

ANÁLISIS AT SMMC

# Análisis técnico-regulatorio del borrador del AT SMMC



**Nº de Informe:** E-18-I-076-PR, Rev. 1

**Fecha de emisión:** 21-09-2018



Nombre del proyecto:	Análisis AT SMMC	DNV GL Energy Advisory
Título del informe:	Análisis técnico-regulatorio del borrador del AT SMMC	DNV GL Services Spain S.L. C/ Santa María Magdalena ,14 28016 Madrid, España Tel: +34 913 757 577 CIF: B82800798
Cliente:	Comisión Nacional de Energía (CNE), Gobierno de Chile - Avenida Libertador Bernardo O'Higgins 1449, Edificio Santiago DownTown, Torre 4, Piso 13, Santiago Centro, Chile	
Persona de contacto:	Danilo Zurita, Marco Peirano	
Fecha de emisión:	21-09-2018	
Nº de proyecto:	10114841	
Nº de informe:	E-18-I-076-PR, Rev. 1	

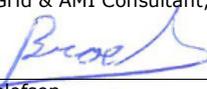
Contrato(s) aplicable(s) que rige la concesión de este informe:

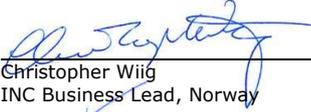
**Objetivo:**

Análisis técnico-regulatorio del borrador del AT SMMC mediante evaluación comparativa con los marcos regulatorios en España, Holanda y Noruega en relación a la implantación y despliegue nacional de Sistemas de Medición Inteligente: requisitos comunes y no comunes, *gaps* y observaciones.

**Preparado por:**

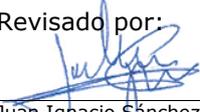
  
Patricia del Río  
Smart Grid & AMI Consultant, Iberia

  
Bas Roelofsen  
INC Senior Consultant, Netherlands

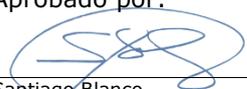
  
Christopher Wiig  
INC Business Lead, Norway

  
Fernando Lobo  
Smart Grid Consultant, Iberia

**Revisado por:**

  
Juan Ignacio Sánchez  
Head of Energy Advisory Iberia

**Aprobado por:**

  
Santiago Blanco  
Spain, Portugal and LATAM Area Manager

Copyright © DNV GL 2018. Todos los derechos reservados. A menos que se acuerde lo contrario por escrito: (i) Esta publicación o partes de la misma no pueden ser copiadas, reproducidas o transmitidas de ninguna forma ni por ningún medio, ya sea digitalmente o de otra manera; (ii) El cliente debe mantener la confidencialidad del contenido de esta publicación; (iii) Ningún tercero puede confiar en su contenido; y (iv) DNV GL no asume ningún deber de cuidado hacia ningún tercero. Se prohíbe la referencia a parte de esta publicación que pueda llevar a interpretaciones erróneas. DNV GL y Horizon Graphic son marcas comerciales de DNV GL AS.

**DNV GL Distribución:**

- ABIERTA. Distribución sin restricciones (interna y externa).
- Sólo uso INTERNO. Documento interno de DNV GL.
- CONFIDENCIAL. Distribución dentro de DNV GL de acuerdo al contrato aplicable.\*
- SECRETO. Sólo acceso autorizado.

\*Especificar distribución:

**Palabras clave:**

AT SMMC, Sistemas de Medición Inteligentes, análisis técnico-regulatorio

Rev. No.	Fecha	Razón de emisión	Preparado por	Revisado por	Aprobado por
0	17-08-2018	Primera emisión: Informe Final	Patricia del Río	Juan Ignacio Sánchez	Santiago Blanco
1	21-09-2018	Segunda emisión: Informe Definitivo	Patricia del Río	Juan Ignacio Sánchez	Santiago Blanco

## Tabla de contenidos

1	INTRODUCCIÓN .....	1
1.1	Antecedentes	1
1.2	Finalidad y alcance del presente análisis	1
1.3	Metodología	2
1.4	Estructura del documento	3
1.5	Abreviaturas	4
2	PROCESO DE ANÁLISIS.....	7
2.1	España	7
2.1.1	Descripción general del sistema de medidas del sistema eléctrico español: componentes, módulos y conceptos principales	8
2.1.2	Responsabilidades	16
2.1.3	Exigencias sobre equipos de medida y concentradores	18
2.1.4	Exigencias sobre el Sistema de Telegestión y Comunicaciones	25
2.1.5	Seguridad y Acceso a la Información generada por el sistema de medidas del sistema eléctrico español	31
2.2	Holanda	36
2.2.1	Descripción general del despliegue de AMI en Holanda: marco regulatorio, arquitectura, módulos y puertos	36
2.2.2	Responsabilidades	40
2.2.3	Exigencias sobre unidades de medida y unidades concentradoras	41
2.2.4	Exigencias sobre Sistema de gestión y operación y Comunicaciones en el sistema AMI	44
2.2.5	Seguridad y Acceso a la Información generada por los sistemas AMI en Holanda	48
2.3	Noruega	51
2.3.1	Descripción general del despliegue de AMS en Noruega	51
2.3.2	Responsabilidades	57
2.3.3	Exigencias sobre unidades de medida y unidades concentradoras	57
2.3.4	Exigencias sobre Sistema de gestión y operación y Comunicaciones en el sistema AMS	61
2.3.5	Seguridad y Acceso a la Información generada por los sistemas AMS en Noruega	62
3	ANÁLISIS .....	64
3.1	Obligaciones y funciones	65
3.1.1	Requisitos comunes y no comunes	65
3.1.2	<i>Gaps</i> y observaciones	77
3.2	Arquitectura y componentes de los SMMC	78
3.2.1	Requisitos comunes y no comunes	78
3.2.2	<i>Gaps</i> y observaciones	88
3.3	Exigencias sobre unidades de medida y unidades concentradoras	92
3.3.1	Requisitos comunes y no comunes	92
3.3.2	<i>Gaps</i> y observaciones	115
3.4	Exigencias sobre Sistema de Gestión y Operación, Comunicaciones y Seguridad	121
3.4.1	Requisitos comunes y no comunes	121
3.4.2	<i>Gaps</i> y observaciones	139
3.5	Exigencias sobre la eficacia de los SMMC	143
3.5.1	Requisitos comunes y no comunes	143
3.5.2	<i>Gaps</i> y Observaciones	144
3.6	Información y auditorías de los SMMC	146
3.6.1	Requisitos comunes y no comunes	146
3.6.2	<i>Gaps</i> y observaciones	156
4	CONSIDERACIONES GENERALES Y CONCLUSIONES.....	158
5	REFERENCIAS .....	162



ANEXO A ..... 165

ANEXO B ..... 166

## Índice de tablas y figuras

Tabla 1. Abreviaturas .....	6
Tabla 2. Requerimientos de evaluación de conformidad .....	19
Tabla 3. Clase de precisión.....	19
Tabla 4. Obligaciones y funciones – Requisitos comunes y no comunes.....	76
Tabla 5. Obligaciones y funciones – Gaps y observaciones .....	77
Tabla 6. Arquitectura y componentes de los SMMC – Requisitos comunes y no comunes.....	87
Tabla 7. Arquitectura y componentes de los SMMC – Gaps y observaciones.....	91
Tabla 8. Exigencias sobre unidades de medidas y unidades concentradoras – Requisitos comunes y no comunes.....	114
Tabla 9. Exigencias sobre unidades de medidas y unidades concentradoras – Gaps y observaciones ..	120
Tabla 10. Exigencias sobre Sistema de Gestión y Operación, Comunicaciones y seguridad – Requisitos comunes y no comunes .....	138
Tabla 11. Exigencias sobre Sistema de Gestión y Operación, Comunicaciones y seguridad – Gaps y observaciones .....	142
Tabla 12. Exigencias sobre niveles de eficacia de los SMMC – Requisitos comunes y no comunes.....	143
Tabla 13. Exigencias sobre niveles de eficacia de los SMMC - Gaps y Observaciones.....	145
Tabla 14. Información y auditorías de los SMMC – Requisitos comunes y no comunes .....	155
Tabla 15. Información y auditorías de los SMMC – Gaps y observaciones .....	157
Figura 1. Metodología de análisis .....	3
Figura 2. Arquitectura conceptual del sistema de medidas del sistema eléctrico español .....	12
Figura 3. Solución de sistema de telegestión implementada en España .....	15
Figura 4. Descripción general de la arquitectura holandesa de medición inteligente para consumidores residenciales: módulos y puertos de comunicación.....	37
Figura 5. Diseño de solución AMS en Noruega, cobertura regulatoria y fuentes.....	52
Figura 6. Comparación regulatoria Chile - España .....	158
Figura 7. Comparación regulatoria Chile - Holanda.....	158
Figura 8. Comparación regulatoria Chile - Noruega.....	159
Figura 9. Propuesta de arquitectura conceptual de SMMC.....	166

# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 Antecedentes

La Comisión Nacional de Energía, en adelante "CNE", es el organismo encargado de elaborar las normas técnicas que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del sector eléctrico.

En cumplimiento de lo dispuesto por la Ley General de Servicios Eléctricos, en especial su artículo 72º-19, y lo indicado en la Resolución CNE Nº 792, la CNE dictó con fecha 2 de agosto de 2017, la Resolución CNE Nº 424, que aprueba el Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2017, en el cual se incluye la revisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, en adelante "NTD".

La NTD establece las exigencias que deberán cumplir los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad y las empresas que sean propietarias, arrendatarias, usufructuarias o que operen, a cualquier título, instalaciones de distribución de energía eléctrica, ambas en adelante "Distribuidoras". Entre dichas exigencias se encuentran aquellas asociadas a los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, en adelante "SMMC", definidos como aquellos sistemas que forman parte del Sistema de Distribución y que permiten la medición, monitoreo y control en los puntos de conexión de los clientes sometidos a regulación de precios, y que se encuentran compuestos por los compactos de medida, medidores, sistemas de comunicación, concentradores y software necesarios para su implementación, entre otros.

El artículo 6-11 de la NTD establece las funcionalidades generales con que deberán disponer los SMMC, y que corresponden a la medición remota de los consumos e inyecciones de energía activa y reactiva, el monitoreo remoto de las principales variables de Calidad de Suministro y Calidad de Producto en el Sistema de Distribución y el control remoto que permita la conexión, desconexión y limitación de consumos y/o inyecciones. Asimismo, establece que las exigencias técnicas asociadas a los SMMC que deberán implementar las Distribuidoras para sus clientes sometidos a regulación de precios serán establecidas en un anexo técnico, en adelante "AT SMMC".

La CNE se encuentra desarrollando el proceso normativo para la elaboración del AT SMMC, contando a la fecha con un borrador del mismo. Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión ha advertido la necesidad de llevar a cabo un análisis crítico técnico-regulatorio del AT SMMC con el fin de velar porque sus disposiciones permitan una adecuada implementación de los SMMC.

## 1.2 Finalidad y alcance del presente análisis

Mediante el presente informe, DNV GL ofrece un análisis técnico-regulatorio del AT SMMC basado en una evaluación comparativa con los marcos regulatorios en España, Holanda y Noruega en relación a la implantación y despliegue nacional de Sistemas de Medición Inteligente. La selección de dichos países se fundamenta en la experiencia de DNV GL, así como el despliegue representativo de sistemas de medición inteligente con el que cuentan dichos países.

El alcance de este análisis técnico-regulatorio abarca los siguientes aspectos:

- 1) Obligaciones y funciones
- 2) Arquitectura y componentes de los SMMC
- 3) Exigencias sobre unidades de medida y unidades concentradoras
- 4) Exigencias Sobre Sistema de Gestión y Operación, Comunicaciones y Seguridad

- 5) Exigencias sobre la eficacia de los SMMC
- 6) Información y auditorías de los SMMC

Para cada uno de los aspectos mencionados, se han señalado:

- **Requisitos comunes.** Identificación de aquellos requerimientos incluidos en el AT SMMC que también han sido considerados en el marco regulatorio español, noruego y/u holandés como requisitos normativos (de obligado cumplimiento).
- **Requisitos no comunes.** Identificación de aquellos requerimientos incluidos en el AT SMMC como requisitos de obligado cumplimiento que, en España, Noruega y/u Holanda no han sido establecidos como tal; estando, en algunos casos, supeditados al criterio de la(s) compañía(s) distribuidora(s).
- **Gaps.** Identificación de aquellos requerimientos contemplados en el marco regulatorio español, noruego y/u holandés, que no han sido considerados en el AT SMMC.
- **Observaciones.** Identificación de las mejores prácticas a tener en cuenta por la CNE de cara al despliegue de sistemas de medición inteligente, fruto de la experiencia en los países mencionados. Se señalan, además, aquellos requisitos cuya inclusión en el AT SMMC se considera recomendable o no.

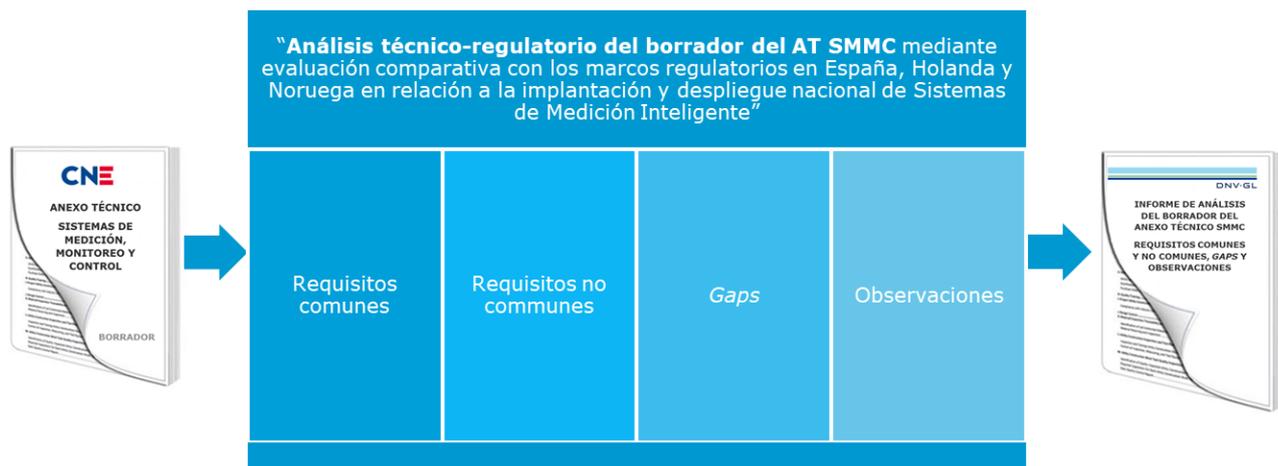
La clasificación de requisitos comunes y no comunes se ha realizado desde un punto de vista conceptual, identificando las materias abordadas en el AT SMMC y comparándolas con las planteadas en los otros tres marcos regulatorios bajo análisis. Esto significa que un requerimiento común, no implica de manera necesaria que el contenido del mismo sea coincidente al comparado, sino que se han detectado analogías conceptuales entre ambos.

Asimismo, la identificación de *gaps* y observaciones se acompaña de una propuesta de redacción para el AT SMMC.

### 1.3 Metodología

A continuación, se enumeran las principales tareas definidas para la realización del presente informe:

- 1) Lectura detallada del borrador del AT SMMC y aclaración de posibles dudas en relación al contenido del mismo con la CNE, así como revisión de la NTD para identificar aquellas materias abordadas en el AT SMMC.
- 2) Proceso de análisis basado en la búsqueda y recopilación de requerimientos regulatorios en relación al despliegue de sistemas de medición inteligentes en España, Holanda y Noruega.
- 3) Análisis comparativo con los marcos regulatorios sobre medición inteligente en los citados países; identificación de los requisitos comunes y no comunes, *gaps* y observaciones. Se ha prestado especial atención a los aspectos relacionados con la seguridad y la publicación de la información obtenida a partir de la implementación de los SMMC y el uso de dicha información por parte tanto de actores de la industria como por organismos reguladores, fiscalizadores o a cargo de la coordinación de la operación del sistema, con el objetivo de superar las asimetrías de información del mercado eléctrico y viabilizar el desarrollo de nuevos servicios.
- 4) Generación de un informe de análisis. En el siguiente apartado se detalla la estructura del mismo.



**Figura 1. Metodología de análisis**

Fuente: Elaboración propia

## 1.4 Estructura del documento

El capítulo de introducción establece los antecedentes del presente informe de análisis, la finalidad, el alcance y la metodología del mismo, incluyendo una descripción de su estructura y un apartado de abreviaturas.

En el capítulo de proceso de análisis, se ha hecho un ejercicio de búsqueda y estudio de documentos regulatorios, con el fin de seleccionar solo aquellos de interés para el posterior análisis. De modo, que en el informe se han detallado e incluido todos aquellos requisitos identificados en los documentos regulatorios seleccionados (reales decretos, órdenes ministeriales, procedimientos de operación aprobados por el Estado, etc.), tanto para España como para Holanda y Noruega, siendo éstos equiparables con el AT SMMC. En este capítulo se establecen las bases que permiten realizar el análisis comparativo posterior.

El capítulo 3, contiene los resultados del análisis comparativo, haciendo un recorrido por: las Obligaciones y funciones, la Arquitectura y componentes de los SMMC, las Exigencias sobre unidades de medidas y unidades concentradoras, las Exigencias sobre sistema de gestión y operación, comunicaciones y seguridad, las Exigencias sobre la eficacia de los SMMC, y la Información y auditorías de los SMMC.

El capítulo de consideraciones generales y conclusiones completa el análisis realizado en el capítulo 3.

El capítulo de referencias indica las fuentes utilizadas en la elaboración del presente informe.

Por último, se han incluido los anexos A y B, que incluyen una revisión de las definiciones de conceptos incluidos en el AT SMMC, y una propuesta de arquitectura conceptual de SMMC, respectivamente.

## 1.5 Abreviaturas

Abreviatura	Significado
<b>ACM</b>	<i>Autoriteit Consument &amp; Markt</i> ; en español, Autoridad para los Consumidores y los Mercados).
<b>ADSL</b>	<i>Asymmetric Digital Subscriber Line</i>
<b>AMI</b>	<i>Advanced Metering Infrastructure</i> ; en español, <i>Infraestructura de Medición Avanzada</i>
<b>AMR</b>	<i>Automatic Meter Reading</i> ; en español, Lectura de Medida Automática
<b>AMS</b>	<i>Avanserte måle- og styringssystem</i> ; en español, Sistema de Medición y Control Avanzado
<b>AMvB</b>	<i>Algemene maatregel van Bestuur</i> ; en español, Orden Ejecutiva
<b>AP</b>	<i>Autoriteit Persoonsgegevens</i> ; en español, Autoridad para la Protección de Datos Personales
<b>art.</b>	artículo
<b>apdo.</b>	apartado
<b>ATR</b>	Acceso de Terceros a la Red
<b>AT SMMC</b>	Anexo Técnico Sistema de Medición, Monitoreo y Control
<b>CDMA</b>	<i>Code Division Multiple Access</i>
<b>CNE</b>	Comisión Nacional de Energía
<b>CNMC</b>	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
<b>CT</b>	Centro de Transformación
<b>CUPS</b>	Código Universal del Punto de Suministro
<b>DEA</b>	<i>Data Envelopment Analysis</i> ; en español, <i>Análisis de Envoltante de Datos</i>
<b>DLMS</b>	<i>Device Language Message Specification</i>
<b>DSMR</b>	<i>Dutch Smart Meter Requirements</i> ; en español, Requisitos del Contador Inteligente Holandés
<b>EDI</b>	<i>Electronic Data Interchange</i>
<b>EL &amp; I</b>	Ministerio holandés de Asuntos Económicos, Agricultura e Innovación
<b>EMC</b>	<i>ElectroMagnetic Compatibility</i>
<b>EN</b>	<i>European standards</i> ; en español, Norma Europea
<b>GPRS</b>	<i>General Packet Radio Service</i>

<b>GPS</b>	<i>Global Positioning System</i> ; en español, Sistema de Posicionamiento Global
<b>GSM</b>	<i>Global System for Mobile</i>
<b>HAN</b>	<i>Home Area Network</i> ; en español, red de área doméstica
<b>HES</b>	<i>Head End System</i> ; en español, sistema de cabecera
<b>IEC</b>	<i>International Electrotechnical Commission</i>
<b>IET</b>	Industria, Energía y Turismo (orden ministerial)
<b>IP</b>	<i>Internet Protocol</i>
<b>ISO</b>	<i>International Organization for Standardization</i> ; en español, Organización Internacional para la Estandarización
<b>ITC</b>	Instrucción Técnica Complementaria
<b>LP RF mesh</b>	<i>Low Power meshed Radio Frequency</i>
<b>LTE</b>	<i>Long Term Evolution</i>
<b>MID</b>	<i>Measuring Instruments</i>
<b>NEN</b>	<i>Nederlands Normalisatie-instituut</i> ; en español, Instituto Holandés de Normalización
<b>NIE</b>	Número de Identificación del Extranjero
<b>NIF</b>	Número de Identificación Fiscal
<b>NTA</b>	<i>Nederlandse Technische Afspraak</i> ; en español, Acuerdo Técnico Holandés
<b>NTD</b>	Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución
<b>NVE</b>	<i>Norges vassdrags- og energidirektorat</i> ; en español, Dirección de Recursos Hídricos y Energía de Noruega
<b>OBIS</b>	<i>OBject Identification System</i>
<b>PLC</b>	<i>Power Line Communications</i>
<b>P.O.</b>	Procedimiento de Operación
<b>PRIME</b>	<i>PowerLine Intelligent Metering Evolution</i>
<b>RD</b>	Real Decreto
<b>RDSI</b>	Red Digital de Servicios Integrados
<b>REE</b>	Red Eléctrica de España
<b>RTC</b>	Red Telefónica Conmutada
<b>SCADA</b>	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>

<b>SMMC</b>	Sistema de Medición, Monitoreo y Control
<b>TCP</b>	<i>Transmission Control Protocol</i>
<b>TPL</b>	Terminales Portátiles de Lectura
<b>UNE</b>	Una Norma Española
<b>UN/EDIFACT</b>	<i>United Nations/Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport</i>
<b>VEE</b>	<i>Validering, Estimering og Endring</i> ; en español, Validación, Estimación y Cambio
<b>WBP</b>	<i>Wet Bescherming Persoonsgegevens</i> ; en español, Ley de Protección de Datos Personales
<b>XSD</b>	<i>XML Schema Definition</i>
<b>XML</b>	<i>eXtensible Markup Language</i>

**Tabla 1. Abreviaturas**

## 2 PROCESO DE ANÁLISIS

El proceso de análisis recogido en el presente capítulo se basa en los requisitos definidos en la regulación vigente para la implementación de sistemas de medición inteligentes en España, Holanda y Noruega respectivamente.

En los siguientes apartados se identifican e incluyen aquellos requisitos regulatorios que sirven como base para el posterior análisis comparativo del AT SMMC.

Con ese propósito, para cada país se abordan los siguientes aspectos:

- Descripción general del despliegue nacional de sistemas de medición inteligentes
- Responsabilidades
- Exigencias sobre equipos de medida y unidades concentradoras
- Exigencias sobre sistemas de gestión y operación, y comunicaciones
- Seguridad y acceso a la información generada por los sistemas de medición inteligentes

### 2.1 España

Para el caso español, se han estudiado los requisitos establecidos en la siguiente regulación para la implementación del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional:

- REAL DECRETO 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.
- REAL DECRETO 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida.
- REAL DECRETO 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- ORDEN ITC/3022/2007, de 10 de octubre, por la que se regula el control metrológico del Estado sobre los contadores de energía eléctrica, estáticos combinados, activa, clases a, b y c y reactiva, clases 2 y 3, a instalar en suministros de energía eléctrica hasta una potencia de 15 kW de activa que incorporan dispositivos de discriminación horaria y telegestión, en las fases de evaluación de la conformidad, verificación después de reparación o modificación y de verificación periódica.
- ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.
- ORDEN IET/290/2012, de 16 de febrero, por la que se modifica la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 en lo relativo al plan de sustitución de contadores.
- Resolución de 2 de junio de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para el tratamiento de los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 a efectos de facturación y de liquidación de la energía.
  - P.O. 10.4 «Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones».
  - P.O. 10.5 «Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas».
  - P.O. 10.6 «Agregaciones de puntos de medida».

- P.O. 10.11 «Tratamiento e intercambio de información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes».
  - P.O. 10.12 «Procedimiento para la comprobación, validación y cálculo del mejor valor de energía de los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión».
  - P.O. 10.13 «Procedimiento por el que los distribuidores intercambian información con los comercializadores de energía eléctrica, y ponen a disposición de los comercializadores y los consumidores los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión».
- REAL DECRETO 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.<sup>1</sup>

### 2.1.1 Descripción general del sistema de medidas del sistema eléctrico español: componentes, módulos y conceptos principales

El mercado eléctrico español está compuesto por 333 empresas de distribución (de las cuales 6 tienen más de 100.000 clientes) y un total de 506 comercializadoras, según información extraída de fuentes de la CNMC<sup>2</sup>. Éstas dan cobertura a los más de 27 millones de contadores<sup>3</sup> existentes en España y 7.000 puntos frontera.

Las condiciones de funcionamiento del sistema de medidas del sistema eléctrico español, de los equipos que lo integran y de sus características, están regulados por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

<sup>1</sup> **RD 1074/2015, de 27 de noviembre, III.** Con motivo de las novedades introducidas por el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, en relación con la facturación a partir de datos de medida horaria para los suministros de pequeños consumidores que dispongan de equipos de teledistribución y telegestión efectivamente integrados en el sistema, se procede a una modificación del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.

El Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, contempla la posibilidad de que todos los comercializadores de energía eléctrica accedan a consultar la información disponible en el Sistema de información de puntos de suministro (SIPS) que gestionan los distribuidores, como encargados de la lectura. Según se regula en el artículo 7 del citado real decreto, para los consumos de los puntos de suministro sobre los que la empresa distribuidora disponga de curvas de carga horaria, éstas deberán figurar entre la información disponible en el SIPS.

En la presente norma se elimina la posibilidad de que los datos relativos a la curva de carga horaria de los puntos de suministro para los que el distribuidor disponga de ella aparezcan en el SIPS, garantizando de este modo la confidencialidad de los datos de los consumidores. Esta medida se adopta teniendo en cuenta además que los procedimientos que permiten el tratamiento de los datos horarios procedentes de los equipos de medida de pequeños consumidores a efectos de facturación y liquidación de la energía en el mercado, aprobados al amparo de lo dispuesto en la disposición adicional quinta del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, prevén la puesta a disposición de las curvas de carga horaria de los distribuidores a los comercializadores por los cauces que en ellos se determinan, así como del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

La medida se hace extensiva a todos los consumidores de energía eléctrica, al amparo de las directrices dadas por la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE, que incluye entre las medidas de protección al consumidor que el acceso a los datos de medición a cualquier empresa de suministro se haga previo acuerdo explícito y gratuito, así como por la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, que establece que los Estados miembros se asegurarán de la seguridad de los contadores inteligentes y la transmisión de datos, así como de la privacidad de los clientes finales.

En esta línea, para otorgar mayor protección a los consumidores, se suspende el derecho de acceso a la información contenida en el SIPS a aquellos comercializadores para los que se haya acordado el inicio de un procedimiento de extinción de la habilitación para ejercer como comercializadoras de energía eléctrica, así como la apertura de diligencias penales relacionadas con la actividad de comercialización. Por otra parte, toda vez que la presente norma revisa la configuración del SIPS, se amplía la información que estará contenida en dicha base de datos para incorporar conceptos que contribuyan a mejorar la información de la que dispondrán los comercializadores y los propios consumidores.

En este mismo ámbito, se procede a la modificación del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, con la finalidad de precisar cuándo un equipo de medida se encuentra efectivamente integrado en el sistema de telegestión.

Del mismo modo, se habilita en ese real decreto la puesta a disposición del operador del sistema de las medidas horarias de los puntos frontera tipo 5 de clientes, en el ejercicio de sus funciones, sin que ello suponga un incremento de coste para los consumidores.

<sup>2</sup> **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).** *Listado de comercializadoras de electricidad y Listado de Distribuidores de Energía Eléctrica: teléfonos para incidencias y direcciones web para consulta de los datos de consumo.* <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-electrico#listados>, página accedida el 16 de julio de 2018.

<sup>3</sup> El término "contador" utilizado en el presente informe sería equivalente al de "medidor".



Este sistema de medidas se define como el conjunto compuesto por los siguientes elementos, incluido en cada caso su programa informático correspondiente (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdos. 2, 3, 6, 14, 15, 16 y 20):

- a) Los **equipos de medida** situados en los puntos frontera, es decir, puntos de conexión entre las actividades de generación, transporte y distribución, en las conexiones internacionales, en las conexiones entre redes de distribución de diferente titular, y en los puntos de conexión de los clientes (desde las grandes industrias al pequeño consumidor).
- b) Los **sistemas de comunicaciones** para la lectura remota de la información, cuando existan. Éstos se definen como el conjunto de medios físicos y de programa informático («software»), que permiten transmitir o recibir la información de la medida a distancia por medio de cualquier soporte.
- c) Los sistemas de tratamiento de la medida del sistema eléctrico nacional, formados por el **concentrador principal** de Medidas Eléctricas y los **concentradores secundarios**. El concentrador principal de medidas eléctricas se define como el sistema de información que recoge de forma centralizada las medidas del sistema eléctrico nacional; mientras que los concentradores de medidas secundarios son sistemas de captura y almacenamiento y, en su caso, tratamiento de las lecturas guardadas en los registradores para su posterior envío al concentrador principal, u otros concentradores secundarios.
- d) Los **terminales portátiles de lectura** (TPL), que permiten la captación sin intervención del sistema de comunicaciones de los datos de medida de un registrador mediante el acoplamiento al mismo.
- e) Los **sistemas y elementos** necesarios para realizar funciones **de telegestión**.

Para cada punto frontera de una instalación, el citado Reglamento indica que se debe establecer un punto de medida principal.

Asimismo, se establecen 5 tipos de puntos de medida (lugar concreto de la red donde se conectan los equipos de medida) (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 7):

- 1) Son puntos de medida de tipo 1:
  - Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o superior a 10 MW.
  - Puntos situados en las fronteras de generación cuya potencia aparente nominal sea igual o superior a 12 MVA.
  - Puntos situados en cualquier otra frontera cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 5 GWh.
- 2) Son puntos de medida de tipo 2 aquellos que no pudiendo clasificarse como tipo 1 sean:
  - Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea superior a 450 kW.
  - Puntos situados en las fronteras de generación, cuya potencia aparente nominal sea igual o superior a 450 kVA.
  - Puntos situados en cualquier otra frontera cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 750 MWh.

- 3) Son puntos de medida de tipo 3 aquellos que no puedan clasificarse en otra categoría.
- 4) Son puntos de medida tipo 4 los puntos situados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 50 kW y superior a 15 kW.
- 5) Son puntos de medida tipo 5:
  - Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 15 kW.
  - Puntos situados en las fronteras de instalaciones de generación cuya potencia nominal sea igual o inferior a 15 kVA.

Por otro lado, la Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre, por la que se regula el control metrológico del Estado sobre los contadores de energía eléctrica, estáticos combinados, activa, clases a, b y c y reactiva, clases 2 y 3, a instalar en suministros de energía eléctrica hasta una potencia de 15 kW de activa que incorporan dispositivos de discriminación horaria y telegestión, en las fases de evaluación de la conformidad, verificación después de reparación o modificación y de verificación periódica, establece las siguientes definiciones (Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, apdo. 1):

- **Sistema de telegestión.** Se denomina sistema de telegestión a un sistema de medida y comunicación bidireccional entre los contadores y las distribuidoras eléctricas, que, con las máximas garantías de integridad y seguridad, permite acceso remoto a los contadores de energía eléctrica, con disponibilidad de lectura, gestión de la energía, control de la potencia demandada y contratada y gestión de la conexión/desconexión de suministros y mecanismos antifraude avanzados, posibilitando el intercambio de información y actuaciones entre los sistemas de las empresas distribuidoras eléctricas y contadores.
- **Contadores estáticos de energía eléctrica con comunicaciones incorporadas.** Contador que, además de medir y registrar con fiabilidad y precisión la energía activa en clases A, B y C, hasta una potencia de 15 kW, y energía reactiva en clases 2 y 3, permite adicionalmente controlar la potencia demandada y ejecutar las órdenes que le son transmitidas confirmando su ejecución. Deben disponer de una implementación software que ejecuta las funcionalidades necesarias. Se accede a él mediante un protocolo que debe contemplar mecanismos adicionales de seguridad y confiabilidad.
- **Concentrador CT.** Elemento intermedio entre el sistema informático de gestión y control y los equipos de medida, que permite la gestión de un número limitado de equipos de medida. Dispone de comunicaciones con el sistema informático y con los equipos de medida. Habitualmente pueden estar instalados en centros de transformación y actúan con funciones de telegestión entre los concentradores secundarios y los contadores, gestionando las comunicaciones entre ellos.

Al mismo tiempo, la estructura del **sistema de telegestión** se presenta como (Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, apdo. 2):

- a) Una arquitectura jerárquica de varios niveles con los siguientes elementos:
  - **Contadores:** se comunican remotamente con los concentradores CT por la red de comunicaciones de distribución, fundamentalmente mediante PLC, y localmente mediante puerto óptico, según norma UNE EN 62056-21. Deben cumplir con las especificaciones funcionales de telegestión y de discriminación horaria establecidas. Pueden existir contadores

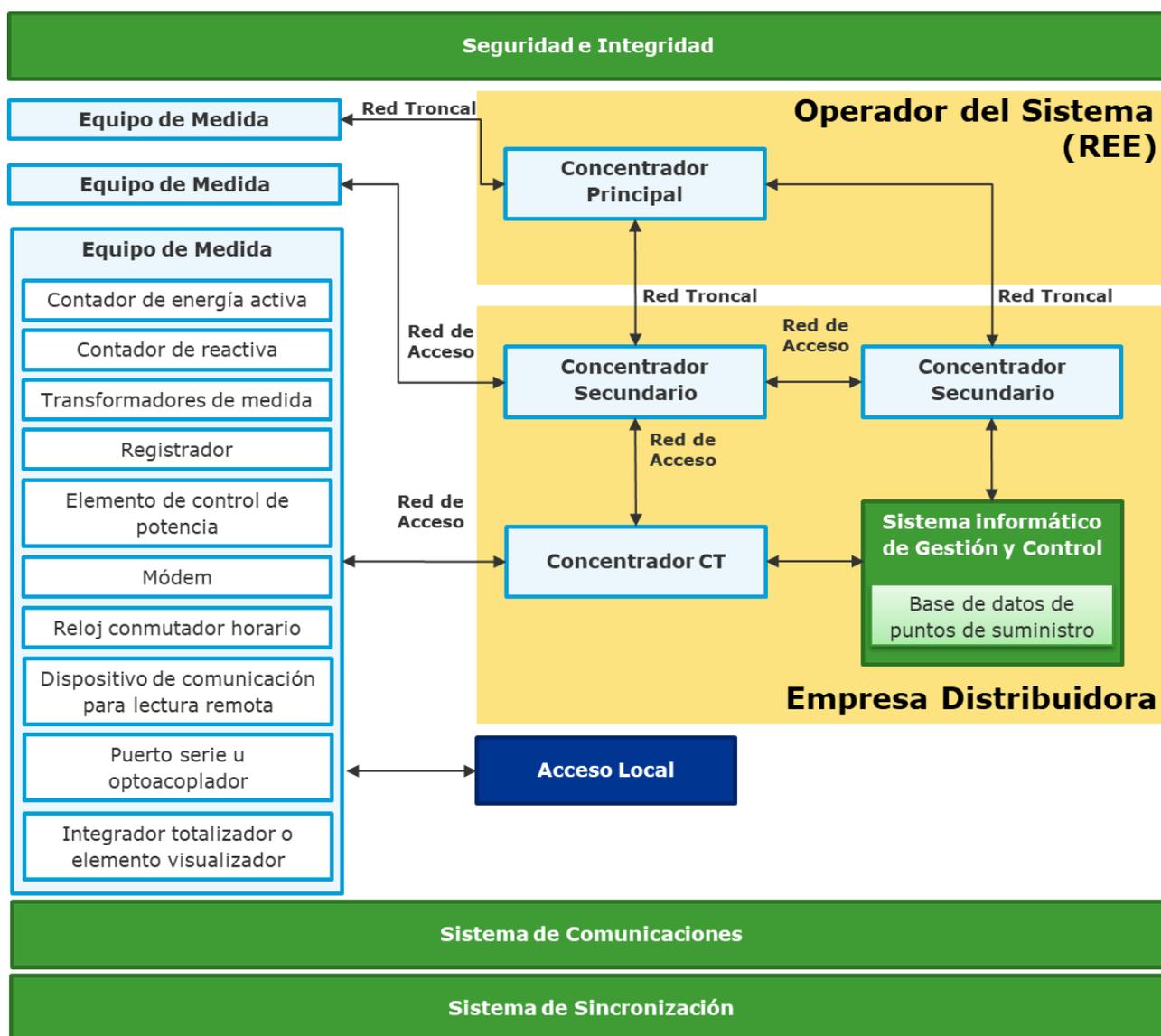
que comuniquen por otros canales de comunicación directamente con el concentrador secundario, en su caso, o con el concentrador principal.

- **Concentradores CT:** se comunican remotamente con los concentradores secundarios por la red de acceso, utilizando distintos medios de comunicación; y con los contadores, fundamentalmente mediante PLC. Su ubicación topológica natural es el centro de transformación.
  - **Concentradores secundarios:** se comunican con el concentrador principal por la red troncal.
  - **Concentrador principal.**
- b) **Sincronización horaria del sistema.** Se debe establecer un sistema de sincronización horaria, preferentemente basado en GPS en los niveles superiores y con una estructura jerarquizada de sincronización, desde los concentradores secundarios hacia los concentradores CT y contadores, mediante órdenes de supervisión y puesta en hora, para el cumplimiento de la norma UNE EN 62054-21. La cadena de sincronización garantizará la trazabilidad diaria de los relojes al patrón nacional de tiempo.
- c) **Integridad y seguridad.** El sistema de telegestión debe contemplar mecanismos de control de acceso y de registro de eventos de accesos no autorizados; así como de confirmación de recepción de mensajes.

En este escenario, Red Eléctrica de España (REE), como operador del sistema, se encarga de gestionar el concentrador principal del sistema de información de medidas eléctricas. Este concentrador principal está constituido por un sistema informático que recibe, directamente o a través de concentradores secundarios de otras empresas eléctricas, las medidas de los distintos puntos frontera. En el caso de los distribuidores, como responsables de la lectura de los consumidores y de algunos productores, están obligados a instalar concentradores secundarios, tal y como establece el P.O. 10.4 «Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones», incluido en la Resolución de 2 de junio de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para el tratamiento de los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 a efectos de facturación y de liquidación de la energía.

En general, el sistema de comunicaciones para toma de medidas está formado por las **redes de acceso y troncal**. Según en el artículo 3 del Real Decreto 1110/2007, la **red de acceso** se define como la infraestructura de comunicaciones desde el módem del registrador, excluido el módem, hasta la entrada al servidor de comunicaciones del concentrador secundario al que se conecta, y las comunicaciones entre concentradores secundarios; mientras que la **red troncal** es la infraestructura de comunicaciones que conecta los concentradores secundarios con el concentrador principal, así como la existente desde dicho concentrador principal hasta los registradores directamente conectados con él. Ambas redes pueden compartir el mismo soporte físico. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdos. 18 y 19)

El operador del sistema es responsable de definir la red troncal y disponer los medios necesarios para la conexión del concentrador principal a la misma. Mientras que el responsable de un equipo de medida lo es también de la instalación, mantenimiento y operación de los equipos de comunicaciones necesarios hasta su conexión a la red troncal o red de acceso según corresponda, excepto cuando se trate de clientes tipo 3, 4 ó 5, en cuyo caso la responsabilidad recae sobre el sujeto que efectúe la solicitud de la comunicación. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 22)



**Figura 2. Arquitectura conceptual del sistema de medidas del sistema eléctrico español**

Fuente: Elaboración propia, basada en información extraída del RD 1110/2007, de 24 de agosto, y la Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre

Asimismo, el operador del sistema es el responsable de definir y actualizar los medios y protocolos válidos en la red troncal y de acceso, tanto para la comunicación local como la remota, cuyas características se establecen en las especificaciones técnicas del concentrador principal. En la elección de dichos medios y protocolos se debe tener en cuenta el estado de la tecnología, su evolución y las opiniones e intereses de los participantes de las medidas<sup>4</sup>. Se contempla la posibilidad de que los responsables de los equipos de medida y los titulares de los concentradores secundarios puedan solicitar al operador del sistema que incorpore a la red troncal nuevos medios y protocolos. El operador del sistema debe proceder a su incorporación, siempre que las propuestas cumplan con los criterios de calidad mínimos para garantizar la funcionalidad y seguridad definidas en este reglamento y sus

<sup>4</sup> **RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdo. 5.** Participantes en la medida: los titulares de las instalaciones a ambos lados de la frontera donde se sitúa un punto de medida, así como el encargado de la lectura, los comercializadores y otros sujetos que, sin tener instalaciones, hayan establecido contratos de compraventa de energía eléctrica en ese punto. También se considerará como participante sin interés económico al operador del sistema.



instrucciones técnicas complementarias. Del mismo modo, el titular de un concentrador secundario puede solicitar al operador del sistema la utilización de líneas dedicadas ya existentes para comunicación entre ambos, siempre que puedan soportar los nuevos requerimientos de información y que no sean incompatibles con las especificaciones técnicas que se establecen para el concentrador principal. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 21, apdos. 1 y 2)

Para la lectura y telegestión de los **equipos de medida tipo 5**, se admite la posibilidad de utilizar **distintos medios físicos de comunicación, tales como RTC, GSM, GPRS, PLC, etc.** Los protocolos de comunicaciones deben ser preferentemente públicos, como en el resto de puntos de medida. No obstante, dichos protocolos pueden ser excepcionalmente específicos, de carácter privado, formando parte de una solución global de telegestión. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 21, apdo. 3)

En lo que a equipos de medida básicos se refiere, el artículo 9 del Real Decreto 1110/2007 establece que, en general, el equipo de medida estará constituido por **contador de energía activa, contador de reactiva, transformadores de medida** y otros dispositivos complementarios que pudieran requerirse, tales como: **registradores, elementos de control de potencia, módem, relojes conmutadores horarios, dispositivos de comunicación para la lectura remota, puerto serie RS-232 u optoacoplador para la lectura local, e integrador totalizador o elemento visualizador.** Los anteriores elementos pueden disponerse de forma independiente, incluso compartiendo determinados dispositivos varios clientes, o bien constituir un único equipo integrado. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdos. 1, 3, 4 y 5)

De acuerdo al artículo 9 del Real Decreto 1110/2007, en España se ha implantado un sistema de telemedida que permite la lectura remota de los contadores de tipo 1 y 2, así como los de tipo 3 que no corresponden a fronteras de cliente. En los puntos de medida tipo 3 de fronteras de clientes la lectura remota es opcional. Por otro lado, los equipos de medida de tipo 5 deben estar integrados en un sistema de telegestión y telemedida implantado por el encargado de la lectura correspondiente, pudiendo integrarse también en este último los equipos ubicados en fronteras tipo 4. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo.3)

La información obtenida de cada equipo de medida es recogida por el distribuidor a través del sistema de telegestión y/o telemedida, que posteriormente se trata para realizar la liquidación de energía en el mercado y la facturación de ATR (Acceso de Terceros a la Red).

Por otro lado, el Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión, establece los requerimientos del sistema de información de puntos de suministro. De modo que las empresas distribuidoras deben disponer de una base de datos referidos a todos los puntos de suministro conectados a sus redes y a las redes de transporte de su zona, permanentemente completa y actualizada (RD 1435/2002, de 27 de diciembre, art. 7, apdo. 1). Asimismo, las empresas distribuidoras deben dotarse de los sistemas informáticos necesarios que permitan la consulta de datos del registro de puntos de suministro y la recepción y validación informática de solicitudes y comunicaciones con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, los consumidores y los comercializadores de energía eléctrica (RD 1435/2002, de 27 de diciembre, art. 7, apdo. 2). De manera complementaria al Real Decreto 1435/2002, el P.O. 10.13 «Procedimiento por el que los distribuidores intercambian información con los comercializadores de energía eléctrica, y ponen a disposición de los comercializadores y los consumidores los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión», incluido en la Resolución de 2 de junio de 2015, establece la definición de los ficheros de intercambios de determinada información que deben ser utilizados por los distribuidores y comercializadores de energía eléctrica para los suministros que



dispongan de equipos de medida tipo 5 (Resolución de 2 de junio de 2015, P.O. 10.13, apdo. 3), así como la regulación del proceso de intercambio de la información relativa a los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión, entre los distribuidores, como sujetos encargados de la lectura, y los comercializadores y consumidores, a efectos de facturación de la energía (Resolución de 2 de junio de 2015, P.O. 10.13, apdo. 4).

La disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, establece que (Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, art. 7, Disposición adicional primera. Plan de sustitución de equipos de medida, apdos. 1 y 2):

- Todos los contadores de medida en suministros de energía eléctrica con una potencia contratada de hasta 15 kW deben ser sustituidos por nuevos equipos que permitan la discriminación horaria y la telegestión antes del 31 de diciembre de 2018.
- Los equipos de medida que se instalen deben cumplir con los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, y en la Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre, por la que se regula el control metrológico del Estado sobre los contadores de energía eléctrica, estáticos combinados, activa, clases a, b y c y reactiva, clases 2 y 3, a instalar en suministros de energía eléctrica hasta una potencia de 15 kW de activa que incorporan dispositivos de discriminación horaria y telegestión, en las fases de evaluación de la conformidad, verificación después de reparación o modificación y de verificación periódica, así como en cualquier otra norma que les resulte de aplicación.
- Asimismo, dispone que este cambio debe ser realizado de acuerdo a los hitos del Plan de sustitución establecido para tal propósito.

Ante la imposibilidad de cumplir con el primer hito, las empresas distribuidoras solicitaron una modificación de los plazos de implantación de este Plan de sustitución. El objetivo de dicha solicitud fue permitir la implantación efectiva de los equipos de medida, en línea con el avance en el desarrollo de los mismos y de los sistemas necesarios para llevar a cabo la telegestión.

De modo que la Orden IET/290/2012, de 16 de febrero, modifica los hitos del Plan de sustitución de equipos de medida con el fin de posibilitar la efectiva implantación de los mismos. Sin embargo, se mantiene el plazo de 31 de diciembre de 2018 para llevar a cabo la sustitución de todo el parque de contadores, pero revisando los hitos intermedios y el porcentaje de contadores a sustituir en cada uno de ellos.

Inicialmente, en la Orden ITC/3860/2007 se definían los siguientes hitos intermedios (Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, art. 7, Disposición adicional primera. Plan de sustitución de equipos de medida, apdo. 2):

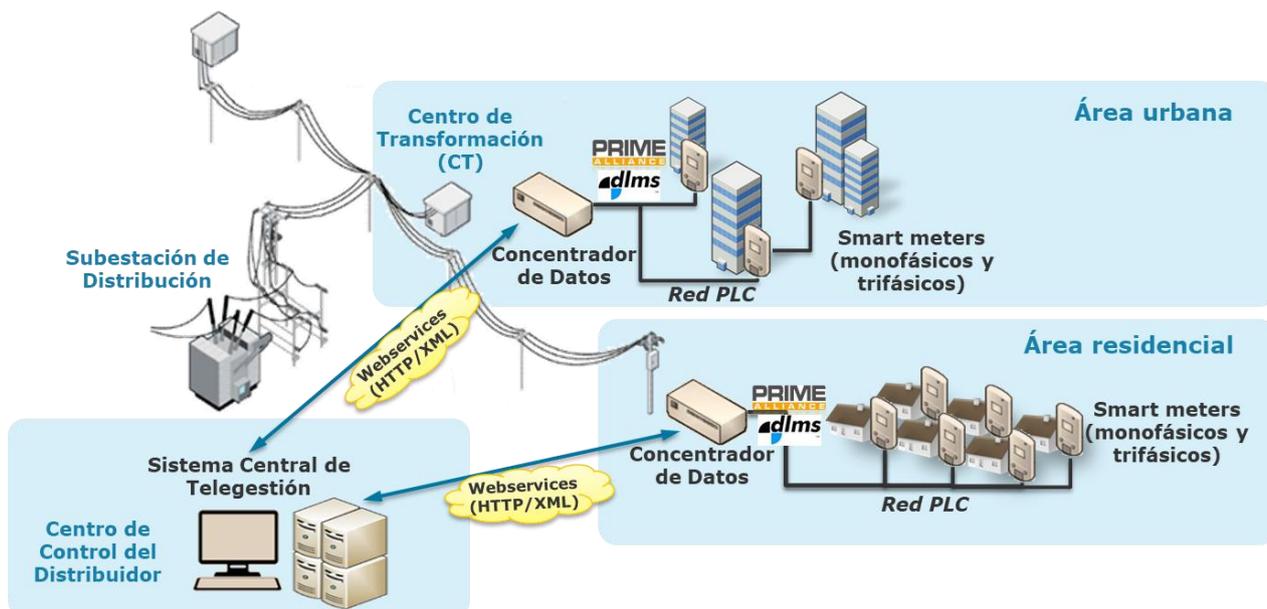
- 1) Entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2010 debía sustituirse un 30 por ciento del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora.
- 2) Entre el 1 de enero de 2011 y el 31 de diciembre de 2012 debía sustituirse un 20 por ciento del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora.

- 3) Entre el 1 de enero de 2013 y el 31 de diciembre de 2015 debía sustituirse un 20 por ciento del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora.
- 4) Entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2018 debía sustituirse un 30 por ciento del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora.

Con las modificaciones introducidas en la Orden IET/290/2012 los hitos de despliegue quedaron definidos de la siguiente forma (Orden IET/290/2012, de 16 de febrero, art. Único, apdo. 1):

- 1) Antes del 31 de diciembre de 2014 debe sustituirse un 35 por ciento del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora.
- 2) Entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2016 debe sustituirse un 35 por ciento del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora.
- 3) Entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2018 debe sustituirse un 30 por ciento del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora.

Al amparo de dicho marco regulatorio, en España, para puntos de medida tipo 5, se ha adoptado un sistema de telegestión que permite la comunicación bidireccional entre los contadores inteligentes o *smart meters* y el Sistema Central de telegestión de la empresa distribuidora, a través de concentradores de datos.



**Figura 3. Solución de sistema de telegestión implementada en España**

Fuente: Elaboración propia

Los fabricantes han desarrollado dispositivos de medición tipo 5 para las empresas distribuidoras españolas que utilizan dos tipos de tecnologías de comunicación: PRIME (*PowerLine Intelligent Metering Evolution*) y Meters & More, siendo esta última la solución adoptada por Endesa para el despliegue de contadores inteligentes en España. Cada uno se basa en diferentes protocolos y estructuras, aunque ambos usan PLC.

El objetivo principal de esta estructura es proporcionar un flujo de datos fiable basado en protocolos estándares abiertos y el uso de nodos de red de múltiples proveedores que interactúan sin problemas.

DLMS/COSEM (*Device Language Message Specification*), estándar internacional abierto para la comunicación y el modelado de intercambio de datos, ha sido seleccionado como el idioma común para los *smart meters* por el grupo de empresas eléctricas españolas: Iberdrola, Gas Natural Fenosa, Grupo Hidro Cantábrico-EDP, Cide y ASEME (Asociación de empresas eléctricas).

El número total de contadores inteligentes instalados en España hasta el primer semestre de 2016 ascendió a 17,54 millones, cifra que representa el 62% del total de los contadores existentes, según recoge el "Informe sobre la efectiva integración de los contadores con telemedida y telegestión de consumidores eléctricos con potencia contratada inferior a 15 kW (equipos de medida tipo 5) correspondiente al primer semestre de 2016", publicado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) el 23 de febrero de 2017. (IS/DE/002/16, de 23 de febrero de 2017, cap. 5, apdo. 1)

## 2.1.2 Responsabilidades

Según el artículo 3 del Real Decreto 1110/2007, el **encargado de la lectura** es la entidad responsable de realizar la lectura (ya sea en modo remoto, local o visual), poner la información a disposición del operador del sistema y del resto de participantes en la medida, así como otras funciones asociadas, para los puntos de medida con el alcance y condiciones que en cada caso se determinan en el RD 1110/2007 y disposiciones que lo desarrollan. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdo. 12)

Son encargados de la lectura para todos los tipos de punto de medida (ver apartado 2.1.1 del presente informe) (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdo. 12):

### 1) Puntos frontera de clientes:

- La empresa distribuidora es el encargado de la lectura en relación con los datos requeridos para la facturación de las tarifas de suministro, las tarifas de acceso<sup>5</sup> y la energía que haya de liquidarse en el mercado.
- Cuando el cliente adquiera la energía mediante comercializadora, la empresa de distribución debe poner a disposición de la empresa comercializadora y del operador del sistema, en la forma que se defina, los datos requeridos para la liquidación de la energía en el mercado.

### 2) Puntos frontera de generación en régimen especial:

La empresa distribuidora es el encargado de la lectura para las instalaciones de generación en régimen especial conectadas a sus redes que por el valor de su potencia nominal deban ser clasificadas en su conjunto como tipo 3 ó 5.

### 3) Otros puntos frontera:

Para el resto de puntos frontera, el encargado de la lectura es el operador del sistema.

Las responsabilidades asociadas al sistema de medidas del sistema eléctrico español y a los puntos de medida se establecen en el Real Decreto 1110/2007, en los artículos 4 y 12 respectivamente.

<sup>5</sup> Se entiende por tarifas de acceso, también conocidas como ATR (Acceso de Terceros a la Red), el peaje por el uso de las redes de transporte y distribución. Dichas tarifas se establecen según niveles de tensión y periodos tarifarios y son repercutidas a los consumidores. Estos peajes son fijados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y deben ser revisados anualmente.

El operador del sistema es el responsable del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, debiendo velar por su buen funcionamiento y correcta gestión. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 4)

a) Son **responsables de la instalación de medida y de sus equipos** (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 12, apdo. 1):

- El **sujeto productor** es responsable de la instalación y equipos que miden la energía neta generada por una central de generación.

En los puntos de conexión de varias instalaciones de producción con las redes de transporte o distribución, todos los titulares de estas unidades de producción son solidariamente responsables del punto de medida global. Por acuerdo entre ellos se debe designar un interlocutor con los operadores y administraciones competentes.

- El **consumidor** es el responsable de la instalación y equipos que miden su consumo.

En el caso de consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de suministro con autoconsumo, el sujeto consumidor es el responsable de todos los equipos instalados para la correcta facturación de dicha modalidad.

- El **operador del sistema** es el responsable de la instalación y equipos que miden la energía intercambiada en las interconexiones internacionales.
- La **empresa de distribución** es la responsable de la instalación y equipos que miden la energía intercambiada en los puntos frontera de su red con la red de transporte.
- En las modalidades de producción con autoconsumo o en aquellas opciones de venta de energía en las que varios sujetos compartan equipos de medida, los titulares de las instalaciones de producción y el titular del punto de suministro asociado deben ser solidariamente responsables de todos los puntos de medida. Por acuerdo entre ellos se debe designar un interlocutor con los operadores y administraciones competentes.
- En todos los demás casos, la responsabilidad sobre la instalación y equipos de medida corresponde al sujeto que normalmente adquiere energía.

b) **Otras responsabilidades** (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 12, apdo. 2):

- El responsable de un equipo de medida lo es de la instalación de medida y del mantenimiento, operación y verificación, siendo además responsable de que el equipo e instalación de medida cumpla todos los requisitos legales establecidos. Ello sin perjuicio de que pueda contratar los diferentes servicios de los que es responsable, pudiendo incluso disponer de equipos alquilados. La responsabilidad alcanza a todos los costes inherentes a dichos equipos e instalación de medidas, excepto para los puntos frontera de clientes.

La conexión o desconexión de los equipos de medida de clientes siempre la debe realizar el distribuidor, el cual debe alquilar dichos equipos en su configuración básica, excepto los transformadores, a los clientes con puntos de medida tipos 3, 4 ó 5 conectados con su red, al precio legalmente establecido, si así lo desean, e informarles de que pueden, asimismo, alquilarlos a terceros, o bien adquirirlos en propiedad.

El precinto de los distintos equipos y circuitos de medida puede ser realizado por el encargado de la lectura o el verificador de medidas eléctricas.

En el caso de que sea necesario realizar una modificación en las instalaciones de enlace como consecuencia de la instalación del nuevo equipo de medida, el cliente debe realizar dicha adecuación de sus instalaciones soportando el coste que esto supone.

- El responsable del punto de medida lo es, igualmente, de gestionar con los operadores telefónicos el medio y vía de comunicación y poner la lectura en correctas condiciones a disposición del operador del sistema en el interfaz de acceso a la red troncal, para su registro en el concentrador principal de medidas eléctricas en los casos en que sea el operador del sistema el encargado de realizar la lectura.

Análogamente es responsable de poner la lectura en correctas condiciones en el interfaz de acceso a la red del concentrador secundario, en el caso de que se efectúe la lectura remota mediante un concentrador secundario.

- El responsable del punto de medida que por requerimiento normativo está dotado de comunicaciones es siempre responsable de las mismas, debiendo garantizar el acceso remoto al encargado de la lectura.
  - El responsable del punto de medida o, en su caso, el propietario de la instalación de red donde éste se instale, debe garantizar el acceso físico al mismo del operador del sistema, del verificador de medidas eléctricas, del encargado de la lectura, de los demás participantes en la medida, de la Comisión Nacional de Energía y de las Administraciones competentes, en condiciones adecuadas para la realización de los trabajos de lectura, comprobación, verificación e inspección en su caso.
- c) Los encargados de la lectura deben mantener un **inventario actualizado de los puntos frontera y puntos de medida** que les correspondan como tales encargados. En el mismo se deben incluir los equipos de medida, su disposición y sus responsables. Para la inclusión en el inventario y puesta en servicio de un equipo de medida, éste debe cumplir los requisitos exigidos por el RD 1110/2007 y demás disposiciones vigentes en la materia. El encargado de la lectura debe velar por el cumplimiento de lo previsto en el RD 1110/2007 y sus instrucciones técnicas complementarias, debiendo poner en conocimiento del operador del sistema o de la Comisión Nacional de Energía, en el ámbito de sus respectivas competencias, cualquier irregularidad observada. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 12, apdo. 3)
- d) Cada punto de medida debe disponer de un **código de identificación único, permanente e inequívoco** en todo el sistema de medidas del sistema eléctrico nacional. Dicho código es asignado por su encargado de la lectura conforme al procedimiento de asignación de códigos establecido por procedimiento de operación del sistema, garantizándose la irrepetibilidad e identificación inequívoca del punto de medida, así como un formato común que permita su tratamiento informático masivo. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 12, apdo. 4)

## 2.1.3 Exigencias sobre equipos de medida y concentradores

### 2.1.3.1 Equipos de medida

#### **Exigencias eléctricas, metrológicas y mecánicas**

El artículo 8 del Real Decreto 1110/2007, establece el **requerimiento de evaluación de conformidad** para la autorización de instalación de equipos de medida en la red. A continuación, se muestra una tabla

que resume dicho requerimiento (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 8, apdos. 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 y 11):

Componente del equipo de medida				Requerimiento de evaluación de conformidad con:
Contadores	Estáticos combinados	Energía activa	Clases A, B y C	Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida.
			Clases 0,2 y 0,2S	Norma UNE-EN 62053-22 o norma que la sustituya
		Energía reactiva	Clases 2 y 3	Norma UNE-EN 62053-23 o norma que la sustituya
	Estáticos no combinados	Energía reactiva	Clases 2 y 3	Norma UNE-EN 62053-22 o norma que la sustituya *
Transformadores de medida				Norma UNE-EN 60044 o norma que la sustituya
Interruptores de control de potencia				Norma UNE 20317 o norma que la sustituya
Interruptores horarios				Norma UNE-EN 61038, UNE-EN 62054-21 o UNE-EN 62052-21 o norma que las sustituya
Equipos de medida similares, pero de diferente clase de precisión				Norma UNE o internacional, en lo que pueda ser de aplicación
* Para los contadores de inducción de energía reactiva, clase 3, se exige certificado de ensayo de conformidad con la norma UNE-21310 parte 3.				

**Tabla 2. Requerimientos de evaluación de conformidad**

Fuente: Elaboración propia, basada en información extraída del RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 8

Asimismo, en el artículo 9 del Real Decreto 1110/2007, se establece la **clase de precisión** de los transformadores de medida y los contadores de energía activa y reactiva que deberán cumplir los equipos de medida (dependiendo del tipo de punto de medida), la cual se resume en el siguiente cuadro (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 10):

Tipo de punto	Clase de precisión			
	Transformadores		Contadores	
	Tensión	Intensidad	Activa	Reactiva
1	0,2	0,2 S	≤ 0,2 S	≤ 0,5
2	≤ 0,5	≤ 0,5 S	≤ C	≤ 1
3	≤ 1	≤ 1	≤ B	≤ 2
4	≤ 1	≤ 1	≤ B	≤ 2
5			≤ A	≤ 3

**Tabla 3. Clase de precisión**

Fuente: RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 10

### **Dispositivo de comunicación para lectura remota**

De acuerdo al artículo 9 del Real Decreto 1110/2007, deben disponer de dispositivos de comunicación para la lectura remota todos los equipos de medida de tipo 1 y 2, así como los de tipo 3 que no correspondan a fronteras de cliente. En los puntos de medida tipo 3 de fronteras de clientes la lectura remota es opcional. Los equipos de medida de tipo 4 y de tipo 3 que no disponen de comunicaciones para la lectura remota, deben estar preparados para poder conectar los dispositivos de transmisión, módem y línea que permitan su lectura en modo remoto. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 3)

Por otro lado, los equipos de medida tipo 5, deben estar integrados en un sistema de telegestión y telemedida implantado por el encargado de la lectura correspondiente. Se entiende que un equipo está efectivamente integrado en el sistema de telegestión cuando los equipos cumplen con las especificaciones funcionales mínimas de los sistemas de telegestión y tienen capacidad para la lectura de los registros horarios de energía activa de manera remota a través de dicho sistema. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 8)

### **Visualizador**

El artículo 9 del Real Decreto 1110/2007 establece que los equipos de medida deben disponer de al menos un **integrador totalizador o elemento visualizador** de la energía circulada que garantice su lectura tras ausencia de tensión de red, incluso cuando la opción horaria o por períodos sea la elegida, durante un tiempo no inferior a seis meses para todos los puntos de medida. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 5)

### **Registros de datos**

El artículo 9 del Real Decreto 1110/2007, define ciertos requerimientos relacionados con el registro de datos por parte de los equipos de medida dependiendo del punto de medida (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 7):

- Para puntos de medida tipo 1, 2 y 3, el registrador debe tener capacidad para parametrizar periodos de integración de hasta 5 minutos, así como para registrar y almacenar los parámetros requeridos para el cálculo de las tarifas de acceso o suministro (energías activa y reactiva, y valores de potencia), con la periodicidad y agregación que exija la normativa tarifaria correspondiente. Cuando ésta no requiere un periodo de integración menor, el registro de energía activa es horario.
- Los equipos de los puntos de medida tipo 4 deben disponer de seis registros de energía activa, seis de energía reactiva y otros seis de potencia. Asimismo, los equipos deben tener la capacidad para programar los parámetros necesarios para la facturación de las tarifas integrales y de acceso.
- Los equipos básicos tipo 5 deben permitir la discriminación horaria de las medidas, con capacidad para gestionar al menos seis periodos programables. Para cada periodo se deben registrar y almacenar las energías activa y reactiva (en los sentidos y cuadrantes en que sea posible la circulación de energía), la máxima potencia cuarto horaria y la fecha y hora del máximo. Los equipos deben disponer de capacidad para parametrizar periodos de integración de hasta una hora, así como registrar y almacenar las curvas horarias de energía activa y reactiva de un mínimo de 3 meses.

Asimismo, todos los equipos de medida correspondientes a puntos de medida de clientes deben incorporar registro de los parámetros relativos a la calidad del servicio. Dichos registros deben recoger al

menos el número y duración de cada una de las interrupciones de suministro de duración igual o superior a 3 minutos detectadas por el equipo de medida, así como el tiempo en que la tensión de línea esté fuera de los límites permitidos por exceso y por defecto. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 11)

#### **Control de la potencia** (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 6)

Los requerimientos ligados al control de la potencia en un equipo de medida, vienen establecidos en el artículo 9 del Real Decreto 1110/2007.

Las instalaciones de medida de clientes deben disponer de los dispositivos necesarios para que la empresa distribuidora controle la potencia demandada por el cliente. Estos elementos con función de control de potencia pueden integrarse en los equipos de medida.

En los puntos de medida tipo 1, 2, 3 y 4 el control de la potencia se debe efectuar mediante máxímetros; requiriéndose seis máxímetros en todos estos puntos, con un periodo de integración de 15 minutos.

En los puntos tipo 5 el equipo debe disponer de capacidad para controlar la potencia demandada tanto mediante máxímetros como otros elementos con función de limitación de la potencia. El propio contador puede, mediante algoritmo simplificado de seguimiento de la curva de actuación, realizar dicha función, ajustando de forma dinámica la referencia de intensidad máxima al contrato o requisitos de gestión de la demanda establecido en cada momento.

Los elementos de limitación de potencia se deben colocar preferentemente integrados en el propio equipo de medida, para lo que deben ser reenganchables desde el domicilio del contrato o de reenganche automático. En el caso de no ubicarse en la centralización de contadores, se debe colocar lo más cerca posible del punto de entrada de la derivación individual.

#### **Acceso local**

Para permitir la lectura local y la parametrización de los equipos en modo local, el artículo 9 del Real Decreto 1110/2007 indica que los puntos de medida de tipo 1 y 2, y los de tipo 3 que no correspondan a fronteras de clientes, deben disponer de, al menos, un canal de comunicaciones apropiado, ya sea a través de un **puerto serie RS-232 o un optoacoplador**, con las características que establezcan las instrucciones técnicas complementarias. Los equipos de los puntos tipo 3 de cliente y los tipos 4 y 5 deben disponer necesariamente de un optoacoplador. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 4)

#### **Discriminación horaria**

Los requisitos asociados con la discriminación horaria y los de la medida de tiempo son los que se determinan en el apartado C del anexo I de la Orden ITC 3022/2007, aplicable a aquellos contadores de energía eléctrica, estáticos combinados, a instalar en suministros de energía eléctrica hasta una potencia de 15 kW de activa (**tipo 5**), que cuentan, sin excepción, con todo lo siguiente:

- Energía activa, clases a, b y c
- Energía reactiva, clases 2 y 3
- Discriminación horaria
- Telegestión.

Los requisitos relativos a la discriminación horaria, asociados a estos contadores eléctricos son los siguientes (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo I, art. C, apdo. 1):

a) Gestión de, al menos, seis periodos de discriminación horaria.

Cada uno de los periodos deben ser configurables, según calendario. Para cada periodo tarifario se debe almacenar energía activa consumida, energía reactiva en el cuadrante 1 y, opcionalmente, en el cuadrante 4, máximo de potencia y la fecha y hora del máximo. El equipo debe disponer de capacidad de registro de las curvas horarias de energía activa y reactiva, a nivel horario, con un tiempo mínimo de tres meses. Se deben expresar las unidades de la siguiente forma: kWh para valores acumulados y cierres y Wh para el registro de las curvas horarias de energía activa; en el caso de la energía reactiva: en kvarh y varh, respectivamente.

b) Se establecen, al menos, 3 tipos de cierres, los cierres se podrán elegir facultativamente, pudiendo coexistir varios de ellos:

- Manual mediante un pulsador precintable.
- Diferido mediante parametrización de una fecha/hora futura. Típicamente y por defecto, el día primero de mes a las 0:00 horas.
- Instantáneo por comunicaciones en modo local o remoto.

El equipo debe almacenar, al menos, tres cierres en memoria circular.

c) El equipo debe disponer de, al menos, dos tipos de registro de eventos:

- eventos con un nivel de ocurrencia previsiblemente bajo (entre otros, variaciones de tensión, cortes, cambio de parámetros y alarmas).
- eventos con un nivel de ocurrencia mayor (entre otros, acceso por comunicaciones remotas y cambio de tarifa).

d) En ausencia de tensión, el equipo conservará la información almacenada, durante, al menos, dos años.

Se establecen, además, los siguientes requisitos metrológicos y técnicos asociados a la discriminación horaria (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo I, art. C, apdo. 1):

e) Requisitos metrológicos asociados al reloj:

- Se definen dos posibles modos de funcionamiento del reloj: mediante sincronización a la frecuencia de red o mediante oscilador de cuarzo.
- El reloj del contador al objeto de discriminación horaria cumplirá los requisitos establecidos en la Norma UNE EN 62054-21. Se deberá mantener la fecha y hora con una deriva inferior a 0,5 s/día. La medida de tiempo será trazable al patrón nacional de tiempo.
- El contador deberá garantizar una reserva de marcha de, al menos, 3 días.
- Generación de eventos por desviaciones de reloj.
- La Administración pública competente podrá realizar auditorías del reloj del sistema.

### 2.1.3.2 Equipamiento y funciones de los concentradores

De acuerdo al capítulo V del Real Decreto 1110/2007 (artículos 23, 24, 25, 27 y 28), las exigencias generales aplicables a los concentradores son:

### **Concentrador principal** (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 23)

El operador del sistema es el propietario del concentrador principal de medidas eléctricas y es responsable de su instalación, mantenimiento y administración, así como de la adaptación permanente de los equipos a las necesidades del sistema de medidas eléctricas y a la evolución tecnológica.

Las especificaciones técnicas del concentrador principal deben estar en consonancia con los requisitos establecidos en el reglamento establecido en el Real Decreto 1110/2007 y en sus instrucciones técnicas complementarias.

### **Concentradores secundarios** (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 24)

La instalación de los concentradores secundarios tiene carácter voluntario, excepto para los encargados de la lectura que deben instalar concentradores secundarios con las características que se señalan en las instrucciones técnicas complementarias.

Cuando una empresa de distribución adquiere habitualmente energía eléctrica a través de uno o más puntos frontera de otra empresa de distribución, puede previo acuerdo de las partes traspasar sus derechos y obligaciones en relación con el establecimiento de un concentrador secundario, a la empresa de distribución a la que está conectada, o bien puede instalar un concentrador secundario compartido con otras empresas de distribución que se encuentren en idéntica situación.

Cuando existen concentradores secundarios ajenos al concentrador secundario del encargado de la lectura, los registradores conectados mediante comunicaciones con el primero, pueden ser leídos por el encargado de la lectura a través de dicho concentrador, siempre que sea posible, se disponga de firma electrónica y se garanticen todos los requisitos exigibles en relación con las lecturas. El encargado de la lectura puede obtener éstas directamente de este concentrador secundario o exigir el acceso hasta cada registrador. En todo caso, el titular del concentrador secundario está obligado a facilitar el acceso y todo lo que se pueda requerir para que el encargado de la lectura efectúe adecuadamente dichas lecturas. En caso de desacuerdo se debe someter a la Comisión Nacional de Energía, la cual resolverá con carácter vinculante.

El operador del sistema debe mantener un inventario actualizado de todos los concentradores secundarios que actúan en el sistema de medidas y de sus titulares. Para la inclusión en el inventario y puesta en explotación de un concentrador secundario, éste debe cumplir los requisitos exigidos por el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto) y por las instrucciones técnicas complementarias.

### **Información contenida en los concentradores** (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 25)

El operador del sistema, como responsable del concentrador principal, recibe la información con el grado de desagregación que establecen las instrucciones técnicas complementarias.

El concentrador principal debe almacenar, al menos, las medidas horarias en punto frontera de clientes tipo 1, 2 y 5, en los términos que por resolución de la Secretaría de Estado de Energía se determinan.

El concentrador principal debe actuar como servidor de datos para todos los puntos de medida cuyo encargado de la lectura es el operador del sistema. Las instrucciones técnicas complementarias deben detallar la información y grado de desagregación que debe contener.

Los concentradores secundarios del encargado de la lectura deben actuar igualmente como servidores de datos en relación con los puntos de medida a él asociados, debiendo recibir la información que se determina en las instrucciones técnicas complementarias.

## **Canales de comunicación con los usuarios**

El acceso de los usuarios a los concentradores principal y secundarios para consulta de datos se debe realizar mediante los canales de comunicación y procedimientos que establezcan los procedimientos de operación del sistema con objeto de garantizar su seguridad. Además de la seguridad, en la selección de los canales se deben considerar como criterios prioritarios que sean accesibles para el mayor número posible de usuarios actuales y potenciales, y que el coste para el usuario sea mínimo, considerando tanto la inversión en el equipo como el gasto previsto en las comunicaciones. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 27)

## **Periodicidad de las lecturas**

Las instrucciones técnicas complementarias fijan la periodicidad de las lecturas de la información correspondiente a equipos de medida dotados de comunicaciones y las lecturas locales o visuales de los contadores principales y redundantes. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 28)

Sin perjuicio de lo anterior, la lectura de la energía generada por las instalaciones de generación cuyos puntos de medida son de tipo 3 y 5 es mensual. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 28)

Al amparo de lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, el P.O. 10.4 «Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones», incluido en la Resolución de 2 de junio de 2015, establece las características del concentrador principal y los concentradores secundarios (apartados 4 y 5 respectivamente), de las cuales, en el presente informe se destaca lo siguiente:

### **Características y gestión del concentrador principal** (Resolución de 2 de junio de 2015, P.O. 10.4, apdo. 4.1)

El concentrador principal está constituido por un sistema informático que recibe, trata, almacena y difunde los datos de los equipos de medida necesarios para el cálculo y la comprobación de las liquidaciones, facilitando la información al sistema de liquidaciones y garantizando la confidencialidad de la información recibida.

El concentrador principal debe obtener los datos de medidas correspondientes a los puntos de medida mediante la interrogación a registradores de medida, comunicación con concentradores secundarios, o bien mediante el volcado de datos obtenidos tras lecturas locales mediante terminales portátiles de lectura, lecturas visuales o estimaciones.

### **Características y gestión de los concentradores secundarios** (Resolución de 2 de junio de 2015, P.O. 10.4, apdo. 5.1)

Los concentradores secundarios de medida son equipos para la captura y almacenamiento de las lecturas almacenadas en los registradores para su envío al concentrador principal u otros concentradores secundarios. Adicionalmente, los concentradores secundarios pueden capturar, almacenar y tratar otra información de uso específico sin necesidad de autorización expresa del operador del sistema, siempre que esto no afecte a los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida junto con el P.O. 10.4.

La existencia de concentradores secundarios asegura la lectura de los puntos de medida a él asociados.

## 2.1.4 Exigencias sobre el Sistema de Telegestión y Comunicaciones

### 2.1.4.1 Sistema de telegestión

Los requisitos técnicos y las especificaciones funcionales asociados a los sistemas de telegestión son los que se determinan en el apartado 3 del anexo II de la Orden ITC/3022/2007.

Se establecen las siguientes especificaciones funcionales para el sistema de telegestión (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, art. 3):

#### **Lectura remota**

El sistema debe permitir la lectura a través de comunicaciones, de, entre otros:

- Medidas eléctricas: energía activa, reactiva y las potencias máximas según la discriminación horaria parametrizada (valores en curso) y las correspondientes a cierres de facturación.
- Parametrización, activa y latente, de tarifas, calendarios y potencias contratadas.
- Alarmas y eventos.
- Datos de identificación del contador.

El concentrador CT debe realizar una interrogación cíclica, con periodicidad parametrizable a todos los contadores que comunican con él.

Junto con esta tarea automática de interrogación cíclica, el sistema puede disponer de la funcionalidad de acceso puntual a un contador cualquiera con prioridad sobre la tarea automática.

#### **Sincronización remota**

En cada ciclo de lectura se debe comprobar la fecha y hora de los contadores y deben sincronizarse si es necesario.

#### **Control remoto de la potencia. Corte y reconexión**

Desde niveles superiores se pueden enviar órdenes de corte y reposición a los contadores.

Una vez ejecutada la orden de corte por el contador, este no debe aceptar ninguna reconexión del interruptor, ni mediante orden remota de dispositivo externo doméstico si existe, ni debe permitir el enclavamiento ante una actuación manual externa sobre el interruptor o el reenganche automático, si algunas de estas funciones están disponibles, hasta no recibir una nueva orden de reconexión del nivel superior.

La función de reconexión por orden remota debe cumplir la normativa vigente aplicable en materia de protección y seguridad de bienes y personas. Adicionalmente a las órdenes remotas de conexión y desconexión, el elemento de corte debe actuar desde el punto de vista de control de la demanda, como interruptor de control de potencia programable que debe cumplir los requisitos que sean de aplicación, establecidos en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre y en las normas que se desarrollen en relación al control eléctrico de potencia.

La función de ICP programable debe cumplir, del mismo modo, la normativa vigente aplicable en materia de protección y seguridad de bienes y personas.

### **Actualización dinámica de las tarifas (programación remota)**

Desde niveles superiores se pueden enviar órdenes de modificación de parámetros a los contadores, entre otros, cambio de tarifas, potencias contratadas, tipo de contrato, cuando exista la base legal y contractual para ello.

### **Capacidad de gestión de cargas**

El sistema debe disponer de funcionalidad que permita actuar sobre la demanda de los clientes, al objeto de poder actuar y realizar reducciones de carga en momentos críticos, cuando exista la base normativa, legal y contractual para ello.

El sistema debe permitir la programación remota de la potencia contratada, así como el control de la demandada por el cliente.

### **Control de accesos y registros de intervenciones**

El sistema debe garantizar la fiabilidad y seguridad de la información contenida y que circula por el mismo.

El acceso a cada equipo contador o concentrador debe estar controlado y asegurado por el sistema de direccionamiento al mismo y por clave de acceso definibles a nivel individual y en función de los permisos de acceso asociados.

Cada acceso a un equipo contador o concentrador puede ser registrado con la identificación del equipo que inicia la comunicación, la fecha/hora y el perfil de la comunicación establecida.

El sistema debe contemplar la detección y registro de accesos no autorizados.

### **Registro de eventos**

El sistema debe almacenar una serie de incidencias con la fecha y hora en las que se han producido. El tipo de eventos almacenados deben ser, al menos:

- Versión de software y firmware con indicación del momento de su instalación o modificación.
- Presencia y ausencia de tensión.
- Indicación de modificación de parámetros en el contador o concentrador, particularmente todos aquellos relacionados con la sincronización remota y control remoto de la potencia, con identificador del tipo y cuantía de parámetro modificado.
- Alarma crítica del equipo contador o concentrador.
- Intentos de accesos no autorizados.

### **Verificación de las comunicaciones del sistema de telegestión**

A efectos de permitir su verificación, el sistema puede elaborar estadísticas de comunicaciones entre concentradores y contadores.

### **Información de usuario**

El usuario, en función de la modalidad contractual que le aplique, puede disponer de la siguiente información relevante a su consumo, entre otras:

- Consumo eléctrico total y discriminado.
- Período tarifario en curso.

- Potencia máxima demandada.
- Potencia contratada.
- Fecha y hora.
- Información de control de cargas, en su caso.

Con carácter general, el contador debe presentar:

- Indicación del sentido de la energía.
- Presencia y orden de las fases.
- Estado de las comunicaciones.

### **Consideraciones para verificación del contador**

En el equipo se debe poder verificar la medida tanto activa como reactiva mediante uno o varios led de pulsos con un peso de pulso no configurable. En caso de disponer de un led únicamente para activa y reactiva, éste por defecto emitirá pulsos en activa siendo posible la configuración para emitir pulsos en reactiva, bien por comunicaciones o por teclado.

### **Modificaciones de software y firmware**

El software y firmware instalado en el equipo forma parte integrante del mismo y debe superar la evaluación de la conformidad a la que se refiere el artículo 5 de la Orden ITC/3022/2007. Cualquier modificación o nueva versión de software debe quedar documentada e identificada y debe tener que haber superado la evaluación de la conformidad.

En el caso de que el contador disponga de funciones de actualización de software o firmware de funcionamiento, tanto local como remoto, debe garantizarse que dichas actualizaciones han superado la evaluación de la conformidad y que no modifican las características metrológicas del contador ni las medidas y resto de registros almacenados hasta el momento.

El responsable de la medida debe conservar la certificación del organismo de control metrológico a disposición de la Administración pública competente.

Por otro lado, los artículos 30, 31 y 32 del Real Decreto 1110/2007, incluidos en el capítulo VII, establecen ciertos requerimientos en relación a las diferencias en las medidas y carencias de información; destacándose en el presente informe lo siguiente:

### **Diferencias entre medidas**

Cuando las medidas obtenidas en una comprobación de un equipo no coinciden con las medidas firmes<sup>6</sup> se debe proceder a efectuar una corrección de los registros de medida del período leído que puede dar lugar a una nueva liquidación de dicho período, a partir de los valores obtenidos en la comprobación, sin que ésta pueda retrotraerse más allá de doce meses.

Cuando en una comprobación de un equipo comunicado se detecta una pérdida de información o cuando las diferencias entre medidas son imputables al sistema de comunicaciones, el equipo debe ser objeto de lectura local con la periodicidad y en los plazos recogidos en las instrucciones técnicas complementarias.

<sup>6</sup> RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdo. 24. Lectura o medida firme: las lecturas locales y las remotas obtenidas mediante sistemas que cumplan los requisitos de integridad y validación definidos en las instrucciones técnicas complementarias. También tendrán la consideración de firmes las lecturas visuales de aquellos puntos de medida que no requieran de registro horario de energía, realizadas directamente por el encargado de la lectura.

### **Carencia de medida firme en un punto de medida**

Cuando se carezca de medidas firmes del equipo principal, se deben obtener las medidas en el punto a partir de equipos redundantes o comprobantes. Cuando se carezca también de medidas en estos últimos, el encargado de la lectura debe estimar las medidas de energía activa y reactiva, así como, en su caso, la potencia a facturar, y ponerlas a disposición de los participantes en la medida, de acuerdo con los plazos y procedimientos que establezcan las disposiciones en vigor. Si en el plazo estipulado, el encargado de la lectura no recibe objeción alguna, se adoptan como firmes las medidas estimadas.

### **2.1.4.2 Sistemas y protocolos de comunicaciones**

De acuerdo al capítulo IV del Real Decreto 1110/2007 (artículos 19, 20, 21 y 22), las exigencias generales aplicables a los sistemas y protocolos de comunicaciones son:

#### **Modos de conexión** (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 19)

La conexión de un equipo de medida al concentrador principal puede ser directa o a través de concentrador secundario, según decida el responsable del equipo de medida, para los puntos tipo 1 y 2, excepto en el caso de clientes, que se deben conectar siempre mediante concentrador secundario.

Para el resto de puntos de medida, la conexión del equipo con el concentrador principal debe ser a través del concentrador secundario del encargado de la lectura.

Cuando la empresa comercializadora disponga de concentrador secundario, puede transferir al concentrador principal la información que se determine por las instrucciones técnicas complementarias, sin perjuicio de que la transferencia de dichas medidas al concentrador principal deba ser realizada en cualquier caso por el distribuidor como encargado de la lectura.

Esta información facilitada por los comercializadores sólo puede ser utilizada por el operador del sistema en el proceso de estimación de medidas, siempre que se carezca de las medidas procedentes del encargado de la lectura.

#### **Inventario y características de los equipos de comunicaciones** (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 20)

El operador del sistema debe mantener un inventario actualizado de los equipos que conforman el sistema de comunicaciones de la red troncal y de aquellos otros equipos que proporcionen la garantía de integridad que se establezca en las instrucciones técnicas complementarias, con exclusión de los elementos pertenecientes a redes públicas de comunicación.

De igual modo deben proceder los encargados de la lectura respecto de las líneas de comunicación conectadas con su concentrador secundario.

Los equipos de comunicaciones deben estar homologados o normalizados, según proceda, y cumplir las normas que les sean de aplicación sobre seguridad industrial y ordenación de las telecomunicaciones.

#### **Medios y protocolos de comunicación** (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 21)

Sin perjuicio de lo dispuesto para la lectura y telegestión de los equipos de medida tipo 5, el operador del sistema debe definir y actualizar los medios y protocolos válidos en la red troncal y de acceso, tanto para la comunicación local como la remota, cuyas características se deben establecer en las especificaciones técnicas del concentrador principal. En la elección de dichos medios y protocolos se debe tener en cuenta el estado de la tecnología, su evolución y las opiniones e intereses de los participantes de las medidas.



No obstante, los responsables de los equipos de medida y los titulares de los concentradores secundarios pueden solicitar al operador del sistema que incorpore a la red troncal nuevos medios y protocolos. El operador del sistema procederá a su incorporación, siempre que las propuestas cumplan con los criterios de calidad mínimos para garantizar la funcionalidad y seguridad definidas en este reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias.

Asimismo, el titular de un concentrador secundario puede solicitar al operador del sistema la utilización de líneas dedicadas ya existentes para comunicación entre ambos, siempre que puedan soportar los nuevos requerimientos de información y que no sean incompatibles con las especificaciones técnicas que se establezcan para el concentrador principal. En cualquier caso, el solicitante debe correr con los gastos ocasionados por la incorporación de su propuesta a la red troncal.

Para la lectura y telegestión de los equipos de medida tipo 5 por parte de su encargado de la lectura se puede utilizar distintos medios físicos de comunicación, tales como RTC, GSM, GPRS, PLC, etc. Los protocolos de comunicaciones deben ser preferentemente públicos, como en el resto de puntos de medida, no siendo de aplicación en este caso lo previsto en el primer párrafo de este apartado (Medios y protocolos de comunicación). No obstante, dichos protocolos pueden ser excepcionalmente específicos, de carácter privado, formando parte de una solución global de telegestión.

Las instrucciones técnicas complementarias pueden establecer restricciones por motivos de seguridad en la utilización de medios y protocolos de comunicación.

#### **Gestión del sistema de comunicaciones** (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 22)

El operador del sistema es responsable de definir la red troncal y disponer los medios necesarios para la conexión del concentrador principal a la misma.

Por otro lado, el responsable de un equipo de medida lo es también de la instalación, mantenimiento y operación de los equipos de comunicaciones necesarios hasta su conexión a la red troncal o red de acceso según corresponda, excepto cuando se trate de clientes tipo 3, 4 ó 5, en cuyo caso la responsabilidad recae sobre el sujeto que efectúe la solicitud de la comunicación.

Con base a lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, el P.O. 10.4 «Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones», incluido en la Resolución de 2 de junio de 2015, establece las características del canal y protocolos de comunicación entre el concentrador principal, los concentradores secundarios, y los registradores de medida (apartados 4.2.2, 5.2.1 y 5.2.2), de las cuales, en el presente informe se destaca lo siguiente:

#### **Canal y protocolo de comunicación entre el concentrador principal y los registradores de medida**

Los canales de comunicación entre el concentrador principal y los registradores de medida deben ser canales de comunicación dedicados basados en RTC, RDSI, GSM, cualquier combinación de las anteriores o cualquier otra nueva tecnología que sustituya o complemente a las anteriores, siempre que sea compatible con el protocolo de comunicación que el operador del sistema establezca en sus especificaciones. Otro tipo de canales de comunicación puede ser acordado entre los responsables de los equipos de medida y el operador del sistema. (Resolución de 2 de junio de 2015, P.O. 10.4, apdo. 4.2.2)

#### **Canal y protocolo de comunicación entre el concentrador principal y el concentrador secundario**

La comunicación entre el concentrador principal y el concentrador secundario debe utilizar canales de comunicación dedicados basados en RTC, RDSI, cualquier combinación de las anteriores o cualquier otra

nueva tecnología que sustituya o complemente a las anteriores siempre que sea compatible con el protocolo de comunicación entre concentrador. Otro tipo de canales de comunicación puede ser acordado entre el titular del concentrador secundario y el operador del sistema. (Resolución de 2 de junio de 2015, P.O. 10.4, apdo. 5.2.1)

### **Canales y protocolo de comunicación entre el concentrador secundario o sistema de telegestión y los registradores de medida**

Los canales de comunicación entre el concentrador secundario y los registradores de medida deben ser líneas dedicadas, RTC, RDSI, GSM, GPRS, cualquier combinación de las anteriores o cualquier otra nueva tecnología que sustituya o complemente a las anteriores, siempre que sea compatible con los protocolos de comunicación que el operador del sistema establezca en sus especificaciones. Otro tipo de canales de comunicación puede ser acordado entre el titular del concentrador secundario y los responsables de los equipos de medida. (Resolución de 2 de junio de 2015, P.O. 10.4, apdo. 5.2.2)

La comunicación entre el sistema de telegestión y los equipos de medida se debe realizar de acuerdo a los protocolos que cada empresa distribuidora establezca, conforme a los sistemas de telegestión desarrollados por cada encargado de la lectura y aprobados por la Dirección General de Política Energética y Minas según lo establecido en el artículo 9 (apartado 8) del Real Decreto 1110/2007. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo 8).

### **2.1.4.3 Sistema de sincronización**

En el apartado 2.2 del anexo II de la Orden ITC/3022/2007, se establece como parte de la estructura del sistema de telegestión un sistema de sincronización horaria. Éste debe estar preferentemente basado en GPS en los niveles superiores y con una estructura jerarquizada de sincronización, desde los concentradores secundarios hacia los concentradores CT y contadores, mediante órdenes de supervisión y puesta en hora, para el cumplimiento de la norma UNE EN 62054-21. La cadena de sincronización debe garantizar la trazabilidad diaria de los relojes al patrón nacional de tiempo. (Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, art. 2.2)

Asimismo, el P.O. 10.4 «Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones», incluido en la Resolución de 2 de junio de 2015, establece cómo debe ser la sincronización de los concentradores secundarios (apartado 5.10), destacándose en el presente informe lo siguiente:

#### **Sincronización de los concentradores secundarios**

Los concentradores secundarios debe disponer obligatoriamente de un sistema que garantice la exactitud de su fecha y hora, preferiblemente mediante el sistema GPS, pudiendo emplearse otros que garanticen un nivel de sincronismo similar a dicho sistema, que no distorsione el cálculo de los balances de energía. Todas las medidas de tiempo y sincronizaciones deben estar trazadas a patrones de tiempo con trazabilidad a la hora oficial de España. (Resolución de 2 de junio de 2015, P.O. 10.4, apdo. 5.10)

#### **Comprobación de sincronismo con el concentrador principal**

El concentrador principal debe comprobar en todas las comunicaciones con cada uno de los concentradores secundarios su fecha y hora de acuerdo a la fecha y hora del concentrador principal. Si existe diferencia de hora entre el concentrador principal y secundario el concentrador principal debe cortar la comunicación hasta resolver y determinar la causa de falta de sincronismo y comunicarlo al responsable del mismo. (Resolución de 2 de junio de 2015, P.O. 10.4, apdo. 5.10.1)

## **Sincronización de registradores conectados al concentrador secundario o sistema de telegestión** (Resolución de 2 de junio de 2015, P.O. 10.4, apdo. 5.10.2)

Se entiende por sincronizar, a los efectos del objeto del P.O. 10.4, lograr que la hora de los puntos de medida coincida, dentro de una tolerancia, con una hora de referencia, según la normativa que le sea de aplicación.

Los encargados de la lectura son los responsables de sincronizar los registradores de los puntos de medida de los que son encargados de la lectura. En el caso de puntos en los que existen dos encargados de la lectura (distribuidor y operador del sistema), es el operador del sistema el responsable de la sincronización.

El concentrador secundario debe sincronizar los registradores que tiene conectados siempre que se establezca comunicación con el registrador.

El encargado de la lectura puede delegar en otro concentrador la sincronización de los registradores de puntos de medida de los que es encargado de la lectura y que están conectados a través de otro concentrador secundario si se asegura que dispone de un sistema que garantice la exactitud de su fecha y hora y que cumple los criterios establecidos por el operador del sistema para la realización de las sincronizaciones. No obstante a la delegación, los encargados de la lectura mantienen la responsabilidad de la sincronización.

La sincronización de registradores a través de conexiones locales con TPL está permitida si dicho TPL ha sido sincronizado previamente en un período no superior a ciento veinte (120) horas con un concentrador que garantice la exactitud de su fecha y hora.

Son admisibles otros sistemas de sincronización, siempre que se garantice un nivel de sincronismo equivalente, según la normativa que le sea de aplicación.

En los sistemas de telegestión, son los concentradores terciarios<sup>7</sup> – dispositivos que reciben mediante comunicación PLC los datos de los contadores conectados aguas abajo para, posteriormente, transferir dichos datos a los sistemas del distribuidor – los que disponen de un sistema para su sincronización con la hora de referencia, que después se compara con la de los contadores asociados para asegurar su sincronismo con dicha hora patrón.

Adicionalmente, un contador telegestionado puede también ser sincronizado directamente desde el sistema de telegestión y localmente, a través de su puerto óptico, según la normativa que le sea de aplicación.

## **2.1.5 Seguridad y Acceso a la Información generada por el sistema de medidas del sistema eléctrico español**

### **2.1.5.1 Seguridad y acceso a la información**

En el Real Decreto 1110/2007, los artículos 13 y 26 establecen unos requisitos básicos relacionados con la seguridad y acceso a la información, así como el acceso a la información contenida en los concentradores secundarios. A continuación, se mencionan algunos de los aspectos contenidos en los mismos:

---

<sup>7</sup> Los concentradores terciarios mencionados en el P.O. 10.4, serían equivalentes a los concentradores CT que se citan en la Orden ITC/3022/2007.

## **Seguridad y acceso a la información** (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art.13)

- 1) Las instrucciones técnicas complementarias deben establecer:
  - a) Las condiciones de acceso a la información y las medidas de seguridad asociadas.
  - b) La forma en que cada participante en la medida pueda acceder directamente a los equipos de medida, mediante comunicaciones, terminal portátil que se le conecte o mediante lectura visual.

Sólo los participantes en una medida tienen derecho a acceder directamente a la lectura de los equipos de medida y comprobación de su programación, en relación con los datos que le correspondan, de acuerdo con las restricciones de acceso que se establezcan.

- 2) Los responsables de los equipos deben facilitar a los encargados de la lectura los programas informáticos y las claves necesarias para realizar la lectura local y, en los casos en que existan comunicaciones, deben facilitar los programas informáticos y las claves necesarias para realizar la lectura remota, así como otras claves que se puedan requerir para otras operaciones, de acuerdo con la función de cada sujeto.

La carga de claves y la programación del registrador sólo pueden ser efectuadas por el encargado de la lectura o, en su ausencia, cuando se rebasen los plazos legalmente establecidos, por el verificador de medidas eléctricas y conforme con las condiciones que se especifiquen en las instrucciones técnicas complementarias.

Las instrucciones técnicas complementarias deben determinar los requisitos y condiciones relativos al precintado y desprecintado de equipos.

- 3) La seguridad e integridad de la información que se adquiere a través de concentradores secundarios de carácter voluntario debe estar garantizada por firma electrónica, con los requisitos establecidos en la Ley 59/2003, de 19 de diciembre, de Firma Electrónica, o la norma que la sustituya. Los encargados de la lectura no pueden en ningún caso obtener datos de medida agregados a través de concentradores secundarios de carácter voluntario.

En aquellas configuraciones de medida en las que existan equipos de medida que deban ser accesibles a varios encargados de la lectura, el responsable del equipo de medida debe garantizar el acceso de los encargados de la lectura a dicho equipo. Previo acuerdo expreso entre las partes, se puede sustituir el acceso de uno de los encargados de la lectura al equipo siempre que dicho encargado de la lectura pueda acceder a la información necesaria para el desempeño de sus funciones.

## **Acceso a la información contenida en los concentradores** (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 26)

La información relativa a la medida de clientes obtenida por la aplicación del Real Decreto 1110/2007 tiene carácter confidencial. La difusión de la información de medidas sólo puede hacerse con consentimiento expreso de los afectados. Los participantes deben recibir la información que resulte imprescindible para realizar sus funciones y pueden obtener certificaciones de dicha información de su encargado de la lectura.

El operador del sistema gestiona el acceso a la información del concentrador principal, de forma que se garantice su confidencialidad, en los términos descritos en el Real Decreto 1110/2007 y normas que lo desarrollan.

Los titulares de concentradores secundarios son plenamente responsables de garantizar la confidencialidad de la información y datos de clientes de que disponen.

La información contenida en el sistema de medidas que no sea de clientes está sometida a los preceptos sobre publicación de información que establezca la normativa que regula el funcionamiento del mercado de producción eléctrica.

En el ejercicio de sus respectivas competencias o funciones, pueden acceder a la información de medidas contenida en el concentrador principal y en los secundarios, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, las comunidades autónomas y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

De manera adicional, el P.O. 10.4 «Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones», incluido en la Resolución de 2 de junio de 2015, establece en el apartado 4.6, el requerimiento de acceso a la información contenida en el concentrador principal por parte de los participantes en cada medida; siendo éstos: la CNMC, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y las Comunidades Autónomas en el ámbito de sus competencias<sup>8</sup>. El operador del sistema, como administrador del concentrador principal, gestiona el acceso a dicha información de acuerdo a lo establecido en el Reglamento unificado de puntos de medida (Real Decreto 1110/2007).

Asimismo, el P.O. 10.11. «Tratamiento e intercambio de información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes», incluido también en la Resolución de 2 de junio de 2015, establece en el apartado 6.4.4. que el sistema de comunicaciones entre participantes y el concentrador secundario del encargado de la lectura (arquitectura cliente – servidor sobre internet) debe estar dotado de los siguientes mecanismos de seguridad:

- Autenticación mediante certificados digitales de todas las entidades, tanto distribuidores como el resto de participantes.
- Posibilidad de conexión cifrada en los intercambios de información.
- Seguridad incorporada en los servidores de ficheros para protegerlos de accesos no autorizados.
- Integridad en la transferencia de información, asegurando su transmisión sin errores.
- Trazabilidad de la información intercambiada, guardando registro de las transmisiones y dando la posibilidad de eliminar la información descargada por los usuarios, siempre que no sea metrológicamente relevante.
- Aseguramiento de que cada agente tiene acceso únicamente a los datos de los que es partícipe.

### **2.1.5.2 Derechos de los consumidores**

En España se han adoptado medidas en relación a la privacidad de los consumidores de electricidad.

El Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico, introduce algunas modificaciones que afectan a los datos que deben incluirse en la base de datos de puntos de suministro requerida a las empresas distribuidoras en el artículo 7 del Real Decreto 1435/2002 (RD 1435/2002, de 27 de diciembre, art.7). Con el fin de evitar poner en riesgo la privacidad de los consumidores, se modifica el apartado 1 del artículo 7 del Real Decreto 1435/2002, excluyendo de la base de datos de puntos de suministro la información relativa a las curvas de cargas

<sup>8</sup> Las comunidades autónomas, junto con el Centro Español de Metrología, tienen la responsabilidad de que se cumpla lo dispuesto en el Capítulo II y III del RD 889/2006 respecto al control metrológico del Estado para clientes domésticos (RD 889/2006, de 21 de julio, art. 4, apdo. 1 y art. 13, apdo. 1).



horarias obtenidas por parte de las empresas distribuidoras a través de los contadores inteligentes. De acuerdo con la disposición adicional segunda del Real Decreto 1074/2015, la información relativa a la curva de carga horaria tiene carácter confidencial y es accesible únicamente por el comercializador con contrato vigente para el consumidor en el período temporal al que corresponde la información que contiene, salvo autorización expresa por parte del consumidor, sin coste alguno, para que puedan acceder a sus datos otros comercializadores. Para ello, el comercializador debe acreditar su capacidad de representación ante el distribuidor (RD 1074/2015, de 4 de diciembre, disposición adicional segunda).

El encargado de recabar el consentimiento expreso del consumidor para que accedan a la información sobre los datos de curva de carga horaria otros comercializadores sin contrato en vigor con el consumidor, es el distribuidor. (RD 1074/2015, de 4 de diciembre, disposición adicional segunda)

El consentimiento para permitir el acceso a la información sobre los datos de curva de carga horaria a otros comercializadores sin contrato en vigor debe ser renovado por el consumidor cada dos años. (RD 1074/2015, de 4 de diciembre, disposición adicional segunda)

Las empresas de distribución deben garantizar el acceso a las bases de datos de puntos de suministro a través de medios telemáticos. En particular, las empresas distribuidoras deben contar con los medios necesarios para que cualquier comercializador o la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, pueda descargar y proceder al tratamiento de los datos referidos a la totalidad de los puntos de suministro conectados a las redes del distribuidor y a las redes de transporte de su zona, así como llevar a cabo una selección detallada de los puntos de suministro respecto a los cuales quiere acceder a sus datos, en función de las diferentes categorías de datos que componen las citadas bases. (RD 1435/2002, de 27 de diciembre, art.7, apdo. 2)

En todo caso, ni las empresas comercializadoras ni la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia pueden acceder a cualquier información que directamente identifique al titular del punto de suministro, y en particular, a los datos recogidos en los apartados c), z) y aa) del apartado 1 del Real Decreto 1435/2002 (RD 1435/2002, de 27 de diciembre, art.7, apdo. 1):

c) Ubicación del punto de suministro, que incluye dirección completa (tipo de vía, nombre de la vía, número, piso y puerta).

z) Nombre y apellidos, o en su caso denominación social y forma societaria, del titular del punto de suministro.

aa) Dirección completa del titular del punto de suministro.

Las empresas distribuidoras no pueden establecer condición alguna al acceso y tratamiento de estos datos por parte de los comercializadores o de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, ni exigir en ningún caso que éstos les proporcionen dato alguno como condición previa de acceso a su base de datos, entre ellos: el Código Universal del Punto de Suministro, NIF o NIE del titular de dicho punto de suministro o número de contrato en vigor de cada punto de suministro concreto, para el cual deseen consultar la base de datos. (RD 1435/2002, de 27 de diciembre, art.7, apdo. 2)

Los comercializadores, y demás sujetos que hagan uso de la información que figura en las bases de datos de puntos de suministro de las empresas distribuidoras, deben suscribir un código de conducta y garantizar la confidencialidad de la información contenida en las mismas. (RD 1435/2002, de 27 de diciembre, art.7, apdo. 3)

Los consumidores, tienen derecho de acceso a sus datos contenidos en el registro de puntos de suministro de forma gratuita y, además, pueden prohibir por escrito a los distribuidores la difusión de los datos que señalen expresamente y el acceso por los comercializadores distintos a aquel con el que se



tenga contratado el suministro. En este caso la manifestación escrita del consumidor debe constar expresamente en la base de datos, correspondiendo al distribuidor custodiar una copia de dicha solicitud. (RD 1435/2002, de 27 de diciembre, art.7, apdo. 4)

No obstante lo anterior, en el caso de que el consumidor esté en situación de impago no puede prohibir la difusión de su Código Universal del Punto de Suministro<sup>9</sup> y de la información de dicha situación. (RD 1435/2002, de 27 de diciembre, art.7, apdo. 4)

---

<sup>9</sup> El Código Universal del Punto de Suministro (CUPS) es, en España, un código único e identificador de un punto de suministro de energía. Se creó con el objetivo de identificar cada suministro ante compañías suministradoras, distribuidoras, comercializadoras, administración estatal, etc.

## 2.2 Holanda

Para el caso holandés, se han analizado los requisitos establecidos en la regulación vigente para la implementación de Infraestructuras de Medición Avanzada (AMI) en el país:

- *Elektriciteitswet 1998*, por su nombre en neerlandés. En español, Ley de Electricidad de 1998. Publicada el 2 de julio de 1998. Última actualización el 19 de abril de 2018.
- NTA 8130 – *Nederlandse Technische Afspraak 8130, Basisfuncties voor de meetinrichting voor elektriciteit, gas en thermische energie voor kleinverbruikers*, por su nombre en neerlandés. En español, Acuerdo Técnico Holandés 8130, Funciones básicas para el dispositivo de medida de electricidad, gas y energía térmica para pequeños consumidores. Publicado el 27 de abril de 2007.
- AMvB - *Algemene maatregel van Bestuur "Besluit op afstand uitleesbare meet- inrichtingen"*, por su nombre en neerlandés. En español, Orden Ejecutiva "Decreto sobre dispositivos de medición de lectura remota". Decreto publicado el 27 de octubre de 2011. Última actualización el 19 de noviembre de 2014.
- DSMR 4.2.2 Final Main - *Dutch Smart Meter Requirements v4.2.2 Final Main*. En español, Requisitos del contador inteligente holandés. Versión publicada el 14 de marzo de 2014.
- *Meetcode elektriciteit*, por su nombre en neerlandés. En español, Código de Medida de Electricidad. Publicado el 21 de abril de 2016. Última actualización el 13 de julio de 2017.
- *Gedragcode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers*, por su nombre en neerlandés. Código de Conducta para el Tratamiento de Datos Personales por Operadores de Red en el contexto de la Instalación y Gestión de Contadores Inteligentes para Pequeños Consumidores. Publicado el 19 de mayo de 2012.
- *Metrologiewet*, por su nombre en neerlandés. En español, Ley de metrología - contiene normas relativas a las unidades de medida y la comercialización y el uso de instrumentos de medida. Ley publicada el 2 de noviembre de 2006. Última actualización el 7 de diciembre de 2015.

### 2.2.1 Descripción general del despliegue de AMI en Holanda: marco regulatorio, arquitectura, módulos y puertos

La base del marco normativo relativo a las funcionalidades de los sistemas de medición inteligente en los Países Bajos es el NTA 8130. El NTA 8130 es un Acuerdo Técnico Holandés (en neerlandés, *Nederlandse Technische Afspraak*) que describe las funciones mínimas para los sistemas de medición de electricidad, gas y energía térmica para clientes domésticos.

El NTA 8130 se emitió bajo petición del Ministerio de Asuntos Económicos por un grupo de proyecto, dentro del Instituto Holandés de Normalización (NEN - *Nederlands Normalisatie-instituut*), en el que estuvieron presentes varios interesados en el mercado de energía y distribución.

La versión final del NTA 8130 fue aprobada en abril de 2007 y describe, además de las funcionalidades mínimas, la arquitectura general del sistema de medición y las responsabilidades de las empresas de distribución con respecto a los contadores inteligentes y sus datos.

En 2011, el Ministerio holandés de Asuntos Económicos, Agricultura e Innovación (EL & I) emitió la Orden Ejecutiva "Decreto sobre dispositivos de medición de lectura remota" (AMvB - *Algemene*

maatregel van Bestuur "Besluit op afstand uitleesbare meet- inrichtingen") como una enmienda a la Ley de Electricidad de 1998. Cuando el NTA 8130 y el AMvB entran en conflicto, ésta última prevalece.

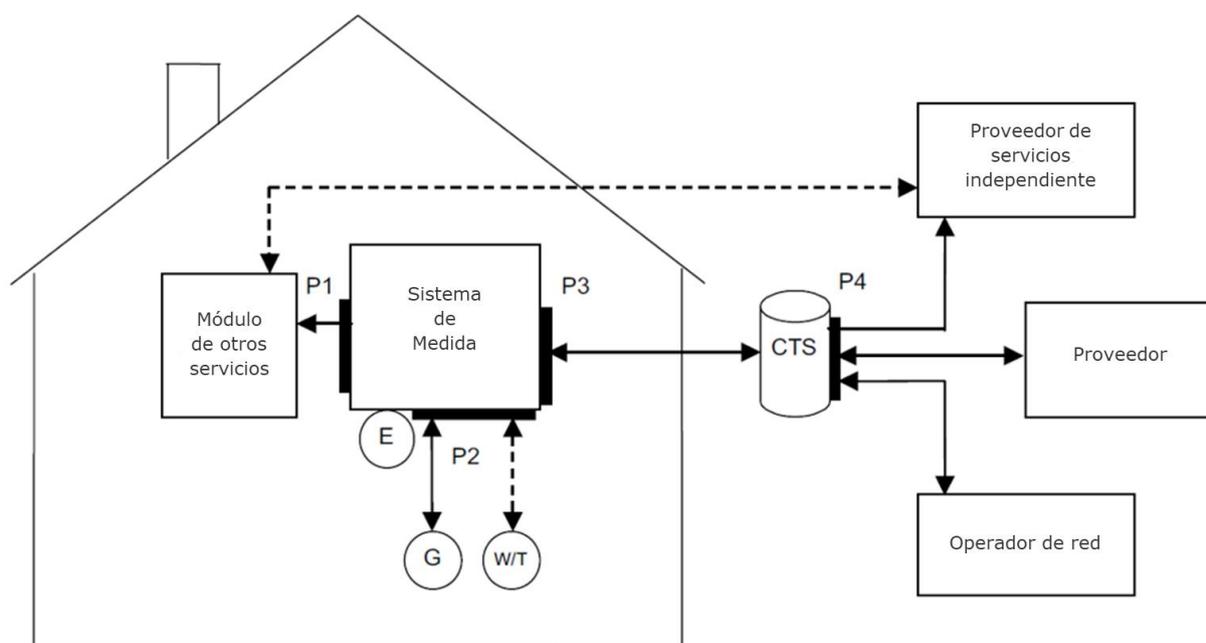
Además de las funcionalidades básicas mencionadas en el NTA, el AMvB incluye requisitos adicionales sobre el registro de comunicación, para que los consumidores puedan monitorear cuándo y con qué fin la empresa distribuidora ha leído su contador.

Al amparo de lo dispuesto en el NTA 8130 y el AMvB, en Holanda tuvo lugar primero un lanzamiento a pequeña escala; iniciándose un despliegue a gran escala en 2016.

De las lecciones aprendidas del despliegue a pequeña escala surgieron cambios en el AMvB, emitidos como Reales Decretos (KB - *Koninklijk Besluit*) y publicados en el Boletín de Actos y Decretos (*Staatsblad*), para que fueran parte de las regulaciones aplicables al despliegue a gran escala. El mayor cambio fue la supresión de la funcionalidad del interruptor/válvula y la funcionalidad de limitación de potencia (KB publicado en el *Staatsblad* 392, año 2014), debido a que el uso real y los beneficios del interruptor son muy limitados, mientras que aumenta los costes del dispositivo, así como el coste de las medidas de seguridad.

Tanto el NTA 8130 como el AMvB han sido las bases para la generación de documentos de requisitos técnicos, publicados por Netbeheer Nederland (organización coordinadora de las empresas distribuidoras holandesas) como DSMR (*Dutch Smart Meter Requirements*; en español, Requisitos del contador inteligente holandés). El AMvB prevalece en caso de contradicción entre estas fuentes.

La siguiente figura, extraída del apartado 5.1 del NTA 8130, proporciona una descripción de los componentes y las interfaces de comunicación para los contadores residenciales en Holanda (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, apdo. 5.1):



**Figura 4. Descripción general de la arquitectura holandesa de medición inteligente para consumidores residenciales: módulos y puertos de comunicación<sup>10</sup>**

<sup>10</sup> Las líneas discontinuas hacen referencia a interfaces de comunicación opcionales de la arquitectura holandesa de medición inteligente para consumidores residenciales. Además, la empresa distribuidora no estaría al cargo de estos interfaces de comunicación.

La arquitectura AMI holandesa cuenta con los siguientes módulos (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, apdos. 5.2 y 5.3):

- El **sistema de medida** es el contador inteligente de electricidad (**Smart E-meter**), con sus módulos de comunicación para varios puertos, su unidad metrológica y su aplicación de software para soportar la funcionalidad requerida del contador inteligente.
- El **módulo de otros servicios** suele ser una pantalla de inicio localmente conectada o un dispositivo de seguridad que hace que los datos de medición estén disponibles en la red Wi-Fi local.
- Los módulos **G, W/T, E** son dispositivos de medida para gas, agua/energía térmica o contadores de electricidad separados que pueden instalarse (por ejemplo, para fines de medición de producción bruta). Sin embargo, en la práctica, solo los contadores de gas están instalados en el puerto P2.
- El **CTS** es el Sistema Central (HES – *Head End System*) que recopila datos de medida de electricidad y gas utilizando el puerto P3 y controla el sistema de medición a través del mismo puerto P3.
- El **proveedor de servicios independiente** puede ser cualquier agente que ofrezca servicios relacionados con la energía a los consumidores, como servicios para ayudar a los consumidores a ahorrar energía, etc.
- Por otro lado, se encuentra el **proveedor** de energía. En el mercado energético holandés la distribución y el suministro de energía son actividades realizadas por compañías diferentes; se trata de un mercado desagregado.
- El **operador de red** representa los sistemas de la empresa distribuidora.

A continuación, se indican y describen los puertos que forma parte de la arquitectura AMI en Holanda (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, apdos. 5.2 y 5.3):

- **P1**: para la comunicación entre el sistema de medida y el equipo auxiliar (se pueden conectar un máximo de 5 dispositivos). P1 es una interfaz de solo lectura, es decir, no puede usarse para enviar datos al sistema de medición.

El puerto P1 está diseñado para obtener información de los consumidores. Sin embargo, la información podría ser usada para otras funcionalidades como generación distribuida, coche eléctrico, baterías, etc. No obstante, en la regulación holandesa no existe ninguna referencia al respecto.

- **P2**: para la comunicación entre el sistema de medida y de 1 a 4 dispositivos de medida (en la práctica: contadores de gas). En el sistema de medición inteligente holandés, el contador de electricidad actúa como un centro de comunicación para contadores de gas. El contador de electricidad tiene un puerto local para proporcionar información de datos del contador a los consumidores.

El puerto P2 es un puerto bidireccional: se utiliza para obtener la lectura del contador y el estado del contador de gas, así como para controlar el dispositivo M-Bus. El contador de gas vuelca los datos de medida a intervalos de tiempo regulares.

- **P3:** para la comunicación entre el sistema de medida y el Sistema Central (CTS). El puerto P3 permite la comunicación bidireccional: se puede gestionar y leer los datos del contador a través del mismo puerto.

De acuerdo al apartado 5.2.8.1 del NTA 8130, la información de monitoreo puede recuperarse desde el dispositivo de medida a través del puerto P3, definiendo esta información como aquella que refleja la calidad del suministro de electricidad y el estado del dispositivo de medida.

- **P4:** para la comunicación entre el CTS y los proveedores de servicios independientes, los proveedores de energía y otros sistemas de los operadores de la red.

En este punto, cabe señalar que el DSMR 4.2.2 incluye un puerto adicional P0, definido por las empresas de distribución para mantenimiento local. Sin embargo, este puerto no está regido por ningún reglamento de los mencionados con anterioridad. (DSMR 4.2.2, de 14 de marzo de 2014, apdo. 1.2)

Asimismo, en los Países Bajos, existe el desarrollo del "Servidor de acceso central" (*Centrale toegangsserver*) que otorga acceso a Proveedores de energía y proveedores de otros servicios (relacionados con la energía) a través del puerto P4 a datos de *Smart Meter*. Este proyecto se llama "Portal P4". En los próximos años, se proporcionarán conexiones a pequeña escala en Holanda bajo el control de los operadores regionales de la red (RNB). El RNB se convierte en el propietario de estos contadores (incluida la unidad de comunicación asociada) y, por lo tanto, se convierte, además del administrador del contador, también en el administrador del acceso a los contadores inteligentes. El Ministerio de Asuntos Económicos indica que el RNB debe proporcionar acceso a las funcionalidades del contador inteligente a través de un protocolo inequívoco para las partes interesadas. El proveedor, el otro proveedor de servicios independientes y, en algunos casos, el operador regional de redes de gas (RNB G), podrán utilizar este acceso. El P4 es un canal de comunicación con el que los estos agentes podrán tener acceso a las funcionalidades del contador inteligente a través del tráfico de mensajes.

La arquitectura mencionada en la Figura 4 del presente apartado, ha sido definida para consumidores residenciales. Para grandes consumidores, la regulación para la medida se establece en el Código de Medida de Electricidad (*Meetcode elektriciteit*), que es una extensión de la Ley de Electricidad de 1998, publicada por el regulador holandés de la energía (ACM - *Autoriteit Consument & Markt*; en español, Autoridad para los Consumidores y los Mercados).

De acuerdo con el artículo 2.4.1 del Código de Medida de Electricidad, las lecturas del contador deben estar disponibles a través de la lectura remota del mismo. Asimismo, el artículo 4.3.5.1a establece que el equipo de medida para grandes consumidores debe registrar el consumo cada 15 minutos. (*Meetcode elektriciteit*, de 21 de abril de 2016, art. 4.3.5.1a)

Según el artículo 4.3.5.1b, el equipo de medida puede registrar en tarifa baja o normal. Si las conexiones tienen una potencia contratada de más de 0.1MW y conexiones para alimentación de energía en la red, se debe medir en kVAr por mes, si se espera (según la naturaleza de la instalación conectada) que el factor de potencia esté por debajo de un umbral. (*Meetcode elektriciteit*, de 21 de abril de 2016, art. 4.3.5.1b)

Los artículos 5.2.4 y 5.2.5 establecen que, al menos una vez al mes, entre el quinto día hábil anterior y el quinto día hábil posterior al cambio de mes, el responsable de la lectura del contador (*Meetverantwoordelijke*) lee los valores registrados. (*Meetcode elektriciteit*, de 21 de abril de 2016, art. 5.2.4 y 5.2.5)

De acuerdo al artículo 1.2.3.3, el consumidor puede seleccionar al responsable de la lectura del contador, pero éste debe estar registrado como lector de contadores reconocido por parte de la empresa distribuidora. (*Meetcode electriciteit*, de 21 de abril de 2016, art. 1.2.3.3)

En cuanto a la seguridad, en Holanda, los datos recopilados de un *smart meter* se consideran datos personales y confidenciales. Por lo tanto, aplica la Ley de Protección de Datos Personales (WBP - *Wet Bescherming Persoonsgegevens*). Sin embargo, esta ley establece un marco general. El detalle de la WBP para Medición Inteligente se establece en el Código de Conducta para el Tratamiento de Datos Personales por Operadores de Red en el contexto de la Instalación y Gestión de Contadores Inteligentes para Pequeños Consumidores (*Gedragscode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers*, en adelante "Código de Conducta para Operadores de Red"), emitido el 19 de mayo de 2012 por Netbeheer Nederland, organización que agrupa a los operadores de red de distribución holandeses.

El Código de Conducta para Operadores de Red es legalmente vinculante en Holanda. La Autoridad para la Protección de Datos Personales (AP - *Autoriteit Persoonsgegevens*), entidad gubernamental holandesa, anteriormente conocida como Comité de Protección de Datos Personales (CBP - *College Bescherming Persoonsgegevens*), está a cargo de la aplicación de la WBP. Asimismo, el Código de Conducta para Operadores de Red ha sido aprobado por la AP; otorgándose por un período de 5 años, de modo que se puedan incluir actualizaciones y/o cambios en caso de ser necesario.

Netbeheer Nederland, por su parte, ha publicado los Requisitos de Privacidad y Seguridad, que describen cómo el Código de Conducta para Operadores de Red se debe implementar, buscando la uniformidad en su aplicación por parte de las empresas distribuidoras.

En Holanda, prestan servicios las siguientes 5 empresas de distribución: Alliander, Enexis, Stedin, Enduris y Westland Infra. El número total de puntos de medida de electricidad es de 8.1 millones, según información extraída de fuentes de Netbeheer Nederland<sup>11</sup>.

A finales de 2016, se instalaron 3,8 millones de contadores inteligentes de electricidad<sup>12</sup>. La extrapolación de la tendencia resultaría en la instalación de 5 millones de *smart E-meters* a finales de 2017, que representa el 63% del número total de puntos de medición.

## 2.2.2 Responsabilidades

En relación al **despliegue de equipos de medida**, se han identificado los siguientes puntos en el marco regulatorio holandés:

Según el artículo 16.1n de la Ley de Electricidad de 1998, la empresa de distribución es responsable del despliegue de los contadores, y por extensión, también lo es de los contadores inteligentes y su correcto funcionamiento. (*Elektriciteitswet* 1998, de 19 de abril de 2018, art. 16.1n)

Por otro lado, el artículo 8.1 del AMvB establece que, si otra entidad que no sea la empresa de distribución instala el contador, es esta otra entidad la encargada de que el equipo instalado se conecte al sistema de comunicaciones puesto en funcionamiento por la distribuidora, de modo que ésta última no necesite introducir cambios para realizar el intercambio de datos con el contador. (AMvB, de 14 de noviembre de 2014, art. 8.1)

<sup>11</sup> **Netbeheer Nederland**. *Hoofdstuk 1: Kerngegevens energienetten*. <https://energiecijfers.info/hoofdstuk-1/>, página accedida el 23 de julio de 2018.

<sup>12</sup> **Netbeheer Nederland**. *Hoofdstuk 6: Cijfers over meetinstallaties*. <https://energiecijfers.info/hoofdstuk-6-cijfers-meetinstallaties/>, página accedida el 23 de julio de 2018.

En cuanto a la **operación y el mantenimiento**, el artículo 16.1o de la Ley de Electricidad de 1998, indica que la empresa distribuidora es responsable de la operación y el mantenimiento de los equipos de medida. Como consecuencia, esto aplica también a los sistemas de medición inteligente, dado que no existe ningún documento legal que exima a la distribuidora de dicha obligación. (*Elektricitetswet* 1998, de 19 de abril de 2018, art. 16.1o)

En el ámbito de la **seguridad**, el artículo 5.5.5 del NTA 8130 indica que la empresa de distribución es responsable del equipo de medida y también es responsable de la correcta comunicación de datos desde el equipo de medida al CTS y viceversa. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, art. 5.5.5)

La empresa de distribución se encarga de la correcta implementación de identificación, autenticación y autorización en relación al equipo de medida, así como el cifrado de la comunicación de datos, independientemente del medio de comunicación. Asimismo, es responsable de gestionar la identificación, autenticación y autorización de las partes del mercado que soliciten acceso a través del puerto P4; de modo que una entidad legal que tenga acceso indirecto (a través de P4) al equipo de medida, solo pueda usar las funciones para las cuales está habilitada.

## 2.2.3 Exigencias sobre unidades de medida y unidades concentradoras

### 2.2.3.1 Unidades de medida

#### **Requisitos funcionales para Smart E-meters**

El artículo 4.1 del AMvB establece las funcionalidades mínimas requeridas para los equipos de medida de electricidad (AMvB, de 19 de noviembre de 2014, art. 4.1):

- a) Registro, visualización e intercambio con aplicaciones (\*) de la potencia real en vatios.
- b) Registro, visualización e intercambio con aplicaciones (\*) de la lectura real del contador en kWh, para la energía importada y exportada para diferentes períodos tarifarios.
- c) Registro de los datos especificados en b) al menos cada 15 minutos e intercambio de estos valores al menos diariamente, de forma que la distribuidora pueda leer y utilizar los datos intercambiados.
- d) Intercambio de la tarifa actual para diferentes periodos tarifarios con aplicaciones (\*).
- e) Actualización remota del firmware de control/aplicación del equipo de medida.
- f) Registro e intercambio de datos con la aplicación (\*) de información de calidad de energía.
- g) Registro, visualización e intercambio con la aplicación (\*) del estado del equipo de medida.
- h) Intercambio de los datos mencionados en g) e i) con la empresa distribuidora, de tal manera que ésta puede usar los datos.
- i) El fraude, el mal uso, la intrusión en el equipo de medida o los intentos de hacerlo se registrarán en el equipo de medida e intercambiarán con la distribuidora.

(\*) Las aplicaciones se describen en el artículo 4.4 del AMvB. En él se dice que los equipos de medida de electricidad deben ser adecuados para conectar "aplicaciones" en el punto de medida y usar esas aplicaciones de manera tal que puedan intercambiar datos, y que los intercambios de datos sean legibles y útiles para las entidades que tengan derecho a procesar dicha información. (AMvB, de 19 de noviembre de 2014, art. 4.4)

Los requisitos mínimos para el intercambio de datos por puerto se mencionan en el NTA 8130 (ver sección 2.2.4.3 del presente informe). (NTA 8130, de 27 de abril de 2017, art. 5.5)

Lecturas de contador y registros:

- **Funcionalidad de *Commlog*:**

El artículo 4.3 del AMvB establece que el equipo de medida de electricidad debe registrar en cada intercambio de datos con el sistema remoto de la empresa distribuidora, la marca de tiempo de dicho intercambio y la cantidad de registros de contador que se han intercambiado. Esos registros se deben almacenar durante 1 año en el propio equipo de medida y deben ser accesibles para lectura local. (AMvB, de 19 de noviembre de 2014, art. 4.3)

- **Sub-medición:**

El Artículo 4.5 del AMvB establece que el equipo de medida debe ser adecuado para recibir datos de otro sistema de medida como un flujo de datos separado, registrarlo, mostrarlo y reenviar estos datos de manera que sean legibles y útiles para la entidad que tenga derecho a procesar dicha información. (AMvB, de 19 de noviembre de 2014, art. 4.5)

- **Interrupción, limitación y reanudación del suministro:**

La funcionalidad para interrumpir, limitar y reanudar el suministro ha sido eliminada del conjunto de requisitos mínimos en el AMvB como resultado de la evaluación del despliegue a pequeña escala y un análisis renovado de coste-beneficio. La conclusión es que el uso real y los beneficios del interruptor son muy limitados, mientras que aumenta los costes del dispositivo, así como el coste de las medidas de seguridad. Sin embargo, si los contadores tienen un interruptor automático, en el AMvB se establece lo siguiente: si el equipo de medida tiene la funcionalidad de interrumpir, limitar o reanudar el suministro, se lo debe comunicar al consumidor de manera oportuna y clara si esta funcionalidad se activa o no. Esta comunicación se debe llevar a cabo a través de la pantalla de visualización del contador, si el equipo de medida dispone de una pantalla de visualización que soporte la comunicación de esta información. (AMvB, de 19 de noviembre de 2014)

- **Prepago:**

En el NTA 8130, en el apartado 5.6, se menciona el prepago como una posible funcionalidad del sistema AMI. Sin embargo, se dice explícitamente que el crédito del contador está registrado en un sistema central, y no en el contador en sí mismo. Esto significa que los contadores no son "contadores de prepago" como tal. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, art. 5.6)

Ahora que el interruptor-seccionador ha sido eliminado de las funcionalidades mínimas mencionadas en el AMvB, así como de las especificaciones técnicas DSMR 4.2.2, ya no es posible implementar el prepago en el entorno AMI holandés.

### **Requisitos metrológicos para *Smart E-meters***

Todos los instrumentos de medida deben cumplir con la Ley de metrología holandesa *Metrologiewet*. La *Metrologiewet* es la implementación holandesa de la Directiva Europea para Instrumentos de Medida (MID). El vendedor debe proporcionar un certificado de un organismo notificado para el instrumento de medida, que indique que cumple con la *Metrologiewet* holandesa. El cumplimiento de esta Ley de metrología es aplicable para cualquier tipo de medición de electricidad, así como para la medición a través del sistema AMI.



En el apartado 4.3.34 del AMvB se establece que los instrumentos de medida con una precisión de clase A son suficientes para el uso residencial. Sin embargo, las empresas distribuidoras holandesas desean una mayor precisión que la clase A y, por ello, solicitan en sus especificaciones técnicas instrumentos de medida que cumplan con los requisitos de clase B. De modo que (AMvB, de 19 de noviembre de 2014, art. 4.3.34):

- un organismo notificado para la certificación de contadores evalúa el equipo para que cumpla con los requisitos de clase A (de acuerdo al AMvB),
- mientras que la empresa distribuidora prueba el equipo para cumplir con los requisitos de clase B (de acuerdo a sus especificaciones técnicas más restrictivas).

En cualquier caso, en la placa de identificación del dispositivo se debe mencionar la clase A.

### **Requisitos eléctricos para Smart E-meters**

Según los requisitos técnicos DSMR 4.2.2, la potencia media consumida por un smart E-meter debe cumplir los siguientes criterios (DSMR 4.2.2, de 14 de marzo de 2014, art. 3.2 DSMR-M 4.3.16):

- El máximo consumo de energía permitido sin comunicación:
  - Medidor monofásico 2 W
  - Medidor de fase polifuncional 4 W
- Durante la comunicación: 4 W para monofásico, 8 W para polifásico.
- El consumo de energía del E-metro en sí mismo no conducirá a valores de registro incrementados.

### **Requisitos mecánicos para Smart E-meters**

De acuerdo con los requisitos técnicos DSMR 4.2.2, las dimensiones de Smart E-meter deben ser para un contador monofásico (DSMR 4.2.2, de 14 de marzo de 2014, art. 6.1.5.1 DSMR-M 4.6.33):

- 225 mm de alto
- 135 mm de ancho
- 140 mm de profundidad

Y para un contador polifásico (DSMR 4.2.2, de 14 de marzo de 2014, art. 6.1.5.1 DSMR-M 4.6.33):

- 333 mm de alto
- 180 mm de ancho
- 150 mm de profundidad

Adicionalmente existen otros requerimientos mecánicos relacionados con la construcción segura (DSMR 4.2.2, de 14 de marzo de 2014, art. 6.1.5.1 DSMR-M 4.6.35) y la robustez mecánica (DSMR 4.2.2, de 14 de marzo de 2014, art. 3.3 DSMR-M 4.3.53) del contador.

### **Parametrización del contador de electricidad**

El NTA 8130 establece el siguiente requerimiento en relación a la parametrización del contador de electricidad (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. Art. 5.4.2):

- a) Cargar una tabla de tarifas según el tiempo de uso para contabilizar la energía en los registros de tarifa. El momento de registro no se debe desviar más de 60 segundos del tiempo estándar nacional.
- b) Cargar un nuevo firmware. La actualización del firmware que afecta a las propiedades metrológicas NO está permitida.

### **Pantalla de visualización (display)**

El contador de electricidad debe disponer de una pantalla de visualización que muestre al menos, además de la lectura real del contador, la tarifa real (baja, normal; requerida por MID y la Ley de metrología) y si la lectura diaria de los valores de intervalo cuarto horario está activada o desactivada (según el artículo 4.1c del AMvB). Esta lectura diaria solo puede realizarse después del permiso del consumidor. Si el contador dispone de interruptor, la pantalla de visualización también mostrará el estado del interruptor si ésta admite dicha funcionalidad. (AMvB, de 19 de noviembre, 2014, art. 4.1c)

### **2.2.3.2 Unidades concentradoras**

No se han desplegado unidades concentradoras en Holanda. El marco regulatorio holandés no excluye su uso, pero tampoco incluye ningún requerimiento en relación a unidades concentradoras. Debido al uso de redes móviles, no hay puertas de enlace ni concentradores de datos que formen parte del sistema de medición inteligente holandés.

## **2.2.4 Exigencias sobre Sistema de gestión y operación y Comunicaciones en el sistema AMI**

### **2.2.4.1 Sistema de gestión y operación**

El Código de Conducta para el Tratamiento de Datos Personales por Operadores de Red en el contexto de la Instalación y Gestión de Contadores Inteligentes para Pequeños Consumidores, emitido por Netbeheer Nederland el 19 de mayo de 2012, establece que la empresa distribuidora puede procesar datos de contadores inteligentes en el contexto de la gestión metrológica. Esto incluye las siguientes actividades (*Gedragscode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers*, de 19 de mayo de 2012, art. 5.2.3.1):

- a) Sincronización del reloj interno y el calendario.
- b) Comprobación del estado de la batería del contador.
- c) Mantenimiento del contador y actualización de firmware.
- d) Detección de fallas.
- e) Operación según la información de estado del contador.
- f) Probar el funcionamiento correcto del contador.

### **2.2.4.2 Protocolos prescritos para las interfaces de comunicación**

En el artículo 4.7, del AMvB se establece explícitamente que el registro de información e intercambio de datos (AMvB, de 19 de noviembre, 2014, art. 4.7):

- a) entre el contador de electricidad y el componente de comunicación dentro de un dispositivo de medida de electricidad,
- b) entre un dispositivo de medición de la electricidad y las aplicaciones (mencionadas en el apartado 2.2.3.1 del presente informe),
- c) y entre un dispositivo de medida de electricidad y otro dispositivo de medida,

se debe realizar de acuerdo con estándares abiertos internacionales para tráfico de datos y conexiones físicas.

Asimismo, los apartados 5.5.1.2, 5.5.2.2, 5.5.3.2 y 5.5.4.2, incluidos en el NTA 8130, detallan las interfaces de comunicación utilizadas para la medición inteligente en los Países Bajos (interfaces P1, P2, P3 y P4 respectivamente):

- **Interfaz local P1** (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. art. 5.5.1.2):

En la capa física, el conector RJ11 debe usarse con un optoacoplador para aislamiento galvánico.

En el nivel eléctrico, el puerto debe operar en el nivel TTL.

El protocolo utilizado en el puerto P1 es IEC 62056-21 Modo D - solo lectura. Si la línea de solicitud está activa, el contador debe enviar los datos cada 10 segundos. La identificación de datos utilizada es OBIS (IEC 62056-61), que se envía como texto ASCII al OSM. Las propiedades físicas y eléctricas de la interfaz se especifican en detalle en el anexo B del NTA 8130.

- **Recopilación de datos del contador de gas por *Smart E-meter* a través de P2** (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. art. 5.5.2.2):

El protocolo utilizado sobre la interfaz P2 es el protocolo MBUS. Tanto MBUS EN 13757-2 (Wired MBUS) como EN 13757-4 (Wireless MBUS) están permitidos para la comunicación P2.

Se establece explícitamente en el NTA 8130 que los grados de libertad en el protocolo MBUS se deben definir de tal forma que se garantice la interoperabilidad para el puerto P2.

- **Recopilación de datos de medida (E y G) por CTS a través de P3:**

El Sistema Central (CTS) puede acceder al sistema de medida a través del puerto P3. Para la capa física de P3 se puede utilizar (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. art. 5.5.3.2):

- a) Power Line Communication (PLC).
- b) GPRS.
- c) Ethernet.

Para la capa de aplicación/modelo de datos, se requiere que la comunicación entre el Sistema Central y el equipo de medida garantice la interoperabilidad. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. art. 5.5.3.2)

De acuerdo con el DSMR 4.2.2, la pila de comunicación utilizada en este puerto se establece de la siguiente manera (DMSR 4.2.2, de 14 de marzo de 2014):

- a) Capa de aplicación/Modelo de datos: DLMS/COSEM.
- b) Capa de transporte/capa de red: TCP/IPv4.

- c) Enlace físico/de datos: red móvil, ya sea GPRS/LTE o CDMA (dependiendo de la empresa de distribución).

En la práctica, las empresas distribuidoras holandesas han decidido no utilizar soluciones PLC para la capa física del puerto P3. El 18 de noviembre de 2014, Enexis, empresa distribuidora holandesa, emitió un comunicado al respecto<sup>13</sup>, alegando las siguientes razones:

- o Mayor complejidad de la tecnología PLC frente a GPRS o Ethernet; siendo, en el primer caso, necesario incluir concentradores de datos y seguridad adicional en el sistema AMI.
- o Riesgo de que el modem PLC cause perturbaciones en el equipo del cliente.
- o Coste reducido de las comunicaciones móviles.
- o Buena calidad en la cobertura de la red 4G holandesa, incluso en áreas rurales.

En el caso de las empresas distribuidoras Alliander y Stedin, han optado por el uso de CDMA, dado que poseen licencias para ello.

- **Intercambio de datos con proveedores de energía, otros sistemas de empresas distribuidoras y el proveedor de servicios independientes P4** (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. art. 5.5.4.2):

El intercambio de datos en P4 tiene lugar a través de servicios web XML. La empresa distribuidora debe definir la XSD (plantilla para el intercambio de datos).

La identificación de datos que se debe utilizar es OBIS (IEC 62056-61).

### 2.2.4.3 Requisitos mínimos para el intercambio de datos por puerto

En el NTA 8130, los apartados 5.5.1.1, 5.5.2.1, 5.5.3.1 y 5.5.4.1 describen los requisitos mínimos para el intercambio de datos por puerto (puertos P1, P2, P3 y P4 respectivamente).

**Los siguientes datos relacionados con la electricidad debe estar disponibles en P1** (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. art. 5.5.1.1):

- Consumo de energía real en 0.001 kWh para tarifa normal y baja.
- Suministro de energía real (a la red) en 0.001 kWh para tarifa normal y baja.
- Potencia real (resolución 10W).
- Indicador de tarifa.

El NTA 8130 también establece que se debe intercambiar el valor del estado de la posición del interruptor y el valor del limitador; sin embargo, en la última versión del AMvB, se omite este requisito.

Además, se admite un mensaje de 1024 caracteres como máximo para su transmisión en P1.

**La siguiente información debe estar disponible en el puerto P2** (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. art. 5.5.2.1):

- Lectura del contador de gas, en 0.001 m<sup>3</sup>, incluyendo marca de fecha y hora.

<sup>13</sup> **Enexis.** *Enexis keert ten halve in klantbelang en kiest mobiele communicatie slimme meter.* <https://energie.nl/nieuws/40051093/enexis-keert-ten-halve-in-klantbelang-en-kiest-mobiele-communicatie-slimme-meter>. Página accedida el 6 de agosto de 2018.



El NTA 8130 también establece que se debe intercambiar el valor del estado de la posición de la válvula; sin embargo, en la última versión del AMvB, este requisito se omite.

**Los siguientes datos relacionados con la electricidad deben estar disponibles en P3 una vez por día** (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. art. 5.5.3.1):

- Datos de monitoreo.
- Consumo de energía real en 0.001 kWh para tarifa normal y baja.
- Suministro de energía real (a la red) en 0.001 kWh para tarifa normal y baja.
- Lecturas de intervalo de consumo en 0.001 kWh (10 diarias y 13 mensuales, incluida la marca de tiempo).
- Lecturas de intervalo de suministro en 0.001 kWh (10 diarias y 13 mensuales, incluida la marca de tiempo).

En el AMvB, se indica en el artículo 4.1c que un dispositivo de medida de electricidad debe ser capaz de intercambiar la información cuarto horaria registrada de manera diaria con la empresa distribuidora (AMvB, de 19 de noviembre de 2014. art. 4.1c). Según el apartado 4.2, en la pantalla de visualización del contador se debe indicar si esta funcionalidad está activa o no (AMvB, de 19 de noviembre de 2014. art. 4.2).

A petición, la siguiente información relacionada con la electricidad puede estar disponible a través de P3:

- Consumo de energía real en 0.001 kWh para tarifa normal y baja.
- Suministro de energía real (a la red) en 0.001 kWh para tarifa normal y baja.
- Lectura de consumo del contador al inicio del día (tarifa baja y normal).
- Lectura de suministro del contador al inicio del día (tarifa baja y normal).
- Lecturas de intervalo de consumo en 0.001 kWh (10 diarias y 13 mensuales, incluida la marca de tiempo).
- Lecturas de intervalo de entrega en 0.001 kWh (10 diarias y 13 mensuales, incluida la marca de tiempo).
- Datos de monitoreo.

El CTS puede enviar un mensaje de 1024 caracteres al contador a través del puerto P3, que se reenvía al puerto P1.

**Los siguientes datos deben estar disponibles en P4** (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. art. 5.5.4.1):

- Datos de monitoreo.
- Consumo de energía real en 0.001 kWh para tarifa normal y baja.
- Suministro de energía real (a la red) en 0.001 kWh para tarifa normal y baja.
- Lecturas de intervalo de consumo en 0.001 kWh (10 diarias y 13 mensuales, incluida la marca de tiempo).
- Lecturas de intervalo de suministro en 0.001 kWh (10 diarias y 13 mensuales, incluida la marca de tiempo).

- Lectura de consumo del contador al inicio del día (tarifa baja y normal).
- Lectura de suministro del contador al inicio del día (tarifa baja y normal).

A través de P4, se puede enviar un mensaje de 1024 caracteres al equipo de medida (a través del puerto P3), para que esté disponible en el puerto P1 del contador de electricidad.

## 2.2.5 Seguridad y Acceso a la Información generada por los sistemas AMI en Holanda

### 2.2.5.1 Seguridad y detección de fraude

Según el apartado 5.2.8.6 del NTA 8130, los intentos de abrir (partes de) el equipo de medida o la extracción de la cubierta de terminales deben ser detectados y registrados junto con una fecha y marca de tiempo. Se deben registrar los últimos 10 intentos. Asimismo, se indica que los intentos de fraude a través de campos magnéticos externos deben registrarse, si el equipo de medida es sensible a los campos magnéticos. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. art. 5.2.8.6)

En el apartado 5.5.5 del NTA 8130, se indica que el acceso al puerto P3 del equipo de medida solo está permitido a la empresa distribuidora. Si existe una distribuidora diferente para el gas, sólo la de electricidad puede acceder. Además, se establece que (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. art. 5.5.5):

- La empresa de distribución es responsable de los equipos de medida y también es responsable de la correcta comunicación de datos desde el equipo de medida al CTS y viceversa (a través del puerto P4).
- La empresa de distribución se encarga de la correcta implementación de identificación, autenticación y autorización en relación al equipo de medida, así como el cifrado de la comunicación de datos, independientemente del medio de comunicación.
- Las partes del mercado (proveedores de energía, empresas distribuidoras de gas, proveedores de servicios independientes) tienen acceso a los datos de medida y control a través del CTS (mediante el puerto P4).
- La empresa de distribución es responsable de gestionar la identificación, autenticación y autorización de las partes del mercado que soliciten acceso a través del puerto P4; de modo que una entidad legal que tenga acceso indirecto (a través de P4) al equipo de medida, solo pueda usar las funciones para las cuales está habilitada.

De acuerdo con el artículo 4.1i del AMvB, el fraude, el mal uso, la intrusión en el equipo de medida o los intentos de hacerlo se registrarán en el equipo de medida e intercambiarán con la distribuidora. (AMvB, de 19 de noviembre de 2014. art. 4.1i)

En el artículo 6.1 del AMvB se establece que el equipo de medida debe estar protegido contra abusos, fraudes o desvíos de manera que se garantice un nivel adecuado de protección, teniendo en cuenta las evoluciones tecnológicas internacionales y los costes de la implementación de medidas de seguridad. Si el equipo de medida tiene la funcionalidad para interrumpir, limitar y reanudar el suministro, los riesgos de seguridad de estas funcionalidades también se deben tener en cuenta al definir el nivel apropiado de seguridad. (AMvB, de 19 de noviembre de 2014. art. 6.1)

### 2.2.5.2 Protección de datos personales

El Código de Conducta para el Tratamiento de Datos Personales por Operadores de Red en el contexto de la Instalación y Gestión de Contadores Inteligentes para Pequeños Consumidores, emitido por Netbeheer Nederland el 19 de mayo de 2012, describe en el apartado 6.1 los derechos de los consumidores con respecto al contador.

De modo que el consumidor debe ser informado a tiempo antes de la instalación del contador inteligente con respecto a sus elecciones para (*Gedragscode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers*, de 19 de mayo de 2012, art. 6.1.1):

- a) Instalación del contador.
- b) Lectura remota por parte de la empresa distribuidora.
- c) Frecuencia de lecturas por parte de la empresa distribuidora.

Respecto a la instalación del contador, el consumidor puede rechazar la instalación del contador inteligente. Si el *smart meter* ha sido ya instalado (el hogar ya cuenta con uno o el consumidor ha dado su consentimiento previo para instalarlo), el consumidor no puede solicitar su reemplazo por un contador no inteligente. (*Gedragscode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers*, de 19 de mayo de 2012, art. 6.1.2)

En relación a la lectura remota por parte de la empresa distribuidora, el consumidor puede solicitar a ésta que cambie la configuración para activar o desactivar dichas lecturas remotas. En ese caso, la empresa distribuidora debe ejecutar dicha solicitud. En este punto, se debe tener en cuenta que la activación/desactivación de lecturas remotas por parte de la empresa distribuidora no es una propiedad técnica del contador, sino que es una propiedad del Sistema de Cabecera (HES). (*Gedragscode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers*, de 19 de mayo de 2012, art. 6.1.3)

Respecto a la frecuencia de lecturas por parte de la empresa distribuidora, por defecto, el esquema de lectura es el siguiente (*Gedragscode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers*, de 19 de mayo de 2012, art. 6.1.4.1):

- a) Una vez al año para la liquidación de la factura del proveedor de energía.
- b) Bimestral para obtener información sobre el consumo de energía.
- c) En ocasiones especiales si es necesario para el cambio de proveedor de energía, traslado, cancelación de conexión, gestión técnica o gestión metrológica.

Las lecturas del medidor en una frecuencia más alta que la indicada anteriormente requieren un permiso previo e inequívoco por parte del consumidor. Tal permiso puede ser revocado por el consumidor en cualquier momento. (*Gedragscode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers*, de 19 de mayo de 2012, art. 6.1.4.2 y 6.1.4.3)

Asimismo, el apartado 6.2, describe los derechos del consumidor con respecto a los datos del contador. El consumidor tiene derecho a obtener información y corrección de los datos de medida. El consumidor debe contactar con la empresa distribuidora para solicitar estos derechos. La empresa distribuidora puede rechazar la solicitud de corrección, si el consumidor no ha considerado las condiciones que son relevantes para la determinación de los datos de medida. (*Gedragscode Verwerking van*



*Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers, de 19 de mayo de 2012, art. 6.2)*

El Código de Conducta para el Tratamiento de Datos Personales por Operadores de Red en el contexto de la Instalación y Gestión de Contadores Inteligentes para Pequeños Consumidores, indica también que cada empresa distribuidora debe establecer un plan de auditoría para comprobar la ejecución de dicho código. Netbeheer Nederland puede, después de consultar a sus miembros, proponer puntos de enfoque específicos para la auditoría. (*Gedragcode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers, de 19 de mayo de 2012, art. 7.4)*

## 2.3 Noruega

Para el caso noruego, se han examinado los requisitos establecidos en la regulación vigente para la implementación de Sistemas de Medición y Control Avanzado (AMS - *Avanserte måle- og styringssystem*) en el país:

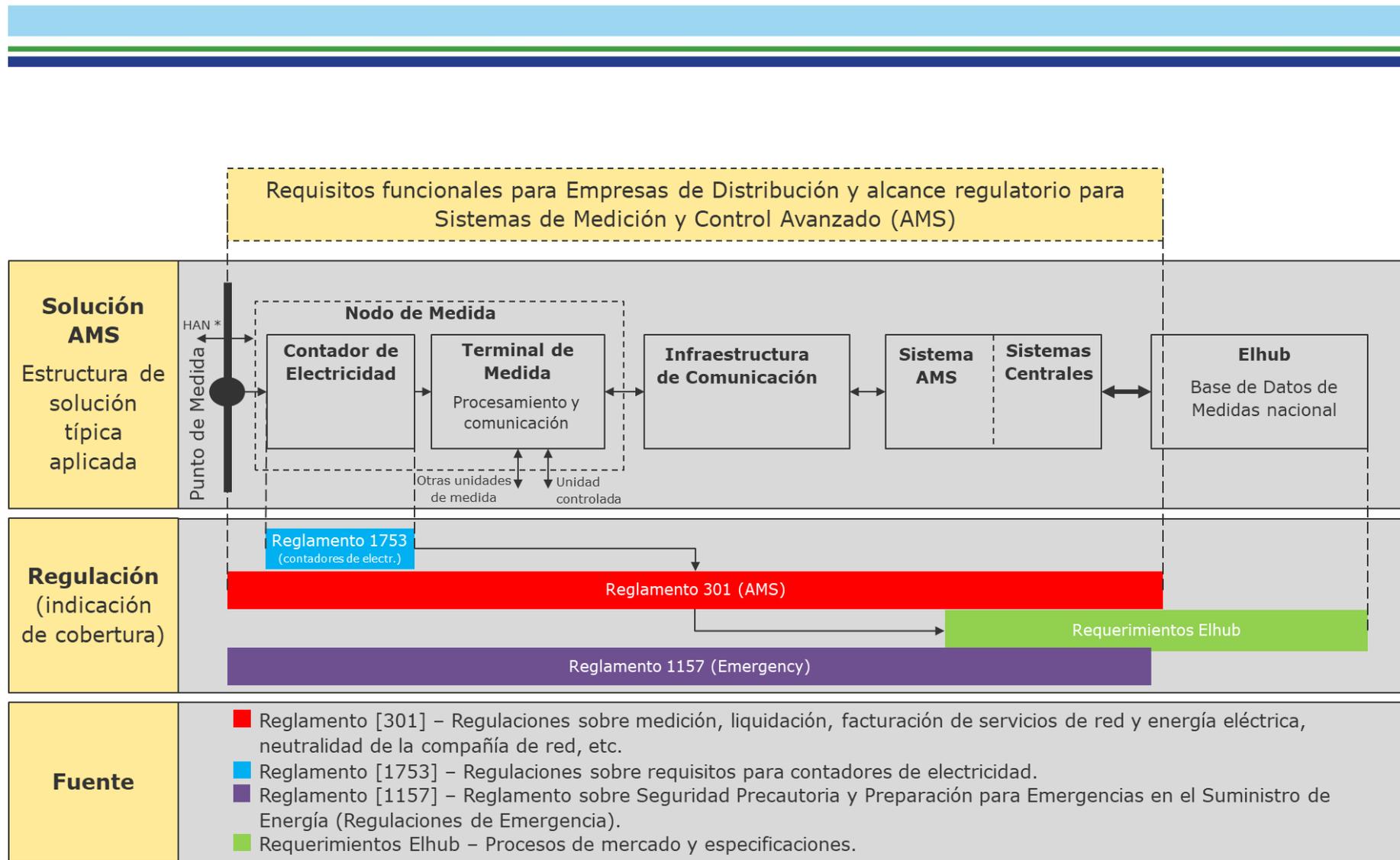
- Reglamento [301] – *Forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv.*, por su nombre en noruego. En español, Regulaciones sobre medición, liquidación, facturación de servicios de red y energía eléctrica, neutralidad de la compañía de red, etc. Primera publicación el 11 de marzo de 1999. El documento ha sufrido 42 cambios y 2 correcciones. Última actualización el 14 de diciembre de 2017.
- Reglamento [1753] – *Forskrift om krav til elektrisitetsmålere*, por su nombre en noruego. En español, Regulaciones sobre requisitos para contadores de electricidad. Primera publicación el 28 de diciembre de 2007. El documento ha sufrido 5 modificaciones y 3 correcciones. Última actualización el 25 de junio de 2018.
- Reglamento [1157] – *Forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen (beredskapsforskriften)*, por su nombre en noruego. En español, Reglamento sobre Seguridad Precautoria y Preparación para Emergencias en el Suministro de Energía (Regulaciones de Emergencia). Primera publicación el 7 de diciembre de 2012. El documento ha sufrido 3 correcciones. Última actualización el 16 de mayo de 2014.
- Requerimientos Elhub – *Markedsprosesser og spesifikasjoner*, por su nombre en noruego. En español, Procesos de mercado y especificaciones. Primera publicación el 1 de octubre de 2013. El documento ha sufrido 15 modificaciones. Última actualización el 23 de febrero de 2017.
- Reglamento [1598] – *Forskrift om elektrisk utstyr*, por su nombre en noruego. En español, Reglamento sobre equipos eléctricos. Reglamento de 10 de octubre de 2017.

### 2.3.1 Descripción general del despliegue de AMS en Noruega

El despliegue de sistemas de medición inteligente comenzó en Noruega a finales de la década de 1990. La decisión de regular el despliegue de contadores inteligentes o *smart meters* se tomó en 2011, teniendo lugar algunas rondas de cambios y adaptaciones posteriores. En el curso de este proceso regulatorio, los sistemas de medición inteligente en Noruega se han denominado Sistemas de Medición y Control Avanzado (AMS - *Avanserte måle- og styringssystem*).

El plazo para implementar AMS para todas las empresas de distribución, según lo dispuesto en la regulación vigente, es el 1 de enero de 2019.

Los requisitos de AMS se describen en el Reglamento 301, además de otras regulaciones importantes que se muestran en la siguiente figura:



\* HAN – Home Area Network; en español, Red de Área Doméstica

**Figura 5. Diseño de solución AMS en Noruega, cobertura regulatoria y fuentes**

Fuente: Elaboración propia, basada en información extraída del Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017



El mercado eléctrico noruego consta de 130 empresas de distribución, que sirven a 2,8 millones de puntos de medida. La mayor distribuidora (Hafslund) tiene 700,000 clientes, y las 5 principales dan cobertura a 1,500,000 clientes aproximadamente.

De acuerdo con la sección 4-5 del Reglamento 301, el regulador noruego NVE (*Norges vassdrags- og energidirektorat*; en español, Dirección de Recursos Hídricos y Energía de Noruega) solicita de manera periódica un informe para conocer el progreso de despliegue de AMS (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-5). Además, la NVE está ejecutando ciertas encuestas que contienen más información sobre las actividades y el resultado correspondiente de la implementación de AMS.

El modelo de negocios AMS noruego es la base de la regulación. Este modelo se centra en la facilitación del acceso al mercado, los derechos del consumidor y la eficiencia general. No existen requisitos detallados para AMS desde un punto de vista tecnológico, sólo requisitos funcionales. Además del despliegue regulado de AMS, se está implementando una base de datos nacional para medición, denominada **Elhub**. Elhub será el centro de intercambio de datos del mercado, al que empresas distribuidoras y minoristas de energía se conectarán para intercambiar todos los datos relevantes de consumo y facturación. Adicionalmente, si una compañía de nuevos servicios pudiera proporcionar servicios al consumidor basándose en los datos de Elhub, la compañía deberá tener el consentimiento del consumidor para poder acceder a sus datos.

Está previsto que Elhub esté operativo a partir de febrero de 2019. Antes de que se tomara la decisión de que la empresa de transmisión noruega Statnett fuera el dueño y encargado de la gestión de Elhub, se realizó un proyecto de viabilidad para decidir quién era la entidad más adecuada para ello. El resultado del estudio de viabilidad concluyó que Statnett era el más adecuado para ser el propietario y el operador de Elhub. Hasta que Elhub esté completamente operativo, son las empresas distribuidoras las encargadas de gestionar la información generada por los sistemas AMS.

La regulación de AMS señala los requisitos de Elhub y regula el cumplimiento de los protocolos y procedimientos de intercambio de datos. Estos requisitos explícitos implican la necesidad de aplicar otros requerimientos implícitos para el despliegue de las soluciones de AMS en Noruega. (Requerimientos Elhub, de 23 de febrero de 2017)

En un mercado energético desregulado como el de Noruega, desarrollar estándares y sistemas colectivos que puedan ser utilizados por todos los interesados para la comunicación de datos, la operación y la liquidación es una tarea importante. La desregulación ha aumentado el comercio con la energía eléctrica y la necesidad de medición y acuerdos entre los participantes. Para hacer frente a la creciente necesidad de intercambio de información entre los diferentes participantes en la industria de la energía, los países nórdicos han establecido el Foro Ediel. El Foro se estableció en otoño de 1995. El objetivo del Foro es estandarizar el uso de EDI (*Electronic Data Interchange*) basado en el estándar UN/EDIFACT en la industria de energía nórdica. Ediel pretende cubrir todas las necesidades de intercambio de datos entre los participantes y las organizaciones comerciales de la industria energética, tanto a nivel nacional como internacional.<sup>14</sup>

Los primeros despliegues de AMS en Noruega, desde 1998 a 2010, han sido la mayoría soluciones basadas en PLC (Power Line Communication). Esta tecnología ha servido de manera exitosa al modelo de negocios de las empresas distribuidoras, bajo la premisa de mejorar su eficiencia bajo la regulación financiera (modelo DEA – Análisis Envolvente de Datos). Por lo general, las soluciones implementadas han ido más allá de los requisitos establecidos por el regulador. Al surgir la necesidad, cada vez mayor,

---

<sup>14</sup> **Ediel**. *Message handbook for Ediel Functional Description*. 24 de octubre de 2002.

de la transferencia de datos casi en tiempo real, así como la obtención de valores por hora (o valores cuarto horarios, como se requerirá en Noruega en los próximos años), la tecnología PLC se ha enfrentado a algunas condiciones físicas limitantes. Como consecuencia, al aumentar el ancho de banda en la comunicación, la frecuencia también lo ha hecho; enfrentando por tanto a las empresas distribuidoras a un nuevo desafío frente a las perturbaciones en la comunicación a través de PLC. En los últimos pilotos, antes de que se regulara el despliegue completo de AMS, la infraestructura de comunicación por radiofrecuencia en malla de baja potencia (LP RF mesh - *Low Power meshed Radio Frequency*) ha surgido como una opción válida para el volumen masivo de AMS. Para sitios con conexión punto a punto, aún prevalecen las soluciones basadas en variantes de GSM.

A día de hoy, los AMS implementados en Noruega son una combinación de LP RF mesh y variantes de GSM. Desde el punto de vista de la adquisición, independientemente del proveedor, la solución de sistema de medición inteligente desarrollada para soportar los requisitos de AMS generalmente incluye los siguientes elementos:

- a) **Contador de electricidad**, cuya parte metrológica está regulada por el Reglamento 1753.
- b) **Terminal de medida**, para procesamiento y comunicación.
- c) El contador de electricidad y el terminal de medida típicamente están integrados en una unidad, denominada **nodo de medida**. Puede suceder que el nodo de medida incorpore un contador de electricidad de un proveedor y un módulo de comunicación de otro, dependiendo de los consorcios de proveedores.

Asimismo, el nodo de medida puede disponer de interfaces de conexión con los siguientes elementos:

- otras unidades de medida, p.ej. contador de agua;
  - equipo HAN (equipo de red de área doméstica), p.ej. visualizador doméstico;
  - unidad controlada, p.ej. interruptor para conexión y desconexión;
  - componentes de comunicación, p.ej. tarjetas de comunicación si es un módulo separado.
- d) **Infraestructura de comunicación**, pudiendo existir concentradores o repetidores entre el nodo de medida y el HES.
  - e) **HES (*Head End System*; en español, **Sistema de Cabecera**)**, incluyendo integración al sistema central.
  - f) **Sistema central**; sistema de administración de datos de medida, incluyendo la integración con los sistemas de operación de la empresa distribuidora.

La arquitectura de AMS descrita, ilustrada en la Figura 3, es similar en todos los procesos de solicitud de propuestas para AMS por parte de las empresas distribuidoras. Además, casi todas las distribuidoras han subcontratado la mayoría del trabajo de instalación a empresas especializadas en dicha tarea. Cabe señalar que, en Noruega, la mayoría de los contadores domésticos se instalan en la puerta y, por lo tanto, el proceso de instalación incluye la coordinación con el cliente para la instalación del equipo AMS.

En abril de 2018, según cifras publicadas por el regulador noruego NVE en informes regulares para monitoreo del despliegue de AMS:

- El estado de despliegue de AMS en Noruega es del 72%, más de 2.1 millones de puntos de medida.

- El 98% de todos los puntos de medida que cuentan con AMS han sido detectados con éxito.
- El 48% de los puntos de medida que cuentan con AMS tienen habilitado el puerto HAN.

La sección 4-2 del Reglamento 301 establece los requisitos funcionales mínimos para un sistema AMS. Éste debe (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-2):

- a) almacenar los valores de medida con una frecuencia de 60 minutos como máximo, y debe ser posible reconfigurar a una frecuencia de muestreo de un mínimo de 15 minutos;
- b) tener una interfaz estandarizada que permita la comunicación con equipos externos basada en estándares abiertos<sup>15</sup>;
- c) ser capaz de comunicar con otros tipos de contadores;
- d) asegurar que los datos no se pierdan en/durante los cortes de energía (interrupciones de energía);
- e) poder desconectar o reducir/limitar el consumo de energía en el punto de medida, excepto en los puntos de transformadores de corriente;
- f) poder enviar y recibir información sobre precios y tarifas de energía, así como ser capaz de comunicar señales de control y falla a tierra;
- g) brindar seguridad contra el uso indebido de datos y el acceso no autorizado a funciones de control;
- h) registrar la potencia activa y reactiva en ambas direcciones (contadores bidireccionales).

Como se ha señalado con anterioridad, la tecnología implementada por las compañías de distribución como solución AMS ha sido principalmente LP RF mesh para grandes volúmenes, soportada por variantes de GSM. La regulación vigente no ha sido explícita acerca de la tecnología a implementar, por lo que ha habido un alto grado de libertad para que las diferentes empresas de distribución escojan la solución que mejor se adapta a sus necesidades, objetivos y requisitos.

Como consecuencia, tres consorcios diferentes han ganado los procesos de licitación para todos los puntos de medida; dando como resultado distintas frecuencias de RF en uso, capacidades del sistema parcialmente diferentes y, hasta cierto punto, variaciones en las oportunidades de servicio. En relación a este último aspecto, ya antes de la finalización del despliegue de AMS, entró en juego la discusión acerca de la capacidad de las soluciones AMS seleccionadas para afrontar una frecuencia de muestreo cuarto horaria para todos los contadores domésticos. Muchas de las empresas distribuidoras han cooperado en el proceso de adquisición debido a la falta de competencia interna y recursos disponibles. El objetivo principal de la discusión ha sido definir el momento en el que implementar una frecuencia de muestreo cuarto horaria en el sistema AMS. Ya que de acuerdo con la sección 4-2 del Reglamento 301, el sistema AMS debe cumplir con dicha frecuencia de muestreo en el momento que se considerase oportuno. La decisión ha sido vincular dicho cumplimiento a la situación del mercado, llevándose a cabo cuando el mercado ha estado capacitado para ofrecer de una manera adecuada dicha funcionalidad.

En relación a la integración entre sistemas dentro de las empresas de distribución, la regulación no incluye demasiados detalles acerca de las necesidades reales. Como parte importante de la preparación

---

<sup>15</sup> El término "Estándar Abierto" hace referencia a estándares internacionales abiertos y estándares no privados.



por parte de las distribuidoras para implementar AMS, éstas han investigado los beneficios a lo largo de la cadena de valor. En la última encuesta de abril de 2018, el regulador NVE ha preguntado a las distribuidoras si tienen la intención de integrar AMS y SCADA. El resultado ha sido:

- 11 no lo integrarán a SCADA,
- 34 si lo harán,
- mientras que 55 aún no han decidido si van a integrar SCADA y AMS.

Algunas de las razones que justifican este hecho son:

- 1) Las distribuidoras tienen suficiente con centrar sus esfuerzos en la implementación de AMS, y a día de hoy no ven cómo pueden obtener beneficios de la integración de AMS y SCADA.
- 2) Ven demasiado riesgo a nivel de seguridad en este momento de cara a la integración, o aún no han descubierto cómo realizarla en la práctica.

En una perspectiva a más largo plazo, las discusiones en Noruega se dirigen hacia una red más inteligente, que incluye nuevas operaciones y está basada en la utilización inteligente de los datos. Algunas de las empresas distribuidoras más grandes ya han comenzado investigaciones e iniciativas de adquisición de ADMS (combinación de SCADA y DMS) para cubrir todos los niveles de red que operan (tanto media como baja tensión). Estas compañías de distribución ven más beneficios operativos al integrar más sistemas.

En febrero de 2018, se lanzó una ronda de consulta sobre el Reglamento 301, que se cerró en mayo de 2018. Teniendo en cuenta la importancia de la claridad a la hora de establecer definiciones, y más aún cuando existe una libertad de elección que puede afectar a los desarrollos posteriores de los mercados energéticos, cabe señalar en este punto los cambios introducidos en el Reglamento 301 como resultado de esta ronda de consulta:

- Sección 1-3, dos nuevas definiciones (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §1-3):  
(AMS) Sistema bidireccional de información y comunicación hacia y desde los contadores de electricidad utilizados para la facturación del punto de medida, incluido el sistema central de la empresa de distribución o el proveedor de la misma.  
Funcionalidad del interruptor: sistema para conexión y desconexión remota de potencia en el punto de medida para contadores AMS.
- Sección 4-2. Requisitos para la funcionalidad. La empresa distribuidora es responsable de que el sistema AMS (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-2):
  - a) almacene los valores de medida por un máximo de 60 minutos, y sea capaz de reconfigurar a una frecuencia de muestreo de mínimo 15 minutos,

El mercado noruego ha pasado por una preparación exhaustiva antes de que entrara en vigor el reglamento AMS. Varias rondas de consulta y evaluaciones han tenido lugar en los últimos 20 años. La última ronda de consultas indica que, a pesar de los exhaustivos preparativos normativos, siempre hay detalles y temas que posiblemente no se "cierren" adecuadamente antes de que sean afrontados en la práctica.

Cabe mencionar, que Energy Norway (organización industrial sin ánimo de lucro que representa a unas 270 empresas dedicadas a la producción, distribución y comercialización de electricidad en Noruega) ha apoyado a sus miembros en la preparación de especificaciones para cumplir con las regulaciones, así



como en la adquisición e implementación de soluciones AMS. Energy Norway también ha ayudado a preparar, en nombre de sus miembros, un paquete integral de comunicación con clientes y mercados. Se considera que la comunicación con los clientes es muy importante para obtener los objetivos del mercado nacional de la energía y los objetivos de la empresa de distribución. Dado que los contadores se colocan principalmente en la puerta del hogar, es fundamental la participación del cliente, pero también es imprescindible el compromiso y la aceptación del cliente de cara a la adopción de nuevos servicios, incluidos los servicios de terceros que facilitan el mercado de la energía.

## 2.3.2 Responsabilidades

Según la sección 3-1 del Reglamento 301, la empresa de distribución es responsable de todos los contadores y valores de medida en su área de concesión (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §3-1. Asimismo, las secciones 1-1 y 1-3 indican que las empresas distribuidoras son **responsables de una implementación correcta de AMS** en Noruega (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §1-1 y §1-3).

No hay requisitos explícitos de auditoría relacionados con el despliegue de AMS en Noruega, pero existen directivas que se aplican en términos generales (Reglamento [1753], de 25 de junio de 2018, §55). En la reciente ronda de consultas en relación al Reglamento 301, se ha planteado el tema de auditorías y se ha sugerido que los requisitos de seguridad se incluyan explícitamente, listando las referencias oportunas en el documento de auditoría.

En cualquier caso, las empresas de distribución son responsables de implementar sistemas de control y auditar sus propios sistemas. (Reglamento [1753], de 25 de junio de 2018, §43)

Las **medidas de seguridad** son responsabilidad también de las empresas de distribución. Los requisitos se establecen en las adquisiciones de nuevos sistemas (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §3-10). Además, existen requisitos de seguridad en relación a la conexión con el centro de intercambio de datos Elhub (Requerimientos Elhub, de 23 de febrero de 2017).

## 2.3.3 Exigencias sobre unidades de medida y unidades concentradoras

### 2.3.3.1 Unidades de medida

**Requisitos eléctricos** (Reglamento [1753], de 25 de junio de 2018, cap. 2, 3 y 4)

El contador de energía activa, o combinación de energía activa y reactiva, está regulado por el Reglamento 1753, regulación sobre requisitos para contadores de electricidad. Los requisitos de los contadores antes de su uso (entrada al mercado), en uso y su control se establecen en los capítulos 2, 3 y 4 respectivamente.

Los requisitos para unidades de medida en relación a la compatibilidad electromagnética (EMC) se establecen en el Reglamento 1598, regulación sobre equipos eléctricos de 10 de octubre de 2017.

La regulación aplica a contadores en la red de baja tensión hasta 1000V. Los escenarios de instalación más relevantes para contadores AMS en Noruega, que reflejan la infraestructura de la red nacional, son los siguientes:

- Monofásico 230V IT, TT y TN<sup>16</sup>
- Trifásico 230V IT y TT
- Trifásico 230V / 400V TN
- Indirecto CT<sup>17</sup> 5A, 230 voltios, IT
- Indirecto CT 5A, 400 voltios, TN

Cabe señalar, que las empresas de distribución noruegas han instalado contadores estáticos desde principios del año 2000, tanto para soluciones AMS como para aquellas que no lo son. En ese sentido, la regulación de sistemas AMS en Noruega no ha cambiado la parte metrológica; sólo la comunicación y otras funcionalidades relacionadas con el punto de medida han sido añadidas (Reglamento 301).

### **Requisitos metrológicos**

De acuerdo con la sección 37 del Reglamento 1753, los contadores deben cumplir con la Directiva Europea para Instrumentos de Medida (MID). Para uso al aire libre, se establece una precisión de clase 1, mientras que para contadores de interior se puede aplicar la clase 1 o 2. (Reglamento [1753], de 25 de junio de 2018, §37)

En Noruega, la mayoría de las empresas distribuidoras requieren que los contadores tengan una precisión de clase 1, para evitar instalar contadores diferentes dependiendo del tipo de cliente. En la práctica, los contadores que se instalan para uso doméstico son de clase 2, siendo de clase 1 aquellos contadores conectados a CT (transformador de corriente).

La sección 4.2h del Reglamento 301, establece como requisito funcional que el sistema AMS registre el flujo de potencia activa y reactiva en ambas direcciones (contadores bidireccionales). (Reglamento [301], de 25 de junio de 2018, §4-2h)

Asimismo, la sección 54 del Reglamento 1753, establece que los laboratorios que lleven a cabo la inspección de los contadores eléctricos de conformidad con dicho reglamento deben estar acreditados de acuerdo con NS-EN ISO/IEC 17025 para realizar los ensayos metrológicos descritos en las secciones 46 y 47. Hasta el 1 de enero de 2019, no se aplicarán requisitos de acreditación para laboratorios que hayan sido aprobados para llevar a cabo dicho control. (Reglamento [1753], de 25 de junio de 2018, §54)

### **Requisitos mecánicos**

Según la sección 6 del Reglamento 1753, el fabricante debe definir el entorno ambiental, mecánico y electromagnético para el que el contador de electricidad está diseñado (Reglamento [1753], de 25 de junio de 2018, §6):

- Las clases ambientales se definen en la sección 7; el fabricante debe indicar los límites de temperatura superior e inferior entre los valores de la siguiente tabla e indicar si el contador de electricidad está diseñado para condensar o no condensar humedad y si la ubicación prevista es abierta o cerrada. (Reglamento [1753], de 25 de junio de 2018, §7)

Límite superior de temperatura	30 °C	40 °C	55 °C	70 °C
Límite inferior de temperatura	5 °C	-10 °C	-25 °C	-40 °C

<sup>16</sup> Esquemas de conexión a tierra según estándar internacional CEI 60364: TN, TT e IT.

<sup>17</sup> CT – Current Transformer; en español, transformador de corriente.

- Las clases mecánicas están definidas en la sección 8; el entorno mecánico se clasifica en las siguientes clases (Reglamento [1753], de 25 de junio de 2018, §8):

M1	Esta clase incluye contadores de electricidad usados en lugares con exposición mínima a vibraciones y golpes, ej. medidores de electricidad montados en estructuras de soporte livianas expuestas a vibraciones insignificantes y golpes producidos por voladuras locales, trabajos de construcción, portazos, etc.
M2	Esta clase incluye contadores de electricidad usados en lugares con niveles de vibración o choque significativos o altos, ej. causada por maquinaria y vehículos anulados cerca o por el hecho de que el medidor de electricidad se encuentra en las inmediaciones de maquinaria pesada, cintas transportadoras, etc.
M3	Esta clase incluye contadores de electricidad utilizados en lugares con niveles de vibración y choque altos y muy altos, como medidores de electricidad montados directamente en máquinas, transportadores, etc.

- Las clases electromagnéticas están definidas en la sección 9; el entorno electromagnético se clasifica en las siguientes clases (Reglamento [1753], de 25 de junio de 2018, §9):

E1	Esta clase incluye los contadores de electricidad utilizados en lugares con perturbaciones electromagnéticas similares a las que se encuentran en edificios utilizados con fines residenciales y comerciales, y edificios industriales ligeros.
E2	Esta clase incluye contadores de electricidad utilizados en lugares con perturbaciones electromagnéticas similares a las que se encuentran en otros edificios industriales.
E3	Esta clase incluye contadores de electricidad que reciben energía de la batería en un vehículo. Dichos contadores de electricidad cumplirán con los requisitos de E2 y con los siguientes requisitos adicionales: caída de tensión causada por la carga del circuito de arranque en motores de combustión interna y transitorios de tensión cuando se desconecta de la batería descargada mientras el motor está en funcionamiento.

### **Registro de eventos, fallas y alarmas**

En Noruega, no existe una regulación explícita en relación al registro de eventos, fallas y alarmas para unidades de medida como tal, pero sí existe un requisito funcional para AMS relacionado con este aspecto. En la sección 4.2f del Reglamento 301, se establece que un sistema AMS debe poder enviar y recibir información sobre precios de energía y tarifas, así como también poder transferir señales de control y falla a tierra (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-2f).

En la práctica, tal y como se comenta en el apartado 2.3.1 del presente informe, la unidad de medida incluye el contador (parte metrológica) y la parte de comunicación en una unidad combinada, un denominado contador integrado.

Otro hecho práctico es que las empresas distribuidoras solicitan que los contadores incorporen funcionalidad adicional a la establecida en la regulación. Esto incluye indicaciones de tensión y alarmas

que pueden brindar beneficios desde un punto de vista operacional, lo que se denomina funcionalidad *Smart Grid*.

### **Unidad de comunicación**

Todas las soluciones de AMS en Noruega están utilizando contadores con unidades de comunicación integradas.

### **Pantalla de visualización (*display*)**

Según la sección 4-6 del Reglamento 301, cuando la empresa de distribución haya instalado AMS de acuerdo con la sección 4-5, el consumidor deberá tener acceso local a los valores de consumo medidos. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-6)

En Noruega, la mayoría de las empresas distribuidoras trabajan con la pantalla de visualización estándar de la unidad de medida; pero además, hay muchas que implementan aplicaciones inteligentes donde el cliente puede seguir su consumo "en línea". La visualización separada (por ejemplo, mediante *displays* en el hogar) no ha conseguido mucha aceptación, pero se están llevando a cabo varios modelos para aumentar la comunicación e interacción con el consumidor.

Asimismo, la sección 22 del Reglamento 1753 establece que (Reglamento [1753], de 25 de junio de 2018, §22):

- Los resultados deben mostrarse en una pantalla o papel impreso. La escritura o el registro deben ser fácilmente legibles y no pueden eliminarse.
- Todos los resultados deben ser claros e inequívocos y estar acompañados de las indicaciones necesarias para informar al usuario de la importancia de los resultados. El resultado mostrado debe ser fácil de leer en condiciones normales de operación. Se puede mostrar información adicional con la condición de que no se confunda con los resultados controlados metrológicamente.
- Independientemente de si un contador permite la lectura de medida de consumo de forma remota o no, éste debe tener una pantalla controlada metrológicamente que el usuario pueda leer sin ayuda. Lo que se muestra en la pantalla es el resultado de la medición que forma la base del precio a pagar.

### **Limitación de potencia**

La sección 4.2e del Reglamento 301 establece que un sistema AMS debe poder desconectar o reducir/limitar el consumo de energía en el punto de medida, excepto en los puntos de transformadores de corriente. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-2e)

En la última encuesta de abril de 2018, la NVE ha preguntado a las distribuidoras cómo piensan utilizar la opción de desconexión. Como resultado, 74 han respondido que lo usarán tanto para la desconexión de la transmisión como para la desconexión de un solo cliente, mientras que 24 pretenden usarlo sólo para la desconexión de un único cliente. Este último caso podrá darse ante situaciones de impago de facturas por parte del cliente o ante la previsión de una limitación de capacidad según los contratos. En cuanto a la desconexión de la transmisión se contempla con fines de racionamiento; por ejemplo, como medida de emergencia.

### **Protección contra la manipulación**

La sección 19 del Reglamento 1753 establece lo siguiente (Reglamento [1753], de 25 de junio de 2018, §19):

- Si el contador de electricidad está conectado a otro dispositivo directamente o por conexión remota, sus características técnicas de medición no deben verse afectadas por dicho dispositivo. Los componentes que son de suma importancia para las características de la tecnología de medición deben diseñarse de manera que puedan salvaguardarse. Las medidas de seguridad aplicadas deben permitir detectar si existe una intervención.
- El software que tiene un impacto decisivo en las propiedades metrológicas debe etiquetarse en consecuencia y debe ser seguro. La identificación de dicho software debe obtenerse fácilmente del contador de electricidad. Cualquier información o indicación de que una acción ha tenido lugar debe estar disponible en un tiempo razonable.
- Los datos de medida, el software esencial para medir las propiedades y los parámetros clave críticos para la medición almacenados o transferidos deben estar adecuadamente protegidos contra cambios intencionados o no deseados.

En la práctica, se utilizan medios de sellado; pudiendo existir más de un sellado (además del que sella la parte metrológica) si se introducen puertos locales en las unidades de medida AMS.

### 2.3.3.2 Unidades concentradoras

El marco regulatorio noruego permite que la empresa distribuidora sea libre de implementar una solución técnica que cumpla con los requisitos funcionales mínimos sin requerir de manera explícita el uso o no de unidades concentradoras.

En la práctica, todas las empresas de distribución implementan el uso de concentradores; asegurado en cualquier caso que se cumplan los requisitos de la solución AMS.

### 2.3.4 Exigencias sobre Sistema de gestión y operación y Comunicaciones en el sistema AMS

La sección 1-6 del Reglamento 301, establece ciertos requisitos relacionados con la garantía de calidad y la migración de datos a Elhub (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §1-6):

- 1) Para la migración de datos a Elhub, la empresa de distribución y el proveedor de energía deben asegurar la calidad de su información antes de ser transferida al responsable de liquidación. Actualmente la empresa distribuidora es la responsable de la liquidación.
- 2) La empresa de distribución debe transmitir al responsable de liquidación información de garantía de calidad sobre: cartera, información metrológica, dirección del punto de medida, información fiscal, dirección del cliente, información de contacto e identificación del cliente para todos los puntos de medida en su red.
- 3) El proveedor de energía debe transferir al responsable de liquidación información de garantía de calidad sobre: cartera, información del punto de medida, dirección del cliente, información de contacto e identificación del cliente para el punto de medida del cliente.
- 4) La Dirección de Recursos Hídricos y Energía de Noruega (NVE) puede adoptar decisiones que incluyan disposiciones detalladas sobre garantía de calidad y transferencia de información en los puntos 2) y 3).
- 5) El responsable de liquidación debe almacenar la información transferida de las empresas de distribución y los proveedores de energía según 2) y 3) hasta que Elhub se encuentre en funcionamiento estable.



Asimismo, el Reglamento 301, en la sección 1-7 establece que la empresa de distribución debe obtener la aprobación para el intercambio de información con Elhub mediante el Soporte del Sistema para Ediel (*Systemstøtten for Ediel*) dentro del plazo establecido por la NVE. Lo mismo aplica a los proveedores de electricidad que van a vender energía a los usuarios finales al inicio de Elhub. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §1-7)

De acuerdo con la sección 3-10 del Reglamento 301, la empresa de distribución debe garantizar la calidad de los valores de medida y gestionarlos a lo largo de la cadena de valor de medida en su red. La garantía de calidad debe estar documentada. La cadena de valor de medida incluye toda la instalación de tecnología de medición, incluidos contadores de electricidad, transformadores de medida y conexiones, así como cualquier registro, manejo y transmisión posterior de valores de medida, tanto de forma electrónica como manual, al proveedor, usuario final y responsable de liquidación. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §3-1)

En caso de fallo de la comunicación con el contador del usuario final, los datos de medida de la semana anterior se utilizarán como valores estipulados de acuerdo a lo establecido en la sección 3-5, a menos que la empresa de distribución y el usuario final acuerden lo contrario. El error que se produzca se resolverá de forma económica entre la empresa de distribución y el proveedor la primera semana después de que se restablezca la comunicación con el contador. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §3-5)

Más allá de estos requerimientos, en Noruega, no existe ningún otro requisito regulatorio explícito sobre configuración, control y operación de componentes AMS aparte de los requisitos de intercambio de datos para Elhub. En la práctica, las empresas de distribución son las responsables de definir los requerimientos para la implementación de sus sistemas AMS.

## 2.3.5 Seguridad y Acceso a la Información generada por los sistemas AMS en Noruega

### 2.3.5.1 Integridad de los datos

La base de datos nacional de medidas Elhub tendrá incorporada la funcionalidad VEE (*Validering, Estimering og Endring*; es español Validación, Estimación y Cambio), para validar los datos de los procesos de mercado y los datos de consumo. El estándar para VEE de Elhub especifica los requisitos para la garantía de calidad de los valores de medida por hora antes de enviarla a Elhub. Este estándar se ha desarrollado como parte del proyecto de especificación de requisitos de Elhub. (Requerimientos Elhub, de 23 de febrero de 2017)

Con el desarrollo de Elhub se pretende contribuir a la modernización de la industria energética y permitir el uso eficiente de la medición inteligente (AMS) a través de una comunicación y gestión de datos más eficientes. (Requerimientos Elhub, de 23 de febrero de 2017)

### 2.3.5.2 Confidencialidad y funciones generales de seguridad

Las empresas de distribución son responsables de la instalación y operación del sistema AMS. Los consumidores de energía tienen derecho sobre todos los datos relacionados con su propio consumo de electricidad, pero las empresas distribuidoras y los proveedores de energía tienen derecho a acceder a todos los datos necesarios para liquidar y facturar a los clientes. Esta información no puede ser cedida a otros sin el consentimiento del cliente. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §8-1a)



Tal y como establece la sección 4-2 del Reglamento 301, los sistemas AMS deben brindar seguridad contra el uso indebido de datos y el acceso no autorizado a funciones de control. A tal fin, las empresas de distribución deben establecer los sistemas de seguridad y los procedimientos necesarios para evitar el uso indebido de datos personales. NVE ha escrito una guía sobre seguridad para AMS (*Veileder til sikkerhet i avanserte måle- og styringssystem*; en español, Orientación para la seguridad en sistemas de medición y control avanzados) para empresas de distribución, y supervisa si éstas siguen los requisitos.<sup>18</sup> (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-2)

El Reglamento sobre seguridad 1157 ofrece un soporte relevante para definir los requisitos de seguridad y su cumplimiento. Según la sección 2-6, todas las corporaciones bajo la regulación de emergencia (tales como empresas de distribución), deben notificar a las Autoridades de Gestión de Emergencias en un plazo no mayor de tres semanas por escrito los siguientes eventos adversos (Reglamento [1157], de 16 de mayo de 2014, §2-6):

- a) Intentar penetrar y/o manipular todo o parte del sistema SCADA o AMS.
- b) Robo, vandalismo, sabotaje u otros actos criminales, o el intento de éstos.
- c) Comportamiento sospechoso en plantas importantes para el suministro de energía.
- d) Situaciones donde información sensible sobre el suministro de energía ha sido conocida por usuarios que no sean legítimos, o se sospeche de ello.
- e) Perturbación en la distribución de electricidad por más de dos horas que afecte a funciones sociales importantes o a un gran número de usuarios finales.
- f) Interrupción en el suministro de calefacción urbana durante más de 12 horas que afecte a funciones sociales importantes o a una gran cantidad de usuarios finales.
- g) Accidentes mayores en las redes centrales y regionales.
- h) Fallas completas y eventos que amenacen la seguridad en los sistemas de control operativo.

Las Autoridades de Gestión de Emergencias puede requerir el informe de otros casos de incidentes no deseados además de los mencionados en los párrafos anteriores.

Las Autoridades de Gestión de Emergencias también pueden imponer a las empresas que posean u operen instalaciones o sistemas que son o pueden ser de gran importancia para la producción, conversión, venta o distribución de calefacción eléctrica y de distrito, notificar incidentes no deseados de conformidad con los párrafos anteriores.

El Reglamento 301, en la sección 8-1, establece la obligación de neutralidad de las empresas de distribución. Éstas deben actuar de manera neutral de cara a los proveedores de energía y los usuarios finales. En este aspecto, la NVE realiza un seguimiento frecuente. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §8-1)

Asimismo, la sección 8-2 dispone que la empresa de distribución debe proporcionar los datos históricos de consumo a los usuarios finales que lo soliciten. En la práctica, este requerimiento se resuelve generalmente mediante aplicaciones para *SmartPhone* y/o páginas web. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §8-2)

---

<sup>18</sup> NVE. AMS. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/ams/>. Página accedida el 1 de agosto de 2018.

### 3 ANÁLISIS

En el presente capítulo se desarrolla el análisis técnico-regulatorio del AT SMMC, basado en una evaluación comparativa con los marcos regulatorios en España, Holanda y Noruega en relación a:

- obligaciones y funciones;
- arquitectura y componentes de los SMMC;
- exigencias sobre unidades de medida y unidades concentradoras;
- exigencias sobre el sistema de gestión y operación, comunicaciones y seguridad;
- exigencias sobre la eficacia de los SMMC;
- e información y auditorías de los SMMC.

A tal fin, para cada uno de los aspectos señalados, se han identificado los requisitos comunes y no comunes según el criterio establecido en el apartado 1.2 del presente informe. Éstos se han incluido en una tabla comparativa que muestra las analogías y diferencias regulatorias entre los distintos países, identificándose de la siguiente manera:



Requisitos comunes



Requisitos no comunes

En este punto, tal y como se menciona en el apartado 1.2 del presente informe, debe tenerse en cuenta que la clasificación de requisitos comunes y no comunes se ha realizado desde un punto de vista conceptual, identificando las materias abordadas en el AT SMMC y comparándolas con las planteadas en los otros tres marcos regulatorios bajo análisis. Esto significa que un requerimiento común, no implica de manera necesaria que el contenido del mismo sea coincidente al comparado, sino que se han detectado analogías conceptuales entre ambos.”

Asimismo, se han identificado los posibles *gaps* y se han realizado observaciones a los diferentes artículos contenidos en el AT SMMC, junto con una propuesta de redacción en cada caso, siguiendo también el criterio indicado en el apartado 1.2 del presente informe.

## 3.1 Obligaciones y funciones

### 3.1.1 Requisitos comunes y no comunes

La siguiente tabla se ha elaborado con el fin de establecer las analogías y diferencias regulatorias en relación a las responsabilidades y funciones de los agentes que participan en el mercado eléctrico nacional, desde el punto de vista de implementación de sistemas de medición inteligentes:

		Chile	España	Holanda	Noruega
<b>Título 2-1. Obligaciones</b>	<b>Artículo 2-1. Obligaciones de las Empresas Distribuidoras</b>	1. Implementar los SMMC de acuerdo con las exigencias establecidas en la NTD y en el presente Anexo Técnico.	 <p>Implementar el Sistema de Telegestión de acuerdo con las exigencias establecidas en el Real Decreto 1110/2007 y en la Orden ITC/3022/2007. (RD 1110/2007, de 24 de agosto y Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre)</p>	 <p>Implementar los sistemas AMI de acuerdo con las exigencias establecidas en el NTA 8130 y en el AMvB. El AMvB prevalece en caso de contradicción entre estas fuentes. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007 y AMvB, de 27 de octubre de 2011)</p>	 <p>Implementar los sistemas AMS de acuerdo con las exigencias establecidas en el reglamento 301 y Requerimientos Elhub, entre otros. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017 y Requerimientos Elhub, de 23 de febrero de 2017)</p>
		2. Asegurar, en todo momento, la trazabilidad de la información de facturación de los Clientes.	 <p>Se asegura la trazabilidad de la información intercambiada (entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes) guardando registro de las transmisiones y dando la posibilidad de eliminar la información descargada por los usuarios, siempre que no sea metrológicamente relevante. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 26)</p> <p>El Operador del Sistema en España no actúa como fiscalizador para la medida de los clientes domésticos. Actúa como tal para grandes</p>	 <p>No se ha encontrado en la regulación holandesa mención explícita sobre requerimientos relacionados con la trazabilidad de la información de facturación de los clientes.</p>	 <p>No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita sobre requerimientos relacionados con la trazabilidad de la información de facturación de los clientes.</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
		clientes y puntos frontera.		
	3. Implementar SMMC que permitan la medición remota de los consumos e inyecciones de energía activa y reactiva de los Clientes y/o Usuarios.	 <p>El responsable del punto de medida que por requerimiento normativo está dotado de comunicaciones es siempre responsable de las mismas, debiendo garantizar el acceso remoto al encargado de la lectura. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 12, apdo. 2)</p>	 <p>El sistema AMI debe permitir que las lecturas del contador estén disponibles a través de la lectura remota del mismo. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, apdo. 5.2 y 5.3)</p>	 <p>El sistema AMS debe permitir que las lecturas del contador estén disponibles a través de la lectura remota del mismo. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017)</p>
	4. Implementar SMMC que permitan conocer y monitorear la Calidad de Servicio de los Clientes, de acuerdo a lo establecido en el presente AT.	 <p>Todos los equipos de medida correspondientes a puntos de medida de clientes deben incorporar registro de los parámetros relativos a la calidad del servicio. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 11)</p>	 <p>Los dispositivos de medida pueden proporcionar (a través del puerto P3) la información que refleja la calidad del suministro de electricidad y estado del dispositivo de medida. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, apdo. 5.2 y 5.3)</p>	 <p>La empresa de distribución debe garantizar la calidad de los valores de medida y gestionarlos a lo largo de la cadena de valor de medida en su red. La garantía de calidad debe estar documentada. La cadena de valor de medida incluye toda la instalación de tecnología de medición, incluidos contadores de electricidad, transformadores de medida y conexiones, así como cualquier registro, manejo y transmisión posterior de valores de medida, tanto de forma electrónica como manual, al proveedor, usuario final y responsable de liquidación. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §3-1)</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	5. Implementar SMMC que permitan el monitoreo remoto de, al menos, las variables de Tensión, Corrientes y Estado de suministro, de acuerdo a lo establecido en el presente AT.	 <p>El Sistema de Telegestión debe permitir al Concentrador Principal la lectura remota de los datos de monitoreo. RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdos. 2, 3, 6, 14, 15, 16 y 20)</p>  <p>No se ha encontrado en la regulación española mención explícita a las variables mínimas que forman parte de los datos de monitoreo.</p>	 <p>El sistema AMI debe permitir al CTS la lectura remota de los datos de monitoreo. Definiendo esta información como aquella que refleja la calidad del suministro de electricidad y el estado del dispositivo de medida. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, apdo. 5.2.8.13)</p>	 <p>El sistema AMS debe permitir al HES la lectura remota de los datos de monitoreo. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, apdos. 5.2 y 5.3)</p>  <p>No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita a las variables mínimas que forman parte de los datos de monitoreo.</p>
	6. Implementar SMMC que permitan la conexión, desconexión y limitación de consumos y/o inyecciones de Clientes y/o Usuarios de manera remota.	 <p>La conexión o desconexión de los equipos de medida de clientes siempre la debe realizar el distribuidor, el cual debe alquilar dichos equipos en su configuración básica, excepto los transformadores, a los clientes con puntos de medida tipos 3, 4 ó 5 conectados con su red, al precio legalmente establecido, si así lo desean, e informarles de que pueden, asimismo, alquilarlos a terceros, o bien adquirirlos en propiedad. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 12, apdo. 2)</p>	 <p>La funcionalidad para interrumpir, limitar y reanudar el suministro ha sido eliminada del conjunto de requisitos mínimos en el AMvB como resultado de la evaluación del despliegue a pequeña escala y un análisis renovado de coste-beneficio. La conclusión es que el uso real y los beneficios del interruptor son muy limitados, mientras que aumenta los costes del dispositivo, así como el coste de las medidas de seguridad. (AMvB, de 19 de noviembre de 2014)</p>	 <p>De manera explícita la regulación noruega establece que un sistema AMS debe poder desconectar o reducir/limitar el consumo de energía en el punto de medida, excepto en los puntos de transformadores de corriente. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-2e)</p> <p>En la práctica, la unidad de medida dispone de una unidad controlada, p. ej. interruptor para conexión y desconexión.</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	7. Implementar SMMC que dispongan de herramientas de seguridad orientadas a la protección de dicho sistema y de la información registrada.	 <p>El sistema de telegestión debe garantizar la fiabilidad y seguridad de la información contenida y que circula por el mismo. (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, art. 3)</p>	 <p>La empresa de distribución es responsable de (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, art. 5.5.5):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Los equipos de medida y de la correcta comunicación de datos desde el equipo de medida al CTS y viceversa (a través del puerto P4).</li> <li>- La correcta implementación de identificación, autenticación y autorización en relación al equipo de medida, así como el cifrado de la comunicación de datos, independientemente del medio de comunicación.</li> <li>- La gestión de la identificación, autenticación y autorización de las partes del mercado que soliciten acceso a través del puerto P4; de modo que una entidad legal que tenga acceso indirecto (a través de P4) al equipo de medida, solo pueda usar las funciones para las cuales está habilitada.</li> </ul>	 <p>Los sistemas AMS deben brindar seguridad contra el uso indebido de datos y el acceso no autorizado a funciones de control. A tal fin, las empresas de distribución deben establecer los sistemas de seguridad y los procedimientos necesarios para evitar el uso indebido de datos personales. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-2)</p>
	8. Permitir a los Clientes y/o Usuarios el acceso permanente a toda la información asociada a sus servicios, en particular aquella que se obtenga a través de los SMMC.	 <p>Los Usuarios tienen acceso al concentrador principal y secundario para consulta de datos.</p> <p>El usuario, en función de la modalidad contractual que le</p>	 <p>En relación a la lectura remota por parte de la empresa distribuidora, el consumidor puede solicitar a ésta que cambie la configuración para activar o desactivar dichas lecturas</p>	 <p>De manera explícita la regulación noruega establece que cuando la empresa de distribución haya instalado AMS, el consumidor debe tener acceso local a los valores de</p>

		Chile	España	Holanda	Noruega
			<p>aplique, puede disponer de la siguiente información relevante a su consumo, entre otras (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, art. 3):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Consumo eléctrico total y discriminado.</li> <li>- Período tarifario en curso.</li> <li>- Potencia máxima demandada.</li> <li>- Potencia contratada.</li> <li>- Fecha y hora.</li> <li>- Información de control de cargas, en su caso.</li> </ul> <p>Con carácter general, el contador debe presentar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Indicación del sentido de la energía.</li> <li>- Presencia y orden de las fases.</li> <li>- Estado de las comunicaciones.</li> </ul>	<p>remotas. En ese caso, la empresa distribuidora debe ejecutar dicha solicitud. En este punto, se debe tener en cuenta que la activación/desactivación de lecturas remotas por parte de la empresa distribuidora no es una propiedad técnica del contador, sino que es una propiedad del Sistema de Cabecera (HES). (Gedragscode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers, de 19 de mayo de 2012, art. 6.1.3)</p>	<p>consumo medidos. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-6)</p> <p>En la práctica, la mayoría de las empresas distribuidoras trabajan con la pantalla de visualización estándar de la unidad de medida; pero además, hay muchas que implementan aplicaciones inteligentes donde el cliente puede seguir su consumo "en línea".</p>
	9. Permitir a la Superintendencia el acceso permanente a toda la información que se obtenga, genere o transmita a través de los SMMC.		<p> El responsable del punto de medida lo es, igualmente, de gestionar con los operadores telefónicos el medio y vía de comunicación y poner la lectura en correctas condiciones a disposición del operador del sistema en el interfaz de acceso a la red troncal, para su registro en el concentrador principal de medidas eléctricas en los casos en que sea el operador del sistema el encargado de realizar la lectura. Análogamente es</p>	<p> No se ha encontrado en la regulación holandesa mención explícita sobre los permisos del organismo fiscalizador del Estado a toda la información que se obtenga, genere o transmita a través del sistema AMI.</p>	<p> No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita sobre los permisos del organismo fiscalizador del Estado a toda la información que se obtenga, genere o transmita a través del sistema AMS.</p>

		Chile	España	Holanda	Noruega
			responsable de poner la lectura en correctas condiciones en el interfaz de acceso a la red del concentrador secundario, en el caso de que se efectúe la lectura remota mediante un concentrador secundario. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 12, apdo. 2)		
	10. Permitir a otras instituciones, como la Comisión Nacional de Energía o el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, el acceso a la información que se obtenga, genere o transmita a través de los SMMC, de acuerdo a lo que se establezca en el presente Anexo.		 <p>El responsable del punto de medida lo es, igualmente, de gestionar con los operadores telefónicos el medio y vía de comunicación y poner la lectura en correctas condiciones a disposición del operador del sistema en el interfaz de acceso a la red troncal, para su registro en el concentrador principal de medidas eléctricas en los casos en que sea el operador del sistema el encargado de realizar la lectura. Análogamente es responsable de poner la lectura en correctas condiciones en el interfaz de acceso a la red del concentrador secundario, en el caso de que se efectúe la lectura remota mediante un concentrador secundario. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 12, apdo. 2)</p>	 <p>No se ha encontrado en la regulación holandesa mención explícita sobre el acceso de las instituciones a la información que se obtenga, genere o transmita a través del sistema AMI.</p>	 <p>Todas las corporaciones bajo la regulación de emergencia (tales como empresas de distribución), deben notificar a las Autoridades de Gestión de Emergencias en un plazo no mayor de tres semanas por escrito los siguientes eventos adversos (Reglamento [1157], de 16 de mayo de 2014, §2-6):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Intentar penetrar y/o manipular todo o parte del sistema SCADA o AMS.</li> <li>- Robo, vandalismo, sabotaje u otros actos criminales, o el intento de éstos.</li> <li>- Comportamiento sospechoso en plantas importantes para el suministro de energía.</li> <li>- Situaciones donde información sensible sobre el suministro de energía ha sido conocida por usuarios que no sean legítimos, o se sospeche de ello.</li> <li>- Perturbación en la</li> </ul>

		Chile	España	Holanda	Noruega
					distribución de electricidad por más de dos horas que afecte a funciones sociales importantes o a un gran número de usuarios finales. - Interrupción en el suministro de calefacción urbana durante más de 12 horas que afecte a funciones sociales importantes o a una gran cantidad de usuarios finales. - Accidentes mayores en las redes centrales y regionales.
		11. Implementar SMMC que dispongan de funcionalidades para detectar situaciones de sobreconsumo, inyecciones de energía y/o potencia no autorizadas e intervenciones no autorizadas.	 <p>El sistema de telegestión debe contemplar mecanismos de control de acceso y de registro de eventos de accesos no autorizados; así como de confirmación de recepción de mensajes. (Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, apdo. 2)</p>	 <p>El sistema AMI debe proteger al equipo de medida contra abusos, fraudes o desvíos de manera que se garantice un nivel adecuado de protección, teniendo en cuenta las evoluciones tecnológicas internacionales y los costes de la implementación de medidas de seguridad. (AMvB, de 19 de noviembre de 2014. art. 6.1)</p>	 <p>El sistema AMS debe brindar seguridad contra el uso indebido de datos y el acceso no autorizado a funciones de control. A tal fin, las empresas de distribución deben establecer los sistemas de seguridad y los procedimientos necesarios para evitar el uso indebido de datos personales. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-2)</p>
		12. Operar y mantener los SMMC de manera de asegurar su correcto funcionamiento y adecuada gestión.	 <p>El responsable de un equipo de medida lo es de la instalación de medida y del mantenimiento, operación y verificación, siendo además responsable de que el equipo e instalación de medida cumpla todos los</p>	 <p>La empresa de distribución es responsable del despliegue de los contadores, y por extensión, también lo es de los contadores inteligentes y su correcto funcionamiento. (Elekticitetswet 1998, de</p>	 <p>Las empresas de distribución son responsables de la instalación y operación del sistema AMS. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §8-1a)</p>

		Chile	España	Holanda	Noruega
			requisitos legales establecidos. Ello sin perjuicio de que pueda contratar los diferentes servicios de los que es responsable, pudiendo incluso disponer de equipos alquilados. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 12, apdo. 2)	<p>19 de abril de 2018, art. 16.1n)</p> <p>Si otra entidad que no sea la empresa de distribución instala el contador, es esta otra entidad la encargada de que el equipo instalado se conecte al sistema de comunicaciones puesto en funcionamiento por la distribuidora, de modo que ésta última no necesite introducir cambios para realizar el intercambio de datos con el contador. (AMvB, de 14 de noviembre de 2014, art. 8.1)</p> <p>Las empresas distribuidoras son responsables de la operación y mantenimiento de los equipos de medida. Como consecuencia, esto aplica también a los sistemas de medición inteligente, dado que no existe ningún documento legal que exima a la distribuidora de dicha obligación. (Elektriciteitswet 1998, de 19 de abril de 2018, art. 16.1o)</p>	 <p>No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita a las acciones de mantenimiento del sistema AMS.</p>
	13. Disponer de un inventario detallado con todos los componentes que forman parte de los SMMC implementados.		 <p>Los encargados de la lectura deben mantener un inventario actualizado de los puntos frontera y puntos de medida que les correspondan como tales</p>	 <p>No se ha encontrado en la regulación holandesa mención explícita sobre requerimientos relacionados con el mantenimiento de un inventario.</p>	 <p>No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita sobre requerimientos relacionados con el mantenimiento de un inventario.</p>

		Chile	España	Holanda	Noruega
			encargados. En el mismo se deben incluir los equipos de medida, su disposición y sus responsables. Para la inclusión en el inventario y puesta en servicio de un equipo de medida, éste debe cumplir los requisitos exigidos por el RD 1110/2007 y demás disposiciones vigentes en la materia. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 12, apdo. 3)		
	14. Disponer de los elementos, protocolos y medidas seguridad que se establecen en el presente Anexo, de manera de proteger los componentes, los canales de comunicación y la información asociada a los SMMC.		 <p>El acceso al contador de energía eléctrica se realiza mediante un protocolo que debe contemplar mecanismos adicionales de seguridad y confiabilidad. (Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, apdo. 1)</p>	 <p>En el ámbito de la seguridad, la empresa de distribución es responsable del equipo de medida y también es responsable de la correcta comunicación de datos desde el equipo de medida al CTS y viceversa. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, art. 5.5.5)</p>	 <p>Las medidas de seguridad son responsabilidad también de las empresas de distribución. Los requisitos se establecen en las adquisiciones de nuevos sistemas (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §3-10). Además, existen requisitos de seguridad en relación a la conexión con el centro de intercambio de datos Elhub (Requerimientos Elhub, de 23 de febrero de 2017).</p>
	15. Realizar las auditorías a los SMMC de acuerdo lo establecido en el presente Anexo.		 <p>No se ha encontrado en la regulación española mención explícita sobre la realización de auditorías al sistema de Telegestión español.</p> <p>Únicamente se hace</p>	 <p>No se ha encontrado en la regulación holandesa mención explícita sobre la realización de auditorías al sistema AMI holandes.</p> <p>Únicamente se hace</p>	 <p>No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita sobre la realización de auditorías al sistema AMS noruego.</p> <p>En la práctica, existen</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
		referencia a que la Administración Pública competente puede realizar auditorías del reloj del sistema. (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo I, art. C, apdo. 1)	referencia a que cada empresa distribuidora es responsable de establecer un plan de auditoría para comprobar si cumple con la ejecución del Código de Conducta para el Tratamiento de Datos Personales por Operadores de Red en el contexto de la Instalación y Gestión de Contadores Inteligentes para Pequeños Consumidores. La organización coordinadora de las empresas distribuidoras holandesas puede, después de consultar a sus miembros, proponer puntos de enfoque específicos para la auditoría. (Gedragscode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers, de 19 de mayo de 2012, art. 7.4)	directivas que se aplican en términos generales. En cualquier caso, las empresas de distribución son responsables de implementar sistemas de control y auditar sus propios sistemas.
<b>Artículo 2-2. Obligaciones de los Clientes y Usuarios</b>	1. Cumplir con las exigencias establecidas en la Ley y demás normativa aplicable, respecto de sus instalaciones conectadas en la Red de Distribución.	 <p>El responsable de un equipo de medida lo es de la instalación de medida y del mantenimiento, operación y verificación, siendo además responsable de que el equipo e instalación de medida cumpla todos los requisitos legales establecidos. Ello sin perjuicio de que pueda contratar los diferentes</p>	 <p>No se ha encontrado en la regulación holandesa mención explícita sobre las obligaciones de los clientes y usuarios.</p>	 <p>No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita sobre las obligaciones de los clientes y usuarios.</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
		servicios de los que es responsable, pudiendo incluso disponer de equipos alquilados. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 12, apdo. 2)		
	2. No manipular los equipos asociados a los SMMC que se dispongan en la Red de Distribución, estén estos dentro o fuera de su domicilio.	 <p>No se ha encontrado en la regulación española mención explícita sobre la (no) manipulación de los equipos asociados al sistema de telegestión por parte de los clientes y/o usuarios.</p>		
	3. Permitir al personal de la Empresa Distribuidora y de la Superintendencia, según corresponda, el acceso a los equipos de los SMMC, con el fin de realizar su instalación, mantención, recambio, supervisión o fiscalización.	 <p>El responsable del punto de medida o, en su caso, el propietario de la instalación de red donde éste se instale, debe garantizar el acceso físico al mismo del operador del sistema, del verificador de medidas eléctricas, del encargado de la lectura, de los demás participantes en la medida, de la Comisión Nacional de Energía y de las Administraciones competentes, en condiciones adecuadas para la realización de los trabajos de lectura, comprobación, verificación e inspección en su caso. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 12, apdo. 2)</p>	 <p>Respecto a la instalación del contador, el consumidor puede rechazar la instalación del contador inteligente. Si el smart meter ha sido ya instalado (el hogar ya cuenta con uno o el consumidor ha dado su consentimiento previo para instalarlo), el consumidor no puede solicitar su reemplazo por un contador no inteligente. (Gedragscode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers, de 19 de mayo de 2012, art. 6.1.2)</p>	 <p>La mayoría de los contadores domésticos se instalan en la puerta y, por lo tanto, el proceso de instalación incluye la coordinación con el cliente para la instalación del equipo AMS. Es decir, no puede realizarse la instalación sin la colaboración del cliente.</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
<b>Artículo 2-3. Funciones de la Superintendencia</b>	1. Verificar que los SMMC implementados cumplan con las exigencias normativas, en particular las establecidas en el presente Anexo Técnico.	 <p>El operador del sistema es el responsable del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, debiendo velar por su buen funcionamiento y correcta gestión. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 4)</p>	 <p>No se ha encontrado en la regulación holandesa mención explícita sobre las obligaciones del organismo fiscalizador del Estado.</p>	 <p>No se ha encontrado en la regulación holandesa mención explícita sobre las obligaciones del organismo fiscalizador del Estado.</p>

**Tabla 4. Obligaciones y funciones – Requisitos comunes y no comunes**

### 3.1.2 Gaps y observaciones

La siguiente tabla recoge los *gaps* y observaciones, así como la propuesta de redacción correspondiente, generados a partir del análisis comparativo previamente realizado en relación a las obligaciones y funciones de los agentes que participan en el mercado eléctrico nacional, desde el punto de vista de implementación de sistemas de medición inteligentes:

Gap/Observación		
<b>Título 2-1. Obligaciones</b>	<b>Artículo 2-1. Obligaciones de las Empresas Distribuidoras</b>	<p><b>1.</b> Dado que las exigencias y estándares de Calidad de Servicio para los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica se establecen en la NTD, el punto 4 recogido en el Artículo 2-1 del AT debería establecer la obligación por parte de las empresas distribuidoras de implementar SMMC que permitan conocer y monitorear la Calidad de Servicio de los Clientes <b>de acuerdo a lo establecido en la NTD</b>. Actualmente se exige de acuerdo a lo establecido en el AT.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b> <i>Implementar SMMC que permitan conocer y monitorear la Calidad de Servicio de los Clientes, de acuerdo a lo establecido en la NTD.</i></p> <p><b>2.</b> Siguiendo el ejemplo holandés y noruego, el AT SMMC debería incorporar la obligación por parte de las empresas distribuidoras de informar a los Clientes/Usuarios acerca del despliegue de SMMC y de la instalación de sus correspondientes componentes, en la medida en que esto les pueda afectar, para contar con su coordinación y colaboración.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b> <i>Informar a los Clientes y/o Usuarios acerca del despliegue de SMMC y la instalación de sus correspondientes componentes, en la medida en que esto les pueda afectar, para contar con su coordinación y colaboración.</i></p>
	<b>Artículo 2-2. Obligaciones de los Clientes y Usuarios</b>	No se incluyen observaciones al respecto.
	<b>Artículo 2-3. Funciones de la Superintendencia</b>	No se incluyen observaciones al respecto.

**Tabla 5. Obligaciones y funciones – Gaps y observaciones**

## 3.2 Arquitectura y componentes de los SMMC

### 3.2.1 Requisitos comunes y no comunes

La siguiente tabla muestra las analogías y diferencias presentes en la definición de la arquitectura de los SMMC y de sus componentes dentro del marco regulatorio de los diferentes países bajo análisis:

		Chile	España	Holanda	Noruega
<b>Título 3-1. Descripción General de los SMMC</b>	<b>Artículo 3-1. Generalidades sobre la Arquitectura y Componentes de los SMMC</b>	SMMC – Sistemas de Medición, Monitoreo y Control	 Sistemas de Telegestión (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdos. 2,3,6,14,15,16 y20)	 AMI - Infraestructuras de Medición Avanzada (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, apdos. 5.1, 5.2 y 5.3)	 AMS – Sistemas de Medición y Control Avanzado  La solución de arquitectura AMS desarrollada en Noruega no está regulada de manera explícita, salvo requerimientos funcionales mínimos en relación a la comunicación con la base de datos de medidas nacional Elhub. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017)
	<b>Artículo 3-2. Arquitectura de los SMMC</b>	1. Unidad de Medida	 Equipos de medida (contadores) (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdos. 2,3,6,14,15,16 y20)	 Sistema de medida ( <i>smart E-meter</i> ) (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, apdos. 5.1, 5.2 y 5.3)	
		2. Unidad Concentradora	 Concentrador principal, secundario y CT (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdos. 2,3,6,14,15,16 y20)	 No se han desplegado unidades concentradoras en Holanda. El marco regulatorio holandés no excluye su uso, pero tampoco incluye ningún requerimiento en relación a unidades concentradoras. Debido al uso de redes móviles, no hay puertas de enlace ni concentradores de datos que formen parte del sistema de medición inteligente holandés.	

		Chile	España	Holanda	Noruega
		3. Sistemas de Gestión y Operación	 Sistemas de telegestión (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdos. 2, 3, 6, 14, 15, 16 y 20)	 CTS – Sistema Central (HES - <i>Head End System</i> ) (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, apdos. 5.1, 5.2 y 5.3)	
		4. Comunicaciones	 Sistemas de comunicaciones (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdos. 2, 3, 6, 14, 15, 16 y 20)	 Puertos de comunicación (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, apdos. 5.1, 5.2 y 5.3)	
		5. Seguridad	 Integridad y seguridad (Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, apdo. 1)	 El marco regulatorio holandés tiene en cuenta la seguridad asociada al despliegue de sistemas de medición inteligente. Sin embargo, la seguridad no se establece de manera explícita como un módulo propio de la arquitectura AMI.	
<b>Título 3-2. Componentes, módulos y conceptos asociados a los SMMC</b>	<b>Artículo 3-3. Unidad de Medida</b>	Medidor	 Contador de energía activa y reactiva (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdos. 2, 3, 6, 14, 15, 16 y 20)	 Contador de energía. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, apdos. 5.1, 5.2 y 5.3)	 Contador de energía. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017)
		Transformador de medida	 Transformador de medida	 No se ha encontrado en la regulación holandesa	 No se ha encontrado en la regulación noruega mención

	Chile	España	Holanda	Noruega
		(RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdos. 2, 3, 6, 14, 15, 16 y 20)	mención explícita de transformador de medida como componente integrante de una unidad de medida.	explícita de transformador de medida como componente integrante de una unidad de medida.
	Unidad de comunicaciones	 Dispositivo de comunicación para lectura remota + puerto serie u optoacoplador (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdos. 2, 3, 6, 14, 15, 16 y 20)	 Módulos de comunicación para varios puertos + puerto local. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, apdos. 5.1, 5.2 y 5.3 y DSMR 4.2.2, de 14 de marzo de 2014, apdo. 1.2)	 Terminal de medida. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017)
	Visualizador	 Integrador totalizador o elemento visualizador (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 5)	 Pantalla de visualización ( <i>display</i> ). (AMvB, de 19 de noviembre, 2014, art. 4.1c)	 De manera explícita la regulación noruega establece que cuando la empresa de distribución haya instalado AMS, el consumidor debe tener acceso local a los valores de consumo medidos.  En la práctica, la mayoría de las empresas distribuidoras trabajan con la pantalla de visualización estándar de la unidad de medida; pero además, hay muchas que implementan aplicaciones inteligentes donde el cliente puede seguir su consumo "en línea".
	Dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia	 Elementos de control de potencia (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 5)	 La funcionalidad para interrumpir, limitar y	 De manera explícita la regulación noruega establece

	Chile	España	Holanda	Noruega
		agosto, art. 9, apdo. 6)	reanudar el suministro ha sido eliminada del conjunto de requisitos mínimos en el AMvB como resultado de la evaluación del despliegue a pequeña escala y un análisis renovado de coste-beneficio. La conclusión es que el uso real y los beneficios del interruptor son muy limitados, mientras que aumenta los costes del dispositivo, así como el coste de las medidas de seguridad. (AMvB, de 19 de noviembre de 2014)	que un sistema AMS debe poder desconectar o reducir/limitar el consumo de energía en el punto de medida, excepto en los puntos de transformadores de corriente. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-2e)  En la práctica, la unidad de medida dispone de una unidad controlada, p. ej. interruptor para conexión y desconexión.
<b>Artículo 3-4. Unidad Concentradora</b>	La Unidad Concentradora es un componente que opera como puerta de enlace entre una o más unidades de medida y el sistema de gestión y operación del SMMC. Dependiendo de la tecnología del SMMC, la unidad concentradora puede no ser un componente necesario del sistema. La Unidad Concentradora puede actuar como puerto de enlace con los Medidores para la obtención de datos de medición, el envío de comandos hacia las Unidades de Medida, además de la transmisión de los datos almacenados y alarmas hacia el Sistema	 Sistema de captura y almacenamiento y, en caso de concentradores secundarios o CT, tratamiento de las lecturas guardadas en los registradores para su posterior envío al concentrador principal, u otros concentradores secundarios. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 23, 24 y 25)	 No se han desplegado unidades concentradoras en Holanda. El marco regulatorio holandés no excluye su uso, pero tampoco incluye ningún requerimiento en relación a unidades concentradoras. Debido al uso de redes móviles, no hay puertas de enlace ni concentradores de datos que formen parte del sistema de medición inteligente holandés.	 El marco regulatorio noruego permite que la empresa distribuidora sea libre de implementar una solución técnica que cumpla con los requisitos funcionales mínimos sin requerir de manera explícita el uso o no de unidades concentradoras.  En la práctica, todas las empresas de distribución implementan el uso de concentradores; asegurando en cualquier caso que se cumplen los requisitos de la solución AMS.

	Chile	España	Holanda	Noruega
	de Gestión y Operación a distancia.			
<b>Artículo 3-5. Sistema de Gestión y Operación</b>	<p>El Sistema de Gestión y Operación corresponde a un hardware, software y/o conjunto de aplicaciones informáticas que permiten administrar, controlar y gestionar la información, datos y comandos relacionados con la medición y control del suministro de los Clientes y Usuarios del Sistema de Distribución. Adicionalmente, debe gestionar el tratamiento de eventos y alarmas, y la administración y operación de todas las comunicaciones del SMMC. El Sistema de Gestión y Operación es también el encargado de la configuración del control y la operación y mantenimiento de todos los componentes de los SMMC. El Sistema de Gestión y Operación debe contar con interfaces que permitan la integración con otros sistemas propios de la Empresa Distribuidora. El Sistema de Gestión y Operación debe estar compuesto por los siguientes módulos:</p> <p>1. Head End System (HES): Sistema</p>	<p></p> <p>Sistema de medida y comunicación bidireccional entre los contadores y las distribuidoras eléctricas, que, con las máximas garantías de integridad y seguridad, permite acceso remoto a los contadores de energía eléctrica, con disponibilidad de lectura, gestión de la energía, control de la potencia demandada y contratada y gestión de la conexión/desconexión de suministros y mecanismos antifraude avanzados, posibilitando el intercambio de información y actuaciones entre los sistemas de las empresas distribuidoras eléctricas y contadores. Las empresas distribuidoras deben disponer de una base de datos referidos a todos los puntos de suministro conectados a sus redes y a las redes de transporte de su zona, permanentemente completa y actualizada. Asimismo, las empresas distribuidoras deben dotarse de los sistemas informáticos necesarios que permitan la consulta de datos del registro de puntos de suministro y la recepción y validación informática de</p>	<p></p> <p>El CTS es el Sistema Central que recopila datos de medida de electricidad y gas utilizando el puerto P3 y controla el sistema de medición a través del mismo puerto P3. El puerto P3 permite una comunicación bidireccional entre el Sistema de Medida y el Sistema Central pudiendo gestionar y leer los datos del contador a través del mismo puerto. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, apdos. 5.2 y 5.3)</p> <p></p> <p>En el marco regulatorio holandés, no se detallan los módulos que conforman el sistema informático de gestión y control.</p>	<p></p> <p>En el marco regulatorio noruego, no se detallan los módulos que conforman el sistema informático de gestión y control. El marco regulatorio noruego permite que la empresa distribuidora sea libre de implementar una solución técnica que cumpla con los requisitos funcionales mínimos del sistema de gestión y control.</p> <p>En la práctica, el Sistema de Gestión y Operación está compuesto por los siguientes módulos:</p> <p>1. Head End System (HES): Sistema de cabecera que permite el control y gestión de los distintos componentes del Sistema de Medición y Control Avanzado, incluyendo la integración con el sistema central.</p> <p>2. Sistema Central: sistema de administración de los datos de medida, incluyendo la integración con el sistema de cabecera.</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>centralizado que permite el control y gestión de los distintos componentes del SMMC. Entre las funciones que realiza el HES se encuentra la gestión de los distintos componentes del SMMC y la gestión centralizada de los datos del sistema, entre otras.</p> <p>2. Base de Datos Central: Repositorio en el cual se registran todos los datos, alarmas, registros y, en general, toda la información de campo recopilada por el HES. Dicho sistema solo puede ser intervenido por el HES sin que puedan acceder a ella otras aplicaciones o sistemas.</p> <p>3. Base de Datos Espejo: Repositorio en el cual se replica toda la información de la Base de Central y a la cual pueden acceder otras aplicaciones o sistemas. Esta base de datos actúa como la Interfaz SMMC – Organismos Externos definida en el Artículo 3-8.</p>	<p>solicitudes y comunicaciones con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, los consumidores y los comercializadores de energía eléctrica. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdos. 2, 3, 6, 14, 15, 16 y 20)</p>		
<b>Artículo 3-6. Sistema de comunicaciones</b>	<p>El Sistema de Comunicaciones está constituido por todos aquellos componentes que permiten la transferencia de datos desde y hacia la Unidad de Medida y desde y hacia el Sistema Gestión y Operación. Este sistema</p>	<p> Conjunto de medios físicos y de programa informático («software»), que permiten transmitir o recibir la información de la medida a distancia por medio de cualquier soporte. (RD</p>	<p> El Sistema de Comunicaciones consta de los siguientes puertos (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, apdos. 5.2 y 5.3): - P1: para la comunicación entre el sistema de medida</p>	<p> En el marco regulatorio noruego, no se detallan los componentes que permiten la transferencia de datos desde y hacia el Nodo de Medida y desde y hacia al HES. El marco regulatorio</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>es transversal a todo el SMMC y debe asegurar, en todo momento, la adecuada comunicación entre todos sus componentes.</p> <p>Los sistemas SMMC pueden disponer de distintas interfaces de comunicación, así como diversos protocolos de comunicación y modelos de datos, acotados a los requisitos mínimos establecidos en el presente Anexo Técnico y siempre que cumplan con la funcionalidad y los objetivos descritos.</p>	<p>1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdos. 2, 3, 6, 14, 15, 16 y 20)</p>	<p>y el equipo auxiliar (se pueden conectar un máximo de 5 dispositivos).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- P2: para la comunicación entre el sistema de medida y de 1 a 4 dispositivos de medida (en la práctica: contadores de gas).</li> <li>- P3: para la comunicación entre el sistema de medida y el Sistema Central (CTS).</li> <li>- P4: para la comunicación entre el CTS y los proveedores de servicios independientes, los proveedores de energía y otros sistemas de los operadores de la red.</li> </ul>	<p>noruego permite que la empresa distribuidora sea libre de implementar una solución técnica que cumpla con los requisitos funcionales mínimos del Sistema de Comunicaciones.</p>
<b>Artículo 3-7. Tipos de comunicación</b>	<p>Los sistemas SMMC pueden implementarse mediante distintas tecnologías de comunicación, las cuales se pueden clasificar en las siguientes categorías:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Comunicación cableada: puerto eléctrico, PLC, o Fibra óptica.</li> <li>2. Comunicación inalámbrica: puerto óptico, Radio Frecuencia (RF), o celular (GPRS, 3G, 4G y Wi-Fi).</li> </ol> <p>Sin perjuicio de lo establecido en el presente artículo, las Empresas Distribuidoras podrán implementar SMMC híbridos.</p>	<p></p> <p>El operador del sistema debe definir y actualizar los medios y protocolos válidos en la red troncal y de acceso, tanto para la comunicación local como la remota, cuyas características se deben establecer en las especificaciones técnicas del concentrador principal. En la elección de dichos medios y protocolos se debe tener en cuenta el estado de la tecnología, su evolución y las opiniones e intereses de los participantes de las medidas. Para la lectura y telegestión de los equipos de medida tipo 5 por parte de su encargado de la lectura se</p>	<p></p> <p>El Sistema de Comunicaciones se implementa mediante las siguientes tecnologías de comunicación (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. art. 5.5.1.2, 5.5.2.2, 5.5.3.2 y 5.5.4.2):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- P1: para la capa física utiliza un conector RJ11 con un optoacoplador para aislamiento galvánico. El protocolo utilizado es IEC 62056 Modo D – solo lectura. La identificación de datos utilizada es OBIS (IEC 62056-61).</li> <li>- P2: el protocolo utilizado es MBUS. Tanto MBUS EN13757-2 (Wired MBUS)</li> </ul>	<p></p> <p>No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita de tipos de comunicación utilizados por el sistema de comunicaciones.</p> <p>En la práctica, los sistemas AMS implementados en Noruega son una combinación de LP RF mesh y variantes de GSM.</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
		<p>pueden utilizar distintos medios físicos de comunicación, tales como RTC, GSM, GPRS, PLC, etc. Los protocolos de comunicaciones deben ser preferentemente públicos, como en el resto de puntos de medida. No obstante, dichos protocolos pueden ser excepcionalmente específicos, de carácter privado, formando parte de una solución global de telegestión. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 21, apdo. 3)</p>	<p>como EN13757-4 (Wireless MBUS).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- P3: para la capa física se puede utilizar: PLC, GPRS y/o Ethernet. Para la capa de aplicación se requiere que la comunicación entre el Sistema Central y el equipo de medida garantice interoperabilidad.</li> <li>- P4: el intercambio de datos tiene lugar a través de servicios XML. La identificación de datos que se utiliza es OBIS (IEC 62056-61).</li> </ul>	
<b>Artículo 3-8. Interfaces del SMMC</b>	<p>Corresponden a las interfaces por medio de las cuales se lleva a cabo la comunicación, entre: la Unidad de Medida, la Unidad Concentradora y el Sistema de Gestión y Operación.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Interfaz Unidad de Medida - Unidad Concentradora (UM-UC)</li> <li>2. Interfaz Unidad Concentradora - Sistema de Gestión y Operación (UC-SGO)</li> <li>3. Interfaz Unidad de Medida - Sistema de Gestión y Operación (UM-SGO)</li> <li>4. Interfaz SMMC - Organismos Externos (SMMC - OE)</li> </ol>	<p></p> <p>El sistema de comunicaciones para toma de medidas está formado por las redes de acceso y troncal. La red de acceso comunica los equipos de medida con el concentrador secundario, y los concentradores secundarios entre sí. La red troncal comunica los concentradores secundarios con el concentrador principal, así como equipos de medida con el concentrador principal. Ambas redes pueden compartir el mismo soporte físico. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdos. 18 y 19)</p>	<p></p> <p>La regulación holandesa indica y describe las interfaces que forman parte de la arquitectura AMI en Holanda (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. art. 5.5.1.2, 5.5.2.2, 5.5.3.2 y 5.5.4.2):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Interfaz local P1</li> <li>- Recopilación de datos del contador de gas por Smart E-meter a través de P2</li> <li>- Recopilación de datos de medida (E y G) por CTS a través de P3</li> <li>- Intercambio de datos con proveedores de energía, otros sistemas de empresas distribuidoras y el proveedor de servicios independientes P4</li> </ul> <p>Por otro lado, la</p>	<p></p> <p>No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita de interfaces de comunicación utilizados por el sistema de comunicaciones.</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
				documentación de requisitos técnicos holandesa indica y describe la interfaz P0 para mantenimiento local del sistema de medida.
<b>Artículo 3-9. Sistema de Seguridad</b>	El Sistema de Seguridad está conformado por los dispositivos, requerimientos y protocolos que permiten cumplir con la seguridad requerida en las comunicaciones y en el tratamiento de la información en el SMMC, especialmente en el transporte y almacenamiento de datos. Los Sistemas de Seguridad deben asegurar la confidencialidad, disponibilidad, trazabilidad e integridad de las comunicaciones y la información asociada a los SMMC. Las exigencias, requisitos y funciones que deben cumplir los Sistemas de Seguridad asociadas a los SMMC son los que se establecen en el Título 5-3 del presente Anexo Técnico.	 El sistema de telegestión debe contemplar mecanismos de control de acceso y de registro de eventos de accesos no autorizados; así como de confirmación de recepción de mensajes.	 La empresa distribuidora se encarga de la correcta implementación de identificación, autenticación y autorización en relación al equipo de medida, así como el cifrado de la comunicación de datos (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, art. 5.5.5). Adicionalmente, la empresa distribuidora es responsable gestionar la identificación, autenticación y autorización de las partes del mercado que soliciten acceso a través del puerto P4.	 Las empresas distribución son responsables de las medidas de seguridad. Los requisitos se establecen en las adquisiciones de nuevos sistemas (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §3-10). Además, existen requisitos de seguridad en relación a la conexión con el centro de intercambio de datos Elhub (Requerimientos Elhub, de 23 de febrero de 2017).
<b>Artículo 3-10. Operación y Mantenimiento</b>	Las Empresas Distribuidoras deben contemplar herramientas y actividades relacionadas con el mantenimiento de	 El operador del sistema es responsable de definir la red troncal y disponer los medios	 Las empresas distribuidoras son responsables de la operación y mantenimiento	 Las empresas de distribución son responsables de la instalación y operación del

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>los SMMC para asegurar el correcto funcionamiento de sus componentes, la disponibilidad de las funcionalidades requeridas y la integridad de la información gestionada por los SMMC.</p> <p>Las Empresas Distribuidoras deben realizar, al menos, las siguientes actividades de mantenimiento:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Mantenimiento del sistema de comunicación entre las Unidades de Medida y las Unidades Concentradoras, si corresponde, y el Sistema de gestión y Operación.</li> <li>2. Mantenimiento de los equipos de campo en caso de falla y/o daños.</li> <li>3. Mantenimiento del Sistema de Gestión y Operación.</li> <li>4. Mantenimiento de los empalmes y/o de la Red de Distribución cuando esto sea necesario para el cumplimiento de las funcionalidades y eficacia exigidas.</li> </ol> <p>En ningún caso las actividades de mantenimiento deben alterar la información almacenada en los equipos de campo.</p>	<p>necesarios para la conexión del concentrador principal a la misma. Mientras que el responsable de un equipo de medida lo es también de la instalación, mantenimiento y operación de los equipos de comunicaciones necesarios hasta su conexión a la red troncal o red de acceso según corresponda, excepto cuando se trate de clientes tipo 3, 4 ó 5, en cuyo caso la responsabilidad recae sobre el sujeto que efectúe la solicitud de la comunicación. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 22)</p>	<p>de los equipos de medida. Como consecuencia, esto aplica también a los sistemas de medición inteligente, dado que no existe ningún documento legal que exima a la distribuidora de dicha obligación. (Elecktricitetswet 1998, de 19 de abril de 2018, art. 16.1o)</p>	<p>sistema AMS. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §8-1a)</p> <p> No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita a las acciones de mantenimiento del sistema AMS.</p>

**Tabla 6. Arquitectura y componentes de los SMMC – Requisitos comunes y no comunes**

## 3.2.2 Gaps y observaciones

La siguiente tabla recoge los *gaps* y observaciones, así como la propuesta de redacción correspondiente, generados a partir del análisis comparativo previamente realizado en relación a la arquitectura de los SMMC y de sus componentes:

Gap/Observación		
<b>Título 3-1. Descripción General de los SMMC</b>	<b>Artículo 3-1. Generalidades sobre la Arquitectura y Componentes de los SMMC</b>	No se incluyen observaciones al respecto.
	<b>Artículo 3-2. Arquitectura de los SMMC</b>	<p><b>3.</b> En la definición de la arquitectura de los SMMC, se ha detectado la <b>ausencia de un requerimiento explícito de un sistema de sincronización horaria</b>, que enlace con las exigencias establecidas en los apartados posteriores del AT SMMC. Este sistema de sincronización podría incluirse como un módulo adicional transversal dentro de la arquitectura establecida, de manera análoga a los módulos de Seguridad y Comunicaciones ya incluidos.</p> <p>Como ejemplo, para el caso español, en el anexo II de la Orden ITC/3022/2007, se define un sistema de sincronización horaria, preferentemente basado en GPS en los niveles superiores y con una estructura jerarquizada de sincronización, desde los concentradores secundarios hacia los concentradores CT y contadores, mediante órdenes de supervisión y puesta en hora, para el cumplimiento de la norma UNE EN 62054-21. La cadena de sincronización debe garantizar la trazabilidad diaria de los relojes al patrón nacional de tiempo.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <b>Ver Anexo B "Propuesta de arquitectura conceptual de SMMC" del presente informe.</b>  <i>El sistema de sincronización horaria es un requerimiento funcional que permite garantizar la configuración horaria de los componentes del SMMC al patrón nacional de tiempo, esto es UTC-3. Preferiblemente se establecerá un sistema con estructura jerarquizada de sincronización, desde el sistema de gestión y operación hacia las unidades de medida, pasando por las unidades concentradoras en caso de su implementación, mediante órdenes de supervisión y puesta en hora. Serán admisibles otros sistemas de sincronización, siempre que se garantice un nivel de sincronismo equivalente, según la normativa que le sea de aplicación.</i></p> <p><b>4.</b> La arquitectura de los SMMC establecida <b>no incorpora la presencia de un Data hub nacional centralizado</b>, que permita el acceso a los datos generados por los sistemas SMMC por parte de agentes involucrados en el mercado de la energía. En algunos países europeos, como es el caso de Noruega, el despliegue regulado de sistemas de medición inteligente contempla la implementación de un sistema de administración de datos nacional, proporcionando un marco para intercambiar datos de medición inteligente. El objetivo es asegurar un acceso estandarizado a todas las partes autorizadas (designadas Partes Interesadas en el AT SMMC) aumentando la eficiencia en la comunicación. Los clientes pueden tener así control total de sus datos, a los que pueden acceder por ejemplo a través de una herramienta en línea y, por lo tanto, gestionar el acceso de terceros a los mismos.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <b>Ver Anexo B "Propuesta de arquitectura conceptual de SMMC" del presente informe.</b>  <i>La base de datos general SMMC hará las funciones de servidor de datos, para que la empresa distribuidora pueda cargar solo la información necesaria generada por el SMMC en el formato requerido para el posterior intercambio con las posibles partes interesadas: Superintendencia, clientes, usuarios de red u otros.</i>  <i>El uso de una base de datos general SMMC se establece como una solución</i></p>

Gap/Observación		
		<p>temporal, con vistas a que, fuera del alcance actual del AT SMMC, en un futuro, pueda incorporarse la implementación de un data hub nacional centralizado o similar gestionado por un Operador de datos que garantice la igualdad de acceso a todos los agentes autorizados. En este caso, el elemento data hub sustituiría las funciones asociadas a la base de datos general SMMC.</p>
<b>Título 3-2. Componentes, módulos y conceptos asociados a los SMMC</b>	<b>Artículo 3-3. Unidad de Medida</b>	<p>5. Si se desea posibilitar funciones de discriminación horaria, la unidad de medida <b>debería contar con un reloj conmutador horario</b> como uno de los elementos que la conforman<sup>19</sup>. Para el caso español, en el artículo 2 de la Orden ITC/3022/2007, se define el sistema de discriminación horaria como el dispositivo o dispositivos que permiten registrar los consumos en distintos periodos en función de la hora y fecha del consumo.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <b>Ver Anexo B "Propuesta de arquitectura conceptual de SMMC" del presente informe.</b></p> <p>6. <i>Reloj conmutador horario: Preferiblemente, la unidad de medida contará con un reloj conmutador horario que posibilite funcionalidades tales como la discriminación horaria (registro de consumos en distintos periodos de tiempo en función de la fecha y hora del consumo), los cierres de facturación, así como las marcas de tiempo utilizadas en las curvas de carga o registro de eventos, entre otros.</i></p>
	<b>Artículo 3-4. Unidad Concentradora</b>	<p>No se incluyen observaciones al respecto.</p>
	<b>Artículo 3-5. Sistema de Gestión y Operación</b>	<p>6. Los requerimientos funcionales establecidos en los marcos regulatorios de Holanda y Noruega se traducen en la necesidad implícita de implementar un HES o Sistema Central; pero en ningún caso se ha incluido el requerimiento explícito del uso de determinadas bases de datos por parte de las empresas distribuidoras. En estos países, la empresa de distribución tiene la libertad de poder implementar la solución más adecuada, cumpliendo siempre con los requerimientos de seguridad, comunicación y gestión de los datos establecidos en la regulación correspondiente.</p> <p>No es igual para el caso español, en el que las empresas distribuidoras deben implementar una base de datos de puntos de suministro; siendo necesario a nivel regulatorio modificar y establecer cuidadosamente reglas de acceso a la información guardada en dichas bases de datos para salvaguardar el derecho de privacidad de los consumidores. De acuerdo con este criterio, <b>si el AT SMMC incluye la definición explícita de bases de datos</b> propias de la empresa distribuidora a las que pueden acceder agentes del mercado energético (Partes Interesadas), <b>se debe establecer claramente qué información debe guardarse y las reglas de acceso que aplican a las Partes Interesadas.</b></p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <b>Ver Anexo B "Propuesta de arquitectura conceptual de SMMC" del presente informe.</b></p> <p><i>La base de datos general SMMC hará las funciones de servidor de datos, para que la empresa distribuidora pueda cargar solo la información necesaria generada por el SMMC en el formato requerido para el posterior intercambio con las posibles partes interesadas: Superintendencia, clientes, usuarios de red u otros.</i></p> <p>(Se propone el reemplazo del módulo "Base de Datos Espejo", incluido en la</p>

<sup>19</sup> En la regulación española, el reloj conmutador horario es un requerimiento funcional en los equipos de medida, que tiene una repercusión en el diseño tanto desde un punto de vista hardware como software. Este requerimiento está vinculado a la discriminación horaria, los cierres de facturación, así como las marcas de tiempo utilizadas en las curvas de carga, registro de eventos, etc.

Se conoce otro tipo de soluciones, aunque cada vez se encuentran más en desuso; por ejemplo, la sincronización de contadores mediante un sistema centralizado de sincronización horaria (solución implementada principalmente en Centroeuropa). En este caso, el sistema de telegestión (de manera directa o a través de unidades concentradoras o similares) se encarga de cambiar las tarifas de las unidades de medida en función del periodo en el que se encuentra el sistema.

Gap/Observación		
		<p>arquitectura original del AT SMMC, por el de "Backup"). La base de datos de Backup será una copia de seguridad de la Base de Datos Central. Nunca existirá acceso directo por parte de ningún organismo externo a ninguna de las bases de datos del sistema de gestión y operación. El acceso a la información por parte de las partes interesadas autorizadas para ello se realizará a través de la base de datos general SMMC.</p> <p>El uso de una base de datos general SMMC se establece como una solución temporal, con vistas a que, fuera del alcance actual del AT SMMC, en un futuro, pueda incorporarse la implementación de un data hub nacional centralizado o similar gestionado por un Operador de datos que garantice la igualdad de acceso a todos los agentes autorizados. En este caso, el elemento data hub sustituiría las funciones asociadas a la base de datos general SMMC.</p>
	<b>Artículo 3-6. Sistema de comunicaciones</b>	No se incluyen observaciones al respecto.
	<b>Artículo 3-7. Tipos de comunicación</b>	<p><b>7.</b> En relación a los tipos de comunicación disponibles para la implementación de SMMC, se podría señalar que, en su elección se tenga en cuenta el estado de la tecnología, su evolución y las opiniones e intereses de los participantes de las medidas<sup>20</sup>.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b> En la elección de los tipos de comunicación, se tendrá en cuenta el estado de la tecnología, su evolución y las opiniones e intereses de los participantes en el despliegue de SMMC.</p>
	<b>Artículo 3-8. Interfaces del SMMC</b>	<p><b>8.</b> El <b>acceso de las partes interesadas a los datos administrados por el sistema de gestión y operación debería ser sólo de lectura</b> (puerto unidireccional), para mantener la integridad y la seguridad de los datos. En caso de incluir la presencia de un Data hub nacional centralizado o similar para el intercambio de datos de medición inteligente, dichas partes interesadas tendrían acceso al Data hub sin necesidad de acceder directamente al Sistema de Gestión y Operación. Asimismo, en este caso, el Sistema de Gestión y Operación comunicaría con el Data hub para proporcionar la información según lo dispuesto en el Título 7-1 del AT SMMC.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b> <b>Ver Anexo B "Propuesta de arquitectura conceptual de SMMC" del presente informe.</b> Se definen las siguientes interfaces de comunicación, todas ellas bidireccionales, con permisos únicamente de lectura, o de lectura y escritura, según el caso:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La interfaz I0 permite la comunicación local con la unidad de medida y, en caso de existir, con la unidad concentradora. Los permisos podrán ser únicamente de lectura, o de lectura y escritura dependiendo de la autorización con la que cuente el personal habilitado para ello.</li> <li>- Las interfaces I1, I2 e I3 permiten la comunicación entre: la unidad de medida y el sistema de gestión y operación, entre la unidad de medida y la unidad concentradora, y entre la unidad concentradora y el sistema de gestión y operación respectivamente. Todas ellas con permisos de lectura y escritura en ambos sentidos, según corresponda.</li> <li>- La interfaz I4 permite la comunicación entre el sistema de gestión y operación con otros sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora, con permisos de lectura y escritura en ambos sentidos, según corresponda.</li> <li>- La interfaz I5 posibilita que la empresa distribuidora pueda guardar la información requerida en la base de datos general SMMC, y pueda acceder a ella con la finalidad de garantizar la integridad de la misma.</li> </ul>

<sup>20</sup> RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 3, apdo. 5. Participantes en la medida: los titulares de las instalaciones a ambos lados de la frontera donde se sitúa un punto de medida, así como el encargado de la lectura, los comercializadores y otros sujetos que, sin tener instalaciones, hayan establecido contratos de compraventa de energía eléctrica en ese punto. También se considerará como participante sin interés económico al operador del sistema.

Gap/Observación		
		<p>- La interfaz I6 permite el acceso de las partes interesadas autorizadas a la información de la base de datos general SMMC. Contarán con permisos sólo de lectura, y la obtención de información podrá ser automática (programada y periódica) o bajo petición, según se defina.</p> <p>- Las interfaces I7 e I8, harán las veces de I5 e I6 respectivamente en caso de incorporar las figuras de Operador de datos y data hub centralizado. I5 e I6 serían entonces suprimidas junto con la base de datos general SMMC.</p> <p>- Las interfaces I9 e I10 posibilitan la comunicación entre los servicios eléctricos de valor agregado (Hardware) y el SMMC, y los sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora respectivamente. Los permisos podrán ser únicamente de lectura, o de lectura y escritura, según corresponda.</p> <p>9. Tanto la regulación holandesa como la regulación noruega contemplan la posibilidad de que el <b>sistema de medición inteligente sea capaz de comunicar con otros dispositivos de medida</b>; por ejemplo, contadores de gas. Para ello se incluyen interfaces que comunican la unidad de medida general con otros módulos de medida externos. Se debería evaluar la posibilidad de incluir un requerimiento similar en el AT SMMC.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <b>Ver Anexo B “Propuesta de arquitectura conceptual de SMMC” del presente informe.</b>  <i>Los servicios eléctricos de valor agregado son aquellos servicios que pueden ser ofrecidos a los clientes y/o usuarios finales como complemento del suministro de electricidad. Se trata por tanto de servicios o productos energéticos adaptados a las necesidades de los clientes/usuarios demandantes con la finalidad de aprovechar los beneficios derivados de la generación distribuida, el almacenamiento de energía, el vehículo eléctrico, la gestión inteligente del consumo energético, entre otros. Dentro del concepto de servicios eléctricos de valor agregado, se han diferenciado dos partes integrantes, una relacionada con el hardware y otra relacionada con los usuarios de red. Los usuarios de red engloban tanto a los clientes/usuarios de servicios eléctricos de valor agregado como a los ofertantes de los mismos. Es por ello que se han incorporado al módulo de Partes Interesadas. La parte relacionada con el hardware, hace alusión a aquellos posibles casos en los que la solución implementada, para ofrecer servicios eléctricos de valor agregado, requiera de un acceso y/o acción directa desde/sobre el SMMC así como otros sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora. De manera adicional, el módulo de servicios eléctricos de valor agregado (Hardware) incluye la posibilidad funcional de que el SMMC sea capaz de comunicar con otros dispositivos de medida (por ejemplo, consumos de gas o agua) mediante interfaces que comuniquen bien a través de la unidad de medida general con otros módulos de medida externos o a través de otros medios y dispositivos del SMMC directamente con el sistema de gestión y operación.</i></p>
	<b>Artículo 3-9. Sistema de Seguridad</b>	No se incluyen observaciones al respecto.
	<b>Artículo 3-10. Operación y Mantenimiento</b>	No se incluyen observaciones al respecto.

**Tabla 7. Arquitectura y componentes de los SMMC – Gaps y observaciones**

### 3.3 Exigencias sobre unidades de medida y unidades concentradoras

#### 3.3.1 Requisitos comunes y no comunes

La siguiente tabla señala las analogías y diferencias regulatorias en relación a los requerimientos sobre unidades de medida y unidades concentradoras:

		Chile	España	Holanda	Noruega
<b>Título 4-1. Exigencias Generales para Unidades de Medida</b>	<b>Artículo 4-1. Generalidades</b>	Exigencias generales para las Unidades de Medida que sean parte de los SMMC, así como las específicas para Unidades de Medida correspondientes a servicios de Clientes y/o Usuarios trifásicos Mayores a 500 kW y aquellas Unidades de Medida que no estén asociados a servicios de Clientes y/o Usuarios, pero cuya función sea Monitorear el SD.	 <p>Exigencias generales para equipos de medida situados en los puntos de medida tipo 1, tipo 2, tipo 3, tipo 4 y tipo 5. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 7)</p> <p>De manera explícita, se ha establecido el requerimiento de sistema de telegestión para equipos de medida situados en los puntos de medida tipo 5 y, opcionalmente los de tipo 4. Para la lectura remota de equipos de medida tipo 1 y 2, así como los de tipo 3 que no corresponden a fronteras de cliente, se habla de un sistema de telemedida. En los puntos de medida tipo 3 de fronteras de clientes la lectura remota es opcional. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo.3)</p>	 <p>En la regulación holandesa la arquitectura AMI ha sido definida únicamente para consumidores residenciales, y no para grandes consumidores. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, apdo. 5.1)</p>	 <p>En la regulación noruega la arquitectura AMS ha sido definida únicamente para contadores en la red de baja tensión hasta 1000V. (Reglamento [1753], de 25 de junio de 2018, cap. 2, 3 y 4)</p>
	<b>Artículo 4-2. Exigencias Eléctricas</b>	Normas aplicables: IEC 62052-11, IEC 61000-4-2: 2001, IEC 61000-4-4: 2004, IEC 61000-4-5:2001, IEC 61000-4-6:2003, IEC	 <p>Normas aplicables: Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, UNE-EN 62053-22 o</p>	 <p>No se han encontrado en la regulación holandesa mención explícita a</p>	 <p>El contador de energía activa, o combinación de energía activa y reactiva,</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	61000-4-3:2002, IEC 62053-61, IEC 62053-21, IEC 62053-23 e IEC 62053-22.	norma que la sustituya, UNE-EN 62053-23 o norma que la sustituya, UNE-EN 62053-22 o norma que la sustituya, UNE-EN 60044 o norma que la sustituya, UNE 20317 o norma que la sustituya, UNE-EN 61038, UNE-EN 62054-21 o UNE-EN 62052-21 o norma que las sustituya. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 8, apdos. 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 y 11)	requisitos eléctricos para los <i>smart E-meters</i> u otros componentes del sistema AMI holandés. No obstante, en los requisitos técnicos DSMR 4.2.2, se menciona que la potencia media consumida por un <i>smart E-meter</i> debe cumplir los siguientes criterios (DSMR 4.2.2, de 14 de marzo de 2014, art. 3.2 DSMR-M 4.3.16): El máximo consumo de energía permitido sin comunicación: - Medidor monofásico 2 W - Medidor de fase polifuncional 4 W Durante la comunicación: 4 W para monofásico, 8 W para polifásico. El consumo de energía del E-metro en sí mismo no conducirá a valores de registro incrementados.	está regulado por el Reglamento 1753, regulación sobre requisitos para contadores de electricidad. Los requisitos de los contadores antes de su uso (entrada al mercado), en uso y su control se establecen en los capítulos 2, 3 y 4 respectivamente. Los requisitos para unidades de medida en relación a la compatibilidad electromagnética (EMC) se establecen en el Reglamento 1598, regulación sobre equipos eléctricos de 10 de octubre de 2017. (Reglamento [1753], de 25 de junio de 2018, cap. 2, 3 y 4)
<b>Artículo 4-3. Registro de Eventos, Fallas y alarmas</b>	Las Unidades de Medida deben disponer de registros de eventos y fallas, y deben activar y registrar alarmas en caso que la tensión en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios supere los límites establecidos en la NTD.  Adicionalmente, las Unidades de Medida correspondientes a instalaciones de Clientes y/o Usuarios trifásicos mayores a 10 kW, deben	 El equipo debe disponer de, al menos, dos tipos de registro de eventos (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo I, art. C, apdo. 1): - eventos con un nivel de ocurrencia previsiblemente bajo (entre otros, variaciones de tensión, cortes, cambio de parámetros y alarmas). - eventos con un nivel de	 El equipo debe disponer de, al menos, dos tipos de registro de eventos (AMvB, de 19 de noviembre de 2014, art. 4.1): - eventos de detección de fallas. - eventos de detección de fraude, mal uso, intrusión en el equipo de medida o los intentos de hacerlo.	 No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita al registro de eventos, fallas y alarmas para unidades de medida como tal, pero sí existe un requisito funcional para el sistema AMS relacionado con este aspecto. En la sección 4.2f del Reglamento 301, se establece que un sistema AMS debe poder enviar y recibir información

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>disponer de un pulso, señal o accionar un interruptor auxiliar cuando comienza el horario de punta y cuando termina el horario de punta, que permita a los usuarios realizar un control de su demanda.</p>	<p>ocurrencia mayor (entre otros, acceso por comunicaciones remotas y cambio de tarifa).</p> <p>De manera explícita, en la regulación española se establece que el sistema de telegestión debe almacenar una serie de incidencias con la fecha y hora en las que se han producido. El tipo de eventos almacenados deben ser, al menos (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, art. 3):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Versión de software y firmware con indicación del momento de su instalación o modificación.</li> <li>- Presencia y ausencia de tensión.</li> <li>- Indicación de modificación de parámetros en el contador o concentrador, particularmente todos aquellos relacionados con la sincronización remota y control remoto de la potencia, con identificador del tipo y cuantía de parámetro modificado.</li> <li>- Alarma crítica del equipo contador o concentrador.</li> <li>- Intentos de accesos no autorizados.</li> </ul> <p>Por ende, las unidades de medida deben ser capaces de generar dichos eventos.</p>		<p>sobre precios de energía y tarifas, así como también poder transferir señales de control y falla a tierra. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-2f)</p> <p>En la práctica, la unidad de medida incluye el contador (parte metrológica) y la parte de comunicación en una unidad combinada, un denominado contador integrado. Adicionalmente, las empresas distribuidoras solicitan que los contadores incorporen funcionalidad adicional a la establecida en la regulación. Esto incluye indicaciones de tensión y alarmas que pueden brindar beneficios desde un punto de vista operacional, lo que se denomina funcionalidad Smart Grid.</p>
<b>Artículo 4-4. Exigencias</b>	Adicionalmente a las exigencias establecidas en			

	Chile	España	Holanda	Noruega
<b>Mecánicas</b>	las normas técnicas chilenas, las exigencias mecánicas que debe cumplir el gabinete o caja que contenga uno o varios de los elementos que componen el SMMC, en cuanto a condiciones de resistencia al calor y al fuego, de protección contra penetración de polvo y agua, de distancia de seguridad y líneas de fuga entre los distintos elementos que lo componen, entre otros, conjunto base y tapa principal, ventana, bloque de terminales y su tapa, son las que se establecen en la norma IEC 62052-11.	Normas aplicables: Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, UNE-EN 62053-22 o norma que la sustituya, UNE-EN 62053-23 o norma que la sustituya, UNE-EN 62053-22 o norma que la sustituya, UNE-EN 60044 o norma que la sustituya, UNE 20317 o norma que la sustituya, UNE-EN 61038, UNE-EN 62054-21 o UNE-EN 62052-21 o norma que las sustituya. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 8, apdos. 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 y 11)	No se ha encontrado en la regulación holandesa mención explícita a requisitos mecánicos para los <i>smart E-meters</i> u otros componentes del sistema AMI holandés.  No obstante, en los requisitos técnicos DSMR 4.2.2, se menciona que las dimensiones de <i>Smart E-meter</i> son de 225 mm de alto, 135 mm de ancho y 140 mm de profundidad para un contador monofásico y para polifásico de 333 mm de alto, 180 mm de ancho y 150 mm de profundidad. (DSMR 4.2.2, de 14 de marzo de 2014, art. 6.1.5.1 DSMR-M 4.6.33)  Existen otros requerimientos mecánicos relacionados con la construcción segura (DSMR 4.2.2, de 14 de marzo de 2014, art. 6.1.5.1 DSMR-M 4.6.35) y la robustez mecánica (DSMR 4.2.2, de 14 de marzo de 2014, art. 3.3 DSMR-M 4.3.53) del contador.	Según la sección 6 del Reglamento 1753, el fabricante debe definir el entorno ambiental, mecánico y electromagnético para el que el contador de electricidad está diseñado (Reglamento [1753], de 25 de junio de 2018, §6): - Las clases ambientales están definidas en la sección 7. - Las clases mecánicas están definidas en la sección 8. - Las clases electromagnéticas están definidas en la sección 9.
<b>Artículo 4-5. Exigencias Metrológicas</b>	Normas aplicables: IEC 62053-21, IEC 62053-22 e IEC 62053-23.	 Normas aplicables: Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, UNE-EN 62053-22 o norma que la sustituya, UNE-EN 62053-23 o norma que la sustituya, UNE-EN	 Normas aplicables: Ley de metrología holandesa <i>Metrologiewet</i> . La <i>Metrologiewet</i> es la implementación holandesa de la Directiva Europea para	 Normas aplicables: La Directiva Europea para Instrumentos de Medida (MID). Para uso de contadores al aire libre, se establece una precisión de

	Chile	España	Holanda	Noruega
		62053-22 o norma que la sustituya, UNE-EN 60044 o norma que la sustituya, UNE 20317 o norma que la sustituya, UNE-EN 61038, UNE-EN 62054-21 o UNE-EN 62052-21 o norma que las sustituya. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 8, apdos. 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 y 11)	Instrumentos de Medida (MID). ( <i>Metrologiewet</i> , de 7 de diciembre de 2015)	clase 1, mientras que para uso de interior se puede aplicar la clase 1 o 2. (Reglamento [1753], de 25 de junio de 2018, §37)  La sección 4.2h del Reglamento 301, establece como requisito funcional que el sistema AMS registre el flujo de potencia activa y reactiva en ambas direcciones (contadores bidireccionales). (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-2h)
<b>Artículo 4-6. Unidad de Comunicación</b>	<p>1. Permitir comunicaciones bidireccionales entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora, si corresponde, de acuerdo con la tecnología, y con el Sistema de Gestión y Operación.</p> <p>2. Permitir la interoperabilidad entre los componentes del SMMC.</p> <p>3. Después de una Interrupción de Suministro, debe tener la capacidad de conectarse en forma automática con el sistema de comunicación del SMMC.</p>	 <p>Deben disponer de dispositivos de comunicación para la lectura remota todos los equipos de medida de tipo 1 y 2, así como los de tipo 3 que no correspondan a fronteras de cliente. En los puntos de medida tipo 3 de fronteras de clientes la lectura remota es opcional. Los equipos de medida de tipo 4 y de tipo 3 que no disponen de comunicaciones para la lectura remota, deben estar preparados para poder conectar los dispositivos de transmisión, módem y línea que permitan su lectura en modo remoto. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 3)</p>	 <p>El equipo de medida debe ser adecuado para recibir datos de otro sistema de medida como un flujo de datos separado, registrarlo, mostrarlo y reenviar estos datos de manera que sean legibles y útiles para la entidad que tenga derecho a procesar dicha información. (AMvB, de 19 de noviembre de 2014, art. 4.5)</p>	 <p>No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita de requisitos de comunicación para unidades de medida del sistema AMS noruego. De manera implícita la regulación noruega exige la comunicación entre la unidad de medida y el HES.</p> <p>En la práctica, todas las soluciones de AMS en Noruega están utilizando contadores con unidades de comunicación integradas.</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
		<p>Por otro lado, los equipos de medida tipo 5, deben estar integrados en un sistema de telegestión y telemedida implantado por el encargado de la lectura correspondiente. Se entiende que un equipo está efectivamente integrado en el sistema de telegestión cuando los equipos cumplen con las especificaciones funcionales mínimas de los sistemas de telegestión y tienen capacidad para la lectura de los registros horarios de energía activa de manera remota a través de dicho sistema. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 8)</p>		
<b>Artículo 4-7. Visualizador</b>	<p>Norma establecida: IEC 62052-11.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Su información debe corresponder a los datos registrados por el Medidor.</li> <li>2. Para casos en que la información visualizada no sea en tiempo real, el visualizador debe considerar los tiempos de actualización de acuerdo con cada tecnología, sin que esto afecte la integridad de la información ni su trazabilidad.</li> <li>3. Debe contar con un número de serie único e irrepetible que lo identifique.</li> <li>4. Debe garantizar su</li> </ol>	<p></p> <p>Cada punto de medida dispondrá de un código de identificación que será único, permanente e inequívoco en todo el sistema de medidas del sistema eléctrico nacional. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 12, apdo. 4)</p> <p>Los equipos de medida deben disponer de al menos un integrador totalizador o elemento visualizador de la energía circulada que garantice su lectura tras ausencia de tensión de red, incluso cuando la opción</p>	<p></p> <p>El contador de electricidad debe disponer de una pantalla de visualización que muestre al menos, además de la lectura real del contador, la tarifa real (baja, normal; requerida por MID y la Ley de metrología) y si la lectura diaria de los valores de intervalo cuarto horario está activada o desactivada. Esta lectura diaria solo puede realizarse después del permiso del consumidor. Si el contador dispone de interruptor, la pantalla de visualización también mostrará el estado del</p>	<p></p> <p>De manera explícita la regulación noruega establece que cuando la empresa de distribución haya instalado AMS, el consumidor debe tener acceso local a los valores de consumo medidos. En la práctica, la mayoría de las empresas distribuidoras trabajan con la pantalla de visualización estándar de la unidad de medida; pero además, hay muchas que implementan aplicaciones inteligentes donde el cliente puede seguir su consumo "en línea".</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>funcionamiento tras ausencia de tensión en la Red de Distribución durante un tiempo mínimo de 120 minutos.</p> <p>5. Debe mostrar los datos almacenados en los registros del Medidor utilizando el código OBIS en conformidad con la norma IEC 62056 o la norma ANSI C12.18, C12.19, C12.22.</p> <p>6. Debe ser capaz de mostrar las distintas alertas o alarmas de las Unidades de Medida o del SMMC.</p> <p>7. Respecto de la información que debe presentar el Visualizador se deben considerar, al menos, las mediciones de las siguientes variables: fecha y hora, estado de las comunicaciones, presencia y orden de las fases, indicación del sentido de la energía, consumo eléctrico total y discriminado, período tarifario en curso, potencia máxima demandada, potencia contratada, e información de control de cargas, cuando corresponda. En el caso de la Unidad Concentradora, la implementación de un Visualizador es opcional.</p>	<p>horaria o por períodos sea la elegida, durante un tiempo no inferior a seis meses para todos los puntos de medida. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 5)</p> <p></p> <p>La regulación española no especifica conforme a qué norma deben mostrarse los datos almacenados en los registros del contador.</p>	<p>interruptor si ésta admite dicha funcionalidad. (AMvB, de 19 de noviembre, 2014, art. 4.1c)</p>	
<b>Artículo 4-8. Identificación y Almacenamiento de Datos</b>	<p>1. Todos los datos entregados por el Medidor deben estar identificados de acuerdo con lo dispone la</p>	<p></p> <p>Deben permitir la discriminación horaria de las</p>	<p></p> <p>La identificación de datos que se debe utilizar es OBIS</p>	<p></p> <p>De manera explícita, en la regulación noruega se</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>norma IEC 62056-61.</p> <p>2. Proporcionar un número de lecturas periódicas recientes el cual puede ser configurable desde el Medidor, Concentrador o Sistema de Gestión y Operación.</p> <p>3. Disponer de una unidad de almacenamiento de la información obtenida, en períodos de integración de, al menos, 15 minutos.</p> <p>4. Disponer de, al menos, cuatro canales para transmisión de datos.</p> <p>5. Disponer de memoria de masa para el registro de, al menos, 4 canales para transmisión de datos, durante un período mínimo de 60 días, para almacenamiento en períodos de integración de al menos 15 minutos.</p> <p>6. Poseer la capacidad de conservar los datos históricos inalterados ante ajustes de sincronización u otros.</p> <p>7. Tener la capacidad de mantener su configuración y memoria de masa durante, al menos 60 días, por medio de una memoria no volátil.</p> <p>8. Poseer la capacidad de modificar las opciones tarifarias en forma remota y local.</p> <p>9. Poseer la capacidad de totalizar las medidas de energía activa y reactiva.</p>	<p>medidas, con capacidad para gestionar al menos seis periodos programables. Para cada periodo se deben registrar y almacenar las energías activa y reactiva (en los sentidos y cuadrantes en que sea posible la circulación de energía), la máxima potencia cuarto horaria y la fecha y hora del máximo. Los equipos deben disponer de capacidad para parametrizar periodos de integración de hasta una hora, así como registrar y almacenar las curvas horarias de energía activa y reactiva de un mínimo de 3 meses. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 7)</p> <p>Asimismo, todos los equipos de medida correspondientes a puntos de medida de clientes deben incorporar registro de los parámetros relativos a la calidad del servicio. Dichos registros deben recoger al menos el número y duración de cada una de las interrupciones de suministro de duración igual o superior a 3 minutos detectadas por el equipo de medida, así como el tiempo en que la tensión de línea esté fuera de los límites permitidos por exceso y por defecto. (RD 1110/2007, de</p>	<p>(IEC 62056-61). (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. art. 5.5.1.2)</p> <p>El equipo de medida de electricidad debe registrar en cada intercambio de datos con el sistema remoto de la empresa distribuidora, la marca de tiempo de dicho intercambio y la cantidad de registros de contador que se han intercambiado. Esos registros se deben almacenar durante 1 año en el propio equipo de medida y deben ser accesibles para lectura local. (AMvB, de 19 de noviembre de 2014, art. 4.3)</p> <p></p> <p>No se han encontrado en la regulación holandesa mención explícita a otros requisitos de identificación y almacenamiento de datos para contadores de electricidad u otros componentes del sistema AMI holandés.</p>	<p>establece que el sistema AMS debe almacenar los valores de medida con una frecuencia de 60 minutos como máximo, y debe ser posible reconfigurar a una frecuencia de muestreo de un mínimo de 15 minutos (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-2):. Por ende, los contadores inteligentes deben ser capaces de procesar dicha información.</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>10. Poseer la capacidad de conservar los datos históricos y las alertas cuando no se cumpla con la Calidad de Producto eléctrico. En particular, para el caso de las tensiones, se deberán conservar los datos históricos en aquellos casos en que la tensión supera el 10% de la tensión nominal y cuando la tensión desciende del 15% de la tensión nominal.</p>	<p>24 de agosto, art. 9, apdo. 11)</p> <p>En ausencia de tensión, el equipo conservará la información almacenada, durante, al menos, dos años. (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo I, art. C, apdo. 1)</p>		
<b>Artículo 4-9. Conexión y Desconexión y Limitación de Potencia</b>	<p>1. Disponer de comunicación bidireccional entre el Sistema de Gestión y Operación y la Unidad de Medida, de manera de realizar las operaciones de conexión y desconexión de forma remota y conocer en todo momento el estado del dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia.</p> <p>2. Tener la capacidad de operar en todos los niveles de tensión en que puedan encontrarse los terminales de entrada de la Unidad de Medida de acuerdo con las especificaciones técnicas de ésta.</p> <p>3. Conducir e interrumpir todos los valores de corriente en que pueda operar la Unidad de Medida de acuerdo con sus especificaciones técnicas, para todos los niveles de</p>	<p></p> <p>Normas aplicables: UNE 20317 o norma que la sustituya.</p> <p>Las instalaciones de medida de clientes deben disponer de los dispositivos necesarios para que la empresa distribuidora controle la potencia demandada por el cliente. Estos elementos con función de control de potencia pueden integrarse en los equipos de medida. En los puntos de medida tipo 1, 2, 3 y 4 el control de la potencia se debe efectuar mediante máxímetros; requiriéndose seis máxímetros en todos estos puntos, con un periodo de integración de 15 minutos. En los puntos tipo 5 el equipo debe disponer de</p>	<p></p> <p>La funcionalidad para interrumpir, limitar y reanudar el suministro ha sido eliminada del conjunto de requisitos mínimos en el AMvB como resultado de la evaluación del despliegue a pequeña escala y un análisis renovado de coste-beneficio. La conclusión es que el uso real y los beneficios del interruptor son muy limitados, mientras que aumenta los costes del dispositivo, así como el coste de las medidas de seguridad. (AMvB, de 19 de noviembre de 2014)</p>	<p></p> <p>De manera explícita la regulación noruega establece que un sistema AMS debe poder desconectar o reducir/limitar el consumo de energía en el punto de medida, excepto en los puntos de transformadores de corriente. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-2e)</p> <p>En la práctica, la unidad de medida dispone de una unidad controlada, p. ej. interruptor para conexión y desconexión.</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>tensión y rango de temperatura de operación especificados en los datos de placa de dicha Unidad de Medida.</p> <p>4. La corriente de interrupción nominal (Ic) debe ser igual o mayor a la corriente máxima del Medidor.</p> <p>5. Tener una endurancia eléctrica de, a lo menos, 10.000 operaciones de apertura y cierre con carga hasta la nominal definida por el fabricante y una capacidad de ruptura, según los rangos normalizados, según los valores proporcionados por las Empresas Distribuidoras, resultado de estudios específicos debidamente fundados.</p> <p>6. En el caso que la red sea polifásica se debe garantizar la apertura o cierre de forma simultánea de todas las fases. En el caso que se efectúe una apertura o cierre de forma parcial, es condición el que dicho mecanismo regrese al estado original.</p> <p>7. En el caso de Interrupción de Suministro, éste debe tener la capacidad de conservar su último estado y sólo cambiar de posición siguiendo un comando u orden. No debe poseer disparo termomagnético.</p> <p>8. Ser capaz de verificar que</p>	<p>capacidad para controlar la potencia demandada tanto mediante máxímetros como otros elementos con función de limitación de la potencia. El propio contador puede, mediante algoritmo simplificado de seguimiento de la curva de actuación, realizar dicha función, ajustando de forma dinámica la referencia de intensidad máxima al contrato o requisitos de gestión de la demanda establecido en cada momento.</p> <p>Los elementos de limitación de potencia se deben colocar preferentemente integrados en el propio equipo de medida, para lo que deben ser reenganchables desde el domicilio del contrato o de reenganche automático. En el caso de no ubicarse en la centralización de contadores, se debe colocar lo más cerca posible del punto de entrada de la derivación individual. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 6)</p> <p>Desde niveles superiores se pueden enviar órdenes de corte y reposición a los contadores. Una vez ejecutada la orden de corte por el contador, este no debe aceptar</p>		

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>no existe tensión en el polo de la carga antes de pasar del estado abierto al estado cerrado.</p> <p>9. Contar con un sistema que permita realizar las operaciones de conexión y desconexión de los consumos e inyecciones con una señal de forma local, tomando como referencia un límite máximo de potencia que debe ser programado de forma remota y/o local.</p>	<p>ninguna reconexión del interruptor, ni mediante orden remota de dispositivo externo doméstico si existe, ni debe permitir el enclavamiento ante una actuación manual externa sobre el interruptor o el reenganche automático, si algunas de estas funciones están disponibles, hasta no recibir una nueva orden de reconexión del nivel superior.</p> <p>La función de reconexión por orden remota debe cumplir la normativa vigente aplicable en materia de protección y seguridad de bienes y personas.</p> <p>La función de ICP programable debe cumplir, del mismo modo, la normativa vigente aplicable en materia de protección y seguridad de bienes y personas. (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, art. 3)</p>		
<b>Artículo 4-10. Acceso Local</b>	<p>Normas aplicables: IEC 62056-21.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Acceder a los datos almacenados por parte de la Unidad de Medida.</li> <li>2. Descargar los datos almacenados por parte la Unidad de Medida.</li> <li>3. Acceder y modificar la configuración de la Unidad de Medida.</li> <li>4. Hacer un diagnóstico de</li> </ol>	<p></p> <p>Para permitir la lectura local y la parametrización de los equipos en modo local, los puntos de medida de tipo 1 y 2, y los de tipo 3 que no correspondan a fronteras de clientes, deben disponer de, al menos, un canal de comunicaciones apropiado, ya sea a través de un puerto</p>	<p></p> <p>No se han encontrado en la regulación holandesa mención explícita a requisitos de acceso local para los <i>smart E-meters</i> u otros componentes del sistema AMI holandés.</p> <p>En la práctica, el acceso local mediante el puerto P0. Dicho</p>	<p></p> <p>No se han encontrado en la regulación noruega mención explícita a requisitos de acceso local para unidades de medida u otros componentes del sistema AMS noruego.</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>funcionamiento de los componentes para resolver anomalías y restablecer la comunicación remota con el Sistema de Gestión y Operación.</p> <p>5. Acceder a las funcionalidades de la Unidad de Medida.</p>	<p>serie RS-232 o un optoacoplador, con las características que establezcan las instrucciones técnicas complementarias. Los equipos de los puntos tipo 3 de cliente y los tipos 4 y 5 deben disponer necesariamente de un optoacoplador. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 4)</p>	<p>puerto está definido por las empresas de distribución para el mantenimiento local. (DSMR 4.2.2, de 14 de marzo de 2014, apdo. 1.2)</p>	
<b>Artículo 4-11. Seguridad</b>	<p>1. Rechazar cualquier solicitud que no cumpla con las condiciones de validación y enviar una notificación o alarma al Sistema de Gestión y Operación que dé cuenta de dicho rechazo.</p> <p>2. Detectar todo tipo de intento de intervención no autorizado o de deterioro físico.</p> <p>3. Las cajas de protección para el resguardo de las componentes del SMMC, en cuanto a sus condiciones de fabricación y protección eléctrica, entre otros, deben cumplir con las disposiciones establecidas en las normas chilenas vigentes sobre empalmes eléctricos normalizados y, en lo que sea aplicable, con las definidas a través de la norma técnica NCH.ELEC. 4 sobre "Instalaciones de Consumo en Baja Tensión".</p> <p>4. La caja del medidor y el medidor deben permitir la</p>	<p> Uso de precintos en los distintos equipos y circuitos de medida. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 12, apdo. 2)</p> <p> No se ha encontrado en la regulación española mención explícita a otros requisitos de seguridad para equipos de medida del sistema de telegestión español.</p>	<p> El fraude, el mal uso, la intrusión en el equipo de medida o los intentos de hacerlo se registrarán en el equipo de medida e intercambiarán con la distribuidora. (AMvB, de 19 de noviembre de 2014, art. 4.1i)</p> <p> No se ha encontrado en la regulación holandesa mención explícita a otros requisitos de seguridad para contadores de electricidad del sistema AMI holandés.</p>	<p> La regulación noruega establece las siguientes exigencias con la manipulación de las unidades de medida (Reglamento [1753], de 25 de junio de 2018, §19):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Si el contador de electricidad está conectado a otro dispositivo directamente o por conexión remota, sus características técnicas de medición no deben verse afectadas por dicho dispositivo. Los componentes que son de suma importancia para las características de la tecnología de medición deben diseñarse de manera que puedan salvaguardarse. Las medidas de seguridad aplicadas deben permitir detectar si existe una intervención.</li> <li>- El software que tiene un impacto decisivo en las</li> </ul>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	instalación de sellos de seguridad.			<p>propiedades metrológicas debe etiquetarse en consecuencia y debe ser seguro. La identificación de dicho software debe obtenerse fácilmente del contador de electricidad. Cualquier información o indicación de que una acción ha tenido lugar debe estar disponible en un tiempo razonable.</p> <p>- Los datos de medida, el software esencial para medir las propiedades y los parámetros clave críticos para la medición almacenados o transferidos deben estar adecuadamente protegidos contra cambios intencionados o no deseados.</p> <p>En la práctica, se utilizan medios de sellado; pudiendo existir más de un sellado (además del que sella la parte metrológica) si se introducen puertos locales en las unidades de medida AMS.</p>
<b>Artículo 4-12. Estampa de Tiempo</b>	<p>1. La estampa de tiempo puede ser al inicio o al final del intervalo de cada registro.</p> <p>2. La hora local de las Unidades de Medida debe estar referida a UTC-3, sin cambio durante el año. Los ajustes de hora que sean necesarios para otros fines</p>	<p></p> <p>Se establece los siguientes requisitos metrológicos y técnicos asociados al reloj de la unidad de medida (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo I, art. C, apdo. 1):</p> <p>- Se definen dos posibles</p>	<p></p> <p>De manera explícita, en la regulación holandesa se establece que el sistema AMI se encarga de la sincronización remota del reloj interno y el calendario de los contadores inteligentes (Gedragcode</p>	<p></p> <p>No se han encontrado en la regulación noruega mención explícita a requisitos de marca de tiempo, proceso de sincronización y reloj para unidades de medida u otros componentes del sistema AMS noruego.</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>deben ser realizados por los sistemas respectivos de cada Empresa Distribuidora, sin afectar la configuración horaria de los componentes del SMMC.</p> <p>3. La sincronización horaria debe ser ejecutada con una regularidad tal que impida diferencias superiores a 3 minutos entre la hora referida a UTC-3 y la hora de las Unidades de Medida.</p> <p>4. La sincronización horaria debe ser realizada en forma remota.</p> <p>5. El reloj interno debe disponer de un sistema de alimentación que le permita una operación autónoma de, al menos, 5 años.</p>	<p>modos de funcionamiento del reloj: mediante sincronización a la frecuencia de red o mediante oscilador de cuarzo.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El reloj del contador al objeto de discriminación horaria cumplirá los requisitos establecidos en la Norma UNE EN 62054-21. Se deberá mantener la fecha y hora con una deriva inferior a 0,5 s/día. La medida de tiempo será trazable al patrón nacional de tiempo.</li> <li>- El contador deberá garantizar una reserva de marcha de, al menos, 3 días.</li> <li>- Generación de eventos por desviaciones de reloj.</li> <li>- La Administración pública competente podrá realizar auditorías del reloj del sistema.</li> </ul> <p>De manera explícita, en la regulación española se establece que el sistema de telegestión se encarga de la sincronización remota de las unidades de medida. En cada ciclo de lectura se debe comprobar la fecha y hora de los contadores y deben sincronizarse si es necesario (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, art. 3). Por ende, las unidades de medida deben ser capaz</p>	<p>Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers, de 19 de mayo de 2012, art. 5.2.3.1). Por ende, los contadores inteligentes deben ser capaz de ser sincronizados de manera remota.</p> <p></p> <p>No se han encontrado en la regulación holandesa mención explícita a otros requisitos de marca de tiempo, proceso de sincronización y reloj para contadores de electricidad u otros componentes del sistema AMI holandés.</p>	

	Chile	España	Holanda	Noruega
		de ser sincronizados de manera remota.		
<b>Artículo 4-13. Disposiciones de Uso</b>	<p>1. Monocuerpo: Sin perjuicio de lo establecido en las normas técnicas vigentes nacionales, estas unidades deben ser ubicado en cajas o armarios de medidores, y cumplir con los requisitos establecidos en las normas IEC 60529: 1989/A2:2013, IEC 62053-21 y NCH Elec.4/2003.</p> <p>2. Bicuerpo: Estas unidades deben garantizar la integridad de las mediciones efectuadas por el Medidor de la Unidad de Medida y su observación en un dispositivo independiente o Visualizador.</p> <p>3. Centralizada: Adicionalmente a las exigencias aplicables a las Unidades de Medida monocuerpo y/o bicuerpo, las Unidades de Medida centralizada deben cumplir con las siguientes condiciones:</p> <p>3.1 Sus conexiones a las Unidades de Medida, deben estar protegidas de riesgos eléctricos y/o mecánicos.</p> <p>3.2 En el caso de ser detectado un acceso no autorizado o una manipulación indebida de la Unidad de Medida, o bien cuando se generen alertas asociadas a situaciones de</p>	<p> La función de reconexión por orden remota debe cumplir la normativa vigente aplicable en materia de protección y seguridad de bienes y personas. La función de ICP programable debe cumplir, del mismo modo, la normativa vigente aplicable en materia de protección y seguridad de bienes y personas. (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, art. 3)</p> <p> No se ha encontrado en la regulación español mención explícita a unidades de medida para usos interiores o exteriores, en configuración individual o concentrada como componente del sistema de telegestión español.</p>	<p> No se ha encontrado en la regulación holandesa mención explícita a unidades de medida para usos interiores o exteriores, en configuración individual o concentrada como componente del sistema AMI holandés.</p>	<p> No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita a unidades de medida para usos interiores o exteriores, en configuración individual o concentrada como componente del sistema AMS noruego.</p>

		Chile	España	Holanda	Noruega
		<p>seguridad que pudieran afectar a las personas y/o equipos de medida, debe ser capaz de cortar el suministro eléctrico.</p> <p>3.3 Las cajas deben contar con sistemas aptos para su instalación en ubicaciones tipo poste o en cualquiera de las condiciones técnicas utilizadas.</p> <p>3.4 Las cajas deben permitir la realización de pruebas o revisiones de rutina a las Unidades de Medida en el lugar en donde éstas se encuentren, por personal debidamente autorizado por la Empresa Distribuidora respectiva.</p> <p>3.5 La caja debe cumplir con los niveles de protección IP de acuerdo con las condiciones ambientales a las que sean expuestas según lo dispuesto en la norma técnica IEC 60529:1989/A2:2013 y en NCH Elec. 4/2003.</p>			
<b>Título 4-2. Exigencias Para Unidades de Medida para Servicios Trifásicos Menores</b>	<b>Artículo 4-14. Exigencias Generales</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Disponer de capacidad de medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva.</li> <li>2. Disponer de un medidor de tipo estático normalizado clase de precisión 1 o superior.</li> <li>3. Disponer de indicadores visuales de, al menos, energía acumulada y demanda máxima.</li> </ol>	 <p>No existe una equivalencia directa entre la clasificación por tipo de contador del AT SMMC y la regulación española. Sin embargo, teniendo en cuenta las características descritas en el AT SMMC, las unidades de medida para servicios</p>	 <p>No se ha encontrado en la regulación holandesa mención explícita a unidades de medida para servicios trifásicos como componente del sistema AMI holandés.</p>	 <p>No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita a unidades de medida para servicios trifásicos como componente del sistema AMS noruego.</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>4. Disponer de, al menos, ocho canales para transmisión de datos.</p> <p>5. Tener la capacidad de totalizar las medidas de energía activa y reactiva.</p>	<p>trifásicos menores podrían equivaler a equipos de medida tipo 4 y 5 definidos en la regulación española.</p> <p>Los contadores de tipo 4 tienen las siguientes exigencias específicas respecto a los contadores tipo 5:</p> <p>1. Deben estar preparados para poder conectar los dispositivos de transmisión, módem y línea que permitan su lectura en modo remoto. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 3)</p> <p>2. Deben disponer de seis registros de energía activa, seis de energía reactiva y otros seis de potencia. Asimismo, deben tener la capacidad de programar los parámetros necesarios para la facturación de las tarifas integrales y de acceso. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 7)</p> <p>3. El control de potencia se debe efectuarse mediante máxímetros; requiriéndose seis máxímetros, con un periodo de integración de 15 minutos. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 6)</p>		
<b>Artículo 4-15. Medición y Registro de Variables</b>	<p>1. Para el caso de Clientes y/o Usuarios que no dispongan de generación residencial a que se refiere el artículo 149 bis de la Ley, se deberán medir y calcular, al menos, las siguientes variables eléctricas: energía activa consumida [kWh], energía reactiva consumida [kVArh], tensión [V], potencia [kW].</p> <p>2. Para el caso de Clientes y/o Usuarios que dispongan de generación, residencial a que se refiere el artículo 149 bis de la Ley se deberán medir y calcular, al menos, las siguientes variables eléctricas: energía activa consumida [kWh], energía reactiva consumida [kVArh], energía activa inyectada [kWh], energía reactiva inyectada [kVArh].</p> <p>Las variables de energía deberán registrarse en periodos de integración de, al menos, 15 minutos; mientras que para las variables de tensión y corriente deberá</p>			

		Chile	España	Holanda	Noruega
		considerarse el promedio en intervalos de, al menos, 15 minutos.			
<b>Título 4-3. Exigencias Para Unidades de Medida para Servicios Trifásicos Mayores</b>	<b>Artículo 4-16. Exigencias Generales</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Disponer de capacidad de medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva.</li> <li>2. Disponer de un Medidor de tipo estático normalizado clase de precisión 0,5 o superior.</li> <li>3. Disponer de indicadores visuales de, al menos, energía acumulada y demanda máxima.</li> <li>4. Disponer de, al menos, ocho canales para transmisión de datos.</li> <li>5. Tener la capacidad de totalizar las medidas de energía activa y reactiva.</li> <li>6. Contar con sistema de gestión de demanda.</li> </ol>	 <p>No existe una equivalencia directa entre la clasificación por tipo de contador del AT SMMC y la regulación española. Sin embargo, teniendo en cuenta las características descritas en el AT SMMC, las unidades de medida para servicios trifásicos mayores podrían equivaler a equipos de medida tipo 1 y 2 definidos en la regulación española.</p> <p>Los contadores de tipo 1 y 2 tienen las siguientes exigencias específicas:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Deben disponer de dispositivos de comunicación para la lectura remota. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 3)</li> <li>2. El registrador debe tener capacidad para parametrizar periodos de integración de hasta 5 minutos, así como para registrar y almacenar los parámetros requeridos para el cálculo de tarifas de acceso o suministro, con la periodicidad y agregación que exija la normativa tarifaria correspondiente. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 7)</li> </ol>	 <p>En la regulación holandesa la arquitectura AMI ha sido definida únicamente para consumidores residenciales, y no para grandes consumidores. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, apdo. 5.1)</p>	 <p>En la regulación noruega la arquitectura AMS ha sido definida únicamente para contadores en la red de baja tensión hasta 1000V, y no para grandes consumidores. (Reglamento [1753], de 25 de junio de 2018, cap. 2, 3 y 4)</p>
	<b>Artículo 4-17. Medición y Registro de Variables</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Energía Activa Consumida [kWh] (en canales directos).</li> <li>2. Energía Reactiva Consumida [kVArh] (en canales directos).</li> <li>3. Energía Activa Inyectada [kWh] (en canales reversos).</li> <li>4. Energía Reactiva Inyectada [kVArh] (en canales reversos).</li> <li>5. Tensiones y Corrientes.</li> <li>6. Potencias Activa, Aparente y Reactiva.</li> <li>6. Factor de potencia.</li> <li>7. Continuidad de suministro.</li> <li>8. Regulación de tensión.</li> </ol>			

		Chile	España	Holanda	Noruega
		<p>9. Desequilibrio de tensión. 10. Distorsión armónica. 11. Flicker de tensión. Adicionalmente, las constantes de razón de transformación de los transformadores de medida deben estar configuradas de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada y/o retirada. Las variables de energía deberán registrarse en periodos de integración de, al menos, 15 minutos; mientras que para el resto de las variables deberá considerarse el promedio en intervalos de, al menos, 15 minutos.</p>	<p>3. El control de potencia se debe efectuarse mediante máxímetros; requiriéndose seis máxímetros, con un periodo de integración de 15 minutos. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 6)</p> <p>4. Deben disponer de, al menos, un canal de comunicación apropiado para lectura y parametrización de los equipos en modo local. Ya sea a través de un puerto serie RS-232 o un optoacoplador, con las características que se establecen en las instrucciones técnicas complementarias. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 9, apdo. 4)</p>		
<b>Título 4-4. Exigencias Para Unidades de Medida para Monitoreo del SD</b>	<b>Artículo 4-18. Exigencias Generales</b>	<p>1. Tener una capacidad de medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva. 2. Disponer de un medidor de tipo estático normalizado, clase de precisión 1 o superior. 3. Disponer de indicadores visuales de, al menos, energía acumulada y demanda máxima. 4. Disponer de indicadores visuales de alarmas.</p>	<p>≠</p> <p>No se ha encontrado en la regulación española mención explícita a unidades de medida para monitoreo como componente del sistema de telegestión.</p> <p>En la práctica, las empresas distribuidoras españolas están desplegando sus propias soluciones de supervisión y monitorización; por ejemplo, integrando contadores de</p>	<p>≠</p> <p>No se ha encontrado en la regulación holandesa mención explícita a unidades de medida para monitoreo como componente del sistema AMI holandés.</p>	<p>≠</p> <p>No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita a unidades de medida para monitoreo como componente del sistema AMS noruego.</p>
	<b>Artículo 4-19.</b>	<p>1. Energía Activa Consumida</p>			

	Chile	España	Holanda	Noruega
<b>Medición y Registro de Variables</b>	<p>[kWh] (en canales directos).            2. Energía Reactiva Consumida [kVARh] (en canales directos).            3. Energía Activa Inyectada [kWh] (en canales reversos).            4. Energía Reactiva Inyectada [kVARh] (en canales reversos).            5. Tensión fase-neutro.            6. Corrientes.            7. Continuidad de suministro.            8. Factor de potencia.            9. Regulación de tensión.            10. Desequilibrio de tensión.            11. Distorsión armónica (THD considerando al menos hasta la armónica 25).</p> <p>Adicionalmente, las constantes de razón de transformación de los transformadores de medida deben estar configuradas de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada y/o retirada.</p> <p>Las variables de energía deberán registrarse en periodos de integración de, al menos, 15 minutos; mientras que para el resto de las variables deberá considerarse el promedio en intervalos de, al menos, 15 minutos. En el caso de las tensiones, se debe registrar adicionalmente los valores mínimos y máximos en</p>	<p>supervisión en las unidades concentradoras (tipo CT).</p>		

		Chile	España	Holanda	Noruega
		intervalos de 15 minutos.			
<b>Título 4-5. Exigencias Para las Unidades Concentradoras</b>	<b>Artículo 4-20. Exigencias Generales</b>	<p>Las exigencias generales que deben cumplir las Unidades Concentradoras que formen parte del SMMC, son las siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Garantizar la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación.</li> <li>2. Los datos comunicados por la Unidad Concentradora deben poder ser obtenidos a través de los mecanismos de operación y mantenimiento local.</li> <li>3. Debe tener interfaces de "entrada/salida" para acceso local en funciones de operación y mantenimiento.</li> <li>4. La conectividad local no debe afectar la conectividad remota y el acceso a la Unidad Concentradora debe contar con mecanismos de seguridad de datos y mecanismos de protección contra accesos no autorizados.</li> <li>5. Toda actualización de "firmware" debe ser validada y generar un evento de actualización y verificación exitosa.</li> <li>6. Las actualizaciones de "firmware" no deben dar lugar a la modificación o supresión de los datos de medición, parámetros de configuración o parámetros</li> </ol>	<p> El concentrador principal debe actuar como servidor de datos para todos los puntos de medida cuyo encargado de la lectura es el operador del sistema. Los concentradores secundarios del encargado de la lectura deben actuar igualmente como servidores de datos en relación con los puntos de medida a él asociados. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 25)</p> <p>El concentrador principal obtiene los datos de medidas correspondientes a los puntos de medida mediante la interrogación a registradores de medida, comunicación con concentradores secundarios, o bien mediante el volcado de datos obtenidos tras lecturas locales mediante terminales portátiles de lectura, lecturas visuales o estimaciones. (Resolución de 2 de junio de 2015, P.O. 10.4, apdo. 4.1)</p> <p>El operador del sistema gestiona el acceso a la información del concentrador principal, de forma que se garantiza su confidencialidad, en los</p>	<p> No se han desplegado unidades concentradoras en Holanda. El marco regulatorio holandés no excluye su uso, pero tampoco incluye ningún requerimiento en relación a unidades concentradoras. Debido al uso de redes móviles, no hay puertas de enlace ni concentradores de datos que formen parte del sistema de medición inteligente holandés.</p>	<p> El marco regulatorio noruego permite que la empresa distribuidora sea libre de implementar una solución técnica que cumpla con los requisitos funcionales mínimos sin requerir de manera explícita el uso o no de unidades concentradoras.</p> <p>En la práctica, todas las empresas de distribución implementan el uso de concentradores; asegurando en cualquier caso que se cumplen los requisitos de la solución AMS.</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>operativos del equipo.</p> <p>7. Detectar y reportar información de registro y eventos, tanto de las Unidades de Medida asociadas o como aquellos propios de la Unidad Concentradora.</p> <p>8. La estampa de tiempo debe sincronizarse de forma automática a través del Sistema de Gestión y Operación y debe coincidir con el resto del sistema.</p> <p>9. En el caso de producirse una interrupción de la comunicación, las Unidades Concentradoras deben tener funcionalidades para:</p> <p>9.1. Almacenar durante un período de tiempo de al menos 15 días, la información de lecturas y eventos de todas las Unidades de Medida asociadas a ésta.</p> <p>9.2. Enviar la información almacenada de todos los Medidores asociados al Sistema de Gestión y Operación, ya sea a petición de dicho sistema o a petición de la Unidad Concentradora después del restablecimiento de la comunicación.</p>	<p>términos descritos en el RD 1110/2007 y normas que lo desarrollan.</p> <p>Los titulares de concentradores secundarios son plenamente responsables de garantizar la confidencialidad de la información y datos de clientes de que dispongan. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 26)</p> <p>Los concentradores secundarios deben disponer obligatoriamente de un sistema que garantice la exactitud de su fecha y hora, preferiblemente mediante el sistema GPS, pudiendo emplearse otros que garanticen un nivel de sincronismo similar a dicho sistema, que no distorsione el cálculo de los balances de energía. (Resolución de 2 de junio de 2015, P.O. 10.4, apdo. 5.10)</p> <p> En el marco regulatorio español, no se incluyen requerimientos específicos en relación al firmware de los concentradores (principales, secundarios, CT) ni de la información que deben almacenar/enviar en caso de fallo en la comunicación. Estos aspectos quedan abiertos,</p>		



	Chile	España	Holanda	Noruega
		siendo las empresas distribuidoras las que han requerido y adoptado las medidas oportunas.		

**Tabla 8. Exigencias sobre unidades de medidas y unidades concentradoras – Requisitos comunes y no comunes**

### 3.3.2 Gaps y observaciones

La siguiente tabla recoge los *gaps* y observaciones, así como la propuesta de redacción correspondiente, generados a partir del análisis comparativo previamente realizado en relación a los requerimientos sobre unidades de medida y unidades concentradoras:

Gap/Observación		
<b>Título 4-1. Exigencias Generales para Unidades de Medida</b>	<b>Artículo 4-1. Generalidades</b>	No se incluyen observaciones al respecto.
	<b>Artículo 4-2. Exigencias Eléctricas</b>	<b>10.</b> Ver punto 51 incluido en la Tabla 15 del presente informe.
	<b>Artículo 4-3. Registro de Eventos, Fallas y alarmas</b>	<p><b>11.</b> En este apartado, se podría indicar de manera más concreta el <b>registro de eventos mínimo</b> con el que debe contar una unidad de medida. Es importante asociar a cada registro de evento el requerimiento de marca de tiempo y posibilidad de lectura tanto local como remota.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <i>Las Unidades de Medida deberán contar con un registro de eventos mínimo:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Versión de software y firmware con indicación del momento de su instalación o modificación.</li> <li>- Detección de variaciones de tensión e interrupciones con indicación expresa del momento de inicio y fin de la detección, usando como criterio los requerimientos recogidos en la NTD en relación a la Calidad de Producto y Calidad de Suministro.</li> <li>- Indicación de modificación de parámetros, particularmente todos aquellos relacionados con la sincronización remota, el control remoto de la potencia (conexión/desconexión/limitación) y el cambio de tarifa, con identificador del tipo y cuantía de parámetro modificado y momento de la modificación.</li> <li>- Detección de fraude, mal uso, e intentos de accesos no autorizados con indicación del momento del evento.</li> <li>- Acceso por comunicaciones remotas/locales con indicación del momento del evento.</li> <li>- Alarmas críticas con indicación del momento del evento, tales como: fallos de tensión, detección de fraude, agotamiento de batería interna de la unidad de medida, etc.</li> </ul> <p><b>Ver Anexo A "Revisión de definiciones de conceptos incluidos en el AT SMMC", definición de "Alarmas" y "Eventos".</b></p> <p><b>12.</b> El AT SMMC, establece en este artículo lo siguiente:  "Adicionalmente, las Unidades de Medida correspondientes a instalaciones de Clientes y/o Usuarios trifásicos mayores a 10 kW, deben disponer de un pulso, señal o accionar un interruptor auxiliar cuando comienza el horario de punta y cuando termina el horario de punta, que permita a los usuarios realizar un control de su demanda."  Enlazando con el punto 5 incluido en la Tabla 7 del presente informe, si el apartado de Arquitectura y Componentes de los SMMC incluyera como elemento de la Unidad de Medida un reloj conmutador horario, se podría vincular este requerimiento con el uso del mismo. Asimismo, se podría incluir la <b>generación de eventos por desviaciones de reloj</b>.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <i>Adicionalmente, las Unidades de Medida correspondientes a instalaciones de Clientes y/o Usuarios trifásicos mayores a 10 kW, deben disponer de un pulso, señal o accionar un interruptor auxiliar cuando comienza el horario de punta y cuando termina el horario de punta, que permita a los usuarios realizar un control de su demanda. <u>En caso de disponer de reloj conmutador horario, estas unidades de medida harán uso del mismo para tal fin.</u></i></p>
<b>Artículo 4-4. Exigencias Mecánicas</b>	<b>13.</b> Ver punto 51 incluido en la Tabla 15 del presente informe.	

Gap/Observación	
<b>Artículo 4-5. Exigencias Metrológicas</b>	<p><b>14.</b> Ver punto 51 incluido en la Tabla 15 del presente informe.</p>
<b>Artículo 4-6. Unidad de Comunicación</b>	<p><b>15.</b> Cuando se dice que la unidad de comunicación debe permitir comunicaciones bidireccionales entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora, si corresponde, de acuerdo con la tecnología, y con el Sistema de Gestión y Operación”, debería matizarse que dichas comunicaciones bidireccionales estarán sujetas a los requerimientos de seguridad establecidos en el AT SMMC.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <i>La Unidad de Comunicación que forme parte de la Unidad de Medida del SMMC debe cumplir con las siguientes exigencias:</i>  <i>1. Permitir comunicaciones bidireccionales entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora, si corresponde, de acuerdo con la tecnología, y con el Sistema de Gestión y Operación. <u>Dichas comunicaciones bidireccionales estarán sujetas a los requerimientos de seguridad establecidos en el AT SMMC.</u></i></p> <p><b>16.</b> Enlazando con el punto 9 de la Tabla 7 del presente informe, en caso de incluir en el AT SMMC la posibilidad de que el SMMC sea capaz de comunicar con otros dispositivos de medida mediante interfaces que comuniquen la unidad de medida general con otros módulos de medida externos, habría que añadir en este apartado como requisito que el equipo de medida sea adecuado para recibir datos de otro sistema de medida como un flujo de datos separado, registrarlo, mostrarlo y reenviar estos datos de manera que sean legibles y útiles para la entidad/componente del SMMC que tenga derecho a procesar dicha información.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <i>4. En caso de que se requiera que el SMMC sea capaz de comunicar con otros dispositivos de medida (por ejemplo, consumos de gas o agua) mediante interfaces que comuniquen bien a través de la unidad de medida general con otros módulos de medida externos, ésta deberá ser capaz de recibir datos de otro sistema de medida como un flujo de datos separado, registrarlo, mostrarlo y reenviar estos datos de manera que sean legibles y útiles para la entidad/componente del SMMC que tenga derecho a procesar dicha información.</i></p>
<b>Artículo 4-7. Visualizador</b>	<p><b>17.</b> El AT SMMC, establece en este artículo lo siguiente:  “En el caso de la Unidad Concentradora, la implementación de un Visualizador es opcional.”  Dado que este artículo se incluye dentro del apartado de Exigencias Generales para Unidades de Medida, y existe otro apartado explícito para Unidades Concentradoras, este requerimiento debería incluirse en el Artículo 4-20 del AT SMMC.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <i>En este caso no aplica propuesta de redacción, sólo se sugiere mover de lugar el texto mencionado.</i></p> <p><b>18.</b> Como elemento complementario al visualizador, podría incorporarse el uso de leds de pulsos para verificar la medida tanto activa como reactiva por parte del equipo de medida<sup>21</sup>.  Como ejemplo, para el caso español, el anexo II de la Orden ITC/3022/2007, establece que en los contadores que forman parte del sistema de telegestión se debe poder verificar la medida tanto activa como reactiva mediante uno o varios led de pulsos con un peso de</p>

<sup>21</sup> Los leds de pulsos son un requerimiento de diseño del equipo de medida cada vez más extendido en los despliegues de contadores inteligentes. Hay diseños en los que se ha decidido utilizar un led para verificar la medida tanto de activa como de reactiva por parte del equipo de medida. Pero también hay diseños en los que se ha decidido utilizar un led para verificar la medida de activa por parte del equipo de medida y otro para la reactiva.

Gap/Observación		
		<p>pulso no configurable. En caso de disponer de un led únicamente para activa y reactiva, éste por defecto emitirá pulsos en activa siendo posible la configuración para emitir pulsos en reactiva, bien por comunicaciones o por teclado.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <i>Preferiblemente, las unidades de medida incorporarán el uso de leds de pulsos para comprobar la medida activa y reactiva.</i></p>
<p><b>Artículo 4-8. Identificación y Almacenamiento de Datos</b></p>	<p><b>19.</b> Si una Unidad de Medida puede manejar diferentes opciones tarifarias según su programación, debería existir un <b>requerimiento de manejo de cierres de facturación</b>. Esto enlaza además con la funcionalidad de discriminación horaria.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <i>11. Ser capaz de gestionar cierres de facturación; entendiéndose por cierre de facturación el registro periódico de consumo (hasta la fecha de cierre programada; por ejemplo, mensual) asociada a las opciones tarifarias programadas.</i></p> <p><b>20.</b> Enlazando con el requerimiento de detectar e identificar el intervalo en el que se restablece la alimentación después de una Interrupción de Suministro, establecido en el Artículo 5-4 del AT SMMC, se debería establecer en el Artículo 4-8 que las unidades de medida correspondientes a puntos de suministro de clientes incorporen el registro de parámetros relativos a la Calidad de Suministro. Dichos registros deberían recoger al menos el número y duración de cada una de las interrupciones de suministro de duración superior a 3 minutos detectadas por el equipo de medida.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <i>12. Las unidades de medida correspondientes a puntos de suministro de clientes deberán incorporar el registro de parámetros relativos a la Calidad de Suministro. Dichos registros deberán recoger al menos el número y duración de cada una de las interrupciones de suministro de duración superior a 3 minutos detectadas por el equipo de medida.</i></p> <p><b>21.</b> De manera adicional, siguiendo el ejemplo holandés, se podría incluir como requerimiento la funcionalidad de registro de comunicación<sup>22</sup>. En ese caso, el equipo de medida debe registrar en cada intercambio de datos con el sistema de gestión y operación de la empresa distribuidora, la marca de tiempo de dicho intercambio y la cantidad de registros de contador que se han intercambiado. Esos registros se deben almacenar durante un determinado período de tiempo (en el caso holandés, 1 año) en el propio equipo de medida y deben ser accesibles para lectura local. Esta medida proporciona información útil de cara a detección de fallos de diversa índole (principalmente de comunicación), operaciones ejecutadas de manera remota, accesos al equipo, etc.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <i>13. El equipo de medida deberá registrar en cada intercambio de datos con el sistema de gestión y operación de la empresa distribuidora, la marca de tiempo de dicho intercambio y la cantidad de registros de contador que se hayan intercambiado. Esos registros se deberán almacenar durante un período de tiempo razonable en el propio equipo de medida y deberán ser accesibles para lectura local. Esta medida tendrá el objeto de proporcionar información útil de cara a detección de fallos de diversa índole (principalmente de comunicación), operaciones ejecutadas de manera remota, accesos al equipo, entre otros.</i></p>	

<sup>22</sup> La funcionalidad de registro de comunicaciones es controlar el intercambio de datos entre el equipo de medida y el sistema de gestión y operación, permitiendo la detección de errores en dicho intercambio de datos. La gestión y manejo de estos errores está fuera de la funcionalidad de registro de comunicaciones.

**Gap/Observación**

<p><b>Artículo 4-9. Conexión y Desconexión y Limitación de Potencia</b></p>	<p><b>22.</b> Siguiendo el ejemplo español, se podría establecer en el AT SMMC que una vez ejecutada la orden de desconexión por la unidad de medida, esta no debe aceptar ninguna reconexión del interruptor, ni mediante orden remota de dispositivo externo doméstico si existe, ni debe permitir el enclavamiento ante una actuación manual externa sobre el interruptor o el reenganche automático, si algunas de estas funciones están disponibles, hasta no recibir una nueva orden de reconexión del Sistema de gestión y Operación. Con esto se pretende garantizar el control por parte de la empresa distribuidora de la función de conexión y reconexión por orden remota desde el sistema de gestión y operación, aplicando la normativa vigente en materia de protección y seguridad de bienes y personas.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b> <i>Una vez ejecutada la orden de desconexión por la unidad de medida como consecuencia de una orden remota lanzada desde el Sistema de Gestión y Operación, ésta no debe aceptar ninguna reconexión del interruptor, ni mediante orden remota de dispositivo externo doméstico si existe, ni debe permitir el enclavamiento ante una actuación manual externa sobre el interruptor o el reenganche automático, si algunas de estas funciones están disponibles, hasta no recibir una nueva orden de reconexión del Sistema de gestión y Operación.</i></p>
<p><b>Artículo 4-10. Acceso Local</b></p>	<p><b>23.</b> Ver punto 25 de la presente tabla.</p>
<p><b>Artículo 4-11. Seguridad</b></p>	<p><b>24.</b> El AT SMMC, establece en este artículo las exigencias generales de las unidades de medida respecto a su seguridad física; sin embargo, se incluyen los siguientes requerimientos:          "1. Rechazar cualquier solicitud que no cumpla con las condiciones de validación y enviar una notificación o alarma al Sistema de Gestión y Operación que dé cuenta de dicho rechazo.          2. Detectar todo tipo de intento de intervención no autorizado o de deterioro físico."          En el primero, el "rechazo de cualquier solicitud" parece estar relacionado con una medida de seguridad de tipo <i>software/comunicación</i>. El segundo, debería indicar expresamente "intentos de intervención o manipulación física", tales como apertura de tapa cubrebornes o carcasa del contador, aplicación de campos electromagnéticos, entre otros.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b> <i>Respecto a su seguridad física, de software y/o comunicación, la Unidad de Medida debe cumplir con las siguientes exigencias:</i>          1. <i>Rechazar cualquier solicitud que no cumpla con las condiciones de validación y enviar una notificación o alarma al Sistema de Gestión y Operación que dé cuenta de dicho rechazo.</i>          2. <i>Detectar todo tipo de intento de intervención o manipulación física no autorizado o de deterioro físico, tales como apertura de tapa cubrebornes o carcasa de la unidad de medida, aplicación de campos electromagnéticos, entre otros.</i></p> <p><b>25.</b> De acuerdo con el Título 5-3 del AT SMMC, Exigencias de seguridad, el SMMC debe garantizar las medidas de seguridad necesarias para, entre otros, rechazar/registrar los intentos de acceso no autorizados. Se mencionan medidas de autenticación y autorización. De modo que de manera implícita se está solicitando que las unidades de medida (entre otros componentes del SMMC) implementen también dichas medidas. Lo que se observa en este punto, es que el control de acceso parece estar referido a accesos de tipo remoto, sin indicar de manera explícita que estas medidas de seguridad deben ser consideradas tanto para accesos remotos como locales. Para aclarar este aspecto caben distintas posibilidades:          a) Incluir aclaración en el Artículo 4-10 del AT SMMC acerca de implementar medidas de seguridad en el acceso local que permitan la</p>

Gap/Observación		
		<p>detección y rechazo de accesos no autorizados.  b) Incluir en el Artículo 4-11 del AT SMMC aspectos tanto de seguridad física como de <i>software</i> y/o comunicación.  c) Aclarar el alcance de las medidas de control de acceso y uso en Artículo 5-9 del Título 5-3 del AT SMMC.  d) Combinación de las anteriores.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <b>Artículo 4-10 del AT SMMC</b>  <i>Se implementarán las medidas de seguridad necesarias que permitan la detección y rechazo de accesos no autorizados en el acceso local a la unidad de medida.</i></p> <p><b>Artículo 4-11 del AT SMMC</b>  <i>Respecto a su seguridad física, <u>de software y/o comunicación</u>, la Unidad de Medida debe cumplir con las siguientes exigencias:</i>  1. <i>Rechazar cualquier solicitud que no cumpla con las condiciones de validación y enviar una notificación o alarma al Sistema de Gestión y Operación que dé cuenta de dicho rechazo.</i>  2. <i>Detectar todo tipo de intento de intervención <u>o manipulación física</u> no autorizado o de deterioro físico, <u>tales como apertura de tapa cubrebornes o carcasa de la unidad de medida, aplicación de campos electromagnéticos, entre otros.</u></i>  [...]  <u>5.Rechazar cualquier acceso no autorizado tanto para accesos locales como remotos a la unidad de medida.</u></p> <p><b>Título 5-3, Artículo 5-9 del AT SMMC</b>  <i>Cualquier medida de seguridad en relación al control de acceso y uso estará referida tanto a accesos locales como remotos, en aquellos casos en los que sea aplicable.</i></p>
	<b>Artículo 4-12. Estampa de Tiempo</b>	<p><b>26.</b> El AT SMMC establece en este artículo lo siguiente:  “La estampa de tiempo puede ser al inicio o al final del intervalo de cada registro.”  En este punto, se debería indicar explícitamente que la marca de tiempo asociada a cada registro de medidas, eventos, fallas y alarmas podrá ser al inicio y/o al final del intervalo según corresponda. Como ejemplo, ver el punto 11 de la presente tabla.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  1. <i>La estampa o marca de tiempo asociada a cada registro de medidas, eventos, fallas y alarmas podrá ser al inicio y/o al final del intervalo según corresponda.</i></p> <p><b>27.</b> Ver puntos 41, 42 y 43 de la Tabla 11 del presente informe; punto relacionado con la inclusión de un Sistema de sincronización horaria como módulo transversal dentro de la arquitectura de SMMC.</p>
	<b>Artículo 4-13. Disposiciones de Uso</b>	No se incluyen observaciones al respecto.
<b>Título 4-2. Exigencias Para Unidades de Medida para Servicios Trifásicos Menores</b>	<b>Artículo 4-14. Exigencias Generales</b>	No se incluyen observaciones al respecto.
	<b>Artículo 4-15. Medición y Registro de Variables</b>	
<b>Título 4-3. Exigencias Para Unidades de Medida para Servicios Trifásicos Mayores</b>	<b>Artículo 4-16. Exigencias Generales</b>	No se incluyen observaciones al respecto.
	<b>Artículo 4-17. Medición y Registro de</b>	

Gap/Observación		
<b>Título 4-4. Exigencias Para Unidades de Medida para Monitoreo del SD</b>	<b>Variables</b> <b>Artículo 4-18. Exigencias Generales</b>	No se incluyen observaciones al respecto.
	<b>Artículo 4-19. Medición y Registro de Variables</b>	
<b>Título 4-5. Exigencias Para las Unidades Concentradoras</b>	<b>Artículo 4-20. Exigencias Generales</b>	<p><b>28.</b> Ver punto 17 incluido en la presente tabla.</p> <p><b>29.</b> Ver puntos 41, 42 y 43 de la Tabla 11 del presente informe; punto relacionado con la inclusión de un Sistema de sincronización horaria como módulo transversal dentro de la arquitectura de SMMC.</p> <p><b>30.</b> Para garantizar una adecuada comunicación de la información recopilada de las unidades de medida al Sistema de Gestión y Operación por parte de la unidad concentradora (en caso de existir en la solución SMMC implementada), se debería establecer la periodicidad de las lecturas de la información correspondiente a equipos de medida. Por ejemplo, en España, el artículo 28 del Real Decreto 1110/2007, establece que la lectura de la energía generada por las instalaciones de generación cuyos puntos de medida son de tipo 3 y 5 debe ser mensual. Las instrucciones técnicas complementarias fijan la periodicidad de las lecturas de la información correspondiente a equipos de medida dotados de comunicaciones y las lecturas locales o visuales de contadores principales y redundantes.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <i>10. Para garantizar una adecuada comunicación de la información recopilada de las unidades de medida al Sistema de Gestión y Operación por parte de la unidad concentradora (en caso de existir en la solución SMMC implementada), se establecerá una periodicidad de las lecturas adecuada al tipo de información, pudiendo ser esta diaria, semanal y/o mensual. Se podrán establecer periodicidades menores o mayores en aquellos casos en los que la urgencia de recepción de la información lo requiera, por ejemplo, alarmas críticas.</i></p>

**Tabla 9. Exigencias sobre unidades de medidas y unidades concentradoras – Gaps y observaciones**

## 3.4 Exigencias sobre Sistema de Gestión y Operación, Comunicaciones y Seguridad

### 3.4.1 Requisitos comunes y no comunes

La siguiente tabla identifica las analogías y diferencias regulatorias en relación a los requerimientos sobre Sistema de Gestión y Operación, Comunicaciones y Seguridad:

		Chile	España	Holanda	Noruega
<b>Título 5-1. Exigencias sobre el Sistema de Gestión y Operación</b>	<b>Artículo 5-1. Exigencias sobre administración de datos e información</b>	<p>1. Requisitos de administración de datos:</p> <p>1.1. Permitir el registro de las Unidades de Medida.</p> <p>1.2. Contar con funcionalidades para agregar, cambiar o modificar la asociación entre Unidad de Medida y Cliente y/o Usuario.</p> <p>1.3. Contar con funcionalidades para la asociación entre las Unidades de Medida para monitoreo del SD y los Cliente y/o Usuarios conectados al transformador de distribución correspondiente.</p> <p>1.4. Disponer de mecanismos para identificar aquellos Clientes y/o Usuarios que inyecten energía al SD.</p> <p>1.5. Administrar los datos técnicos de las Unidades de Medida tales como el número de Medidor, localización, relaciones de transformación en el caso de utilizar Transformadores de Medida, y las variables eléctricas a registrar.</p> <p>1.6. Permitir la configuración</p>	<p></p> <p>Los requerimientos sobre administración y gestión de datos establecidos en la regulación española son aquellos que se desprenden de los requisitos explícitos indicados en los siguientes apartados de la presente tabla.</p>	<p></p> <p>Los requerimientos sobre administración y gestión de datos establecidos en la regulación holandesa son aquellos que se desprenden de los requisitos explícitos indicados en los siguientes apartados de la presente tabla.</p>	<p></p> <p>Los requerimientos sobre administración y gestión de datos establecidos en la regulación noruega son aquellos que se desprenden de los requisitos explícitos indicados en los siguientes apartados de la presente tabla.</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>de los períodos de lectura y otras funcionalidades implementadas en los SMMC.</p> <p>1.7. Disponer de mecanismo para almacenar en la base de datos central los datos de las lecturas de las variables eléctricas de las distintas Unidades de Medida.</p> <p>1.8. Contar con mecanismos para respaldo periódico y su respectiva restauración de la información tras un evento o una solicitud de actualización o modificación del SMMC.</p> <p>2. Requisitos de administración de información:</p> <p>2.1. Permitir la lectura local y remota, indicando la fecha y hora de cada medida, alarma o dato registrado.</p> <p>2.2. Proporcionar información para la gestión de conexiones y desconexiones.</p> <p>2.3. Información de registro de conexiones y desconexiones y los tiempos asociados a cada uno de ellos.</p> <p>2.4. Permitir el acceso a los datos para la construcción de perfiles de carga y generación.</p> <p>2.5. Permitir el monitoreo de la disponibilidad operativa de medidores.</p> <p>2.6. Permitir la generación de reportes de la</p>			

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>información almacenada.</p> <p>2.7. Permitir el acceso a la información de eventos y/o alarmas.</p> <p>2.8. Permitir la generación de reportes de continuidad de suministro y regulación de tensión.</p> <p>2.9. Reportar la pérdida de la integridad de los datos almacenados, incluyendo la pérdida de integridad de firmware principal del equipo.</p>			
<b>Artículo 5-2. Pérdida de datos</b>	<p>En caso de detectar que existe una pérdida de información irrecuperable y que impida a la Empresa Distribuidora llevar a cabo la facturación de los consumos de los servicios según las exigencias establecidas en los decretos tarifarios vigentes, la Empresa Distribuidora debe informar tal hecho tanto a la Superintendencia como al Cliente y/o Usuario afectado. En este caso, y para efectos de facturación, las medidas deben ser obtenidas en el mismo punto desde los equipos redundantes que se encuentren instalados, y, a falta de éstos, la Empresa Distribuidora deberá hacer una estimación de energía y de potencia, en concordancia con la opción tarifaria en aplicación del servicio afectado, de</p>	<p></p> <p>Cuando las medidas obtenidas en una comprobación de un equipo no coinciden con las medidas firmes se debe proceder a efectuar una corrección de los registros de medida del período leído que puede dar lugar a una nueva liquidación de dicho período, a partir de los valores obtenidos en la comprobación, sin que ésta pueda retrotraerse más allá de doce meses. (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, art. 3)</p> <p>Cuando en una comprobación de un equipo comunicado se detecta una pérdida de información o cuando las diferencias entre medidas son imputables al sistema de comunicaciones,</p>	<p></p> <p>No se ha encontrado en la regulación holandesa mención explícita a pérdida de datos en el sistema AMI holandés.</p>	<p></p> <p>En caso de fallo de la comunicación con el contador del usuario final, los datos de medida de la semana anterior se utilizarán como valores estipulados de acuerdo a lo establecido en la sección 3-5, a menos que la empresa de distribución y el usuario final acuerden lo contrario. El error que se produzca se resolverá de forma económica entre la empresa de distribución y el proveedor la primera semana después de que se restablezca la comunicación con el contador. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §3-5)</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>acuerdo con el procedimiento específico que para tal efecto defina la Superintendencia.</p>	<p>el equipo debe ser objeto de lectura local con la periodicidad y en los plazos recogidos en las instrucciones técnicas complementarias. (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, art. 3)</p> <p>Cuando se carezca de medidas firmes del equipo principal, se deben obtener las medidas en el punto a partir de equipos redundantes o comprobantes. Cuando se carezca también de medidas en estos últimos, el encargado de la lectura debe estimar las medidas de energía activa y reactiva, así como, en su caso, la potencia a facturar, y ponerlas a disposición de los participantes en la medida, de acuerdo con los plazos y procedimientos que establezcan las disposiciones en vigor. Si en el plazo estipulado, el encargado de la lectura no recibe objeción alguna, se adoptan como firmes las medidas estimadas. (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, art. 3)</p>		
<b>Artículo 5-3. Exigencias sobre configuración, control y operación de</b>	<p>1. Asegurar que sólo se pueden instalar y luego incorporar al SMMC aquellas Unidades de Medida que cuenten con la debida</p>	<p></p> <p>Se establecen las siguientes especificaciones funcionales para el sistema de</p>	<p></p> <p>La empresa distribuidora puede procesar datos de contadores inteligentes en el</p>	<p></p> <p>Un sistema AMS debe cumplir con los siguientes requisitos funcionales</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
<b>componentes</b>	<p>certificación.</p> <p>2. Configurar la lista de Unidades de Medida que son administradas por el Sistema de Gestión y Operación, antes del despliegue del equipo concentrador.</p> <p>3. Permitir la configuración de conexión, desconexión y limitación de potencia, remota y local, para los consumos o inyecciones.</p> <p>4. Cumplir con los procesos de sincronización horaria para todas las lecturas de las Unidades de Medida.</p> <p>5. Permitir sincronización horaria de Unidades de Medida específicas cuando sea necesario.</p> <p>6. Permitir la comprobación de la hora interna de todos los componentes del Sistema de Gestión y Operación administrados por él y compararla con su propia hora interna.</p> <p>7. Permitir la sincronización horaria específica para aquellos Medidores instalados que estén fuera de sincronización.</p> <p>8. Permitir la actualización del firmware en forma remota o local.</p> <p>9. Permitir el acceso remoto al Concentrador para realizar actualizaciones, programaciones y/o configuraciones, así como el acceso local en el caso que</p>	<p>telegestión (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, art. 3):</p> <p>1. Lectura remota El sistema debe permitir la lectura a través de comunicaciones, de, entre otros:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Medidas eléctricas: energía activa, reactiva y las potencias máximas según la discriminación horaria parametrizada (valores en curso) y las correspondientes a cierres de facturación.</li> <li>- Parametrización, activa y latente, de tarifas, calendarios y potencias contratadas.</li> <li>- Alarmas y eventos.</li> <li>- Datos de identificación del contador.</li> </ul> <p>El concentrador CT debe realizar una interrogación cíclica, con periodicidad parametrizable a todos los contadores que comunican con él. Junto con esta tarea automática de interrogación cíclica, el sistema puede disponer de la funcionalidad de acceso puntual a un contador cualquiera con prioridad sobre la tarea automática.</p> <p>2. Sincronización remota En cada ciclo de lectura se debe comprobar la fecha y hora de los contadores y deben sincronizarse si es necesario.</p>	<p>contexto de la gestión metrológica. Esto incluye las siguientes actividades (Gedragcode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers, de 19 de mayo de 2012, art. 5.2.3.1):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Sincronización del reloj interno y el calendario.</li> <li>b) Comprobación del estado de la batería del contador.</li> <li>c) Mantenimiento del contador y actualización de firmware.</li> <li>d) Detección de fallas.</li> <li>e) Operación según la información de estado del contador.</li> <li>f) Probar el funcionamiento correcto del contador.</li> </ul>	<p>mínimos (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-2):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) almacenar los valores de medida con una frecuencia de 60 minutos como máximo, y debe ser posible reconfigurar a una frecuencia de muestreo de un mínimo de 15 minutos;</li> <li>b) tener una interfaz estandarizada que permita la comunicación con equipos externos basada en estándares abiertos;</li> <li>c) ser capaz de comunicar con otros tipos de contadores;</li> <li>d) asegurar que los datos no se pierdan en/durante los cortes de energía (interrupciones de energía);</li> <li>e) poder desconectar o reducir/limitar el consumo de energía en el punto de medida, excepto en los puntos de transformadores de corriente;</li> <li>f) poder enviar y recibir información sobre precios y tarifas de energía, así como ser capaz de comunicar señales de control y falla a tierra;</li> <li>g) brindar seguridad contra el uso indebido de datos y el acceso no autorizado a funciones de control;</li> <li>h) registrar la potencia activa y reactiva en ambas direcciones (contadores bidireccionales).</li> </ul>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>no sea posible la actualización y programación remota.</p> <p>10. Contar con las herramientas para los adecuados mantenimientos del SMMC.</p> <p>11. Permitir las operaciones de lectura de forma automática.</p> <p>12. Permitir las operaciones de desconexión y conexión de forma automática cuando corresponda.</p> <p>13. Permitir la automatización de los procesos siempre que sea posible.</p> <p>14. Emitir confirmaciones de la ejecución oportuna y correcta a las peticiones o comandos que se le generen.</p>	<p>3. Control remoto de la potencia. Corte y reconexión</p> <p>Desde niveles superiores se pueden enviar órdenes de corte y reposición a los contadores.</p> <p>Una vez ejecutada la orden de corte por el contador, este no debe aceptar ninguna reconexión del interruptor, ni mediante orden remota de dispositivo externo doméstico si existe, ni debe permitir el enclavamiento ante una actuación manual externa sobre el interruptor o el reenganche automático, si algunas de estas funciones están disponibles, hasta no recibir una nueva orden de reconexión del nivel superior.</p> <p>La función de reconexión por orden remota debe cumplir la normativa vigente aplicable en materia de protección y seguridad de bienes y personas.</p> <p>La función de ICP programable debe cumplir, del mismo modo, la normativa vigente aplicable en materia de protección y seguridad de bienes y personas.</p> <p>4. Actualización dinámica de las tarifas (programación remota)</p> <p>Desde niveles superiores se pueden enviar órdenes de modificación de parámetros</p>		

		Chile	España	Holanda	Noruega
			<p>a los contadores, entre otros, cambio de tarifas, potencias contratadas, tipo de contrato, cuando exista la base legal y contractual para ello.</p> <p>5. Capacidad de gestión de cargas El sistema debe disponer de funcionalidad que permita actuar sobre la demanda de los clientes, al objeto de poder actuar y realizar reducciones de carga en momentos críticos, cuando exista la base normativa, legal y contractual para ello. El sistema debe permitir la programación remota de la potencia contratada, así como el control de la demandada por el cliente.</p> <p>6. Modificaciones de software y firmware En el caso de que el contador disponga de funciones de actualización de software o firmware de funcionamiento, tanto local como remoto, debe garantizarse que dichas actualizaciones han superado la evaluación de la conformidad y que no modifican las características metrológicas del contador ni las medidas y resto de registros almacenados hasta el momento.</p>		
	<b>Artículo 5-4. Exigencias sobre</b>	1. Permitir la gestión de alarmas, eventos y	=	=	≠

	Chile	España	Holanda	Noruega
<b>la gestión de eventos, contingencias y alarmas</b>	<p>contingencias.</p> <p>2. Los eventos emitidos deben incluir la estampa de tiempo.</p> <p>3. Permitir la detección de intervenciones no autorizadas a los equipos.</p> <p>4. Permitir la detección de inyecciones no autorizadas.</p> <p>5. Permitir la detención de sobreconsumo o aquellos casos en que un Cliente y/o Usuario sobrepase la demanda máxima de los últimos 12 meses consecutivos.</p> <p>6. Detectar e identificar el intervalo en el que se restablece la alimentación después de una Interrupción de Suministro.</p> <p>7. Identificar y reportar los siguientes aspectos para las otras componentes del SMMC:</p> <p>7.1. Capacidad de almacenamiento del Medidor y la Unidad Concentradora.</p> <p>7.2. Enlaces de comunicación con falla.</p> <p>7.3. Fallas en la red de comunicación.</p> <p>7.4. La Interrupción del Suministro y su reposición.</p>	<p>El sistema de telegestión debe almacenar una serie de incidencias con la fecha y hora en las que se han producido. El tipo de eventos almacenados deben ser, al menos (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, art. 3):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Versión de software y firmware con indicación del momento de su instalación o modificación.</li> <li>- Presencia y ausencia de tensión.</li> <li>- Indicación de modificación de parámetros en el contador o concentrador, particularmente todos aquellos relacionados con la sincronización remota y control remoto de la potencia, con identificador del tipo y cuantía de parámetro modificado.</li> <li>- Alarma crítica del equipo contador o concentrador.</li> <li>- Intentos de accesos no autorizados.</li> </ul> <p>De manera explícita, en la regulación española se establece que todos los equipos de medida correspondientes a puntos de medida de clientes deben incorporar registro de los parámetros relativos a la calidad del servicio. Dichos registros deben recoger al menos el número y duración de cada una de las</p>	<p>La empresa distribuidora puede procesar datos de contadores inteligentes en el contexto de la gestión metrológica. Esto incluye las siguientes actividades (Gedragcode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers, de 19 de mayo de 2012, art. 5.2.3.1):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Sincronización del reloj interno y el calendario.</li> <li>b) Comprobación del estado de la batería del contador.</li> <li>c) Mantenimiento del contador y actualización de firmware.</li> <li>d) Detección de fallas.</li> <li>e) Operación según la información de estado del contador.</li> <li>f) Probar el funcionamiento correcto del contador.</li> </ul> <p>De manera explícita, en la regulación holandesa se establece que todos los equipos de medida deben disponer de, al menos dos tipos de registros de eventos (AMvB, de 19 de noviembre de 2014, art. 4.1):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- eventos de detección de fallas.</li> <li>- eventos de detección de fraude, mal uso, intrusión en el equipo de medida o los intentos de hacerlo.</li> </ul>	<p>No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita a la gestión de eventos, contingencias y alarmas para sistemas AMS como tal, pero sí existe un requisito funcional para el sistema AMS relacionado con este aspecto. En la sección 4.2f del Reglamento 301, se establece que un sistema AMS debe poder enviar y recibir información sobre precios de energía y tarifas, así como también poder transferir señales de control y falla a tierra. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-2f)</p> <p>En la práctica, las empresas distribuidoras solicitan que los contadores incorporen funcionalidad adicional a la establecida en la regulación. Esto incluye indicaciones de tensión y alarmas que pueden brindar beneficios desde un punto de vista operacional, lo que se denomina funcionalidad Smart Grid.</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega	
		interrupciones de suministro de duración igual o superior a 3 minutos detectadas por el equipo de medida, así como el tiempo en que la tensión de línea esté fuera de los límites permitidos por exceso y por defecto. Por ende, el sistema de telegestión debe ser capaz de procesar dicha información.	Por ende, el sistema de telegestión debe ser capaz de procesar dicha información.		
	<b>Artículo 5-5. Exigencias sobre la administración y operación de las comunicaciones</b>	1. Permitir la interoperabilidad a nivel de aplicación 2. Permitir la adaptación automática a los cambios de la red de comunicaciones entre los diferentes componentes.	 El operador del sistema es el propietario del concentrador principal de medidas eléctricas y es responsable de su instalación, mantenimiento y administración, así como de la adaptación permanente de los equipos a las necesidades del sistema de medidas eléctricas y a la evolución tecnológica. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 23)	 Para la capa de aplicación/modelo de datos, se requiere que la comunicación entre el Sistema Central y el equipo de medida garantice la interoperabilidad. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. art. 5.5.3.2)	 No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita de exigencias de interoperabilidad, ni de adaptación automática a los cambios de red de comunicaciones para el Sistema de Gestión y Operación.
<b>Título 5-2. Exigencias sobre Comunicaciones</b>	<b>Artículo 5-6. Exigencias Generales</b>	1. Los sistemas SMMC deben estar habilitados para comunicaciones bidireccionales seguras con sistemas y dispositivos debidamente autorizados. 2. Todas las interfaces de comunicación deben priorizar la habilitación de los protocolos y funcionalidades que sean requeridos para la	 El sistema de telegestión debe garantizar la fiabilidad y seguridad de la información contenida y que circula por el mismo. El acceso a cada equipo contador o concentrador debe estar controlado y asegurado por el sistema de direccionamiento al mismo y	 La empresa de distribución se encarga de la correcta implementación de identificación, autenticación y autorización en relación al equipo de medida, así como el cifrado de la comunicación de datos, independientemente del medio de comunicación.	 En el marco regulatorio noruego, no se detallan los componentes que permiten la transferencia de datos desde y hacia el Nodo de Medida y desde y hacia al HES. El marco regulatorio noruego permite que la empresa distribuidora sea libre de implementar una

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>comunicación con otros equipos del SMMC.</p> <p>3. Los sistemas SMMC deben proporcionar la funcionalidad de autenticación y autorización de comunicación de datos en todas sus interfaces de comunicación.</p> <p>4. Las interfaces no deben aceptar comunicaciones no autorizadas o erradas; además deben ser capaces de descartar dichas comunicaciones, sin que se presenten efectos adversos sobre la operación del equipo o la interfaz.</p> <p>5. Las componentes del SMMC deben ser capaces de continuar operando mientras se comunican y también durante fallas de comunicación.</p> <p>6. Después de una Interrupción de Suministro, los SMMC deben estar en condiciones de reconectarse automáticamente a todos los canales de comunicación, siempre y cuando el medio de comunicación esté disponible.</p> <p>7. Los SMMC deben disponer de funcionalidades de chequeo de la comunicación. Dicho chequeo se podrá realizar antes, durante o después de un trabajo de mantenimiento.</p>	<p>por clave de acceso definibles a nivel individual y en función de los permisos de acceso asociados.</p> <p>Cada acceso a un equipo contador o concentrador puede ser registrado con la identificación del equipo que inicia la comunicación, la fecha/hora y el perfil de la comunicación establecida.</p> <p>El sistema de telegestión debe contemplar la detección y registro de accesos no autorizados.</p> <p>(Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, art. 3)</p>	<p>La empresa de distribución es responsable de gestionar la identificación, autenticación y autorización de las partes del mercado que soliciten acceso a través del puerto P4; de modo que una entidad legal que tenga acceso indirecto (a través de P4) al equipo de medida, solo pueda usar las funciones para las cuales está habilitada. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. art. 5.5.5)</p>	<p>solución técnica que cumpla con los requisitos funcionales mínimos del Sistema de Comunicaciones.</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
<b>Artículo 5-7. Tecnologías, Protocolos y Modelo de Datos</b>	<p>1. Para las comunicaciones locales o remotas se aceptará el empleo de interfaces eléctricas, ópticas, PLC o radiofrecuencia.</p> <p>2. Los estándares aplicables a los modelos de datos y protocolos de intercambio a nivel de capa de aplicación, tanto para el acceso local y remoto de los registros de medición y estado, corresponden a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Local: protocolos IEC 62056, ANSI C12.22, ANSI C12.18 con modelo de datos IEC 62056 o ANSI C12.19</li> <li>- Remoto: protocolos IEC 62056, ANSI C12.18 con modelo de datos IEC 62056 o ANSI C12.19.</li> <li>- Integración: protocolos IEC 61968-9 (CIM) o Multi Speak con modelo de datos N/A.</li> </ul>	<p></p> <p>Los canales de comunicación entre el concentrador principal y los registradores de medida deben ser canales de comunicación dedicados basados en RTC, RDSI, GSM, cualquier combinación de las anteriores o cualquier otra nueva tecnología que sustituya o complemente a las anteriores. (Resolución de 2 de junio de 2015, P.O. 10.4, apdo. 4.2.2)</p> <p>La comunicación entre el concentrador principal y el concentrador secundario debe utilizar canales de comunicación dedicados basados en RTC, RDSI, cualquier combinación de las anteriores o cualquier otra nueva tecnología que sustituya o complemente a las anteriores. (Resolución de 2 de junio de 2015, P.O. 10.4, apdo. 5.2.1)</p> <p>Los canales de comunicación entre el concentrador secundario y los registradores de medida deben ser líneas dedicadas, RTC, RDSI, GSM, GPRS, cualquier combinación de las anteriores o cualquier otra nueva tecnología que sustituya o complemente a las anteriores. (Resolución</p>	<p></p> <p>El Sistema de Comunicaciones se implementa mediante las siguientes tecnologías de comunicación (NTA 8130, de 27 de abril de 2007, apdos. 5.2 y 5.3):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- P1: para la capa física utiliza un conector RJ11 con un optoacoplador para aislamiento galvánico. El protocolo utilizado es IEC 62056 Modo D – solo lectura. La identificación de datos utilizada es OBIS (IEC 62056-61).</li> <li>- P2: el protocolo utilizado es MBUS. Tanto MBUS EN13757-2 (Wired MBUS) como EN13757-4 (Wireless MBUS).</li> <li>- P3: para la capa física se puede utilizar: PLC, GPRS y/o Ethernet. Para la capa de aplicación se requiere que la comunicación entre el Sistema Central y el equipo de medida garantice interoperabilidad.</li> <li>- P4: el intercambio de datos tiene lugar a través de servicios XML. La identificación de datos que se utiliza es OBIS (IEC 62056-61).</li> </ul>	<p></p> <p>No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita a tecnologías, protocolos y modelos de datos utilizados por el sistema AMS noruego.</p> <p>En la práctica, los sistemas AMS implementados en Noruega son una combinación de LP RF mesh y variantes de GSM.</p>

		Chile	España	Holanda	Noruega
			<p>de 2 de junio de 2015, P.O. 10.4, apdo. 5.2.2)</p> <p>Para la lectura y telegestión de los equipos de medida tipo 5 por parte de su encargado de la lectura se puede utilizar distintos medios físicos de comunicación, tales como RTC, GSM, GPRS, PLC, etc. Los protocolos de comunicaciones deben ser preferentemente públicos, como en el resto de puntos de medida. No obstante, dichos protocolos pueden ser excepcionalmente específicos, de carácter privado, formando parte de una solución global de telegestión. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 21, apdo. 3)</p> <p></p> <p>No se ha encontrado en la regulación española mención explícita de protocolos de comunicación ni modelos de datos.</p>		
<b>Título 5-3. Exigencias de Seguridad</b>	<b>Artículo 5-8. Exigencias Generales</b>	1. El diseño del Sistema de Gestión y Operación debe identificar las características y parámetros, almacenados o transmitidos, que deben ser adecuadamente protegidos contra su afectación accidental o intencional.	<p></p> <p>El sistema de telegestión debe contemplar mecanismos de control de acceso y de registro de eventos de accesos no autorizados; así como de confirmación de recepción</p>	<p></p> <p>El sistema AMI debe proteger al equipo de medida contra abusos, fraudes o desvíos de manera que se garantice un nivel adecuado de protección, teniendo en cuenta las</p>	<p></p> <p>Los sistemas AMS deben brindar seguridad contra el uso indebido de datos y el acceso no autorizado a funciones de control. A tal fin, las empresas de</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>2. La evidencia de una intervención, autorizada o no autorizada, al Sistema de Gestión y Operación debe estar permanente disponible y trazable.</p> <p>3. Se debe incluir medidas de seguridad en los datos para protegerlos de corrupción, fraude, manipulación y acceso no autorizado.</p> <p>4. Dependiendo del tipo de comunicaciones físicas se puede aplicar protocolos de seguridad para asegurar que los datos son protegidos durante la comunicación.</p> <p>5. Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable. Un set de métricas factibles de establecer son las siguientes:</p> <p>5.1. Falla del enlace.</p> <p>5.2. Cambio de enlace.</p> <p>5.3. Levantamiento de enlace.</p> <p>5.4. Calidad de enlace.</p>	<p>de mensajes. (Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, apdo. 2)</p>	<p>evoluciones tecnológicas internacionales y los costes de la implementación de medidas de seguridad. El fraude, el mal uso, la intrusión en el equipo de medida o los intentos de hacerlo deben registrarse en el equipo de medida e intercambiarán con la distribuidora. (AMvB, de 19 de noviembre de 2014. art. 6.1)</p>	<p>distribución deben establecer los sistemas de seguridad y los procedimientos necesarios para evitar el uso indebido de datos personales. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-2)</p>
<b>Artículo 5-9. Control de Acceso y Uso</b>	<p>1. Debe ser capaz de autenticar entidades, de permitir o rechazar tanto a los Clientes y/o Usuarios y los dispositivos individuales, como también a los grupos de Clientes y/o Usuarios y de dispositivos.</p> <p>2. Se debe aplicar en todas las interfaces del SMMC.</p> <p>3. Debe ser capaz de gestionar los derechos de</p>	<p> Las instrucciones técnicas complementarias deben establecer (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art.13):</p> <p>a) Las condiciones de acceso a la información y las medidas de seguridad asociadas.</p> <p>b) La forma en que cada participante en la medida</p>		

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>acceso a cualquiera de los componentes del SMMC.</p> <p>4. Registrar e indicar los intentos de acceso no autorizados.</p> <p>5. Los usuarios del sistema deben ser autenticados y autorizados a acceder solo a los componentes del sistema para los que tienen los derechos correspondientes.</p> <p>6. El sistema debe permitir el seguimiento y almacenamiento del registro de los accesos al conjunto de órdenes ejecutadas desde el software y los resultados o efectos reportados por las Unidades Concentradoras y/o Unidades de Medida.</p>	<p>pueda acceder directamente a los equipos de medida, mediante comunicaciones, terminal portátil que se le conecte o mediante lectura visual.</p> <p>Sólo los participantes en una medida tienen derecho a acceder directamente a la lectura de los equipos de medida y comprobación de su programación, en relación con los datos que le correspondan, de acuerdo con las restricciones de acceso que se establezcan. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art.13)</p>		
<b>Artículo 5-10. Integridad de Datos</b>	<p>1. El sistema debe ser capaz de garantizar la integridad de datos intercambiados en todo momento, asegurando que ellos no sean modificados por cualquier entidad no autorizada durante la comunicación o el acceso local a los datos.</p> <p>2. El Medidor debe proporcionar la funcionalidad para preservar la integridad de los datos almacenados, incluyendo la integridad del firmware.</p> <p>3. Los mecanismos de seguridad se deben aplicar para garantizar la protección de los datos y claves de cifrado almacenados en el</p>	<p></p> <p>El sistema de comunicaciones entre participantes y el concentrador secundario del encargado de la lectura (arquitectura cliente – servidor sobre internet) debe estar dotado de mecanismos de seguridad que garanticen la integridad en la transferencia de información, asegurando su transmisión sin errores. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 26)</p>	<p></p> <p>La empresa de distribución es responsable de los equipos de medida y también es responsable de la correcta comunicación de datos desde el equipo de medida al CTS y viceversa. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. art. 5.5.5)</p>	<p></p> <p>La base de datos nacional de medidas Elhub tendrá incorporada la funcionalidad VEE (Validering, Estimering og Endring; es español Validación, Estimación y Cambio), para validar los datos de los procesos de mercado y los datos de consumo. (Requerimientos Elhub, de 23 de febrero de 2017)</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>equipo.</p> <p>4. El sistema debe contar con la capacidad de implementar un mecanismo que evite la repetición de mensajes para los comandos críticos, tales como desconexión, alarma, entre otros.</p>			
<b>Artículo 5-11. Confidencialidad de Datos</b>	<p>1. El equipo debe proporcionar la funcionalidad de preservar la confidencialidad de los datos almacenados, incluyendo claves de cifrado.</p> <p>2. Se debe establecer el uso de "certificados" para activar las funciones de seguridad.</p> <p>3. El sistema y los dispositivos deben proporcionar la funcionalidad de evitar el uso no autorizado de los datos.</p> <p>4. El sistema debe asegurar la privacidad de la señal de comunicación.</p> <p>5. El sistema debe garantizar el control de acceso a los equipos del Cliente y/o Usuario.</p>	<p></p> <p>El operador del sistema gestiona el acceso a la información del concentrador principal, de forma que se garantice su confidencialidad. Los titulares de concentradores secundarios son plenamente responsables de garantizar la confidencialidad de la información y datos de clientes de que disponen. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 26)</p>	<p></p> <p>El Código de Conducta para el Tratamiento de Datos Personales por Operadores de Red en el contexto de la Instalación y Gestión de Contadores Inteligentes para Pequeños Consumidores, describe los derechos de los consumidores con respecto al contador. De modo que el consumidor debe ser informado a tiempo antes de la instalación del contador inteligente con respecto a sus elecciones para (<i>Gedragscode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers</i>, de 19 de mayo de 2012, art. 6.1.1):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Instalación del contador.</li> <li>- Lectura remota por parte de la empresa distribuidora.</li> <li>- Frecuencia de lecturas por parte de la empresa distribuidora.</li> </ul>	<p></p> <p>Las empresas de distribución son responsables de la instalación y operación del sistema AMS. Los consumidores de energía tienen derecho sobre todos los datos relacionados con su propio consumo de electricidad, pero las empresas distribuidoras y los proveedores de energía tienen derecho a acceder a todos los datos necesarios para liquidar y facturar a los clientes. Esta información no puede ser cedida a otros sin el consentimiento del cliente. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §8-1a)</p> <p>NVE ha escrito una guía sobre seguridad para AMS para empresas de distribución, y supervisa si éstas siguen los requisitos. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §4-2)</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
				El consumidor tiene derecho a obtener información y corrección de los datos de medida. El consumidor debe contactar con la empresa distribuidora para solicitar estos derechos. La empresa distribuidora puede rechazar la solicitud de corrección, si el consumidor no ha considerado las condiciones que son relevantes para la determinación de los datos de medida. (Gedragscode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers, de 19 de mayo de 2012, art. 6.2)
<b>Artículo 5-12. Funciones de Seguridad General a Elementos del SMMC</b>	<p>1. Lista de Control Acceso (ACL) y Roles: Mecanismos y políticas transversales para todos los elementos del SMMC orientados a definir las condiciones de acceso a los servicios y configuración de los elementos del sistema.</p> <p>2. Registro de Control y/o Cambios: Mecanismos y políticas implementadas para registrar los eventos que generen cambios de configuración de los elementos del SMMC.</p> <p>3. Encriptación de Datos: Mecanismos de encriptación de los datos que contengan información relevante asociada a la identidad de</p>	 <p>El sistema de comunicaciones entre participantes y el concentrador secundario del encargado de la lectura (arquitectura cliente – servidor sobre internet) debe estar dotado de los siguientes mecanismos de seguridad (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 26):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Autenticación mediante certificados digitales de todas las entidades, tanto distribuidores como el resto de participantes.</li> <li>- Posibilidad de conexión cifrada en los intercambios de información.</li> </ul>	 <p>La empresa de distribución se encarga de la correcta implementación de identificación, autenticación y autorización en relación al equipo de medida, así como el cifrado de la comunicación de datos, independientemente del medio de comunicación. (NTA 8130, de 27 de abril de 2007. art. 5.5.5)</p>	 <p>En el marco regulatorio noruego, no se detallan los mecanismos y políticas que permiten la implementación de las funciones mínimas de seguridad. El marco regulatorio noruego permite que la empresa distribuidora sea libre de implementar los sistemas de seguridad y los procedimientos necesarios para evitar el uso indebido de datos personales.</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>los Clientes y/o Usuarios, así como sus datos personales, tanto a nivel de comunicación y de almacenamiento de los datos del SMMC.</p> <p>4. Proxy/Cortafuegos: Mecanismos y protocolos implementados con el fin de establecer las condiciones seguras de acceso remoto desde redes externas a la Empresa Distribuidora hasta el SMMC.</p> <p>5. Comunicaciones y Calidad: Mecanismos y políticas implementadas con el objeto de establecer las condiciones de reporte ante eventos tales como falla del enlace, cambio de enlace por intervención externa, levantamiento de enlace, calidad de enlace óptima de operatividad, entre otros.</p> <p>6. Intercepción, robo y/o alteración de datos y/o identidad: Mecanismos y políticas informáticas implementadas con el propósito de evitar el mal funcionamiento de los elementos del SMMC generados por antivirus, gusanos, bloqueo de servicios, captura de identidad asociada a los servicios de ACL (Lista de Control de Acceso del SMMC), entre otros.</p> <p>7. Reposición de Elementos del SMMC por Contingencia:</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguridad incorporada en los servidores de ficheros para protegerlos de accesos no autorizados.</li> <li>- Integridad en la transferencia de información, asegurando su transmisión sin errores.</li> <li>- Trazabilidad de la información intercambiada, guardando registro de las transmisiones y dando la posibilidad de eliminar la información descargada por los usuarios, siempre que no sea metrológicamente relevante.</li> <li>- Aseguramiento de que cada agente tiene acceso únicamente a los datos de los que es partícipe.</li> </ul>		

	Chile	España	Holanda	Noruega
	Mecanismos y políticas implementadas con el fin de asegurar la existencia de un medio a través del cual sea monitoreado el cambio de algún equipo del SMMC debido a fallas que deshabiliten el equipo físico del referido sistema.			

**Tabla 10. Exigencias sobre Sistema de Gestión y Operación, Comunicaciones y seguridad – Requisitos comunes y no comunes**

### 3.4.2 Gaps y observaciones

La siguiente tabla recoge los *gaps* y observaciones, así como la propuesta de redacción correspondiente, generados a partir del análisis comparativo previamente realizado en relación a exigencias sobre Sistema de Gestión y Operación, Comunicaciones y Seguridad.

Como observación general al Capítulo 5 del AT SMMC, cabe señalar que, en caso de incluir en la arquitectura conceptual de los SMMC como módulo adicional trasversal un sistema de sincronización horaria (ver punto 3 de la Tabla 7 del presente informe), debería incluirse también en este capítulo un apartado en relación al mismo, de manera análoga a los módulos de Seguridad y Comunicaciones. Es por ello que en la siguiente tabla se ha añadido una entrada extra identificada como Título 5-4 Exigencias de Sincronización.

Gap/Observación		
<b>Título 5-1. Exigencias sobre el Sistema de Gestión y Operación</b>	<b>Artículo 5-1. Exigencias sobre administración de datos e información</b>	<p><b>31.</b> La información mínima requerida para ser accesible por parte de la Superintendencia (establecida en el artículo 7-3 del AT), debería enlazar con el requerimiento de que ésta se almacene y esté disponible en el Sistema de Gestión y Operación o, enlazando con el punto 4 incluido en la Tabla 7 del presente informe, en caso de incluir en la definición de la arquitectura de SMMC la presencia de un Data hub nacional centralizado o similar para el intercambio de datos de medición inteligente, establecer éste como el lugar donde almacenar dicha información. En cualquier caso, debería aclararse cuál debe ser el lugar donde almacenar la información accesible por las partes interesadas autorizadas.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <b>Ver Anexo B "Propuesta de arquitectura conceptual de SMMC" del presente informe.</b>  <i>1.9 Disponer de los mecanismos necesarios para transferir de las bases de datos central o de backup a la base de datos general SMMC la información necesaria generada por el SMMC en el formato requerido para el posterior intercambio con las posibles partes interesadas: Superintendencia, clientes, usuarios de red u otros.</i></p>
	<b>Artículo 5-2. Pérdida de datos</b>	<p><b>32.</b> En este artículo, no sólo debería considerarse el procedimiento de operación en caso de pérdida de información irrecuperable, sino también la diferencia entre medidas que pueda existir en una comprobación/verificación de un equipo de medida del SMMC. Como ejemplo, para el caso español (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, art. 3):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Cuando en una comprobación de un equipo comunicado se detecta una pérdida de información o cuando las diferencias entre medidas son imputables al sistema de comunicaciones, el equipo debe ser objeto de lectura local con la periodicidad y en los plazos recogidos en las instrucciones técnicas complementarias.</li> <li>- Cuando se carezca de medidas firmes del equipo principal, se deben obtener las medidas en el punto a partir de equipos redundantes o comprobantes, en el caso de que fueran implementados. Cuando se carezca también de medidas en estos últimos, el encargado de la lectura debe estimar las medidas de energía activa y reactiva, así como, en su caso, la potencia a facturar, y ponerlas a disposición de los participantes en la medida, de acuerdo con los plazos y procedimientos que establezcan las disposiciones en vigor.</li> </ul> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <i>En caso de detectar que existe una pérdida de información irrecuperable o una discrepancia entre medidas hallada en una comprobación de un equipo de medida del SMMC, las cuales impidan a la Empresa Distribuidora llevar a cabo la facturación de los consumos de los servicios según las exigencias establecidas en los decretos tarifarios vigentes, la Empresa Distribuidora debe informar tal hecho tanto a la Superintendencia como al Cliente y/o Usuario afectado.</i></p>

Gap/Observación		
		<p><i>En este caso, y para efectos de facturación, cuando en una comprobación de un equipo de medida del SMMC se detecte una pérdida de información o una discrepancia entre medidas, se procederá a la lectura local del equipo de medida afectado y/o, en caso de ser posible, las medidas se tratarán de obtener en el mismo punto desde los equipos redundantes que se encuentren instalados. A falta de éstos, la Empresa Distribuidora deberá hacer una estimación de energía y de potencia, en concordancia con la opción tarifaria en aplicación del servicio afectado, de acuerdo con el procedimiento específico que para tal efecto defina la Superintendencia.</i></p>
<p><b>Artículo 5-3. Exigencias sobre configuración, control y operación de componentes</b></p>	<p><b>33.</b> Ver puntos 41, 42 y 43 de la Tabla 11 del presente informe; punto relacionado con la inclusión de un Sistema de sincronización horaria como módulo transversal dentro de la arquitectura de SMMC.</p> <p><b>34.</b> En el Artículo 5-3 del AT SMMC se indica lo siguiente: "El Sistema de Gestión y Operación de los SMMC debe permitir la actualización del firmware en forma remota o local." En este punto, debería aclararse la actualización de firmware de qué componentes del SMMC debe estar permitida por parte del Sistema de Gestión y Operación y añadir que dicha actualización será conforme a la normativa que le sea de aplicación.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b> <i>8. Permitir la actualización de firmware de, al menos, las unidades de medida y las unidades concentradoras (en caso de existir en la solución SMMC adoptada) de forma remota y/o local asegurando siempre que no se compromete la seguridad del sistema.</i></p> <p><b>35.</b> En los puntos 3, 8 y 9 del Artículo 5-3 del AT SMMC, se habla respectivamente de: - operaciones de configuración de conexión, desconexión y limitación de potencia; - actualización de firmware; - y acceso al concentrador; tanto de manera remota como local. En este punto, es clara la implicación del Sistema de Gestión y Operación en el acceso/ejecución remota de los aspectos mencionados; no obstante, debería aclararse en qué manera el Sistema de Gestión y Operación debe permitir el acceso/ejecución local. Puesto que tanto las unidades de medida como las unidades concentradoras del SMMC deben permitir el acceso local, ¿se entiende por tanto que el sistema de gestión y operación debe habilitar/programar dicha opción en dichos componentes? Éste es un aspecto que debería ser aclarado en el AT SMMC.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b> <i>El sistema de gestión y operación tendrá la capacidad de habilitar y deshabilitar el permiso de acceso/ejecución local para los aspectos mencionados en los puntos 3, 8 y 9 del presente artículo.</i></p>	
<p><b>Artículo 5-4. Exigencias sobre la gestión de eventos, contingencias y alarmas</b></p>	<p><b>36.</b> El contenido de este artículo debería enlazar con los requerimientos de registro de eventos, fallas y alarmas establecidos en el Artículo 4-3 (ver punto 11 de la Tabla 9 del presente informe) y el Artículo 4-20 del AT SMMC ("7. Detectar y reportar información de registro y eventos, tanto de las Unidades de Medida asociadas como aquellos propios de la Unidad Concentradora.") Se entiende que el Sistema de Gestión y Operación debe ser capaz de procesar los eventos notificados por los componentes del SMMC así como los suyos propios.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b> <i>Respecto a la gestión de eventos, contingencias y alarmas, el Sistema de Gestión y Operación de los SMMC deberá cumplir con las siguientes exigencias, de acuerdo a lo establecido en los Artículos 4-3 y 4-20 del presente anexo:</i></p>	

Gap/Observación		
		[...]
	<b>Artículo 5-5. Exigencias sobre la administración y operación de las comunicaciones</b>	No se incluyen observaciones al respecto.
<b>Título 5-2. Exigencias sobre Comunicaciones</b>	<b>Artículo 5-6. Exigencias Generales</b>	No se incluyen observaciones al respecto.
	<b>Artículo 5-7. Tecnologías, Protocolos y Modelo de Datos</b>	<p><b>37.</b> Tal y como se menciona en el punto 7 de la Tabla 7 del presente informe, para la comunicación local o remota de los dispositivos se podría señalar que en su elección se tenga en cuenta el estado de la tecnología, su evolución y las opiniones e intereses de los participantes de las medidas.</p> <p>Concretar en exceso los requerimientos regulatorios en relación a las tecnologías, protocolos y modelos de datos a usar en el despliegue de SMMC puede ocasionar un impedimento en la incorporación de nuevas y futuras soluciones, siendo éstas también compatibles con las exigencias de interoperabilidad y otros requerimientos funcionales incluidos en el AT SMMC.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <i>Los SMMC deben contar con tecnologías, protocolos y modelos de datos que cumplan con las siguientes exigencias:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li><i>1. Para la comunicación local o remota de los dispositivos se aceptará el empleo de interfaces eléctricas, ópticas, por PLC o radio frecuencia, <u>entre otros</u>.</i></li> <li><i>2. Los estándares aplicables a los modelos de datos y protocolos de intercambio a nivel de capa de aplicación, tanto para el acceso local y remoto de los registros de medición y estado, <u>podrán corresponder</u> a los que se establecen en las Normas individualizadas en la siguiente Tabla.</i></li> </ol> <p>[...]</p> <p><i><u>En cualquier caso, la elección de las tecnologías, protocolos y modelos de datos se tendrá en cuenta el estado de la tecnología, su evolución y las opiniones e intereses de los participantes en el despliegue de SMMC.</u></i></p>
<b>Título 5-3. Exigencias de Seguridad</b>	<b>Artículo 5-8. Exigencias Generales</b>	<p><b>38.</b> En el punto 3 del Artículo 5-8 del AT SMMC se indica lo siguiente:  “Se debe incluir medidas de seguridad en los datos para protegerlos de corrupción, fraude, manipulación y acceso no autorizado.”  Se entiende que se refiere a “medidas de seguridad en el almacenamiento de los datos”. Este aspecto debería ser aclarado en el AT SMMC.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <i>3. Se <u>implementarán</u> medidas de seguridad en <u>el almacenamiento de los datos para protegerlos de corrupción, fraude, manipulación y acceso no autorizado.</u></i></p>
		<p><b>39.</b> En lugar de particularizar, tal y como se hace en el punto 4 del Artículo 5-8 del AT SMMC, condicionando la protección de los datos durante la comunicación mediante protocolos de seguridad dependiendo del tipo de comunicaciones físicas, sería preferible establecer un requerimiento más general y extenso que asegure la protección de los datos en el SMMC.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <i>Los SMMC deberán adoptar los sistemas de seguridad y los procedimientos necesarios para evitar el acceso o uso indebido a datos personales e información sensible, teniendo en cuenta las evoluciones tecnológicas, tanto en el almacenamiento como en el acceso y transferencia de datos. Esto</i></p>

Gap/Observación		
		<i>engloba medidas de seguridad de diversa índole, tales como mecanismos de autenticación y cifrado, registro de intentos de acceso no autorizados, entre otros.</i>
	<b>Artículo 5-9. Control de Acceso y Uso</b>	<b>40.</b> Ver punto 25 de la Tabla 9 del presente informe.
	<b>Artículo 5-10. Integridad de Datos</b>	No se incluyen observaciones al respecto.
	<b>Artículo 5-11. Confidencialidad de Datos</b>	No se incluyen observaciones al respecto.
	<b>Artículo 5-12. Funciones de Seguridad General a Elementos del SMMC</b>	No se incluyen observaciones al respecto.
<b>Título 5-4. Exigencias de Sincronización</b>	<b>Artículo 5-13. Exigencias Generales</b>	<b>41. Propuesta de redacción:</b> <i>Los SMMC deberán contar con un sistema de sincronización horaria que permita garantizar la configuración horaria de los componentes del SMMC al patrón nacional de tiempo, esto es UTC-3. Preferiblemente se establecerá un sistema con estructura jerarquizada de sincronización, desde el sistema de gestión y operación hacia las unidades de medida, pasando por las unidades concentradoras en caso de su implementación, mediante órdenes de supervisión y puesta en hora. Serán admisibles otros sistemas de sincronización, siempre que se garantice un nivel de sincronismo equivalente, según la normativa que le sea de aplicación.</i>
	<b>Artículo 5-14. Sincronización de unidades concentradoras</b>	<b>42. Propuesta de redacción:</b> <i>Las unidades concentradoras, en caso de existir en la solución SMMC implementada, deberán disponer de un sistema que garantice la exactitud de su fecha y hora, preferiblemente mediante el sistema GPS, pudiendo emplearse otros que garanticen un nivel de sincronismo similar a dicho sistema. Todas las medidas de tiempo y sincronizaciones deberán estar trazadas a patrones de tiempo con trazabilidad a la hora oficial de Chile. Si la solución SMMC adoptada requiere del uso de unidades concentradoras, el Sistema de Gestión y Operación debería comprobar en todas las comunicaciones con cada una de las unidades concentradoras su fecha y hora de acuerdo a la fecha y hora del propio sistema.</i>
	<b>Artículo 5-15. Sincronización de unidades de medida</b>	<b>43. Propuesta de redacción:</b> <i>Dependiendo de la solución SMMC implementada, bien el Sistema de Gestión y Operación, o bien la unidad concentradora correspondiente, deberá sincronizar las unidades de medida que tenga asociadas; comprobando en cada ciclo de lectura la fecha y hora de las unidades de medida para sincronizarlas si es necesario.</i>

**Tabla 11. Exigencias sobre Sistema de Gestión y Operación, Comunicaciones y seguridad – Gaps y observaciones**

## 3.5 Exigencias sobre la eficacia de los SMMC

### 3.5.1 Requisitos comunes y no comunes

La siguiente tabla muestra las analogías y diferencias regulatorias en relación a las exigencias sobre niveles de eficacia de los SMMC:

	Chile	España	Holanda	Noruega
<b>Título 6-1. Exigencias sobre niveles de eficacia de los SMMC</b>	<b>Artículo 6-1. Eficacia de la Medición</b>	"Eficacia de la Medición" para un par Comuna – Empresa	≠ En la regulación española no se establecen requerimientos explícitos en relación a la eficacia para ninguno de los aspectos incluidos en el AT SMMC: medición, monitoreo del estado de suministro, monitoreo de calidad de producto, control, tiempo de reposición, y comunicación a los usuarios.	≠ En la regulación holandesa no se establecen requerimientos explícitos en relación a la eficacia para ninguno de los aspectos incluidos en el AT SMMC: medición, monitoreo del estado de suministro, monitoreo de calidad de producto, control, tiempo de reposición, y comunicación a los usuarios.
	<b>Artículo 6-2. Eficacia del Monitoreo del Estado de Suministro</b>	"Eficacia del Monitoreo del Estado de Suministro" para un par Comuna – Empresa		
	<b>Artículo 6-3. Eficacia del Monitoreo de Calidad de Producto</b>	"Eficacia del Monitoreo de la Calidad de Producto" para un par Comuna – Empresa		
	<b>Artículo 6-4. Eficacia del Control</b>	"Eficacia del Control" para un par Comuna – Empresa	A lo sumo, a efectos de permitir la verificación de las comunicaciones del sistema de telegestión, el sistema puede elaborar estadísticas de comunicaciones entre concentradores y contadores. (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, art. 3)	
	<b>Artículo 6-5. Eficacia del Tiempo de Reposición</b>	"Eficacia del Tiempo de Reposición a los Usuarios", para un par Comuna – Empresa		
	<b>Artículo 6-6. Eficacia de la Comunicación a los Usuarios</b>	"Eficacia de la Comunicación a los Usuarios" para un par Comuna – Empresa		

**Tabla 12. Exigencias sobre niveles de eficacia de los SMMC – Requisitos comunes y no comunes**

### 3.5.2 Gaps y Observaciones

Dado que ninguna de las regulaciones de los países bajo análisis (España, Holanda y Noruega) establecen requerimientos explícitos en relación a la eficacia para ninguno de los aspectos incluidos en el AT SMMC, no se han detectado *gaps* en ese sentido.

En cualquier caso, si se desean definir niveles de eficacia para medición, monitoreo del estado de suministro, monitoreo de calidad de producto, control, tiempo de reposición, y comunicación a los usuarios, éstos deberían estar sujetos a re-evaluaciones y actualizaciones del AT SMMC en caso de ser necesario, tomando como base la experiencia resultante de los despliegues SMMC realizados en sus distintas fases de implementación.

Asimismo, deberían detallarse las condiciones de partida para su cálculo; esto es, definir el estado de despliegue del SMMC del par Comuna-Empresa cuyos niveles de eficacia han de ser reportados a la Superintendencia, lo que implicaría conocer, por ejemplo, datos tales como:

- Número de puntos de suministro del par Comuna-Empresa
- Número de contadores totales del par Comuna-Empresa: contadores instalados en puntos de suministro del par Comuna-Empresa
- Número de contadores inteligentes instalados en puntos de suministro del Par Comuna-Empresa
- Número de contadores inteligentes del par Comuna-Empresa integrados en el SMMC: contadores inteligentes instalados que se han registrado en el Sistema de Gestión y Operación de la empresa distribuidora
- Número de contadores inteligentes del par Comuna-Empresa efectivamente integrados en el SMMC: contadores inteligentes integrados en el SMMC que ya están en gestión y operación remota
- Número de contadores inteligentes del par Comuna-Empresa no integrados: contadores inteligentes instalados que no se han registrado aún en el Sistema de Gestión y Operación de la empresa distribuidora por diversas razones técnicas
- Número de contadores inteligentes del par Comuna-Empresa integrados en el SMMC con incidencia: contadores inteligentes instalados que se han registrado en el Sistema de Gestión y Operación de la empresa distribuidora pero cuya gestión y operación remota no es estable por diversas razones técnicas

De modo que sólo los contadores inteligentes del par Comuna-Empresa efectivamente integrados en el SMMC deberían ser considerados como base para el cálculo de los indicadores de eficacia definidos en el AT SMMC.

En este punto, cabe señalar que los niveles de eficacia establecidos en el AT SMMC serán evaluados para cada par Comuna-Empresa y solo serán exigidos una vez se encuentren implementados en su totalidad los SMMC. El nivel de integración de los SMMC por par Comuna-Empresa no será considerado para evaluar el cumplimiento del plan de implementación establecido en la NTD, pues dicho plan aplica para cada empresa distribuidora y no para cada uno de los pares Comuna-Empresa. Son dos aspectos a tratar de manera separada y diferenciada.

Asimismo, teniendo en cuenta que lo que se quiere medir es la eficacia en relación a la implementación de SMMC, sería recomendable aclarar algunos aspectos que forman parte de dichos indicadores de eficacia:

Gap/Observación		
<b>Título 6-1. Exigencias sobre niveles de eficacia de los SMMC</b>	<b>Artículo 6-1. Eficacia de la Medición</b>	<b>44. Propuesta de redacción:</b> <i>Cuando se habla de mediciones de consumos e inyecciones de energía activa y reactiva, se refiere a la lectura remota de dichas medidas por parte del Sistema de Gestión y Operación a través del sistema de comunicaciones del SMMC; considerándose exitosas aquellas lecturas lanzadas desde el sistema cuyas respuestas puedan ser procesadas por el Sistema de Gestión y Operación.</i>
	<b>Artículo 6-2. Eficacia del Monitoreo del Estado de Suministro</b>	<b>45. Propuesta de redacción:</b> <i>Cuando se habla de notificaciones de las desconexiones del servicio eléctrico de los Clientes y/o Usuarios mayores a 3 minutos, se refiere a notificaciones realizadas de manera remota a través del sistema de comunicaciones del SMMC.</i>
	<b>Artículo 6-3. Eficacia del Monitoreo de Calidad de Producto</b>	<b>46. Propuesta de redacción:</b> <i>Cuando se habla de mediciones de las variables eléctricas de tensión y/o corriente, se refiere a la lectura remota de dichas variables por parte del Sistema de Gestión y Operación a través del sistema de comunicaciones del SMMC; considerándose exitosas aquellas lecturas lanzadas desde el sistema cuyas respuestas puedan ser procesadas por el Sistema de Gestión y Operación.</i>
	<b>Artículo 6-4. Eficacia del Control</b>	<b>47. Propuesta de redacción:</b> <i>Cuando se habla de conexiones y desconexiones de los Clientes y/o Usuarios, se refiere a la petición de conexión/desconexión remota por parte del Sistema de Gestión y Operación a través del sistema de comunicaciones del SMMC; considerándose exitosas aquellas peticiones de conexión/desconexión lanzadas desde el sistema y finalizadas con una respuesta positiva procesada por el Sistema de Gestión y Operación.</i>
	<b>Artículo 6-5. Eficacia del Tiempo de Reposición</b>	No se incluyen observaciones al respecto.
	<b>Artículo 6-6. Eficacia de la Comunicación a los Usuarios</b>	<b>48. Propuesta de redacción:</b> <i>En el cálculo de la eficacia de la comunicación a los usuarios, se tendrán en cuenta dos aspectos: en primer lugar, la obtención de las mediciones de consumos e inyecciones aplicando el criterio descrito en el Artículo 6-1 del anexo; en segundo lugar, el tiempo asociado a su puesta a disposición de los usuarios.</i>

**Tabla 13. Exigencias sobre niveles de eficacia de los SMMC - Gaps y Observaciones**

## 3.6 Información y auditorías de los SMMC

### 3.6.1 Requisitos comunes y no comunes

La siguiente tabla señala las analogías y diferencias regulatorias en relación a los requerimientos asociados a la información y auditorías de los SMMC:

		Chile	España	Holanda	Noruega
<b>Título 7-1. Uso y Acceso a la Información generada por los SMMC</b>	<b>Artículo 7-1. Uso de la Información</b>	<p>La información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de cada Cliente y/o Usuario podrá ser utilizada por la Empresa Distribuidora para el cumplimiento de procesos de facturación y de operación del Sistema de Distribución. Asimismo, dicha información debe estar disponible de manera permanente para la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión con el objeto que realicen los procesos de fiscalización, de coordinación y regulatorios que les competen.</p> <p>Todo uso y/o difusión de la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de cada Cliente y/o Usuario para fines distintos a facturación, operación, fiscalización, coordinación, regulatorios y demás usos autorizados en la normativa vigente, debe ser autorizado de manera expresa por el Cliente y/o Usuario respectivo.</p>	<p>=</p> <p>La información relativa a la medida de clientes obtenida por la aplicación del Real Decreto 1110/2007 tiene carácter confidencial. La difusión de la información de medidas sólo puede hacerse con consentimiento expreso de los afectados. Los participantes deben recibir la información que resulte imprescindible para realizar sus funciones y pueden obtener certificaciones de dicha información de su encargado de la lectura. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 26)</p> <p>Sólo los participantes en una medida tienen derecho a acceder directamente a la lectura de los equipos de medida y comprobación de su programación, en relación con los datos que le correspondan, de acuerdo con las restricciones de acceso que se establezcan. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art.13)</p>	<p>=</p> <p>La empresa distribuidora puede procesar datos de contadores inteligentes en el contexto de la gestión metrológica. Esto incluye las siguientes actividades (<i>Gedragcode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers</i>, de 19 de mayo de 2012, art. 5.2.3.1):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Sincronización del reloj interno y el calendario.</li> <li>b) Comprobación del estado de la batería del contador.</li> <li>c) Mantenimiento del contador y actualización de firmware.</li> <li>d) Detección de fallas.</li> <li>e) Operación según la información de estado del contador.</li> <li>f) Probar el funcionamiento correcto del contador.</li> </ul>	<p>=</p> <p>Las empresas distribuidoras y los proveedores de energía tienen derecho a acceder a todos los datos necesarios para liquidar y facturar a los clientes. Esta información no puede ser cedida a otros sin el consentimiento del cliente. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §8-1a)</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
		<p>Las empresas distribuidoras deben contar con los medios necesarios para que cualquier comercializador o la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, pueda descargar y proceder al tratamiento de los datos referidos a la totalidad de los puntos de suministro conectados a las redes del distribuidor y a las redes de transporte de su zona, así como llevar a cabo una selección detallada de los puntos de suministro respecto a los cuales quiere acceder a sus datos, en función de las diferentes categorías de datos que componen las citadas bases. (RD 1435/2002, de 27 de diciembre, art.7, apdo. 2)</p> <p>En todo caso, ni las empresas comercializadoras ni la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia pueden acceder a cualquier información que directamente identifique al titular del punto de suministro. (RD 1435/2002, de 27 de diciembre, art.7, apdo. 1)</p>		
<b>Artículo 7-2. Derechos de Clientes y/o Usuarios</b>	El Cliente y/o Usuario tiene derecho de acceso, cancelación, oposición y portabilidad de la información obtenida a	 El usuario, en función de la modalidad contractual que le aplique, puede disponer	 En relación a la lectura remota por parte de la empresa distribuidora, el	 Los consumidores de energía tienen derecho sobre todos los datos

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>través de los SMMC en su Punto de Conexión. Los referidos derechos son personales, intransferibles e irrenunciables y no pueden limitarse por ningún acto o convención.</p> <p>En virtud del derecho de acceso el Cliente y/o Usuario puede acceder de manera permanente a la información histórica y actual obtenida a través de los SMMC en su Punto de Conexión. Para tales efectos, la Empresa Distribuidora respectiva podrá implementar plataformas o aplicaciones digitales a las que podrá acceder el Cliente y/o Usuario. La información histórica deberá comprender, al menos, un año contado desde la fecha de acceso a la información, siempre y cuando dicho Punto de Conexión tenga tal antigüedad. En caso contrario, la información histórica deberá completarse a medida que transcurra dicho periodo de tiempo. Por su parte, la información actual no podrá tener una antigüedad mayor a 12 horas contadas desde la fecha de acceso a la información, salvo Caso Fortuito o Fuerza Mayor. Asimismo, en virtud del derecho de acceso, el</p>	<p>de la siguiente información relevante a su consumo, entre otras (Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, anexo II, art. 3):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Consumo eléctrico total y discriminado.</li> <li>- Período tarifario en curso.</li> <li>- Potencia máxima demandada.</li> <li>- Potencia contratada.</li> <li>- Fecha y hora.</li> <li>- Información de control de cargas, en su caso.</li> </ul> <p>Con el fin de evitar poner en riesgo la privacidad de los consumidores, se excluye de la base de datos de puntos de suministro la información relativa a las curvas de cargas horarias obtenidas por parte de las empresas distribuidoras a través de los contadores inteligentes.</p> <p>La información relativa a la curva de carga horaria tiene carácter confidencial y es accesible únicamente por el comercializador con contrato vigente para el consumidor en el período temporal al que corresponde la información que contiene, salvo autorización expresa por parte del consumidor, sin coste alguno, para que puedan acceder a sus datos otros comercializadores. Para ello, el comercializador debe acreditar su capacidad</p>	<p>consumidor puede solicitar a ésta que cambie la configuración para activar o desactivar dichas lecturas remotas. En ese caso, la empresa distribuidora debe ejecutar dicha solicitud. En este punto, se debe tener en cuenta que la activación/desactivación de lecturas remotas por parte de la empresa distribuidora no es una propiedad técnica del contador, sino que es una propiedad del Sistema de Cabecera (HES). (Gedragcode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers, de 19 de mayo de 2012, art. 6.1.3)</p> <p>Respecto a la frecuencia de lecturas por parte de la empresa distribuidora, por defecto, el esquema de lectura es el siguiente (Gedragcode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers, de 19 de mayo de 2012, art. 6.1.4.1):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Una vez al año para la liquidación de la factura del proveedor de energía.</li> <li>b) Bimestral para obtener información sobre el</li> </ul>	<p>relacionados con su propio consumo de electricidad. (Reglamento [301], de 14 de diciembre de 2017, §8-1a)</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>Cliente y/o Usuario puede solicitar y obtener de la Empresa Distribuidora respectiva una copia de la información obtenida a través de los SMMC en su Punto de Conexión, con una antigüedad de hasta 2 años. La entrega de dicha información deberá ser realizada, a más tardar, dentro de 10 días hábiles contados desde la recepción de la solicitud, en un formato genérico, de fácil comprensión, y podrá ser enviada a través de medios electrónicos, en caso que el Cliente y/o Usuario respectivo señale alguno. El Cliente y/o Usuario podrá comunicar dicha información a terceros.</p> <p>En virtud del derecho de cancelación el Cliente y/o Usuario que haya autorizado a una Empresa Distribuidora el uso de la información obtenida a través de los SMMC en su Punto de Conexión para fines distintos a los señalados en el inciso primero del artículo anterior, puede solicitar la cancelación o supresión de dicha información. La Empresa Distribuidora deberán realizar las acciones tendientes a la cancelación o supresión de la información a, más tardar, dentro de 5 días</p>	<p>de representación ante el distribuidor. (RD 1074/2015, de 4 de diciembre, disposición adicional segunda)</p> <p>El encargado de recabar el consentimiento expreso del consumidor para que accedan a la información sobre los datos de curva de carga horaria otros comercializadores sin contrato en vigor con el consumidor, es el distribuidor. (RD 1074/2015, de 4 de diciembre, disposición adicional segunda)</p> <p>El consentimiento para permitir el acceso a la información sobre los datos de curva de carga horaria a otros comercializadores sin contrato en vigor debe ser renovado por el consumidor cada dos años. (RD 1074/2015, de 4 de diciembre, disposición adicional segunda)</p> <p>Los consumidores de electricidad tienen derecho de acceso a sus datos contenidos en el registro de puntos de suministro de forma gratuita y, además, pueden prohibir por escrito a los distribuidores la difusión de los datos que señalen expresamente y el</p>	<p>consumo de energía.</p> <p>c) En ocasiones especiales si es necesario para el cambio de proveedor de energía, traslado, cancelación de conexión, gestión técnica o gestión metrológica.</p> <p>Las lecturas del medidor en una frecuencia más alta que la indicada anteriormente requieren un permiso previo e inequívoco por parte del consumidor. Tal permiso puede ser revocado por el consumidor en cualquier momento. (Gedragcode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers, de 19 de mayo de 2012, art. 6.1.4.2 y 6.1.4.3)</p> <p>Asimismo, el consumidor tiene derecho a obtener información y corrección de los datos de medida. El consumidor debe contactar con la empresa distribuidora para solicitar estos derechos. La empresa distribuidora puede rechazar la solicitud de corrección, si el consumidor no ha considerado las condiciones que son relevantes para la determinación de los datos de medida. (Gedragcode Verwerking van</p>	

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>hábiles contados desde la Solicitud.</p> <p>En virtud del derecho de oposición, el Cliente y/o Usuario puede oponerse al uso de la información obtenida a través de los SMMC en su Punto de Conexión para fines distintos a los establecidos en el inciso primero del artículo anterior.</p> <p>En virtud del derecho de portabilidad, el Cliente y/o Usuario puede comunicar o transferir la información obtenida a través de los SMMC en su Punto de Conexión y entregada por la Empresa Distribuidora respectiva a terceros.</p> <p>El ejercicio de cualquiera de los derechos establecidos en el presente artículo no debe afectar los procesos de facturación y de operación del Sistema de Distribución que realice la Empresa Distribuidora ni los procesos que deban desarrollar la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión en cumplimiento de sus obligaciones, funciones o atribuciones.</p> <p>El ejercicio de cualquiera de los derechos establecidos en el presente artículo no tendrá ningún costo para el Cliente y/o Usuario.</p>	<p>acceso por los comercializadores distintos a aquel con el que se tenga contratado el suministro. En este caso la manifestación escrita del consumidor debe constar expresamente en la base de datos, correspondiendo al distribuidor custodiar una copia de dicha solicitud. (RD 1435/2002, de 27 de diciembre, art.7, apdo. 4)</p>	<p>Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers, de 19 de mayo de 2012, art. 6.2)</p>	

	Chile	España	Holanda	Noruega
<b>Artículo 7-3. Información disponible por parte de la Superintendencia</b>	<p>La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, proveyendo, al menos, los siguientes antecedentes:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Medidas de energía, potencia y factor de potencia.</li> <li>2. Informe mensual con datos de facturación diaria.</li> <li>3. Historial de consumos e inyecciones de los últimos 24 meses consecutivos.</li> <li>4. Límites de inviernos.</li> <li>5. Perfiles de carga y generación.</li> <li>6. Alertas de sobreconsumo y de inicio y términos de horario de punta, según corresponda.</li> <li>7. Informe de historial de Interrupciones de Suministro de los últimos 12 meses consecutivos que dé cuenta de, al menos, TIC, FIC y los tiempos de reposición del suministro en Estado Normal y en Estado Anormal asociados al Cliente y/o Usuario respectivo. Con todo, el sistema debe permitir el acceso a los datos y a la información por parte de la Superintendencia, la Comisión y el Coordinador.</li> </ol>	<p> En el ejercicio de sus respectivas competencias o funciones, pueden acceder a la información de medidas contenida en el concentrador principal y en los secundarios, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, las comunidades autónomas y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 26)</p>	<p> No se ha encontrado en la regulación holandesa mención explícita sobre la información disponible por parte del organismo fiscalizador del Estado.</p>	<p> No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita sobre la información disponible por parte del organismo fiscalizador del Estado.</p>

		Chile	España	Holanda	Noruega
<b>Título 7-2. Auditoría de los SMMC</b>	<b>Artículo 7-4. Auditorías Generales</b>	<p>Las Empresas Distribuidoras deben realizar auditorías para verificar que los SMMC que implementan cumplen con las exigencias establecidas en el Anexo Técnico.</p> <p>Las auditorías deben ser realizadas con una periodicidad de, al menos, 2 años, por auditores externos que cumplan las normas éticas básicas de auditoría. Adicionalmente, el auditor seleccionado por la Empresa Distribuidora debe presentar una declaración jurada a la Superintendencia, indicando que no presenta conflictos de interés ni relaciones de propiedad con la Empresa Distribuidora.</p> <p>El auditor debe elaborar un informe final de la auditoría realizada, este debe ser presentado a la Superintendencia por la Empresa Distribuidora por su revisión y aprobación. Las auditorías podrán ser rechazadas por motivos fundados. En esos casos, la Empresa Distribuidora deberá presentar una nueva auditoría en un plazo no superior a 30 días hábiles desde la notificación del rechazo.</p> <p>Una auditoría puede ser aprobada aun cuando se</p>	<p> No se ha encontrado en la regulación española mención explícita sobre la realización de auditorías al sistema de telegestión español.</p> <p>Se hace referencia a que la Administración Pública competente puede realizar auditorías del reloj del sistema. (Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre, anexo I, art. C)</p> <p>Para el resto de equipos de medida, contadores y en su caso dispositivos complementarios (incluidos transformadores y registradores) para los que no se haya establecido reglamentación metrológica específica, la autorización del modelo para su uso e instalación en la red, la efectuará la administración competente en base a la siguiente documentación (RD 1110/2007, de 24 de agosto, art. 8, apdo. 2):</p> <p>a) Solicitud de autorización del modelo para su uso e instalación en la red, dirigida a la Administración competente, indicando expresamente todos los</p>	<p> No se ha encontrado en la regulación holandesa mención explícita sobre la realización de auditorías al sistema AMI holandés.</p> <p>Únicamente se hace referencia a que cada empresa distribuidora es responsable de establecer un plan de auditoría para comprobar si cumple con la ejecución del Código de Conducta para el Tratamiento de Datos Personales por Operadores de Red en el contexto de la Instalación y Gestión de Contadores Inteligentes para Pequeños Consumidores. La organización coordinadora de las empresas distribuidoras holandesas puede, después de consultar a sus miembros, proponer puntos de enfoque específicos para la auditoría. (Gedragscode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers, de 19 de mayo de 2012, art. 7.4)</p>	<p> No se ha encontrado en la regulación noruega mención explícita sobre el requerimiento de realización de auditorías al sistema AMS noruego.</p> <p>En la práctica, existen directivas que se aplican en términos generales. En cualquier caso, las empresas de distribución son responsables de implementar sistemas de control y auditar sus propios sistemas. (Reglamento [1753], de 25 de junio de 2018, §55).</p>

	Chile	España	Holanda	Noruega
	<p>detecten incumplimientos puntuales a las exigencias asociadas a los SMMC, en cuyo caso la Empresa Distribuidora debe presentar un plan de trabajo para su adecuación, independientemente de la aplicación de las sanciones correspondientes por parte de la Superintendencia.</p>	<p>diferentes tipos o variantes que comprende el modelo.  b) Memoria técnica descriptiva del modelo y sus diferentes tipos. Se deberán presentar dos ejemplares, original y copia, firmado por un ingeniero y visado por el colegio correspondiente.  c) Declaración de conformidad del fabricante o importador, especialmente respecto del registrador, con la funcionalidad y demás requisitos y condiciones exigibles, conforme al presente reglamento y demás condiciones de seguridad, compatibilidad electromagnética y otras normas de aplicación.  d) Certificado de ensayo expedido por un laboratorio oficialmente autorizado, de conformidad del aparato o dispositivo con la norma UNE o internacional que en cada caso se establece y sus modificaciones en vigor, o norma que la haya sustituido.  e) Certificado de validación del protocolo del registrador y de la disponibilidad de las funciones requeridas en su caso, expedido por el operador del sistema, en tanto no exista norma específica o no se hayan establecido los requisitos de ensayo de conformidad</p>		
<b>Artículo 7-5. Auditorías Específicas</b>	<p>La Superintendencia puede instruir la realización de auditorías para verificar su cumplimiento si tiene antecedentes de posibles incumplimientos de los SMMC a las exigencias establecidas en el Anexo Técnico.  Dichas auditorías pueden ser realizadas por auditores externos o por la Superintendencia, a decisión de esta última. Si la auditoría se lleva a cabo por auditores externos, deben observar lo dispuesto en el artículo 7-4 del Anexo Técnico. Si la Superintendencia lleva a cabo la auditoría, debe elaborar el informe final de la auditoría.</p>			

	Chile	España	Holanda	Noruega
		<p>exigibles al registrador.</p> <p>f) Documentación y requisitos exigibles de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 1580/2006, de 22 de diciembre, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos y, de conformidad con el régimen transitorio establecido en el anterior, en el Real Decreto 444/1994, de 11 de marzo, por el que se establecen los procedimientos de evaluación de la conformidad y los requisitos de protección relativos a compatibilidad electromagnética de los equipos, sistemas e instalaciones.</p> <p>En el caso de no existir norma UNE o internacional de aplicación, la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria Turismo y Comercio establecerá las condiciones y requisitos de ensayo de conformidad exigibles para su autorización.</p> <p>Adicionalmente, se exige la comprobación de elementos de medida (y componentes que lo conforman) de acuerdo a la normativa</p>		



		Chile	España	Holanda	Noruega
			aplicable. En el uso de sus atribuciones, el operador del sistema podrá verificar todas las instalaciones del sistema de medidas de conformidad con el presente reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias. (RD 1110/2007, art. 4)		

**Tabla 14. Información y auditorías de los SMMC – Requisitos comunes y no comunes**

### 3.6.2 Gaps y observaciones

La siguiente tabla recoge los *gaps* y observaciones, así como la propuesta de redacción correspondiente, generados a partir del análisis comparativo previamente realizado en relación a los requerimientos asociados a la información y auditorías de los SMMC:

Gap/Observación		
<b>Título 7-1. Uso y Acceso a la Información generada por los SMMC</b>	<b>Artículo 7-1. Uso de la Información</b>	<p><b>49.</b> Para garantizar un acceso a la información generada por los SMMC que posibilite el correcto aprovechamiento de los datos en el mercado eléctrico actual, así como el desarrollo de nuevos servicios, es recomendable establecer de manera normativa la figura de un operador de datos que garantice la igualdad de acceso a todos los agentes. Enlazando con el punto 4 incluido en la Tabla 7 del presente informe, en caso de incluir en la definición de la arquitectura de SMMC la presencia de un Data hub nacional centralizado o similar para el intercambio de datos de medición inteligente, dicho operador de datos sería el encargado de su gestión.</p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <i>Aunque fuera del alcance actual del AT SMMC, teniendo en cuenta la posible implementación a futuro de un data hub nacional centralizado o similar, podrá ser necesaria la definición de un Operador de datos que garantice la igualdad de acceso a todos los agentes autorizados.</i></p>
	<b>Artículo 7-2. Derechos de Clientes y/o Usuarios</b>	<p><b>50.</b> De manera análoga al Artículo 7-3 del AT SMMC, en el Artículo 7-2 podría establecerse la información mínima accesible por parte del Cliente y/o Usuario.</p> <p>Como ejemplo, para el caso español, en el apartado 3 del anexo II de la Orden ITC/3022/2007, se dispone que el usuario, en función de la modalidad contractual que le aplique, puede disponer de la siguiente información relevante a su consumo, entre otras:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Consumo eléctrico total y discriminado.</li> <li>- Período tarifario en curso.</li> <li>- Potencia máxima demandada.</li> <li>- Potencia contratada.</li> <li>- Fecha y hora.</li> <li>- Información de control de cargas, en su caso.</li> </ul> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  El Cliente y/o Usuario podrá disponer de la siguiente información relevante a su consumo, entre otras:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Consumo eléctrico total y discriminado.</li> <li>- Período tarifario en curso.</li> <li>- Potencia máxima demandada.</li> <li>- Potencia contratada.</li> <li>- Fecha y hora.</li> <li>- Información de control de cargas, en su caso.</li> </ul>
	<b>Artículo 7-3. Información disponible por parte de la Superintendencia</b>	<p>No se incluyen observaciones al respecto.</p>
<b>Título 7-2. Auditoría de los SMMC</b>	<b>Artículo 7-4. Auditorías Generales</b>	<p><b>51.</b> Para el caso particular de verificación del cumplimiento de las exigencias eléctricas, mecánicas y metrológicas para las unidades de medida, siguiendo el ejemplo regulatorio noruego, se podría incluir el requerimiento de acreditación de acuerdo con la norma ISO/IEC 17025 por parte de los laboratorios que lleven a cabo dicha inspección.<sup>23</sup></p> <p><b>Propuesta de redacción:</b>  <i>La Superintendencia podrá exigir requerimientos de acreditación a los laboratorios que lleven a cabo la inspección y verificación de las exigencias</i></p>

<sup>23</sup> De acuerdo al marco regulatorio chileno, la certificación de equipos es potestad de la Superintendencia, por lo que se encuentra fuera del alcance del AT SMMC.

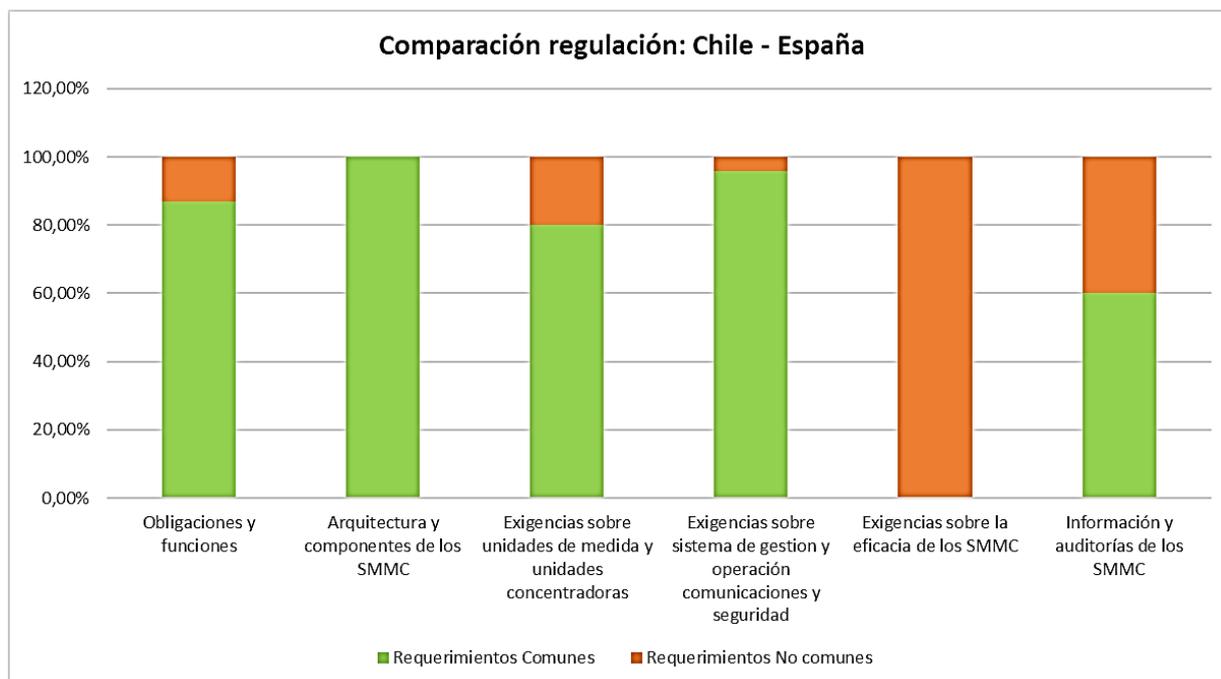


		<i>eléctricas, mecánicas y metrológicas para las unidades de medida.</i>
	<b>Artículo 7-5. Auditorías Específicas</b>	No se incluyen observaciones al respecto.

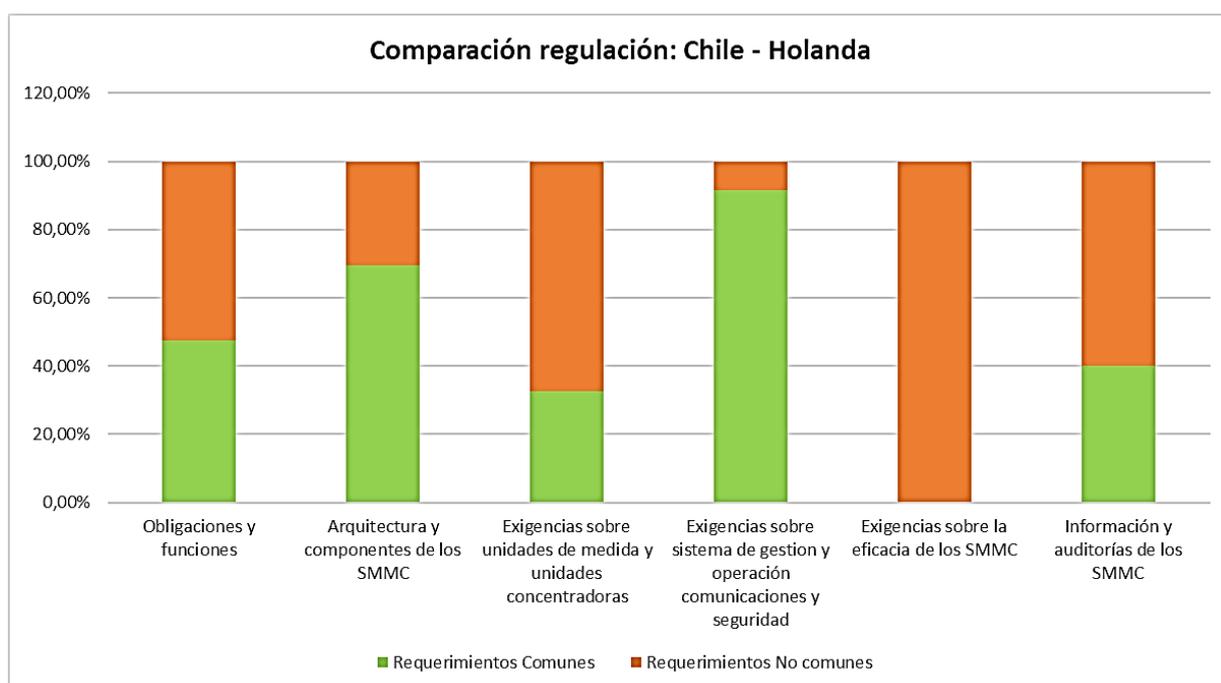
**Tabla 15. Información y auditorías de los SMMC – Gaps y observaciones**

## 4 CONSIDERACIONES GENERALES Y CONCLUSIONES

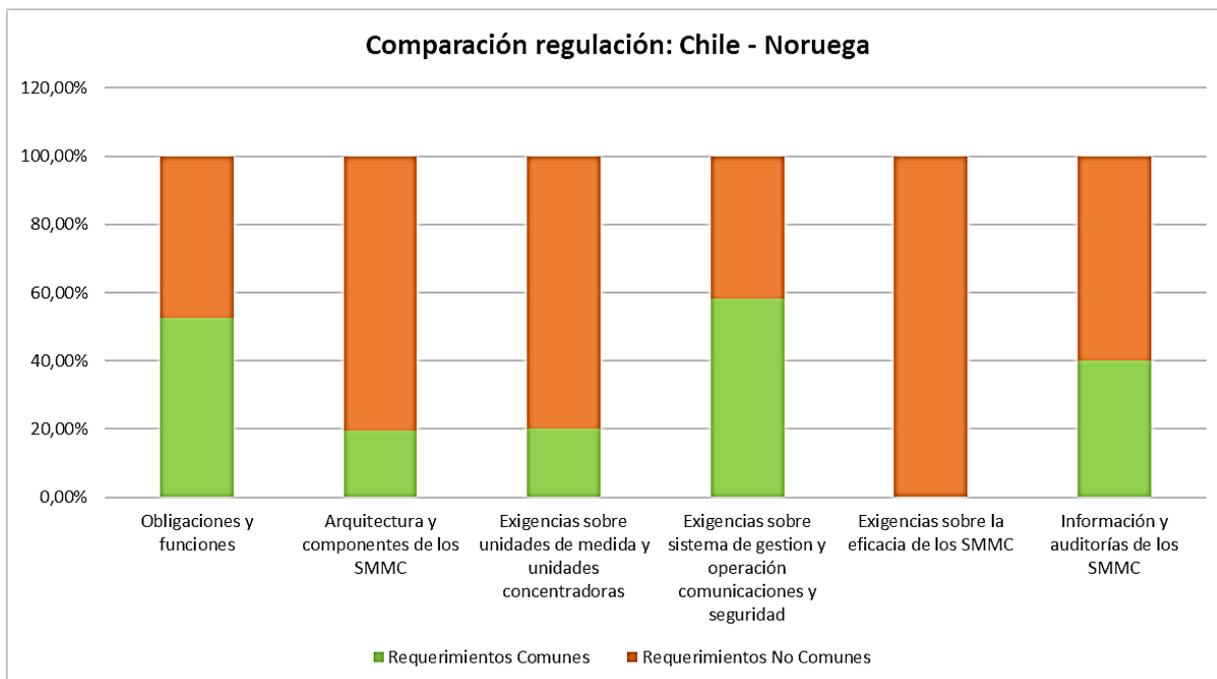
El presente análisis técnico-regulatorio revela que el AT SMMC incluye un nivel de detalle técnico en los requerimientos regulatorios establecidos que va más allá del alcance recogido en cualquiera de las regulaciones de los países bajo análisis: España, Holanda y Noruega. No obstante, de entre estos países, la regulación española es la que presenta un mayor número de analogías; siendo la regulación noruega la más desigual.



**Figura 6. Comparación regulatoria Chile - España**



**Figura 7. Comparación regulatoria Chile - Holanda**



**Figura 8. Comparación regulatoria Chile - Noruega**

La razón de esta divergencia radica en el enfoque que se ha dado al despliegue de sistemas de medición inteligentes en Noruega. El mercado noruego ha pasado por una preparación exhaustiva antes de que entrara en vigor el Reglamento 301 para AMS; sucediéndose varias rondas de consulta y evaluaciones en los últimos 20 años. La última ronda de consultas indica que, a pesar de los exhaustivos preparativos normativos, siempre hay detalles y temas que posiblemente no se “cierren” adecuadamente antes de que sean afrontados en la práctica.

En este punto, tal y como se menciona en el apartado 1.2 del presente informe, debe tenerse en cuenta que la clasificación de requisitos comunes y no comunes se ha realizado desde un punto de vista conceptual, identificando las materias abordadas en el AT SMMC y comparándolas con las planteadas en los otros tres marcos regulatorios bajo análisis. Esto significa que un requerimiento común, no implica de manera necesaria que el contenido del mismo sea coincidente al comparado, sino que se han detectado analogías conceptuales entre ambos.

Cabe señalar que, incluir de manera explícita demasiados detalles técnicos a nivel regulatorio desde el primer momento, puede ocasionar situaciones indeseadas; donde el resultado es un escenario en el que las empresas distribuidoras encuentran la forma más económica de cumplir exactamente lo que se exige sin tener en cuenta el estado de la tecnología, su evolución y las opiniones e intereses de los participantes en el despliegue de sistemas de medición inteligentes. El resultado es la implementación de soluciones que no son capaces de respaldar los cambios en el mercado de la energía y, por consiguiente, la necesidad de redefinir las bases regulatorias establecidas.

En relación a la arquitectura conceptual de los sistemas de medición inteligentes, tomando como referencia los países escandinavos (Noruega, Finlandia, Dinamarca, Suecia), la tendencia es incluir un Data hub nacional centralizado que permita el acceso a los datos generados por dichos sistemas por parte de agentes involucrados en el mercado de la energía. El objetivo es asegurar un acceso estandarizado a todas las partes autorizadas (designadas Partes Interesadas en el AT SMMC) aumentando la eficiencia en la comunicación. Los clientes pueden tener así control total de sus datos, a los que pueden acceder por ejemplo a través de una herramienta en línea y, por lo tanto, gestionar el



acceso de terceros a los mismos. Asimismo, para garantizar un acceso a la información generada por los sistemas de medición inteligentes que posibilite el correcto aprovechamiento de los datos en el mercado eléctrico actual, así como el desarrollo de nuevos servicios, es necesario establecer de manera normativa la figura de un operador de datos que garantice la igualdad de acceso a todos los agentes.

Otro aspecto importante a tener en cuenta, es la diferenciación entre sistemas telegestionados y sistemas teledidos. Podríamos identificar los primeros como sistemas AMI (*Advanced Metering Infrastructure*; en español, Infraestructura de Medición Avanzada) y los segundos como sistemas AMR (*Automatic Meter Reading*; en español, Lectura de Medida Automática). De manera simplificada, se puede decir que los sistemas AMR permiten la recopilación de información de manera automática en un único sentido, mientras que los sistemas AMI permiten una comunicación bidireccional con puntos finales de medida, incluyendo funcionalidades que van más allá de la medición con fines de facturación; funcionalidades tales como gestión de la energía, control de la potencia demandada y contratada y gestión de la conexión/desconexión de suministros y mecanismos antifraude avanzados.

El despliegue de sistemas AMR tuvo lugar mayoritariamente a principios de la década de 1990, cuyos cimientos evolucionaron para dar lugar a los nuevos sistemas AMI, que empezaron a surgir aproximadamente una década más tarde.

De modo que, en España se ha implantado un sistema de telemedida (AMR) que permite la lectura remota de los contadores de tipo 1 y 2, así como los de tipo 3 que no corresponden a fronteras de cliente; mientras que el sistema de telegestión (AMI) está siendo desplegado para los equipos de medida de tipo 5 y opcionalmente tipo 4 <sup>24</sup>. En Holanda, la implementación de sistemas AMI se está llevando a cabo sólo para usuarios residenciales, y en Noruega, únicamente para contadores en la red de baja tensión hasta 1000V. En relación a este punto, en la última consulta realizada en la primavera de 2018 sobre el Reglamento 301, se ha sugerido no diferenciar entre los diferentes puntos de medición y la funcionalidad correspondiente.

De los tres países bajo estudio, Holanda es el único país que ha prescindido de uso de unidades concentradoras, ya que se ha escogido el uso de redes móviles (GPRS/LTE o CDMA) para la comunicación entre el Sistema Central (CTS) y los contadores. En España, algunas soluciones incluyen el uso de concentradores de datos para la implementación de sistemas de telegestión, y en Noruega, todas las empresas de distribución implementan el uso de concentradores. En este punto, debe mencionarse que existe un desafío para conocer o comprender la capacidad de comunicación real a puntos de medida individuales cuando existen concentradores, especialmente cuando se requieren actualizaciones de firmware masivas en remoto para los nodos de medida instalados en campo.

En relación a la seguridad en sistemas de medición inteligentes, tanto de la información como de las personas, existen dos aspectos que merecen especial atención:

- Con la introducción de sistemas de comunicación en infraestructuras críticas que prestan servicios esenciales a la sociedad, como es el caso de las redes eléctricas, se ha hecho imprescindible la adopción de mecanismos y procedimientos de seguridad para evitar el acceso o uso indebido de datos personales e información sensible. En ese sentido, es fundamental trabajar en la protección de los sistemas de medición inteligentes frente ataques tanto físicos como cibernéticos. Establecer las bases a nivel regulatorio, es el primer paso para ello. No obstante, la seguridad en esta área está en continua evolución, por lo que es necesario revisar

---

<sup>24</sup> Ver sección 2.1.1 del presente informe para conocer las características que definen los distintos tipos de punto de medida en España.



de manera periódica las evoluciones tecnológicas y las nuevas medidas de seguridad que puedan aparecer en el mercado, las cuales van de la mano con la aparición de cada nueva amenaza.

- Los requisitos para las unidades de medida en relación a la compatibilidad electromagnética (EMC) es otro tema sensible a tener en cuenta en el despliegue de sistemas de medición inteligentes. Existen ejemplos, como es el caso noruego, en el que algunos clientes han afirmado ser sensibles a la radiación. A pesar de que los efectos de la radiación han sido rechazados por las autoridades desde una perspectiva de salud, el 0.23% ha sido liberado de la instalación de contadores AMS debido a ello. Este es un tema de discusión en casi todos los países en los que está teniendo lugar la implementación de sistemas de medición inteligentes.

La regulación de cada país en relación al despliegue de sistemas de medición inteligentes depende en gran medida de la forma en la cual está estructurado su mercado energético (p. ej. presencia o no de la figura del comercializador, número de empresas distribuidoras, etc.) y del enfoque y finalidad del despliegue de los mismos. Es por ello que, a la hora de definir el marco regulatorio que establezca las normas en relación al despliegue de sistemas de medición inteligentes en un país, es fundamental prever las necesidades actuales y futuras, establecer un contexto adecuado, y contar con la participación de las partes interesadas, sin perder de vista nunca la seguridad y su impacto en la sociedad.

## 5 REFERENCIAS

- /1/ **Ministerio español de Economía.** REAL DECRETO 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.
- /2/ **Ministerio español de Industria, Turismo y Comercio.** REAL DECRETO 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida.
- /3/ **Ministerio español de Industria, Turismo y Comercio.** REAL DECRETO 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- /4/ **Ministerio español de Industria, Turismo y Comercio.** ORDEN ITC/3022/2007, de 10 de octubre, por la que se regula el control metrológico del Estado sobre los contadores de energía eléctrica, estáticos combinados, activa, clases a, b y c y reactiva, clases 2 y 3, a instalar en suministros de energía eléctrica hasta una potencia de 15 kW de activa que incorporan dispositivos de discriminación horaria y telegestión, en las fases de evaluación de la conformidad, verificación después de reparación o modificación y de verificación periódica.
- /5/ **Ministerio español de Industria, Turismo y Comercio.** ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.
- /6/ **Ministerio español de Industria, Energía y Turismo.** ORDEN IET/290/2012, de 16 de febrero, por la que se modifica la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 en lo relativo al plan de sustitución de contadores.
- /7/ **Ministerio español de Industria, Energía y Turismo.** Resolución de 2 de junio de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para el tratamiento de los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 a efectos de facturación y de liquidación de la energía.
- P.O. 10.4 «Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones».
  - P.O. 10.5 «Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas».
  - P.O. 10.6 «Agregaciones de puntos de medida».
  - P.O. 10.11 «Tratamiento e intercambio de información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes».
  - P.O. 10.12 «Procedimiento para la comprobación, validación y cálculo del mejor valor de energía de los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión».
  - P.O. 10.13 «Procedimiento por el que los distribuidores intercambian información con los comercializadores de energía eléctrica, y ponen a disposición de los comercializadores y los consumidores los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión».
- /8/ **Ministerio español** de Industria, Energía y Turismo. REAL DECRETO 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.

- /9/ **Ministerio holandés de Asuntos Económicos y Ministerio de Justicia.** *Elektriciteitswet* 1998, por su nombre en neerlandés. En español, Ley de Electricidad de 1998. Publicada el 2 de julio de 1998. Última actualización el 19 de abril de 2018.
- /10/ **NEN - Nederlands Normalisatie-instituut.** NTA 8130 – *Nederlandse Technische Afspraak 8130, Basisfuncties voor de meetinrichting voor elektriciteit, gas en thermische energie voor kleinverbruikers*, por su nombre en neerlandés. En español, Acuerdo Técnico Holandés 8130, Funciones básicas para el dispositivo de medida de electricidad, gas y energía térmica para pequeños consumidores. Publicado el 27 de abril de 2007.
- /11/ **EL & I – Ministerio holandés de Asuntos Económicos, Agricultura e Innovación.** AMvB - *Algemene maatregel van Bestuur "Besluit op afstand uitleesbare meet- inrichtingen"*, por su nombre en neerlandés. En español, Orden Ejecutiva "Decreto sobre dispositivos de medición de lectura remota". Decreto publicado el 27 de octubre de 2011. Última actualización el 19 de noviembre de 2014.
- /12/ **Netbeheer Nederland.** DSMR 4.2.2 Final Main - *Dutch Smart Meter Requirements v4.2.2 Final Main*. En español, Requisitos del contador inteligente holandés. Versión publicada el 14 de marzo de 2014.
- /13/ **ACM - Autoriteit Consument & Markt.** *Meetcode elektriciteit*, por su nombre en neerlandés. En español, Código de Medida de Electricidad. Publicado el 21 de abril de 2016. Última actualización el 13 de julio de 2017.
- /14/ **Netbeheer Nederland.** *Gedragscode Verwerking van Persoonsgegevens door Netbeheerders in het kader van Installatie en Beheer van Slimme Meters bij Kleinverbruikers*, por su nombre en neerlandés. Código de Conducta para el Tratamiento de Datos Personales por Operadores de Red en el contexto de la Instalación y Gestión de Contadores Inteligentes para Pequeños Consumidores. Publicado el 19 de mayo de 2012.
- /15/ **Ministerio holandés de Economía y Ministerio holandés de Justicia.** *Metrologiewet*, por su nombre en neerlandés. En español, Ley de metrología - contiene normas relativas a las unidades de medida y la comercialización y el uso de instrumentos de medida. Ley publicada el 2 de noviembre de 2006. Última actualización el 7 de diciembre de 2015.
- /16/ **NVE - Norges vassdrags- og energidirektorat.** Reglamento [301] – *Forskrift om måling, avregning, fakturering av nettjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv.*, por su nombre en noruego. En español, Regulaciones sobre medición, liquidación, facturación de servicios de red y energía eléctrica, neutralidad de la compañía de red, etc. Primera publicación el 11 de marzo de 1999. El documento ha sufrido 42 cambios y 2 correcciones. Última actualización el 14 de diciembre de 2017.
- /17/ **Justervesenet.** Reglamento [1753] – *Forskrift om krav til elektrisitetmålere*, por su nombre en noruego. En español, Regulaciones sobre requisitos para contadores de electricidad. Primera publicación el 28 de diciembre de 2007. El documento ha sufrido 5 modificaciones y 3 correcciones. Última actualización el 25 de junio de 2018.
- /18/ **NVE - Norges vassdrags- og energidirektorat.** Reglamento [1157] – *Forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen (beredskapsforskriften)*, por su nombre en noruego. En español, Reglamento sobre Seguridad Precautoria y Preparación para Emergencias en el Suministro de Energía (Regulaciones de Emergencia). Primera publicación el

- 7 de diciembre de 2012. El documento ha sufrido 3 correcciones. Última actualización el 16 de mayo de 2014.
- /19/ **Statnett**. Requerimientos Elhub – *Markedsprosesser og spesifikasjoner*, por su nombre en noruego. En español, Procesos de mercado y especificaciones. Primera publicación el 1 de octubre de 2013. El documento ha sufrido 15 modificaciones. Última actualización el 23 de febrero de 2017.
- /20/ **Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap**. Reglamento [1598] - *Forskrift om elektrisk utstyr*, por su nombre en noruego. En español, Reglamento sobre equipos eléctricos. Reglamento de 10 de octubre de 2017.
- /21/ **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)**. *Litado de comercializadoras de electricidad y Listado de Distribuidores de Energía Eléctrica: teléfonos para incidencias y direcciones web para consulta de los datos de consumo*. <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-electrico#listados>, página accedida el 16 de julio de 2018.
- /22/ **Netbeheer Nederland**. *Hoofdstuk 1: Kerngegevens energienetten*. <https://energiecijfers.info/hoofdstuk-1/>, página accedida el 23 de julio de 2018.
- /23/ **Netbeheer Nederland**. *Hoofdstuk 6: Cijfers over meetinstallaties*. <https://energiecijfers.info/hoofdstuk-6-cijfers-meetinstallaties/>, página accedida el 23 de julio de 2018.
- /24/ **Enexis**. *Enexis keert ten halve in klantbelang en kiest mobiele communicatie slimme meter*. <https://energeia.nl/nieuws/40051093/enexis-keert-ten-halve-in-klantbelang-en-kiest-mobiele-communicatie-slimme-meter>, página accedida el 6 de agosto de 2018.
- /25/ **Ediel**. *Message handbook for Ediel Functional Description*. 24 de octubre de 2002.
- /26/ **NVE**. AMS. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/ams/>, página accedida el 1 de agosto de 2018.

## ANEXO A

### Revisión de definiciones de conceptos incluidos en el AT SMMC

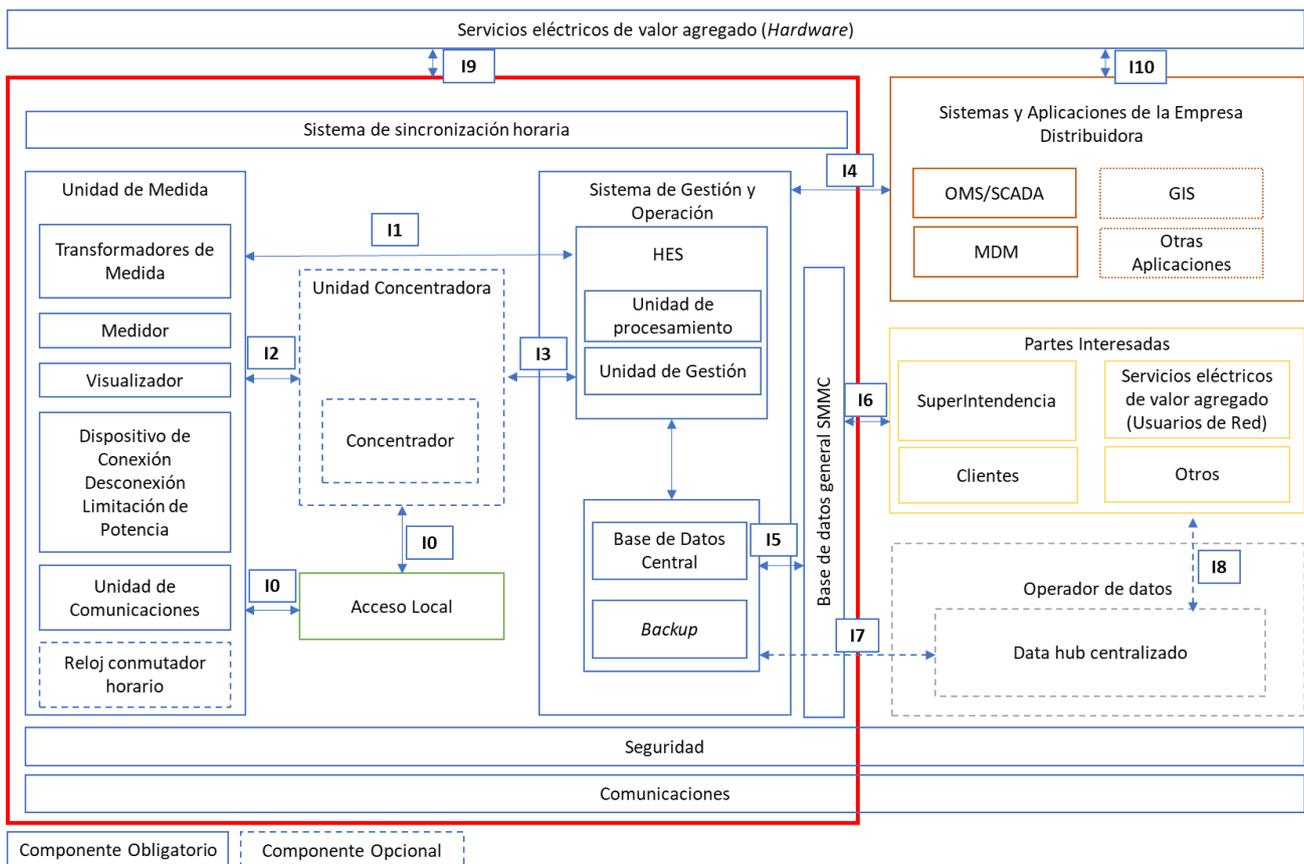
Se propone incluir en el AT SMMC, Título 1-2, Artículo 1-5, la definición de ciertos conceptos relevantes que son mencionados o tratados a lo largo del cuerpo del mismo; tales como:

- **Alarmas:** notificaciones de alta prioridad activadas como consecuencia de un determinado evento o estado crítico, bien en el SMMC en su conjunto o en componentes particulares del mismo.
- **Confidencialidad (de la información):** garantía de que la información transferida o almacenada por el SMMC es accesible únicamente por el personal autorizado.
- **Eventos:** registro de acciones o sucesos que tienen lugar en el SMMC en su conjunto o en componentes particulares del mismo. Pueden generarse de manera espontánea o como resultado de la acción de un usuario o del propio sistema.
- **Integridad (de la información):** propiedad cuyo objetivo es mantener los datos del SMMC libres de manipulaciones y alteraciones no autorizadas, tanto intencionadas como accidentales.
- **Interfaz (de comunicación):** conexión, física o lógica, que permite la comunicación entre dispositivos o sistemas interdependientes.
- **Perfiles de carga y generación:** valores de energía eléctrica, demandada y producida respectivamente, en un intervalo determinado de tiempo; por ejemplo: diario, semanal, mensual o anual.
- **Trazabilidad (de la información):** conjunto de procedimientos que permiten conocer el histórico, la ubicación o la trayectoria de un paquete de información o conjunto de datos a lo largo del sistema SMMC.

## ANEXO B

### Propuesta de arquitectura conceptual de SMMC

Como resultado de las observaciones recibidas por parte de la CNE aportando información adicional en relación a la arquitectura conceptual de los SMMC, incluida en la versión del AT SMMC proporcionada por la CNE originalmente, DNV GL anexa la siguiente propuesta de arquitectura. Ésta incorpora aquellos elementos que se desprenden del análisis realizado en el presente informe, así como otros conceptos adicionales que complementan posibles necesidades funcionales futuras identificadas por la CNE.



**Figura 9. Propuesta de arquitectura conceptual de SMMC**

Tomando como base la arquitectura propuesta, los SMMC, además de estar constituidos por las unidades de medida, las unidades concentradoras (opcionalmente, si la tecnología implementada lo requiere), el sistema de gestión y operación y los módulos de comunicaciones y seguridad, incorporarán un sistema de sincronización horaria y una base de datos general SMMC.

Tal y como se menciona en el cuerpo del análisis del presente informe, el sistema de sincronización horaria debe ser un requerimiento funcional que permita garantizar la configuración horaria de los componentes del SMMC al patrón nacional de tiempo, esto es UTC-3. Se propone establecer un sistema con estructura jerarquizada de sincronización, desde el sistema de gestión y operación hacia las unidades de medida, pasando por las unidades concentradoras en caso de su implementación, mediante órdenes de supervisión y puesta en hora. Serán admisibles otros sistemas de sincronización, siempre que se garantice un nivel de sincronismo equivalente, según la normativa que le sea de aplicación.



La base de datos general SMMC hará las funciones de servidor de datos, para que la empresa distribuidora pueda cargar solo la información necesaria generada por el SMMC en el formato requerido para el posterior intercambio con las posibles partes interesadas: Superintendencia, clientes, usuarios de red u otros.

De manera adicional, se ha incorporado como elemento opcional de la Unidad de Medida, un reloj conmutador horario. Preferiblemente, la unidad de medida deberá contar con un reloj conmutador horario que posibilite funcionalidades tales como la discriminación horaria (registro de consumos en distintos periodos de tiempo en función de la fecha y hora del consumo), los cierres de facturación, así como las marcas de tiempo utilizadas en las curvas de carga o registro de eventos, entre otros.

Otro cambio menor, es el reemplazo del módulo "Base de Datos Espejo", incluido en la arquitectura original del AT SMMC, por el de "Backup". Éste último será una copia de seguridad de la Base de Datos Central. Aclarar que, en cualquier caso, con la arquitectura propuesta, nunca existirá acceso directo por parte de ningún organismo externo a ninguna de las bases de datos del sistema de gestión y operación. El acceso a la información por parte de las partes interesadas autorizadas para ello se realizará a través de la base de datos general SMMC.

Cabe señalar en este punto que, el uso de una base de datos general SMMC se establece como una solución temporal, con vistas a que, fuera del alcance actual del AT SMMC, en un futuro, pueda incorporarse la implementación de un data hub nacional centralizado o similar gestionado por un Operador de datos que garantice la igualdad de acceso a todos los agentes autorizados. En este caso, el elemento data hub sustituiría las funciones asociadas a la base de datos general SMMC.

Fuera del módulo global SMMC (recuadro en color rojo), se han incorporado la definición de dos nuevos módulos: servicios eléctricos de valor agregado (*Hardware*) y servicios eléctricos de valor agregado (Usuarios de Red).

Los servicios eléctricos de valor agregado son aquellos servicios que pueden ser ofrecidos a los clientes y/o usuarios finales como complemento del suministro de electricidad. Se trata por tanto de servicios o productos energéticos adaptados a las necesidades de los clientes/usuarios demandantes con la finalidad de aprovechar los beneficios derivados de la generación distribuida, el almacenamiento de energía, el vehículo eléctrico, la gestión inteligente del consumo energético, entre otros. Dentro del concepto de servicios eléctricos de valor agregado, se han diferenciado dos partes integrantes, una relacionada con el hardware y otra relacionada con los usuarios de red. Los usuarios de red engloban tanto a los clientes/usuarios de servicios eléctricos de valor agregado como a los ofertantes de los mismos. Es por ello que se han incorporado al módulo de Partes Interesadas. La parte relacionada con el hardware, hace alusión a aquellos posibles casos en los que la solución implementada, para ofrecer servicios eléctricos de valor agregado, requiera de un acceso y/o acción directa desde/sobre el SMMC así como otros sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora. De manera adicional, el módulo de servicios eléctricos de valor agregado (*Hardware*) incluye la posibilidad funcional de que el SMMC sea capaz de comunicar con otros dispositivos de medida (por ejemplo, consumos de gas o agua) mediante interfaces que comuniquen bien a través de la unidad de medida general con otros módulos de medida externos o a través de otros medios y dispositivos del SMMC directamente con el sistema de gestión y operación.

Otro de los cambios propuestos en la definición de la arquitectura conceptual de los SMMC, es la extensión de los módulos de seguridad y comunicaciones más allá del SMMC. Las exigencias en relación a las comunicaciones, debe abarcar y garantizar la transferencia de información de extremo a extremo, contemplando un escenario lo más amplio posible. Del mismo modo, las exigencias de seguridad no deben estar únicamente referidas a la seguridad de la información y del acceso al SMMC, sino que debe abarcar la totalidad de las comunicaciones extremo a extremo, incluyendo a aquellas partes interesadas



con acceso autorizado. Para estas últimas, podrían ser aplicables códigos de buenas prácticas en relación a la seguridad en relación al uso y acceso de la información disponible.

Por último, se han definido y nombrado las distintas interfaces de comunicación, todas ellas bidireccionales, con permisos únicamente de lectura, o de lectura y escritura, según el caso:

- La interfaz I0 permite la comunicación local con la unidad de medida y, en caso de existir, con la unidad concentradora. Los permisos podrán ser únicamente de lectura, o de lectura y escritura dependiendo de la autorización con la que cuente el personal habilitado para ello.
- Las interfaces I1, I2 e I3 permiten la comunicación entre: la unidad de medida y el sistema de gestión y operación, entre la unidad de medida y la unidad concentradora, y entre la unidad concentradora y el sistema de gestión y operación respectivamente. Todas ellas con permisos de lectura y escritura en ambos sentidos, según corresponda.
- La interfaz I4 permite la comunicación entre el sistema de gestión y operación con otros sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora, con permisos de lectura y escritura en ambos sentidos, según corresponda.
- La interfaz I5 posibilita que la empresa distribuidora pueda guardar la información requerida en la base de datos general SMMC, y pueda acceder a ella con la finalidad de garantizar la integridad de la misma.
- La interfaz I6 permite el acceso de las partes interesadas autorizadas a la información de la base de datos general SMMC. Contarán con permisos sólo de lectura, y la obtención de información podrá ser automática (programada y periódica) o bajo petición, según se defina.
- Las interfaces I7 e I8, harán las veces de I5 e I6 respectivamente en caso de incorporar las figuras de Operador de datos y data hub centralizado. I5 e I6 serían entonces suprimidas junto con la base de datos general SMMC.
- Las interfaces I9 e I10 posibilitan la comunicación entre los servicios eléctricos de valor agregado (*Hardware*) y el SMMC, y los sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora respectivamente. Los permisos podrán ser únicamente de lectura, o de lectura y escritura, según corresponda.



## **Acerca de DNV GL**

Impulsados por nuestro propósito de salvaguardar la vida, la propiedad y el medio ambiente, DNV GL permite a las organizaciones avanzar en la seguridad y sostenibilidad de su negocio. Proporcionamos clasificación y garantía técnica junto con el software y el asesoramiento de expertos independientes para la industria energética, marítima, petróleo y gas. También ofrecemos servicios de certificación a nuestros clientes a lo largo de una amplia gama de industrias. Operamos en más de 100 países, nuestros profesionales están dedicados a ayudar a nuestros clientes a hacer el mundo más seguro, inteligente y verde.