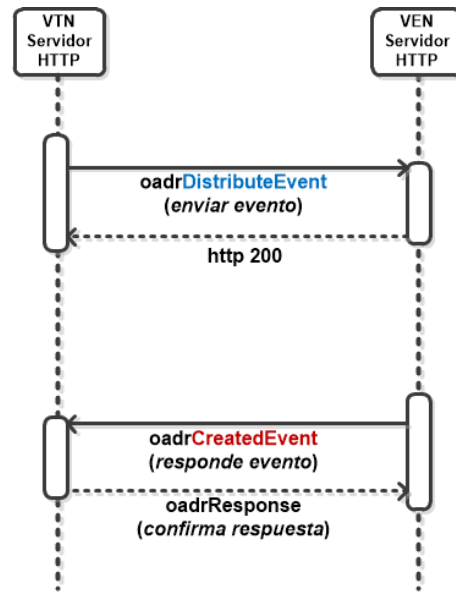


Figura 2.21. Modelo PUSH HTTP Tomada de (Universidad del Valle, 2018).

Modo PULL

En el modo PULL es el VEN quien inicia siempre la comunicación y periódicamente envía mensajes de *polling* o sondeo para recibir los eventos que tenga publicados el VTN (Figura 2.22). Este modo simplifica el despliegue de cualquier arquitectura OpenADR, ya que solo requiere que el VTN tenga un servidor HTTP público para que el VEN pueda accederlo desde cualquier red privada. La desventaja reside en que se incrementa el tráfico en la red, ya que el VEN debe estar indagando periódicamente al VTN en busca de notificaciones de nuevos eventos RD.

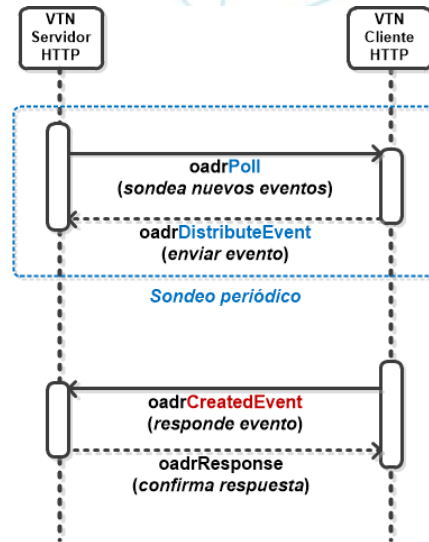


Figura 2.22. Modelo PULL HTTP
Tomada de (Universidad del Valle, 2018).

XMPP

Por naturaleza, XMPP es un protocolo bidireccional que permite a los clientes implementar los modelos PUSH y PULL para intercambiar mensajes en formato XML. Por definición de OpenADR, todas las operaciones tipo PULL son aquellas iniciadas por el VEN mientras que las PUSH son las iniciadas por el VTN.

La comunicación entre VEN y VTN no se realiza directamente como en el caso HTTP, sino a través de un intermediario o servidor XMPP (Figura 2.23). Este servidor proporciona un canal para el intercambio de mensajes entre nodos OpenADR, lo que optimiza el tráfico de red a cambio de requerir un Hardware adicional que típicamente debe ser gestionado por el proveedor de servicios RD.

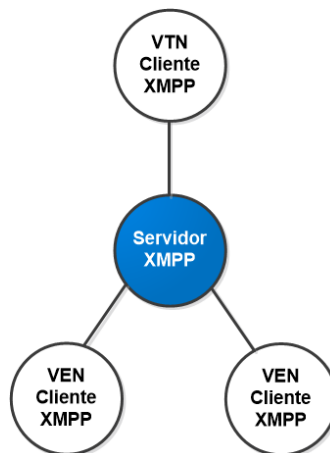


Figura 2.23. Servidor XMPP
Tomada de (Universidad del Valle, 2018).

2.4.5. Seguridad

OpenADR se ha acogido a las recomendaciones de ciberseguridad que realiza el NIST y el grupo UCAlug OpenADR TaskForce, para ofrecer un Framework básico de seguridad aplicable a los despliegues de programas RD (OpenADR Alliance, 2018). No obstante, la alianza OpenADR hace énfasis en que no existe un esquema de seguridad definitivo y por tanto su definición estará sujeta a las necesidades de cada proyecto RD.

Desde el punto de vista de protocolos y suites de ciberseguridad se deben utilizar siempre versiones actualizadas y no obsoletas. Por consiguiente, todos los productos certificados con OpenADR 2.0 deben ser actualizables a nivel de Firmware o Software, dejando los detalles del mecanismo de actualización a criterio del fabricante.

OpenADR define dos niveles de seguridad:

- *Seguridad estándar* (obligatoria): utiliza el protocolo de ciberseguridad TLS v1.2 para establecer un canal seguro entre el VTN y el VEN.
- *Seguridad alta* (opcional): Adicional al nivel estándar utiliza firmas XML en todos los mensajes intercambiados entre los nodos.

La mayoría de las implementaciones de OpenADR 2.0 emplean el nivel estándar para cumplir con los requerimientos de seguridad. Cuando el despliegue exige llevar un registro de los mensajes intercambiados entre nodos, con fines de integridad o trazabilidad en los datos, se recomienda adoptar el nivel de seguridad alto.

TLS y los certificados PKI

Como se observa en la figura 2.18, OpenADR utiliza una capa de seguridad basada en el protocolo TLS para la autenticación de los nodos en Internet y establecimiento del enlace cifrado. El proceso de autenticación se efectúa mediante el uso de certificados de infraestructura de claves públicas (PKI) con formato X.509v3, los cuales son gestionados y emitidos por la autoridad de certificación (CA) Kyrio (Kyrio Inc, 2018).

Los tipos de certificados admitidos son ECC (*Elliptic Curve Cryptography*) con claves de 256 bits y RSA (*Rivest Shamir y Adleman*) con claves de 2048 bits. Para el cifrado de la comunicación se requiere como mínimo la versión 1.2 de TLS, soportando las suites de cifrado ECC – TLS_ECDHE_ECDSA_WITH_AES_128_CBC_SHA256 y RSA – TLS_RSA_WITH_AES_128_CBC_SHA256.

Los VTN y VEN deben tener mecanismos para notificar los certificados vencidos o próximos a vencerse, con el fin evitar interrupciones en la participación de programas RD. Aunque la mayoría de los certificados vienen preinstalados en los VEN, pueden ser comprados y descargados directamente del sitio Web de Kyrio.

Huella dactilar

Adicional al protocolo TLS, OpenADR requiere el uso de un certificado de huella dactilar. Esta huella la utiliza el VTN para facilitar el registro de los VEN, que se conectan por primera vez, y también para verificar que los mensajes que le llegan de un VEN realmente pertenezcan a dicho VEN. La huella dactilar se genera aplicando la operación matemática SHA-256 sobre el certificado del cliente (VEN) y extrayendo los últimos 10 bytes del resultado.

Firma XML

En OpenADR la firma digital garantiza la integridad y no repudio del mensaje codificado en XML. Esta firma se transporta en el mismo documento XML del mensaje (Figura 2.24). Se debe tener presente que el uso de firmas, a pesar de sus ventajas, implica una congestión mayor en el tráfico de la red por la sobrecarga generada en las etiquetas XML.

2.4.6. Servicios

Como se observa en la Figura 2.24, la estructura y los servicios de OpenADR se derivan del estándar OASIS Energy Interoperation (EI). La descripción de los servicios adoptados de EI se detalla en la Tabla 2.7.

```

<oadr:oadrPayload>
  <ds:Signature>
    <ds:SignedInfo>
      <ds:CanonicalizationMethod
        Algorithm="http://www.w3.org/TR/2001/REC-xm1-c14n-20010315" />
      <ds:SignatureMethod
        Algorithm="http://www.w3.org/2001/04/xmldsig-more#rsa-sha256" />
      <ds:Reference URI="#signedObject">
        <ds:DigestMethod Algorithm="http://www.w3.org/2001/04/xm1enc#sha256" />
        <ds:DigestValue>SH8v6B/z+YMOBR61xKdUZVvKLVUnC/rVFEcrZ5IAFDY=</ds:DigestValue>
      </ds:Reference>
      <ds:Reference URI="#prap">
        <ds:DigestMethod Algorithm="http://www.w3.org/2001/04/xm1enc#sha256" />
        <ds:DigestValue>7H7U/jkglyHHFD7j;b**jvR80KHfFdR67HHFVdEttGJU</ds:DigestValue>
      </ds:Reference>
    </ds:SignedInfo>
    <ds:SignatureValue>UjBsR09EbGhjZ0dTQxNQIFBUNBRU1tQ1p0dU1GUxhEUzhi</ds:SignatureValue>
    <ds:KeyInfo>
      <ds:KeyName>key123</ds:KeyName>
    </ds:KeyInfo>
    <ds:Object Id="prap">
      <ds:SignatureProperties xmlns:dsp="http://openadr.org/oadr-2.0b/2012/07/xmldsig-properties">
        <ds:SignatureProperty>
          <ds:ReplayProtect>
            <dsp:timestamp>2006-05-04T18:13:51.0</timestamp>
            <dsp:nonce>nonce0</nonce>
          </ds:ReplayProtect>
        </ds:SignatureProperty>
      </ds:SignatureProperties>
    </ds:Object>
  </ds:Signature>
  <oadr:oadrSignedObject Id="signedObject">
    <oadr:oadrDistributeEvent el:schemaVersion="2.0b">
      ...
    </oadr:oadrDistributeEvent>
  </oadr:oadrSignedObject>
</oadr:oadrPayload>
  
```

Firma digital

Mensaje firmado

Figura 2.24. Ejemplo mensaje con firma XML
Tomada de (Universidad del Valle, 2018).

Tabla 2.7. Servicios OpenADR 2.0
Tomada de (OpenADR Alliance, 2015).

Servicio	Descripción
EiEvent	Permite al VTN enviar eventos RD al VEN. Consecuentemente el VEN, con este servicio, puede informar si sus recursos participarán o no en el evento.
EiOpt	Permite al VEN informar al VTN la programación de disponibilidad temporal de sus recursos, así como aceptar o cancelar un evento que haya sido previamente confirmado. Facilita a los operadores y participantes del programa RD planear mejor sus estrategias y recursos.
EiReport	Permite al VEN o VTN intercambiar reportes históricos, telemetría y pronósticos. Los reportes pueden contener información sobre el estado del nodo, disponibilidad, consumo de electricidad y medidas de reducción de demanda.
EiRegisterParty	Permite al VEN realizar un registro formal en el VTN. Posteriormente facilita que el VEN y el VTN intercambien información sobre las funcionalidades y capacidades de cada uno para una óptima comunicación interoperable.

Secuencia básica de servicios

En la Figura 2.25 se ilustra la secuencia básica de ejecución de los servicios OpenADR 2.0b. El primer paso ejecutado por el VEN es registrarse en el VTN utilizando el servicio EiRegisterParty. En este servicio los nodos intercambian información relacionada con sus capacidades con el objetivo de establecer una comunicación interoperable. Una vez se completa la etapa de registro, los nodos pueden realizar las siguientes actividades:

- El VTN pueden enviar eventos RD al VEN con el servicio EiEvent.
- El VTN o VEN pueden solicitar reportes al otro nodo con el servicio EiReport.
- El VEN puede informar sobre la disponibilidad de sus recursos y aceptar o cancelar un evento precio con el servicio EiOpt.
- El VTN o VEN pueden solicitar un nuevo registro si alguno de los nodos ha cambiado su información reportada en el registro inicial.

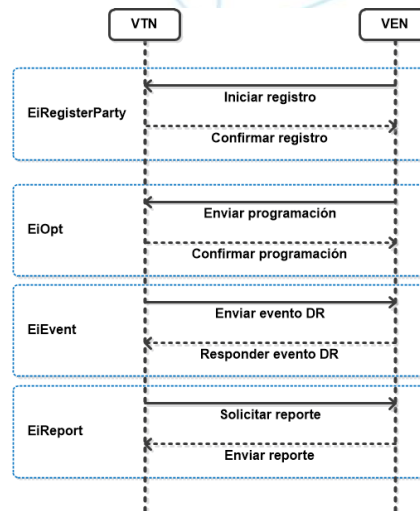


Figura 2.25. Secuencia básica de servicios OpenADR 2.0
Tomada de (OpenADR Alliance, 2015).

Los detalles del esquema del contrato y la liquidación por el desempeño del evento, así como la integración entre el VTN y los sistemas de información de la empresa están por fuera del alcance de OpenADR 2.0. OpenADR es un modelo de comunicación para intercambiar mensajes y no define las reglas con que debe operar un programa RD.

Soporte de características por perfiles

En la Tabla 2.8 se detallan las características (opcionales y obligatorias) que debe soportar cada tipo de perfil. El perfil tipo B es el más completo en cuanto a servicios, ya que está orientado a la implementación de dispositivos con funciones avanzadas de RD. Por su parte, el VTN debe soportar los dos protocolos de capa de aplicación, HTTP y XMPP, junto con los modelos de comunicación PUSH y PULL.

Tabla 2.8. Soporte de características obligatorias y opcionales según cada perfil
Tomada de (OpenADR Alliance, 2015).

Categoría	Ítem	VTN B	VEN B	VEN B (solo reporte)	VEN A
Servicios	EiEvent	Obligatorio	Obligatorio	No	Obligatorio
	EiOpt	Obligatorio	Obligatorio	No	No
	EiRegistration	Obligatorio	Obligatorio	Obligatorio	No
	EiReport	Obligatorio	Obligatorio	Obligatorio	No
Seguridad	Suites de cifrado RSA y ECC	Obligatorio	Al menos una	Al menos una	Al menos una
	Firmas XML	Opcional	Opcional	Opcional	No
Transporte	Solo Simple HTTP	No	No	No	Obligatorio
	XMPP y Simple HTTP	Obligatorio	Al menos uno	Al menos uno	No
Modelo comunicación	Pull Simple HTTP	Obligatorio	Obligatorio	Obligatorio	Obligatorio
	Push Simple HTTP	Obligatorio	Opcional	Opcional	Opcional
Perfil	B con soporte de A	Obligatorio	No	No	No

2.4.7. Eventos y señales

El evento es el mecanismo de notificación que le permite a la empresa de servicios solicitar a los recursos reducir o desplazar su carga. En OpenADR los eventos son generados y enviados al VEN utilizando el servicio EiEvent. Sus componentes más relevantes son:

- *Número identificador*: consecutivo único que identifica el evento en el contexto del VEN.
- *Fecha de creación*: fecha y hora en que el evento fue creado.
- *Contexto del mercado*: identifica el programa RD al que pertenece el evento.
- *Estado del evento*: indica alguno de los estados del evento (lejos, cerca, activo o cancelado).
- *Tiempo de inicio*: momento en que el VEN inicia el periodo activo del evento.
- *Rampa*: periodo que tiene el sistema para ajustar gradualmente la carga hasta alcanzar el punto de operación solicitado en el evento.
- *Aleatoriedad o tolerancia*: ventana de tiempo usada por el VEN para retardar el tiempo de inicio del evento.
- *Recuperación*: periodo que tiene el sistema para revertir los efectos de la respuesta a la demanda.
- *Duración*: periodo activo del evento.
- *Nivel de prioridad*: indica la prioridad con que debe atenderse el evento. Se emplea en casos donde el VEN recibe más de un evento. El valor 0 significa evento sin prioridad.
- *Señal(es)*: Contienen los valores de niveles, tarifas, ofertas o intervalos de ejecución con que se influencia la demanda.
- *Identificador de evento de prueba*: Indica si el evento actual es de prueba. Los eventos de prueba se utilizan para verificar y evaluar la respuesta a la demanda del participante.

En la Figura 2.26 se ilustra la relación de los parámetros de tiempo, descritos en la lista anterior, con los estados operativos del evento. Se puede observar que el evento tiene un estado adicional llamado *completado*, el cual se asume cuando se ha cumplido el periodo activo sin haber efectuado una cancelación.

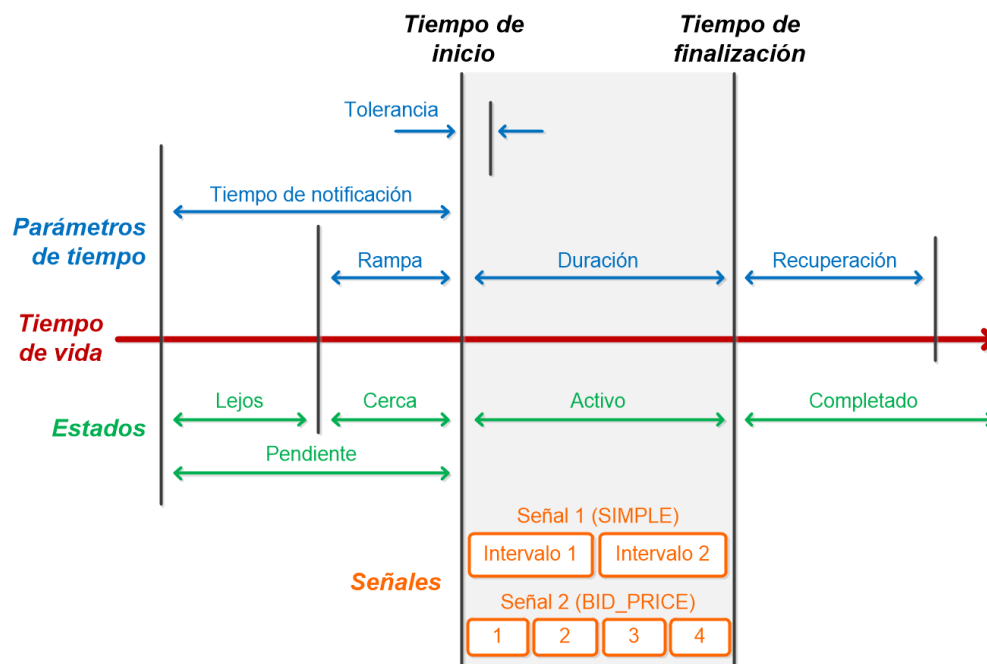


Figura 2.26. Estados y periodos de tiempo del evento OpenADR
Tomada de (Universidad del Valle, 2018).

Un evento puede incluir una o más señales divididas en secuencias de intervalos, cuya suma de tiempos debe ser igual a la duración del periodo activo. Los intervalos contienen los valores de la señal, definidos en niveles, precios, etc., que se deben aplicar al recurso en un momento dado. En la Tabla 2.9 se describen los tipos de señales más importantes que soporta OpenADR.

Tabla 2.9. Señales más importantes de OpenADR
Tomada de (OpenADR Alliance, 2015).

Nombre	Tipo (Unidades)	Valores admitidos	Descripción
SIMPLE	Simple (Sin unidades)	0, 1, 2, 3	Se utiliza para propósitos informativos. Provee un indicio de la naturaleza del valor que representa.
ELECTRICITY_PRICE	Precio (\$/kWh)	Cualquiera	Costo de la electricidad en valores absolutos
	Precio relativo (\$/kWh)	Cualquiera	Costo de la electricidad relativa a su precio actual
	Precio multiplicado (Sin unidades)	Cualquiera	Factor de multiplicación al costo actual de la electricidad
DEMAND_CHARGE	Precio (\$/kW)	Cualquiera	Cargo de demanda en valores absolutos
	Precio relativo (\$/kW)	Cualquiera	Cargo de demanda relativa a su precio actual
	Precio multiplicado Sin unidades	Cualquiera	Factor de multiplicación al costo actual de la demanda
BID_PRICE	Precio (\$)	Cualquiera	Precio ofertado por el recurso
BID_LOAD	Punto de operación (kW, kVAr)	Cualquiera	Carga ofertada por el recurso
BID_ENERGY	Punto de operación (kWh, kVArh)	Cualquiera	Energía ofertada por el recurso

2.4.8. Productos OpenADR Certificados

La alianza OpenADR mantiene una lista de los productos (VEN y VTN) certificados, la cual se puede consultar en la página web <https://products.openadr.org/>. El detalle de la lista se puede consultar en el archivo Excel Lista de productos OPENADR certificados anexo a este documento. Se aclara que la alianza no especifica el estado de actualización de la lista y es posible que en ella no se encuentre productos con certificación reciente, como es el caso de la solución Energy Profiler Online de la empresa Schneider Electric.

3. TECNOLOGÍAS PARA HABILITAR LA RD

Los beneficios que se pueden obtener de los sistemas de respuesta de la demanda dependen en buena parte de las tecnologías habilitadoras que incorporen. Los avances en electrónica, sistemas de control y tecnologías de la información y comunicación han mejorado significativamente la eficiencia y capacidad de los sistemas de respuesta de la demanda (Potter & Cappers, 2017) (Mah et al., 2014). Así, la combinación e interacción apropiada y coordinada entre elementos clave como las infraestructuras de control de instalación, los canales y redes de comunicación y el comportamiento de los usuarios, determinan la capacidad y oportunidades de eficiencia energética y respuesta de la demanda de los clientes (Ponds et al., 2018).

Las tecnologías habilitadoras consisten (pero no están limitadas) a:

- Estrategias de reducción de demanda, optimizadas para cumplir con diferentes objetivos de acuerdo con señales de precio de la energía o con eventos para atender condiciones operativas de la red.
- Medidores de energía inteligentes, con capacidad de comunicación y medición bidireccional, que facilitan la liquidación de incentivos y permiten conocer los patrones de uso de energía de los clientes (perfiles de carga).
- Dispositivos y redes de comunicación, utilizados para informar y notificar a los clientes sobre acciones de reducción de carga.
- Herramientas de gestión de energía, que permiten acceder al estado de las cargas en tiempo real, evaluar el rendimiento de las estrategias de reducción de consumo con referencia a líneas base y permitir la selección adecuada de las posibles cargas a considerar como recursos RD.
- Controladores de carga y sistemas de gestión de energía (HEMS, BEMS, IEMS) que permiten la automatización de las estrategias de reducción de carga o incorporación de recursos distribuidos, aumentando la flexibilidad y diversidad de recursos RD disponibles.
- Equipos de generación en sitio, utilizados como respaldo de emergencia o para la satisfacer las necesidades de energía primaria de una instalación.

Con el fin de proporcionar servicios de reducción, desplazamiento y respuesta rápida, los recursos de RD del cliente deben contar con una tecnología habilitadora, la cual es una combinación de control de carga y Hardware/Software de comunicaciones que permitan modificar los patrones de consumo de energía de los dispositivos finales, de acuerdo con los objetivos y características del programa en el que se desee participar (Tabla 3.1).

Tabla 3.1. Tecnologías disponibles para la aplicación de RD en dispositivos de usuarios finales
Tomada de (Potter & Cappers, 2017)

Sector	Uso final	Tecnologías disponibles
Comercial y residencial	Baterías eléctricas y conexión de vehículos híbridos a la red	Control automático
Todos	Baterías ubicadas "detrás del medidor"	Control automático
Residencial	Aires acondicionados	DLC (Control directo de carga), PCT (Termostato Programable con Comunicación)
	Calentadores de agua	DLC o Control automático
	Bombas de piscinas	DLC
Comercial	HVAC	EMS (Sistemas de gestión de energía), Control automático, DLC y/o PCT
	Iluminación	Control automático
	Calentadores de agua	Control automático
	Cuartos fríos	Control automático
Industrial	Instalaciones grandes y procesos	Reducción automática de carga e interrupción de procesos
	Riego agrícola	Switch básicos y Control automático
	Tratamiento de aguas residuales	Control automático

Los programas de RD del sector residencial se han enfocado históricamente en el control de unidades de aire acondicionado con un interruptor de control directo (*Direct Load Control-DLC*), para proporcionar el máximo nivel de reducción de demanda. Los programas recientes comenzaron a incluir termostatos programables que pueden recibir señales RD a través de una conexión inalámbrica. Como resultado de la evolución de las tecnologías de gestión de energía en el hogar, durante la próxima década se espera ver gran cantidad de cargas residenciales disponibles para la habilitación de RD. Estas tecnologías incluyen el almacenamiento en baterías y los vehículos eléctricos y unidades de carga.

Dentro del sector de clientes comerciales, el medio más común de desplegar RD es aplicar alguna forma de tecnología de control para los sistemas de HVAC. De igual manera los controles de iluminación han evolucionado hasta el punto de que se puedan aprovechar para proporcionar diversas formas de RD. Además, hay una serie de tecnologías RD automatizadas disponibles para clientes comerciales para intervenir diferentes tipos de cargas.

Dentro del sector industrial, el enfoque de las tecnologías de habilitación de RD se puede orientar a tres tipos de clientes: grandes instalaciones de producción, instalaciones de tratamiento de aguas residuales e instalaciones de bombeo de agua para uso agrícola. Para cada uno, existe el potencial para realizar interrupciones de carga directa o tecnologías automáticas para proporcionar al menos uno de los tres tipos de servicios RD.

Para determinar qué tecnología de habilitación y combinaciones de uso final pueden proporcionar cada tipo de servicio al sistema de potencia, se define cada tecnología habilitadora en términos de tres atributos clave: tecnología de control local, comunicación de despacho y requisitos de telemetría (Potter & Cappers, 2017).

3.1. Infraestructura de medición y verificación

Típicamente los sistemas de monitoreo y verificación esta conformados por sistemas de medición inteligente (AMI), los sistemas de gestión energética (EMS) y sistemas de información energética (EIS). La medición de la energía generada, consumida y entregada a la red por los recursos distribuidos es uno de los requisitos indispensables para el despliegue de programas de respuesta de la demanda. Adicionalmente se pueden medir en tiempo real otros parámetros eléctricos como calidad de energía, caídas de voltaje y transitorios, utilizados para garantizar la confiabilidad de la red ante la intermitencia propia de los recursos distribuidos, en especial de las fuentes de generación renovables. Desde el punto de vista de la instalación la información entregada por los sistemas de medición es vital para plantear estrategias de eficiencia energética y optimizar el desempeño de los sistemas de automatización de la instalación (Siano, 2014) (Weranga, Kumarawadu, & Chandima, 2014).

3.1.1. Medidores avanzados

Los medidores avanzados además de habilitar esquemas tarifarios por franjas horarias permiten conocer los patrones de uso de energía de la instalación por medio de los perfiles de carga. El perfil de carga registra continuamente el consumo de energía en intervalos constantes, que van desde los 15 minutos hasta 1 hora típicamente. Cuentan además con capacidad de medición bidireccional, por lo que es posible registrar la cantidad de energía exportada hacia la red, por ejemplo, proveniente de fuentes de generación distribuida o sistemas de almacenamiento. Los medidores avanzados además cuentan con capacidad de almacenamiento, que permite el registro de los perfiles de carga por periodos de tiempo considerables (Weranga et al., 2014).

Los perfiles de carga entregados por los medidores se utilizan como insumo para el proceso de liquidación. Por una parte los históricos se utilizan para calcular las líneas base, y los intervalos registrados durante el evento RD para determinar el consumo de la instalación.

3.1.2. Infraestructura Medición Avanzada (AMI)

Corresponde a la infraestructura de medición que permite el intercambio de información bidireccional entre el medidor de energía y la empresa prestadora del servicio. La infraestructura está compuesta por medidores, concentradores y sistemas de información para la gestión de la infraestructura (Head End Systems), que interactúan sobre diferentes redes de comunicación (LAN, NAN, FAN y WAN) soportadas sobre diversos medios como radiofrecuencia y línea de potencia. A nivel de usuario, AMI brinda a los clientes información detallada sobre su consumo de energía y facilita los medios para para realizar una gestión más eficiente y económica del servicio. Funcionalmente un sistema AMI monitorea y ayuda a controlar las actividades de una red, asegurando la eficiencia en su operación y la confiabilidad del flujo bidireccional de información de la electricidad transada entre consumidores, empresas comercializadoras y generadores. Los sistemas AMI por lo general son promocionados como la ruta para lograr ahorros de energía, precios en tiempo real, recolección automática de información, evitando errores humanos y sus consiguientes costos en las lecturas manuales, y como método de detección de eventos o fallas en la red de manera virtual. Sin embargo, algunos sistemas AMI además permiten operar equipos de manera remota, como relés de distribución o hasta generación distribuida en tiempo real (UPME et al., 2018).

3.1.3. Sistemas de gestión de energía

Además del control y gestión energética, los EMS permite monitorear, analizar y controlar el estado de los sistemas y equipos de la instalación. Esto gracias a la red de sensores y sistemas de sub-medición que se le integren. Algunas estrategias de control pueden requerir el monitoreo individual del estado de las cargas, y esta información debe ser reportada a la plataforma de gestión. Si las mediciones se utilizan como parte de la realimentación del bucle de control, los intervalos de registro pueden estar de alrededor de 1 minuto. Para fines de modelado de la instalación se utilizan registros con intervalos de 10 minutos o más.

3.1.4. Sistemas de información energética

Los sistemas de información energética EIS pueden funcionar como la puerta de enlace para la comunicación bidireccional entre la empresa de servicios y un EMS existente o directamente con la instalación. Se utilizan principalmente para recopilar datos relacionados con el rendimiento de los sistemas de la instalación. Si cuentan con opciones de respuestas automatizadas también pueden ofrecer capacidades de notificación para los usuarios. Estas capacidades adicionales, basadas principalmente en el monitoreo y registro del uso energético permiten el análisis de las operaciones de la instalación y los costos de la energía, así como la recepción de alertas o notificaciones sobre eventos RD. Pueden ofrecer también reportes para la empresa de servicios para determinar la respuesta de la instalación ante eventos RD.

3.1.5. Sensores

Se utilizan para obtener información sobre el entorno (condiciones ambientales, por ejemplo) y el estado de operación en la instalación, con el objetivo de mejorar la eficiencia de las estrategias de control sobre el consumo energético, por ejemplo, ajustando las condiciones de funcionamiento de la instalación (iluminación y temperatura) de acuerdo con las condiciones ambientales y el estado de ocupación (Budka et al., 2016).

3.2. Infraestructura de control

Típicamente los sistemas de control están conformados por dispositivos de control de carga, sistemas de gestión energética, generación de respaldo y almacenamiento de energía, sistema de gestión de energía para microrredes, gestión distribuida y control activo, dispositivos inteligentes y controladores de energía para el hogar y vehículos eléctricos enchufables.

3.2.1. Dispositivos de control de carga

Las características de estos dispositivos dependen del tipo de recurso a gestionar y por lo general en instalaciones industriales/comerciales pequeñas y grandes, están integrados por medio de redes de comunicaciones a un sistema de gestión de energía EMS. Entre estos dispositivos se encuentra interruptores de control de carga, variadores de velocidad (para el control de motores y compresores) termostatos inteligentes y controles de iluminación inteligentes. Algunos inclusive cuentan con la capacidad de recibir directamente señales de precio y eventos, por lo que pueden ser integrados fácilmente a esquemas de respuesta de la demanda (Siano, 2014).

3.2.2. Sistemas de gestión energética

La interacción entre el administrador del sistema RD y los clientes se puede establecer a través de sistemas activos, como los EMS locales utilizados para la gestión energética de las instalaciones de los clientes (Budka et al., 2016) (Bouhafs et al., 2014) (Ponds et al., 2018). Un EMS está diseñado esencialmente para mejorar el rendimiento energético de la instalación al ahorrar energía y/o reducir la demanda máxima, sin embargo, también puede llevar a cabo funciones automatizadas de RD. Los EMS típicamente cuentan con infraestructuras de comunicación bidireccional que les permiten recibir señales (eventos) provenientes del mercado (precios de la energía) o del operador de la red (requerimientos de reducción de demanda), a partir de los cuales activan estrategias de control para modificar los consumos de los recursos gestionados: sistemas de HVAC, sistemas de iluminación, unidades de almacenamiento de energía, unidades de generación distribuida, entre otras. La capacidad de control integrado también permite un a los clientes cambiar o desplazar temporalmente y de manera automática las operaciones de la instalación, de tal manera que se puedan aprovechar los periodos con bajos precios de energía. Los EMS permiten generar cambios en el consumo energético de la instalación sin impactar de manera significativa en el confort de sus ocupantes. Cargas alternativas como refrigeración, ascensores, iluminación exterior entre otras, también pueden ser gestionadas sin afectar la operación normal de la instalación (Siano, 2014).

3.2.3. Generación de respaldo y almacenamiento de energía

Mediante el uso de generadores de respaldo los clientes industriales y comerciales pueden implementar esquemas simples de reducción o deslastre de carga de la red, a cambio de incentivos económicos, sin alterar la operación normal de sus instalaciones. Teniendo en cuenta el nivel de emisiones es preferible el uso de fuentes de energía renovables. Se puede optimizar el uso de la generación de respaldo gestionando las cargas de la instalación, como por ejemplo utilizando un EMS. Las unidades de almacenamiento también pueden incluirse a través de los sistemas de gestión de carga, inclusive para suministrar excedentes de energía a la red a cambio de beneficios económicos (Siano, 2014).

3.2.4. Sistema de gestión de energía para microrredes

Los sistemas de gestión de energía de microrredes (MEMS) son los responsables de gestionar la distribución de energía dentro de la microrred, así como de gestionar las transacciones de energía y las conexiones con la red eléctrica principal. El MEMS debe monitorear y controlar la generación de energía y el consumo de todas las unidades, de tal manera que se aumente la flexibilidad del sistema. También debe optimizar y controlar la carga y descarga de las baterías utilizadas para el almacenamiento, para compensar la fluctuación de la generación proveniente de las fuentes renovables. Su complejidad depende del tamaño de la microrred, las características de las fuentes de generación instaladas y la relación entre los consumidores individuales. Dado que la microrred puede funcionar aislada o conectada a la red principal, las empresas de servicios públicos podrán desplegar dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) en la microrred para su monitoreo, control y protección, evitando que las conexiones/desconexiones alteren la confiabilidad del sistema. El administrador de los programas de respuesta de la demanda podrá comunicarse con los MEMS para gestionar las transacciones de mercado, la entrega de energía y la respuesta de la demanda (Budka et al., 2016) (Mah et al., 2014).

3.2.5. *Gestión distribuida y control activo*

La introducción de los recursos energéticos distribuidos puede crear problemas para los operadores de la red de distribución (DNO), debido al flujo bidireccional de energía que se presentara entre la red y los consumidores, obligando a que las redes de distribución sean más flexibles y dinámicas, de tal manera que la estabilidad del sistema no se vea afectada. Los sistemas de distribución de los DNO deberán pasar de un modelo de control pasivo a un modelo más activo, a través del cual la red de distribución se pueda modificar y reconfigurar dinámicamente de acuerdo con los cambios en el sentido del flujo de energía. El control activo está basado en el monitoreo continuo y la gestión en tiempo real, lo que implica el despliegue de una red de sensores que permita el monitoreo eficiente de las condiciones y estado de la red (Bouhafs et al., 2014).

3.2.6. *Dispositivos inteligentes y controladores de energía para el hogar*

Un dispositivo inteligente (electrodoméstico, aire acondicionado, sistema de calefacción, entre otros) combina capacidades integradas de computo, censado y comunicación para permitir la toma inteligente de decisiones y optimizar el uso de la energía. Estos dispositivos se pueden comunicar a través de una red local con un controlador de energía para el hogar (HEC). Un HEC es una aplicación software que administra los dispositivos inteligentes con capacidad de control de energía. Recopila datos de los dispositivos inteligentes, de sensores ambientales y también de medidores de energía para determinar el uso de energía de la instalación. El HEC además de proporcionar información detalla y suficiente acerca del estado de la instalación, proporciona medios para el control y supervisión automática de los sistemas de iluminación, seguridad y gestión de energía. También se puede utilizar para programar la activación de electrodomésticos, con el objetivo de reducir el costo de la energía al desplazar los consumos de estos dispositivos a periodos con precios de energía no picos (Bouhafs et al., 2014).

3.2.7. *Vehículos eléctricos enchufables*

Los vehículos eléctricos pueden comportarse como una carga, una fuente de generación o un dispositivo de almacenamiento. La gestión de carga de los vehículos eléctricos debe estar integrada a la operación del DSM de la empresa de servicios públicos, de tal manera que se pueda administrar el tiempo y las tasas de carga de los EV, la recopilación de los datos de medidores y la gestión de los EV como recursos RD. La integración se puede realizar a través de la automatización de la distribución (DA) sobre las estaciones de carga, con lo que se puede reducir por ejemplo los impactos de la carga de EV en los picos de demanda máxima. Dados los tiempos de duración de conexión de los vehículos eléctricos (10 a 12 horas día), estos se pueden gestionar como recursos para prestar servicios auxiliares, tales como regulación de frecuencia. Un agregador puede agrupar y gestionar un conjunto de vehículos eléctricos como recurso distribuido (Siano, 2014).

3.3. *Infraestructura de comunicación*

Se requiere de sistemas de comunicación para implementar los programas RD, de tal manera que se le puedan transmitir a los clientes participantes las señales de mercado (precio de la energía) y de confiabilidad (requerimientos de reducción de demanda) y estos respondan de acuerdo con las condiciones pactadas en el programa. Adicionalmente la infraestructura de comunicación se aprovecha para recopilar la información de monitoreo de la instalación con el fin de evaluar el grado de respuesta del cliente (Budka et al., 2016).

El sistema de comunicación puede ser unidireccional o bidireccional (Siano, 2014). Los dispositivos de comunicación unidireccional se utilizan para alertar o notificar eventos RD a los participantes o directamente a los dispositivos. Sin embargo, no permiten el monitoreo y la verificación de la respuesta RD obtenida. Los dispositivos bidireccionales además de permitir el envío de notificaciones habilitan también el envío de reportes del estado de la instalación (consumo energético) y obtener confirmaciones de participación de los clientes. Para el caso de la medición inteligente el canal de comunicación bidireccional permite el envío de los perfiles de carga de la instalación.

Bajo este escenario las infraestructuras de comunicación bidireccionales son las más adecuadas para la implementación de la respuesta de la demanda, ya que es posible incluso monitorear la cantidad de instalaciones disponibles para atender un evento RD e identificar la diversidad de carga disponible. Adicionalmente el monitoreo de la instalación se puede realizar casi en tiempo real, lo que facilita los procesos de liquidación y pago de incentivos. También habilita la gestión de las fuentes de generación distribuidas con las que cuente el cliente, aumentando su flexibilidad al momento de responder a un evento RD. Para la automatización de la RD es requisito indispensable la comunicación bidireccional.

El despliegue de una red de energía heterogénea que pueda soportar recursos de energía distribuidos requiere de mecanismos de control flexibles y activos (Bouhafs et al., 2014). Sin embargo, para implementar estos mecanismos es importante reconocer los requisitos de conectividad que exigen:

- Conectividad entre controladores inteligentes: los controladores inteligentes deben estar interconectados para permitir un control colaborativo y distribuido sobre la red eléctrica. Esta conectividad permitirá a los controladores intercambiar mensajes de coordinación antes de la ejecución de cualquier acción de control sobre la red, en procura de garantizar la confiabilidad y estabilidad del sistema.
- Conectividad entre controladores inteligentes y dispositivos de campo: para ejecutar acciones de control, se requiere de la información de los sensores que generan información relacionada con el estado de la red, como por ejemplo mediciones, estados de operación, alarmas, etc., además de la capacidad de enviar comandos de control a los actuadores en campo.

Estos requisitos muestran que se necesitarán interconexiones para transportar dos tipos específicos de tráfico de datos: uno se usará para el tráfico correspondiente al intercambio de mensajes de coordinación entre controladores y el otro se usará para transmitir informes de monitoreo y comandos a los dispositivos instalados en campo.

Para el caso de los sistemas de gestión de energía, la red de comunicaciones debe soportar la integración de diversas tecnologías, entre las que se incluyen: sensores (de temperatura, calidad de energía, etc.), dispositivos de actuación (como relés de carga), dispositivos inteligentes (como por ejemplo electrodomésticos inteligentes de uso residencial), controladores (como por ejemplo PLCs) y los diferentes dispositivos que conforman la infraestructura de comunicación (gateways, enrutadores, etc.).

Dependiendo del tipo de información intercambiada los datos pueden estar modelados de acuerdo con estándares establecidos para tal fin. Por ejemplo, los datos obtenidos de los medidores de energía inteligente pueden estar modelados como tablas cuando se utiliza el estándar ANSI C12.19, o como objetos identificados por un código OBIS, cuando se utiliza la suite IEC 62056 (DLMS/COSEM). Para el caso de respuesta de la demanda los eventos RD pueden estar modelados en archivos XML cuya estructura se define en el estándar OpenADR. El intercambio de información entre sistemas TI empresariales que componen la red inteligente (como por ejemplo el MDM y el DERMS) puede estar basada en CIM (Modelo de Información Común), estándar que modela la información en un formato común, y define un bus de información empresarial para transportarla, accesible a diversas funciones de control.

La infraestructura de comunicación está conformada por diversas redes: las HAN (Home Area Network), BAN (Building Area Network) o LAN (Local Area Network) son redes que interconectan los diversos dispositivos que componen la instalación, como cargas inteligentes, controladores y sensores.

Las redes NAN (Neighbor Area Network) son redes de vecindad que le permiten a un dispositivo concentrador de datos recopilar e intercambiar la información con los dispositivos pertenecientes a múltiples redes HAN; la red WAN (Wide Area Network) es la encargada de soportar el intercambio de datos con los centros de control o sistemas de información empresariales.

Desde el punto de vista de protocolos red la tecnología IP desempeña un papel preponderante en la implementación de las diferentes redes, incluyendo las HAN. Sobre IP se han desarrollado diferentes redes altamente confiables y seguras que aprovechan sus características de enrutamiento robusto, flexibilidad, seguridad, calidad de servicio, broadcast y soporte para un gran número de tecnologías de comunicación, tanto cableadas como inalámbricas. Desde el punto de vista de direccionamiento y teniendo en cuenta la gran cantidad de dispositivos a instalar en la red inteligente y en las instalaciones de los usuarios, la versión IPv6 se presenta como la mejor opción para satisfacer las demandas de direccionamiento requeridas bajo las condiciones requeridas.

Como medios de transmisión para la construcción de las redes de comunicación se pueden utilizar tecnologías inalámbricas y/o cableadas.

3.3.1. Sistemas de comunicación inalámbricas

Las tecnologías de comunicación inalámbricas representan una de las mejores opciones para la implementación de las redes HAN, NAN y WAN (Siano, 2014)(Bouhafs et al., 2014). Se destaca la capacidad de coexistencia de diversas tecnologías sin afectar la disponibilidad de la comunicación. La radio frecuencia (RF) es una tecnología de comunicación inalámbrica en donde el intercambio de datos se realiza modulando y transmitiendo ondas de radio y microondas (energía electromagnética). La transmisión por radio frecuencia es especialmente útil para comunicar datos a grandes distancias. Entre las tecnologías de comunicación por radio frecuencia utilizadas en la Red Inteligente se destacan:

- **Red celular (2G/3G/4G):** conformada por una red de estaciones base que cubren un área delimitada (celda) y establecen comunicaciones en forma de ondas de radio desde y hasta los terminales de los usuarios.
- **IEEE 802.15.4 (WPAN):** IEEE 802.15.4 es un estándar que especifica la capa física y la capa de control de acceso al medio (MAC) para redes PAN inalámbricas de baja velocidad (LR-WPAN). Su objetivo es establecer comunicaciones ubicuas de baja velocidad y bajo costo entre dispositivos, con distancias de comunicación entre los 10 y 75 metros a tasas de transferencia máximas de 20kbps, 40kbps, 100kbps y 250kbps. Especifica tres bandas diferentes de operación entre las frecuencias ISM disponibles: 868–868.6 MHz (1 canal, 20 kb / s), 902–928 MHz (10 canales, 40 kb / s) y 2.40–2.48 GHz (16 canales, 250 kb / s), y más recientemente 779–787 MHz (802.15.4c) y 950-956 MHz (802.15.4d).
- **IEEE 802.15.1 (Bluetooth):** Bluetooth es un protocolo inalámbrico abierto diseñado para el intercambio de datos en corta distancias y entre dispositivos fijos o móviles, creando redes de área personal PAN. Originalmente fue concebido como una alternativa inalámbrica a las comunicaciones cableadas utilizando RS-232. El estándar Bluetooth fue diseñado para comunicaciones con bajo consumo de potencia y de corto rango (entre 10 y 100 metros) en la banda de 2.4GHz. El proyecto Bluetooth Low Energy (BLE) incluye aplicaciones de domótica y control remoto.
- **ZigBee:** es un protocolo de comunicación (capas de aplicación y red) basado en las capas MAC y PHY definidas por el estándar IEEE 802.15.4, que provee la infraestructura de comunicaciones requerida para aplicaciones de red de sensores. Las redes ZigBee Mesh (malla) son ideales para algunas aplicaciones de medición, gracias a su redundancia inherente, así como por sus capacidades de auto recuperación y autoconfiguración y seguridad.
- **Perfil ZigBee Smart Energy:** ZigBee dispone de un perfil diseñado para dar soporte a las redes inteligentes NAN y HAN, para la telemedida de medidores, así como para la gestión eficiente de energía. Se definen varios tipos de dispositivos ZigBee Smart Energy (elementos lógicos): Energy Service Interface, Metering Device, In Premises Display Device, Programmable Communicating Thermostat, Load Control Device, Smart Appliance Device, Prepayment Terminal.
- **6LoWPAN:** IPv6 over Low power Wireless Personal Area Network, es un estándar que optimiza el uso de IPv6 sobre tecnologías de comunicación de ancho de banda bajo y bajo consumo de potencia, tales como el IEEE 802.15.4. 6LoWPAN adiciona las ventajas del protocolo IP como su estabilidad, escalabilidad y robustez, e inclusive puede ser complementario a ZigBee.

- **LoRa:** tecnología LPWAN (Low-Power Wide Area Networks) de largo alcance (15-20 km) desarrollada por Semtech. Proporciona comunicaciones en dos vías con tasas de transmisión entre 0.3 y 50kbps, carga útil de 256 bytes máximo y múltiples niveles de encriptación.
- **WIMAX:** La tecnología de acceso por microondas (WIMAX) hace parte del estándar IEEE 802.16 (WLAN). El principal objetivo de WIMAX es lograr la interoperabilidad para el acceso a la comunicación por microondas. Se estableció su rango de frecuencias de operación entre 10 y 66GHz. Ofrece velocidad de datos de hasta 70Mbps y la distancia hasta 48km. Sin embargo, la distancia y velocidad de la red son inversamente proporcionales entre sí.
- **Wi-Fi IEEE 802.11 (Redes WLAN):** Utilizado en la conexión punto a punto y punto a multipunto de redes inalámbricas de área local (LAN). Define tres tecnologías (no interoperables): Frequency Hopping Spread Spectrum (FHSS), Direct Sequence Spread Spectrum (DSSS), y de infrarrojos (IR). Se caracteriza por su robustez, alta velocidad, enrutamiento, seguridad, calidad de servicio y eficiencia. Las conexiones LAN inalámbrica pueden ser consideradas para diversas aplicaciones de redes inteligentes, como redes HAN, la automatización de subestaciones de distribución, protección y control de los recursos energéticos distribuidos. Sin embargo, dado su alto consumo de potencia comparado con otras tecnologías inalámbricas, Wi-Fi no es popular en el campo de la automatización del hogar.
- **Comunicación con Luz Visible (VLC):** Utiliza la luz como medio para enviar datos a corta distancia, permitiendo comunicaciones ubicuas dentro de las instalaciones. Se caracteriza por manejar bajas potencias de transmisión y altos anchos de banda, bajo ruido, seguridad mejorada y bajo costo. El estándar 802.15.7 define las capas física y de enlace para este tipo de comunicaciones.

3.3.2. Sistemas de comunicación cableados

Son aquellos sistemas caracterizados por utilizar un medio de transmisión guiado para la transmisión de datos. Dependiendo del área de cobertura deseada se pueden utilizar diferentes tipos de comunicación por cable. La selección dependerá de las características de cada tecnología, pudiéndose utilizar para la implementación de redes HAN, NAN y WAN (Siano, 2014). Entre las principales tecnologías de comunicación cableada se destacan:

- **Puerto Eléctrico:** Corresponde a los estándares de comunicaciones que utilizan una interfaz eléctrica como medio de transmisión como, por ejemplo: RS-485, RS-232, PSTN y Ethernet.
- **MODBUS:** es un estándar de bus de campo público y abierto diseñado por la empresa Modicon. Especifica la capa de enlace en modo maestro/esclavo y puede utilizar cualquier capa física. Se utiliza principalmente en sistemas de automatización para la transmisión de datos de control y monitoreo.
- **Ethernet:** es el estándar más utilizado para las redes de datos de área local cableadas. Proporciona una comunicación de alta calidad para la supervisión y el control de dispositivos donde el cableado ya existe o se puede implementar. Ethernet es un protocolo maduro y está estandarizado globalmente por IEEE 802.3 que define las capas físicas (PHY) y de enlace de datos (MAC) de una red de área local cableada. La capa PHY define como medios físicos el cables coaxiales, par trenzado o fibra óptica. Su velocidad de operación puede variar entre 1 Mbps y 10 Gbps. Ethernet es un medio compartido y depende en gran medida de los protocolos de la capa superior para garantizar la seguridad y robustez, tal como TCP/IP.
- **Fibra Óptica:** Tecnología de comunicación en donde para el intercambio de datos se utilizan ondas ópticas (luz) moduladas transmitidas a través de fibras ópticas. Normalmente se utiliza para la comunicación entre el sistema de gestión de datos y los demás sistemas de información de la empresa. En casos especiales se utiliza para comunicar concentradores de datos hacia el sistema de gestión.

- **Comunicación por Línea de Potencia PLC:** La tecnología PLC aprovecha el cableado eléctrico para el intercambio de información, convirtiendo la red eléctrica en una línea digital para la transmisión de datos. La información a transmitir se modula digitalmente sobre una portadora de alta frecuencia, la cual se superpone a la señal de la red eléctrica (120Vac@60Hz). Así la señal modulada se propaga a través de la infraestructura de la red eléctrica, pudiendo ser recibida y decodificada de forma remota por cualquier receptor PLC que se encuentre en la misma red eléctrica. En función de la frecuencia de transmisión se clasifican en:
 - *Ultra Narrow Band PLC (UNB):* opera en una banda de frecuencias entre 0.03 y 3 kHz. Se caracteriza por tener muy bajas tasas de transmisión (100 bits) y un rango de cobertura amplio (mayor a 150 km).
 - *Narrow band PLC (NB):* se encuentran definidas para operar en la banda de frecuencia de 3 a 500 kHz, incluyendo las bandas CENELEC, FCC, y ARIB.
 - *BroadBand PLC:* tecnologías que operan a altas frecuencias 2-250 Mhz y logran velocidades de transmisión de varios megabits a cientos de megabits por segundo (HomePlug 1.0, IEEE 1901, ITU-T G.hn, etc).
- **KNX (ISO/IEC 14543):** es un estándar de comunicación de origen alemán, maduro y abierto, promovido por la asociación KNX. Se utiliza para la automatización de hogares y edificios (domótica e inmótica). Opera en una banda de 90 a 125kHz y puede proporcionar tasas de transmisión de hasta 1200 bps. Se utiliza principalmente para la comunicación con sistemas de iluminación y HVAC. Como medios de comunicación específica por trenzado, radio frecuencia, línea de potencia y Ethernet.
- **Homeplug:** es un protocolo PLC maduro diseñado para ser utilizado en redes de hogar, permitiendo comunicaciones de alta velocidad confiables de hasta 14Mbps. Homeplug define variantes que se pueden usar para diferentes tipos de aplicaciones de domótica y control: Homeplug AV para audio y video, Homeplug Command & Control para el control de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC), iluminación y seguridad y Homeplug Access BPL para comunicaciones por línea de potencia de banda ancha. Homeplug puede ser utilizado para aplicaciones de Smart Grid y Smart Energy.
- **LonWorks:** protocolo desarrollado por Echelon Corporation que puede operar sobre líneas de potencia, par trenzado y otros medios. Para el intercambio de información (datos de control y estado) utiliza el protocolo LonTalk. Se utiliza para aplicaciones de control y automatización de edificios, alumbrado público entre otros.

3.3.3. Infraestructura de comunicación HEMS/BEMS

Los sistemas EMS, en especial los utilizados en gestión de hogares y edificios, están comúnmente conformados por una red de sensores, dispositivos de control (por ejemplo, de iluminación o aire acondicionado) y un punto de acceso que les permite la comunicación ya sea con sistemas de información externos a la instalación o con la red de sensores interna (Ponds et al., 2018).

Tanto sensores como dispositivos de control cuentan con módulos de comunicación que soportan diferentes tipos de tecnologías (Tabla 3.2). Las especificaciones técnicas de cada protocolo o estándar de comunicación utilizado determinarán las características de controlabilidad y monitoreo de la instalación. Protocolos basados en Ethernet o en WiFi permiten tasas de transferencia de datos y velocidades de comunicación altas, mientras que comunicaciones basadas en PLC sobre protocolo X10 están diseñadas para transportar una cantidad limitada de datos a velocidades de transmisión bajas. Estas consideraciones se deben tener en cuenta según el tipo de servicio RD que se desee prestar. Servicios de respuesta rápida por ejemplo requerirán de redes de comunicación de alta velocidad, seguridad y robustez.

Tabla 3.2. Componentes y comunicaciones asociadas a los sistemas de gestión de energía (EMS)
 Tomada de (Ponds et al., 2018).

Componentes HEMS/BEMS	Tecnología	Dispositivo de comunicación disponible	Protocolo de Comunicación Compatible / Estándar
Punto de Acceso/Gateway	Medidor avanzado, Gateway EMS	Red de malla RF (común en residencial)	ZigBee, 6LowPan, Bluetooth, IEEE 802.15x, WiFi
		PLC (común en edificios comerciales)	HomePlug, Narrowband (PRIME, G3, S-FSK), X10
		Red inalámbrica de estrellas (común en áreas rurales)	GMS/EDGE, LTE
Módulo de Comunicación	Inalámbrica	WiFi	IEEE 802.11x IEEE 802.15.1
		Bluetooth	ZigBee, ZigBee Pro, IEEE 802.15.4
		ZigBee Cellular	GSM/GPRS/EDGE
		RFID	IEEE 1451, IEEE 802.11, XBee
		WirelessHART	IEE 802.15.4
		6LoWPAN	IEE 802.15.4
		Z-Wave	Z-Wave, 802.11
	Xbee	ZigBee, IEEE 802.15.4, WiFi	
	Cableado	Power Line Carriers (PLC)	HomePlug, Narrowband (PRIME, G3, S-FSK), X10
		Ethernet	IEEE 802.3x, BACnet
Serial		RS-232/422/423 /485, UART, I2C, SPI, Modbus, DLMS/COSEM	
BACnet	IEEE 802.3, RS-232, RS-485		
Sensores	Sensores de Luz	ZigBee, WiFi, Z-Wave, 6LoWPAN, Serial, Xbee, BACnet, WirelessHART, Modbus	Ver módulo de comunicación
	Sensores de temperatura		
	Sensores de humedad		
	Sensores de voltaje y corriente		
	Sensores de movimiento		
Controlador local	Microcontrolador	WiFi, Bluetooth, Xbee, ZigBee, Serial, X10, Cellular	Ver módulo de comunicación
	Microprocesador	Serial, PLC, Ethernet, Bluetooth, Cellular, ZigBee, WiFi	
	Controlador Lógico Programable	Serial, Ethernet, WiFi	
	Termostato Inteligente	ZigBee, Bluetooth, WiFi, Z-Wave, Cellular	
	Circuitos Electrónicos de Relé	Serial	
GUI	Home Energy Display	Smart meter, Tablet, Stand-alone devices	
	Web Dashboard/Portal	Laptop, Desktop, Smartphone	
	Smartphone Application	iPhones, Android phones, and others	

3.4. Ciberseguridad

La ciberseguridad debe garantizar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de los sistemas electrónicos de comunicación, de información y los sistemas de control necesarios para la gestión, operación y protección de las infraestructuras de la red inteligente, tecnologías de la información y telecomunicaciones. Por ello, en el marco de la red inteligente, la ciberseguridad está enfocada en la protección de personas, datos e información, aplicaciones y procesos, redes de comunicación y dispositivos y la infraestructura física (UPME et al., 2018).

La Figura 3.1 ilustra los principales estándares relacionados con la ciberseguridad de la red inteligente analizados por cuadrantes: aspectos técnicos (cuadrantes superiores) o políticas y gobernanza (cuadrantes inferiores); y el nivel de los análisis de ciberseguridad que puede ser: alto nivel desde la operación (cuadrantes a la izquierda) o desde los productos y servicios (cuadrantes a la derecha).

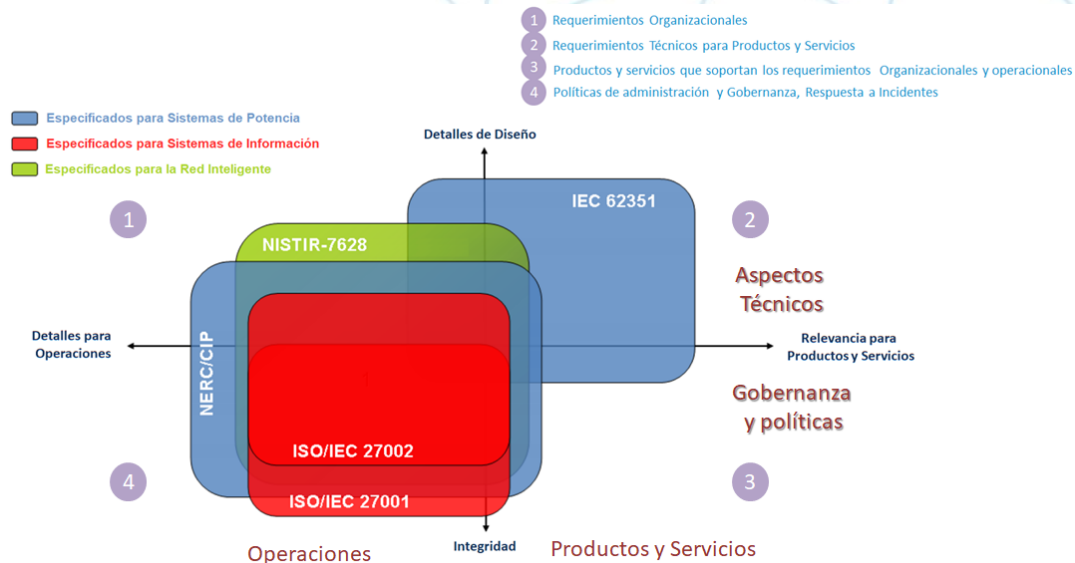


Figura 3.1. Estándares de ciberseguridad relacionados con las redes inteligentes
 Tomada de (UPME et al., 2018).

Los estándares europeos IEC 62351 están orientados a resolver puntualmente los requerimientos técnicos de los productos y dispositivos en cuanto a ciberseguridad, pero dejan de especificar necesidades de protección organizacionales o administrativas. Las normas ISO/IEC 27002 y ISO/IEC 27001 enfocadas en las tecnologías de información proporcionan requisitos y técnicas para los sistemas gestión de seguridad de datos, desde una visión de alto nivel. En el caso del NISTIR 7628, las recomendaciones tienen un mayor alcance al dar requerimientos organizacionales (cuadrante 2) y cubrir una gran parte de las políticas administrativas (cuadrante 3), permitiendo la libre elección de estándares de los equipos a implementar (cuadrante 1), así como libertad en la verificación y cumplimiento de las medidas de ciberseguridad (cuadrante 4). Se debe considerar que estos últimos temas son estrictamente regulatorios y están influenciados por incentivos, planes de integración y entes de control o de estandarización regional.

El estándar IEC 62351 describe mejoras de seguridad para una serie de protocolos del sector eléctrico (IEC 61850, IEC 60870-5) donde se incluye el uso de perfiles TCP/IP. Entre las mejoras de seguridad incluidas se encuentra la autenticación de la transferencia de datos a través de firmas digitales, el control de acceso mediante autenticación y la prevención de las comunicaciones transparentes. La norma incluye medidas como: uso de esquemas de autenticación para el acceso, autenticación mutua entre entidades a través de firmas digitales, confidencialidad y cifrado, integridad y no repudio.

La *North American Electric Reliability Corporation's* (NERC) estandariza los requerimientos de seguridad para el sector eléctrico a través de las normas NERC CIP¹, donde se definen requisitos específicos de ciberseguridad para empresas asociados al *Bulk Electric System* (BEC): generadores, transmisores, distribuidores y centros de despacho.

Los requisitos de ciberseguridad están agrupados de la siguiente manera:

- CIP-002-5: *BES Cyber System Categorization*
- CIP-003-6: *Security Management Controls*
- CIP-004-6: *Personnel & Training*
- CIP-005-5: *Electronic Security Perimeter(s)*

¹ <https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/CIPStandards.aspx>

- CIP-006-6: Physical Security of BES Cyber Systems
- CIP-007-6: System Security Management
- CIP-008-5: Incident Reporting and Response Planning
- CIP-009-6: Recovery Plans for BES Security Systems
- CIP-010-2: Configuration Change Management and Vulnerability Assessments
- CIP-011-2: Information Protection
- CIP-012-1: Cyber Security – Communications between Control Centers (Pending)
- CIP-013-1: Cyber Security - Supply Chain Risk Management (Future Enforcement)
- CIP-014-2: Physical Security

Cabe destacar que en Colombia, la NERC CIP es el estándar referente para la guía de ciberseguridad del Sistema Interconectado Nacional (Acuerdo CNO 1241²). A su vez, la CREG realiza estudios para establecer la estrategia integral de seguridad digital en el sector eléctrico³ y la actualización del código de redes en un entorno digital⁴.

La norma NISTIR 7628 [SGIP14] propone requerimientos puntuales de seguridad para cada uno de las posibles interfaces lógicas entre actores del sistema eléctrico que conforman los casos de uso (Figura 3.2): medición inteligente (AMI), gestión del lado de la demanda (DSM), automatización de la distribución (ADA), almacenamiento de energía (ES) y vehículos eléctricos (PEVs).

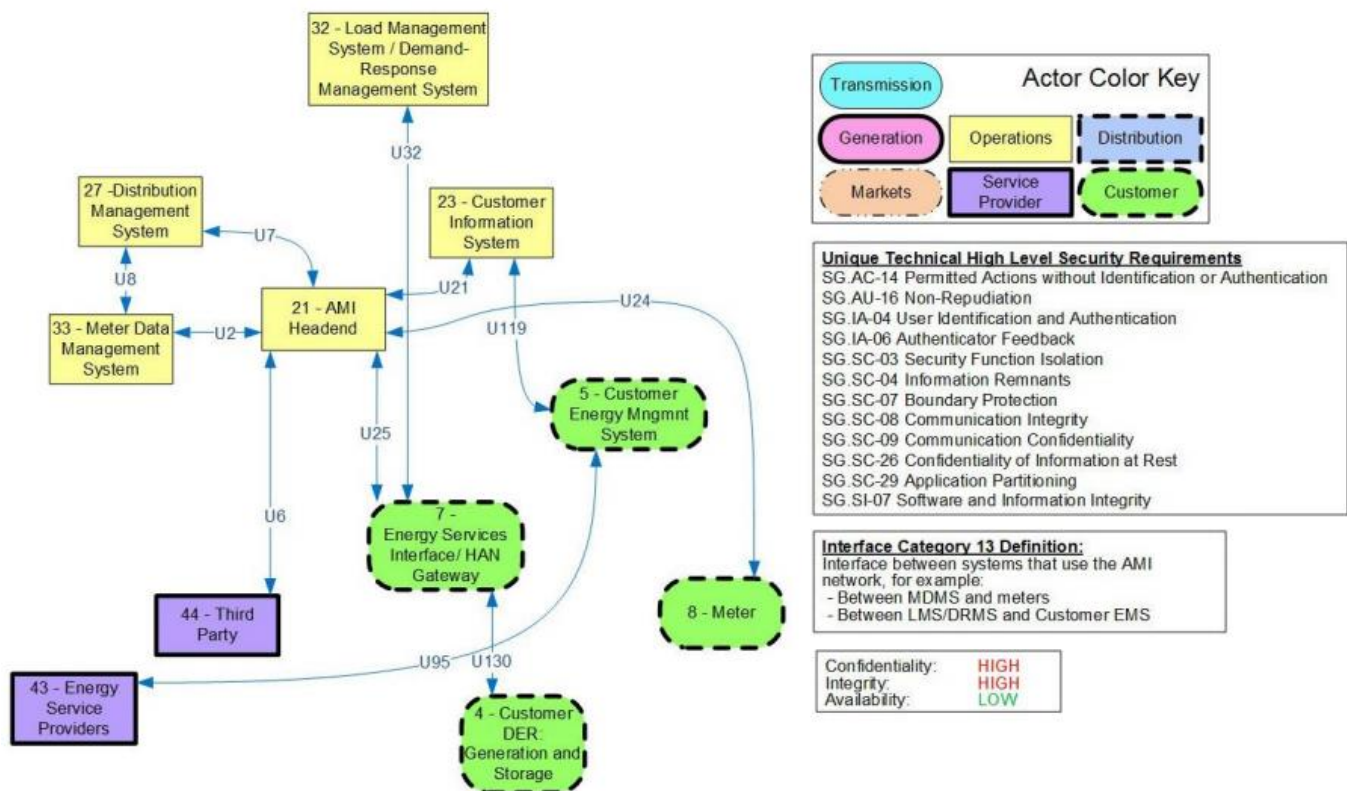


Figura 3.2. Interfaces lógicas categoría 13
 Tomada de (The Smart Grid Interoperability Panel – Smart Grid Cybersecurity Committee, 2014).

² <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1241-por-el-cual-se-aprueba-la-actualizacion-de-la-guia-de-ciberseguridad>

³ [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/b3f5512e987fd6c4052584720057e239/\\$FILE/Circular072-2019%20Anexo1.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/b3f5512e987fd6c4052584720057e239/$FILE/Circular072-2019%20Anexo1.pdf)

⁴ [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/106b52701caddf93b0525849b007aaeb2/\\$FILE/Circular087-2019%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/106b52701caddf93b0525849b007aaeb2/$FILE/Circular087-2019%20Anexo.pdf)

Cada interfaz lógica esta agrupada en alguna de las 22 categorías identificadas en la norma (Tabla 3.3) a la cual se le asigna un nivel de impacto en las dimensiones de confidencialidad, integridad y disponibilidad.

Tabla 3.3. Ejemplo de categorías de interfaces lógicas NISTIR 7628
Tomada de (UPME et al., 2018).

Logical Interface Category	Examples	Logic Interfaces	Confidentiality	Integrity	Availability
8. Interface between back office systems not under common management authority	Between a third-party billing system and a utility meter data management system	U1, U6, U15, U55	HIGH	MODERATE	LOW
9. Interface with B2B11 connections between systems usually involving financial or market transactions	Between a Retail aggregator and an Energy Clearinghouse	U4, U17, U20, U51, U52, U53, U57, U58, U70, U72, U90, U93, U97	LOW	MODERATE	MODERATE
10. Interface between control systems and non-control/corporate systems	Between a Work Management System and a Geographic Information System	U12, U30, U33, U36, U59, U75, U91, U106, U113, U114, U131	LOW	HIGH	MODERATE
11. Interface between sensors and sensor networks for measuring environmental parameters, usually simple sensor devices with possibly analog measurements	Between a temperature sensor on a transformer and its receiver	U111	LOW	MODERATE	MODERATE
12. Interface between sensor networks and control systems	Between a sensor receiver and the substation master	U108, U112	LOW	MODERATE	MODERATE
13. Interface between systems that use the AMI network	Between MDMS and meters Between LMS/DRMS and Customer EMS	U8, U21, U25, U32, U95, U119, U130	HIGH	HIGH	LOW
14. Interface between systems that use the AMI network with high availability	Between MDMS and meters Between LMS/DRMS and Customer EMS Between DMS Applications and Customer DER Between DMS Applications and DA Field Equipment	U8, U21, U25, U32, U95, U119, U130	HIGH	HIGH	HIGH
15. Interface between systems that use customer (residential, commercial, and industrial) site networks which include:	Between Customer EMS and Customer Appliances Between Customer EMS and Customer DER Between Energy Service Interface and PEV	U42, U43, U44, U45, U49, U62, U120, U124, U126, U127	LOW	MODERATE	MODERATE

Con base en la categoría de la interfaz lógica se asignan los requisitos de ciberseguridad (Figura 3.3). Estos requisitos están agrupados en 19 categorías y la mayoría tienen equivalentes con las normas NERC CIP y SP 800:

- Control de acceso.
- Concientización y Entrenamiento de personal.
- Auditoría y rendición de cuentas.
- Evaluación y autorización de seguridad.
- Gestión de configuración (parametrización del sistema y operación).
- Continuidad de las operaciones.
- Identificación y Autenticación.
- Gestión de documentos e Información.
- Respuesta a incidentes.
- Desarrollo y mantenimiento del sistema de información para red inteligente.
- Protección de recursos multimedia.
- Seguridad física y ambiental.
- Planeación.
- Gestión del programa administrativo de seguridad.
- Seguridad del personal.
- Evaluación y gestión de riesgos.

- Sistema de información de red inteligente y adquisición de servicios (software, firmware, servicios externos, contratistas, etc.).
- Sistema de información de red inteligente y protección de la comunicación entre los componentes del sistema de información.
- Sistema de información de red inteligente e integridad de su información.

Smart Grid Requirement Number	Logical Interface Categories																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
	SG.AC-1	Applies at all impact levels																					
SG.AC-2	Applies at all impact levels																						
SG.AC-3	Applies at all impact levels																						
SG.AC-4	Applies at all impact levels																						
SG.AC-6	Applies at moderate and high impact levels																						
SG.AC-7	Applies at moderate and high impact levels																						
SG.AC-8	Applies at all impact levels																						
SG.AC-9	Applies at all impact levels																						
SG.AC-12							H	H									L				L	H	
SG.AC-13																	M		M				
SG.AC-14	H	H	H	H	H	H	M	M	M	H			H	H	M	M	H	H		H	H	H	
SG.AC-15																				H	H	H	
SC.AC-16	Applies at all impact levels																						
SG.AC-17	Applies at all impact levels with additional requirement enhancements at moderate and high impact levels																						
SG.AC-18	Applies at all impact levels with additional requirement enhancements at moderate and high impact levels																						
SG.AC-19	Applies at all impact levels																						
SG.AC-20	Applies at all impact levels																						
SG.AC-21	Applies at all impact levels																						

Figura 3.3. Asignación de requerimientos de seguridad a categorías de interfaces lógicas
 Tomada de (The Smart Grid Interoperability Panel – Smart Grid Cybersecurity Committee, 2014)

Los requisitos propuestos en la NISTIR 7628 tienen un mayor alcance y son complementarias respecto a las normas NERC CIP (Figura 3.4) debido a que engloban la ciberseguridad del cliente; por lo tanto, deberá validarse la simultaneidad de las normas para evitar ineficiencias técnico-económicas.

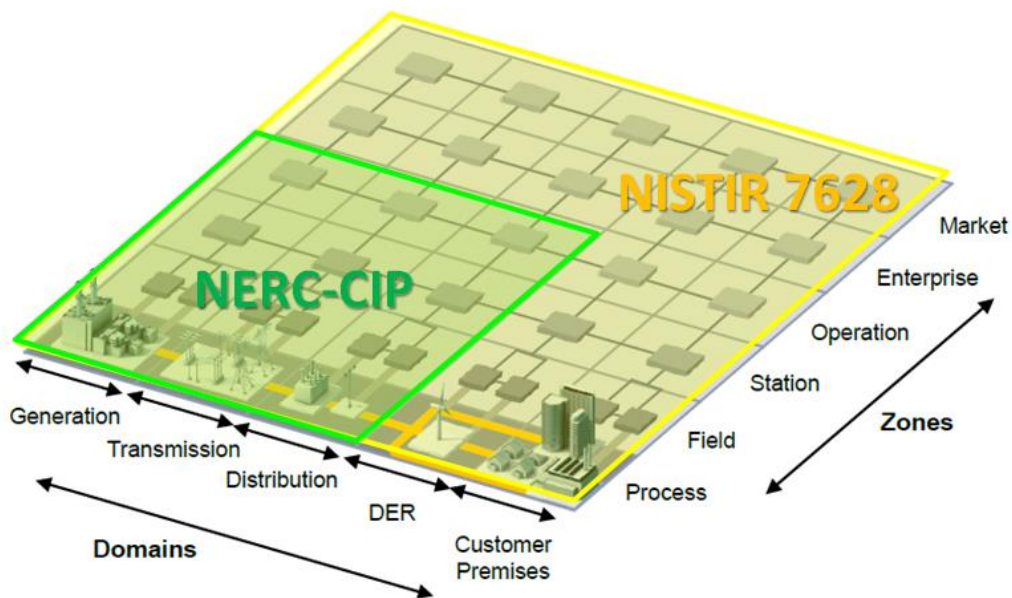


Figura 3.4 NERC vs NISTIR 7628
 Elaboración propia.

4. RECOMENDACIONES

Para aumentar el impacto de los programas RD se requiere del uso tecnologías habilitadoras que faciliten el despacho de eventos, la gestión, el control y el monitoreo de los recursos. Así mismo tecnologías que permitan la integración de recursos de almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos, que brinden flexibilidad en los tipos de respuesta que pueda activar el usuario.

De acuerdo a los anterior, se requiere avanzar en tres elementos principales: la apropiación de infraestructura tecnológica, el desarrollo de ecosistemas tecnológicos y sistemas de información, y la estandarización tecnológica.

Apropiación de infraestructura tecnológica

La definición de las tecnologías habilitadoras para programas RD debe estar basado en los objetivos y características de éste, lo que permitirá determinar de forma adecuada las tecnologías de gestión y control, monitoreo e infraestructura de comunicación requeridos en las instalaciones del cliente para alcanzar los resultados esperados, se requiere que:

1. Para lograr un mayor impacto en la aplicación de los programas RD es importante identificar correctamente los clientes con las instalaciones más apropiadas para alcanzar los mayores niveles de reducción de carga, para lo cual se debe tener en cuenta sus capacidades tecnológicas (fomento a la innovación), así como la flexibilidad de los recursos RD que gestionen.
2. Para garantizar el desempeño y beneficios deseados de los programas, su implementación y uso requiere de un acompañamiento y orientación adecuada al cliente, permitiéndole identificar y comprender los patrones de consumo de su instalación. Así mismo el cliente requiere de asistencia técnica y financiera para instalar y aprovisionar adecuadamente los dispositivos automatizados, de tal manera que pueda operar apropiadamente ante la recepción de eventos o señales RD (educación y coordinación de todos los interesados e involucrados).
3. Para la aplicación de programas basados en precios dinámicos y ofertas de capacidad, se requiere el uso de tecnologías de control sofisticados, donde las tecnologías automatizadas mejoran considerablemente la capacidad de respuesta de los clientes.
4. Para programas de tarifas intradiarias, si bien no se requiere la incorporación de tecnologías de control automatizado, el cliente que ya cuente con este tipo de tecnología (por ejemplo, porque está participando de algún programa RD despachable) se incentive su participación en programas basados en precio más sofisticados, como por ejemplo CPP (*Critical Peak Pricing*) y RTP (*Real Time Pricing*).
5. Para los clientes residenciales, que se caracterizan por contar con cargas relativamente pequeñas y con recursos tecnológicos limitados para la gestión del consumo eléctrico, se incentive su participación a través de la figura de los agregadores, quienes pueden realizar los despliegues tecnológicos necesarios para gestionar eficientemente los recursos RD de los clientes agregados.
6. Fomentar la innovación para el diseño y uso de sistemas de gestión de energía para hogar (*HEMS*), edificios (*BEMS/BMS*) e instalaciones industriales (*IEMS*), dado que habilitan la automatización de la RD gracias a que a través de la infraestructura de comunicación que implementan es posible realizar el envío de señales de precio o señales de control para modificar el consumo de la instalación, así como monitorear el estado y uso energético de los recursos RD asociados. Además, si la instalación cuenta con sistemas de generación o almacenamiento, el sistema de gestión de energía puede gestionarle como un recurso RD (bajo este esquema la ADR se puede invocar casi en tiempo real).
7. Dado que tanto la Respuesta de la Demanda como la generación distribuida están soportadas por los sistemas de medición avanzada, es estratégico su masificación teniendo en cuenta aspectos transversales a la tecnología, como los son la interoperabilidad, la ciberseguridad y la gobernanza de los datos.

Desarrollo de ecosistemas tecnológicos y sistemas de información

La interacción de los diferentes componentes en los dominios de la operación y el mercado para desencadenar los eventos de Respuesta de la Demanda, ante señales de precio o de confiabilidad en la red, conlleva a la necesidad de establecer los ecosistemas tecnológicos y de sistemas de información para garantizar la participación activa de la demanda, por lo que se recomienda:

1. Desde el punto de vista de interoperabilidad y teniendo en cuenta que la medición avanzada es el pilar para la operación de respuesta de la demanda, estudiar la conveniencia de definir un perfil o especificación complementaria de los estándares utilizados para el intercambio de información con los medidores avanzados de energía.
2. Definir como los sistemas de información del dominio de operaciones intercambiarán información bajo esquemas de respuesta de la demanda con recursos agregados que actúen como servicios complementarios o reservas del sistema.
3. Definir como los sistemas de información pertenecientes al mercado transmitirán y recibirán información desde y hacia los demás sistemas involucrados con respuesta de la demanda, como por ejemplo con sistemas de gestión DERMS o DRMS en el dominio de operación y HEMS/BEMS/IEMS en el dominio del usuario.
4. Definir los ecosistemas tecnológicos y requerimientos técnicos para el uso de los medios de telecomunicación alámbricos e inalámbricos que garanticen la operación costo-eficiente.

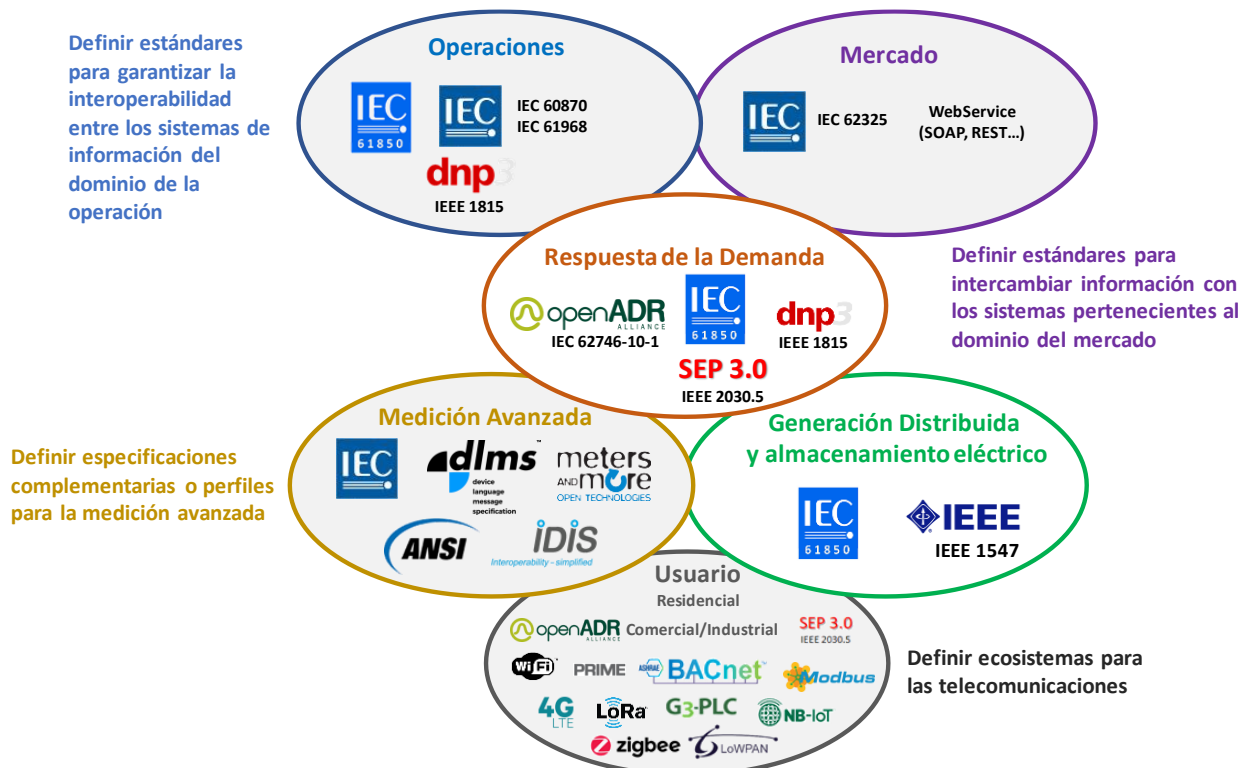


Figura 4.1 NERC vs NISTIR 7628
Elaboración propia.

Estandarización tecnológica

Uno de los elementos clave para el éxito de cualquier implementación ADR (*Automated Demand Response*) es la estandarización, la cual es el medio que facilita la interoperabilidad, para que los operadores del sistema eléctrico, empresas de servicios públicos, agregadores y clientes propietarios de recursos RD interactúen con el ánimo de flexibilizar la demanda de energía eléctrica.

Sin un estándar ADR las soluciones propietarias eventualmente atarán las inversiones hacia un mismo fabricante, aumentando los costos de desarrollo, integración e instalación.

Además, la falta de interoperabilidad entre los diferentes componentes de la red inteligente y la inmadurez tecnológica de algunos de ellos, representan el obstáculo técnico más comúnmente reportado para el despliegue de servicios de red inteligente. El uso de una arquitectura abierta facilita la interoperabilidad y agiliza la implementación. Por tanto, se recomienda la selección de estándares abiertos que cumplan con los requisitos de consistencia, escalabilidad, interoperabilidad y ciberseguridad de los equipos.

En la Tabla 4.1 se proponen aquellos que, por sus características, pueden llegar a ser apropiados para la implementación de los sistemas de respuesta de la demanda (medición y monitoreo, interfaces de comunicación entre los diversos componentes, ciberseguridad y a la selección adecuada de equipos, entre otras):

Tabla 4.1. Estándares SG para servicios de RD, DER, AMI, EV y Almacenamiento
Elaboración propia.

Estándar	Descripción	Justificación
Medición Avanzada		
ANSI C12.18	<i>IEEE 1701 Standard for Optical Port Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables.</i>	Estándares bien establecidos y con reconocimiento internacional. Adoptados por un gran número de fabricantes de medidores de energía. La SUITE ANSI, la SUITE IEC 62056 (DLMS/COSEM) y <i>Meters and More Open Technologies</i> fueron acogidas en la norma técnica NTC 6079 para el despliegue de sistemas de infraestructura de medición avanzada en Colombia. Se destaca la SUITE IEC 62056 ya que conforma uno de los pilares de estándares para la Red Inteligente, en conjunto con CIM e IEC 61850. Esta además basada en diversos casos de uso que incluyen habilitadores para respuesta de la demanda, específicamente dirigidos al control directo de cargas a través del medidor de energía.
ANSI C12.19	<i>Standard for Utility Industry Metering Communication Protocol Application Layer (End Device Data Tables).</i>	
ANSI C12.21	<i>IEEE 1702 Standard for Telephone Modem Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables.</i>	
ANSI C12.22	<i>Standard for LAN/WAN Node Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables</i>	
IEC 62056	<i>Electricity metering data exchange The DLMS/COSEM suite</i>	
Comunicación entre sistemas de información y/o control		
IEC 60870	<i>Telecontrol equipment and systems</i>	La comunicación entre sistemas de información y control es indispensable para el despliegue del sistema de respuesta de la demanda y la gestión de los recursos distribuidos. El uso de un estándar específico dependerá del nivel de jerarquía de la interacción. Para las interacciones entre el mercado y los administradores de los sistemas de respuesta de la demanda se recomienda utilizar estándares basados en modelos de información común como CIM o ebXML (IEC 62325) y protocolos bien establecidos, como ICCP (Suite IEC 60870), DNP3 (IEEE 1815) o servicios Web. Para la comunicación entre el administrador de sistema de respuesta de la demanda y los agregadores o recursos RD se recomienda utilizar el estándar OpenADR, que modela eventos RD y los transporta a través de enlaces de comunicación seguros y robustos. También se puede utilizar IEC 61850 o DNP3 dependiendo de las características del recurso a intervenir (como por ejemplo cuando se trata de generación distribuida).
IEC 61850	<i>Communication networks and systems for power utility automation</i>	
IEC 61968	<i>Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management (CIM)</i>	
IEC 62325	<i>Framework for energy market communications</i>	
IEEE 1815	<i>IEEE Standard for Electric Power Systems Communications-Distributed Network Protocol (DNP3)</i>	
MultiSpeak	<i>MultiSpeak</i>	
OpenADR 2.0 IEC 62746-10	<i>Open Automated Demand Response</i>	
Recursos Energéticos Distribuidos		
Std 1547™-2018	<i>1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces</i>	Estándares que además de especificar el control, gestión y requisitos técnicos que deben cumplir los recursos, definen las interfaces de comunicación apropiadas para interactuar con ellos.
IEC 61850	<i>Communication networks and systems for power utility automation</i>	
Vehículos Eléctricos		

Estándar	Descripción	Justificación
SAE J2836-Use-Cases-(1-3)	<i>Use Cases for Communication Between Plug-in Vehicles and the Utility Grid</i>	Definen las interfaces de comunicación apropiadas para la comunicación con los demás componentes del sistema, tales como los equipos de carga y los sistemas de gestión de energía.
SAE J2847-1	<i>Communication between Plug-in Vehicles and the Utility Grid</i>	
ISO/IEC 15118	<i>Road vehicles -- Vehicle to grid communication interface</i>	
HEMS/BEMS		
ASHRAE 135-2010-BACnet	<i>A Data Communication Protocol for Building Automation and Control Networks</i>	Los protocolos de comunicación para el control de los recursos en las instalaciones del cliente deben estar bien definidos, con el ánimo de garantizar la interoperabilidad, dando así mayor flexibilidad a su gestión. Como medios de comunicación se pueden utilizar tecnologías inalámbricas o cableadas, pero su selección dependerá de las características de la instalación (estructura física, por ejemplo) y del tipo de recurso a intervenir.
IEC 15067.3	<i>Information technology — Home Electronic System (HES) application model — Part 3: Model of a demand-response energy management system for HES</i>	
Ciberseguridad		
NISTIR 7628	<i>Guidelines for Smart Grid Cybersecurity</i>	La guía presenta un análisis completo de los riesgos e impactos sobre las interfaces lógicas de comunicación entre los diferentes actores tipo sistema que pueden llegar a interactuar en servicios de Red Inteligente. Esto facilita el análisis de las características de comunicación que deben cumplir los dispositivos que intervendrán en el sistema (como por ejemplo los requeridos para implementar el servicio de respuesta de la demanda). Cabe destacar que los requisitos están alineados con las normas NERC, las cuales se tomaron en Colombia como base para la garantizar la ciberseguridad de las redes eléctricas.

Desde el punto de vista tecnológico y dada su flexibilidad, escalabilidad y seguridad inherente, el estándar *OpenADR* se presenta como la mejor opción para el despliegue de programas RD, en especial para la comunicación de eventos, el monitoreo, la gestión de recursos participantes. El modelo de datos, la capa de transporte y seguridad implementadas en el estándar permiten la habilitación de programas RD sobre diferentes tipos de arquitecturas de despliegue. Así mismo su flexibilidad facilita la interacción con recursos distribuidos, haciéndolos gestionables directamente desde los programas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Bouhafs, F., Mackay, M., & Merabti, M. (2014). *Communication Challenges and Solutions in the Smart Grid*. <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-2179-4>
- Budka, K. C., Deshpande, J. G., & Thottan, M. (2016). *Communication Networks for Smart Grids*. Springer London Limited.
- Castellanos Cardona, L. L. F., & Lopez Chaparro, S. V. (2016). Evaluación del aplanamiento de la curva de carga en el estrato cuatro (4) de la ciudad de Bogotá por medio de programas de respuesta a la demanda; caso de estudio: 100 usuarios con acceso a generación distribuida. *Universidad Distrital Francisco José de Caldas Programa de Ingeniería Eléctrica*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Colombia Inteligente. (2017). *Referenciamiento Servicio de Demanda Activa - Documento de Trabajo*.
- Colombia Inteligente. (2019a). *Acciones para la transformación del sector eléctrico - Documento de Trabajo*.
- Colombia Inteligente. (2019b). *Criterios para la operación y gestión de los programas respuesta de la demanda - Informe Interno*.
- Deng, R., Yang, Z., Chow, M. Y., & Chen, J. (2015). A survey on demand response in smart grids: Mathematical models and approaches. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 11(3), 570–582. <https://doi.org/10.1109/TII.2015.2414719>
- Ecobee Inc. (2018). Ecobee4. Retrieved from <https://www.ecobee.com/ecobee4/>
- EnerNex Corporation. (2010). *NIST Conceptual Model Overview and Evolution*.
- Falvo, M. C., Graditi, G., & Siano, P. (2014). Electric Vehicles integration in demand response programs. *2014 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, SPEEDAM 2014*, 548–553. <https://doi.org/10.1109/SPEEDAM.2014.6872126>
- Federal Energy Regulatory Commission FERC. (2009). *A National Assessment of Demand Response Potential*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Federal Energy Regulatory Commission FERC. (2010). *National Action Plan on Demand Response*.
- Gómez, J. S., Carvajal, S. X., & Arango, A. (2015). Programas de gestión de demanda de electricidad para el sector residencial en Colombia: Enfoque sistémico. *Energética*, 9833, 73–83.
- Herberg, U., Mashima, D., Jetcheva, J. G., & Mirzazad-Barijough, S. (2015). OpenADR 2.0 deployment architectures: Options and implications. *2014 IEEE International Conference on Smart Grid Communications, SmartGridComm 2014*, 782–787. <https://doi.org/10.1109/SmartGridComm.2014.7007743>
- Holmberg, D. G., Hardin, D. B., Bushby, S. T., & Bushby, S. T. (2014). *NIST Technical Note 1832 Facility Smart Grid Interface and a Demand Response Conceptual Model NIST Technical Note 1832 Facility Smart Grid Interface and a Demand Response Conceptual Model*. NIST Technical Note 1832.
- International Electrotechnical Commission. (n.d.). SMART GRID STANDARDS MAP. Retrieved from <http://www.smartgridstandardsmap.com/>
- Khajavi, P., Abniki, H., & Arani, A. B. (2011). The role of incentive based demand response programs in smart grid. *2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC.EU 2011*, 1–4. <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2011.5874702>
- Kyrio Inc. (2018). KYRIO.

- Mah, D., Hills, P., Li, V. O. K., & Balme, R. (Eds.). (2014). *Smart Grid Applications and Developments*. https://doi.org/10.1007/978-1-4471-6302-2_5
- Marulanda Garcia, G. A. (2014). Impacto de un programa de respuesta de la demanda eléctrica en el sector de gas natural. *Universidad Tecnológica de Pereira. Programa de Maestría En Ingeniería Eléctrica.*, 1–72. Retrieved from file:///C:/Users/SATELLITE/Google Drive/Referencias Doctorado//Marulanda Garcia - 2014 - Impacto de un programa de respuesta de la demanda eléctrica en el sector de gas natural.pdf
- Moreno, W. A. M. (2017). Identificación de las variables relevantes para implementar la respuesta a la demanda de energía eléctrica en Colombia. *Universidad Nacional de Colombia Programa de Maestría En Sistemas Energéticos*. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/57456/>
- Mullin, P. (2017). *Overview of DER interactions*.
- OpenADR Alliance. (2015). *OpenADR 2.0 Profile SpecificationB Profile*.
- OpenADR Alliance. (2016). Demand Response Program Implementation Guide. *OpenADR Alliance*, pp. 1–91.
- OpenADR Alliance. (2018). OpenADR and Cyber Security. Retrieved from <http://www.openadr.org/cyber-security>
- Palensky, P., & Dietrich, D. (2011). Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 7(3), 381–388. <https://doi.org/10.1109/TII.2011.2158841>
- Ponds, K. T., Arefi, A., Sayigh, A., & Ledwich, G. (2018). Aggregator of demand response for renewable integration and customer engagement: Strengths, weaknesses, opportunities, and threats. *Energies*, 11(9). <https://doi.org/10.3390/en11092391>
- Potter, J., & Cappers, P. (2017). *Demand Response Advanced Controls Framework and Assessment of Enabling Technology Costs*.
- Siano, P. (2014). Demand response and smart grids - A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 461–478. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022>
- Siemens Industry Inc. (2018). SureGrid. Retrieved from <http://w3.usa.siemens.com/buildingtechnologies/us/en/energy-efficiency/suregrid/pages/suregrid-smart-energy-consumption.aspx>
- Smart Electric Power Alliance. (n.d.). The Catalog of Standards Navigation Tool. Retrieved from <http://www.gridstandardsmap.com/>
- The Smart Grid Interoperability Panel – Smart Grid Cybersecurity Committee. (2014). *NISTIR 7628 Guidelines for Smart Grid Cyber Security: Vol. 1, Smart Grid Cyber Security Strategy, Architecture, and High-Level Requirements. Rev 1*. Retrieved from <https://csrc.nist.gov/publications/detail/nistir/7628/rev-1/final>
- U.S Department of Energy DOE. (2006). *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recomendations for Achieving Them*. <https://doi.org/10.1503/cmaj.1070122>
- Universal Devices Inc. (2017). ISY994i Z Series. Retrieved from <https://www.universal-devices.com/commercial/isy-994i-z-series/>
- UPME, UNAL, & UNIVALLE. (2018). *Gobernanza, interoperabilidad y ciberseguridad para las redes inteligentes en Colombia*.
- Universidad del Valle. (2018). *Perfil OpenADR CELSIA, arquitectura y especificaciones complementarias*.
- Weranga, K. S. K., Kumarawadu, S., & Chandima, D. P. (2014). *Smart Metering Design and Applications*. Singapore: Springer.



Colombia
inteligente

Red colaborativa para habilitar
y acelerar la transformación
del sector eléctrico

Datos de contacto

Teléfono: +(574) 444 12 11 ext.190 - 171 - 117
Dirección: Carrera 46 # 56 - 11, Edf. Tecnoparque Piso 13
Medellín - Colombia
e-mail: difusión@colombiainteligente.org
Página Web: www.colombiainteligente.org
Twitter: @colombiaintelig