



UNIVERSIDAD DE OVIEDO

**Escuela de
Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo**

Máster en Ingeniería de Minas



Trabajo Fin de Máster

Creación de una base de datos estandarizada para la gestión de señales de la flota eólica de EDPR Europa - Brasil

Autora: Miriam Ruiz Gómez

Tutores: Francisco Javier Iglesias Rodríguez

Sonia García Fernández

Oviedo, Junio de 2017



Tabla de contenido

Índice de Ilustraciones	4
Índice de Tablas	5
1. Glosario de términos.....	8
2. OBJETIVO.....	10
3. INTRODUCCIÓN.....	11
3.1. La energía eólica	11
3.2. EDPR.....	15
3.3. Sistemas SCADA	17
4. ESTADO DEL ARTE	21
5. CREACIÓN DE UNA BASE DE DATOS ESTANDARIZADA	38
5.1. Assets Information	39
5.1.1. RTU Configuration.....	39
5.1.2. WSUB/WTG/WMET Coordinates	41
5.1.3. WTG Association	42
5.2. Listado General de Parques	44
5.3. EDPR Signal List_WTG DIGITAL	46
5.3.1. Análisis de información indispensable para los listados de digitales	46
5.3.2. SCADA Data	51
5.3.3. Field SCADA.....	59
5.3.4. Additional Information.....	63
5.4. EDPR Signal List_WTG ANALOG	70



5.4.1.	Análisis de información indispensable para los listados de analógicas	70
5.4.2.	SCADA Data	71
5.4.3.	Field SCADA.....	73
5.4.4.	Additional Information.....	73
5.4.5.	Reasonability Values	74
5.4.6.	Analog Limit Alarm.....	75
5.4.7.	Manufacture Description	75
5.5.	EDPR Signal List_WPP	76
5.5.1.	Análisis de información indispensable para los listados de parque	76
5.5.2.	SCADA Data	77
5.5.3.	Analog/Digital (A/D).....	78
5.5.4.	Input/Output.....	79
5.5.5.	Field SCADA.....	80
5.5.6.	Additional Information.....	81
5.6.	EDPR Signal List_WSUB.....	82
5.6.1.	Análisis de información indispensable para los listados de subestación.....	82
5.7.	EDPR Signal List_WTG COMMANDS – STATUS	91
5.7.1.	Análisis de información indispensable para los listados de comandos y estados	91
5.7.2.	Commands	92
5.7.3.	Status	94
5.8.	EDPR Signal List_MET.....	102
5.8.1.	Análisis de información indispensable para los listados de torre meteorológica	102
5.8.2.	Component	102
5.8.3.	MET	103



6. Resultados.....	104
7. Líneas futuras de trabajo	106
8. Referencias bibliográficas	107

Anexo I: Assets Information

Anexo II: Extracto del Listado General de Parques

Anexo III: EDPR Signal List_WTG DIGITAL

Anexo IV: EDPR Signal List_WTG ANALOG

Anexo V: EDPR Signal List_WPP

Anexo VI: EDPR Signal List_WSUB

Anexo VII: EDPR Signal List_WTG COMMANDS

Anexo VIII: EDPR Signal List_WTG STATUS

Anexo IX: EDPR Signal List_MET



Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Turbina eólica de Brush en Cleveland. Fuente: GE Reports Latinoamérica.....	12
Ilustración 2. Potencia eólica anual instalada en el mundo, 2001 – 2016. Fuente: GWEC.	13
Ilustración 3. Potencia eólica acumulada en el mundo, 2001 – 2016. Fuente: GWEC.	14
Ilustración 4. Mapa de presencia de la compañía. Fuente: EDPR.	15
Ilustración 5. Capacidad instalada a nivel mundial por EDPR. Fuente: EDPR.	16
Ilustración 6. Funciones básicas de un sistema SCADA. Fuente: EDPR.....	18
Ilustración 7. Funciones avanzadas de un sistema SCADA. Fuente: EDPR.	18
Ilustración 8. Esquema de proceso de un sistema SCADA. Fuente: UPN Ecuador.	19
Ilustración 9. Centros de control de la plataforma Europa - Brasil. Fuente: EDP University.....	21
Ilustración 10. Relación entre los centros de control de la plataforma Europa - Brasil.	22
Ilustración 11. Responsabilidades de los centros de control de la plataforma Europa - Brasil.....	22
Ilustración 12. Arquitectura y conexiones de planta y centro de control. Fuente: EDPR.....	24
Ilustración 13. Sgipe, sistema SCADA de Gamesa.....	30
Ilustración 14. Argos, sistema SCADA de Ecotecnia.....	30
Ilustración 15. VOB, sistema SCADA de Vestas.....	31
Ilustración 16. VisuPro, sistema SCADA de GE.....	31
Ilustración 17. Pantallas de la interfaz del sistema WEMS.....	33
Ilustración 18.. Nueva estructura de procesamiento de información tras la estandarización.....	36
Ilustración 19. Unifilar de la subestación de Francourville en el que se indica la relación de feeders con WTGs.....	43
Ilustración 20. Detalle de señal en el manual. Fuente: Gamesa.....	47
Ilustración 21. Código de reacciones de WTG del manual. Fuente: Gamesa.	47
Ilustración 22. Información de señales proporcionada por el tecnólogo. Fuente: Siemens.	48
Ilustración 23. Detalle de señal en el manual. Fuente: Vestas.	49
Ilustración 24. Esquema conceptual de estados que dan lugar al S.I. Group. Fuente: EDPR.	65
Ilustración 25. Ejemplo de unifilar de un Cluster (Guadalteba).....	90



Índice de Tablas

Tabla 1. Relación de tecnólogos con sus respectivos sistemas SCADA y presencia en la flota.	26
Tabla 2. Relación de diferentes modelos de turbina y/o controlador según tecnólogo.	28
Tabla 3. Relación de volumen de listados actualmente aplicables.....	34
Tabla 4. Apartado RTU Configuration cumplimentado para el caso de Francourville.....	40
Tabla 5. WSUB Coordinates para el caso de Francourville.	41
Tabla 6. WTG Coordinates para el caso de Francourville.	41
Tabla 7. WMET Coordinates para el caso de Francourville.	42
Tabla 8. WTG Association cumplimentado para el caso de Francourville.	42
Tabla 9. Ejemplo de información sobre Margonin y Korsze.	45
Tabla 10. Especificación del campo Signal From.	51
Tabla 11. Especificación del campo Sub - System.....	52
Tabla 12. Ejemplo de varias señales asociadas al mismo componente WEMS.	53
Tabla 13. Especificación del campo Component.	53
Tabla 14. Posibles valores de Sub - Component.	54
Tabla 15. Especificación del campo Sub - Component.	54
Tabla 16. Ejemplo de varias señales agrupadas con la misma Digital Conversion Description.....	55
Tabla 17. Especificación del campo Digital Conversion Description.....	55
Tabla 18. Identificación del tipo de reset en manuales de Alstom.....	56
Tabla 19. Identificación del tipo de reset en manuales de Gamesa.	57
Tabla 20. Identificación del tipo de reset en manuales de Vestas.	57
Tabla 21. Identificación del tipo de reset en manuales de GE.....	58
Tabla 22. Especificación del campo Priority.....	59
Tabla 23. Estructura del apartado SCADA Data	59
Tabla 24. Especificación del campo Alarm Number.....	60
Tabla 25. Especificación del campo English Manufacture Descripcion.	60
Tabla 26. Especificación del campo Signal Address.	62
Tabla 27. Estructura del apartado Field SCADA.	62
Tabla 28. Especificación del campo Alarm Code.....	63



Tabla 29. Especificación del campo Input Signal.	64
Tabla 30. Descripciones de cada uno de los códigos del S.I. Group.	66
Tabla 31. Especificación del campo S.I. Group.	67
Tabla 32. Especificación de los campos Layer.....	67
Tabla 33. Especificación del campo IEC 61400-25-2 LN.....	68
Tabla 34. Especificación del campo Configuration.	68
Tabla 35. Especificación del campo Manufacture Description.	69
Tabla 36. Estructura del apartado Additional Information.....	69
Tabla 37. Posibles valores del campo Sub - Component para el caso de analógicas.	72
Tabla 38. Especificación del campo Sub - Component para el caso de analógicas.	72
Tabla 39. Estructura del apartado SCADA Data.	72
Tabla 40. Especificación del campo Timer/Samples.	74
Tabla 41. Estructura del apartado Field SCADA.	74
Tabla 42. Especificación del campo Reasonability values.....	74
Tabla 43. Especificación del campo Analog Limit Alarm.....	75
Tabla 44. Estructura del apartado SCADA Data.	78
Tabla 45. Especificación del campo Analog/Digital.	78
Tabla 46. Ejemplo de setpoint utilizando señales IN/OUT.	79
Tabla 47. Ejemplo de setpoint utilizando señales tipo IN y OUT.	80
Tabla 48. Especificación del campo IN/OUT.	80
Tabla 49. Especificación del campo Event/Alarm.	84
Tabla 50. Especificación del campo State.	84
Tabla 51. Especificación del campo State.	85
Tabla 52. Posibles valores del campo Analog Units para el caso de señales analógicas.	85
Tabla 53. Especificación del campo Analog Units para el caso de señales analógicas.	85
Tabla 54. Estructura del apartado Analog Scales.....	86
Tabla 55. Especificación de los campos Analog Scales.	86
Tabla 56. Especificación del campo WEMS Description.	87
Tabla 57. Especificación del campo Interlock Address.	87
Tabla 58. Especificación del campo Priority para el caso de subestación.	88



Tabla 59. Descripción de los posibles estados de subestación.....	89
Tabla 60. Posibles comandos.....	92
Tabla 61. Ejemplo de configuración de comandos.....	93
Tabla 62. Posibles estados.....	94
Tabla 63. Ejemplo de configuración del estado RUN para una de las variantes de Gamesa.....	95
Tabla 64. Ejemplo de configuración del estado RUN para una variante Vestas.....	96
Tabla 65. Ejemplo de configuración del estado READY para una variante Gamesa.....	97
Tabla 64. Ejemplo de configuración del estado READY para una variante Vestas.....	97
Tabla 67. Ejemplo de configuración del estado STOP para dos de las variantes de Vestas y Gamesa.....	98
Tabla 68. Ejemplos de configuración del estado NCOM.....	99
Tabla 69. Ejemplos de configuración del estado STOP MAINTENANCE.....	100
Tabla 70. Ejemplos de configuración del estado RESTRICTION.....	100
Tabla 71. Ejemplos de configuración del estado REPAIR.....	101



1. Glosario de términos

Se indican a continuación términos que se utilizarán frecuentemente en el proyecto. Asimismo, es necesario remarcar que se empleará el argot normalmente utilizado en los centros de control a estos efectos aunque en muchas ocasiones se trate de términos en inglés por constituir la manera más sencilla de comunicación entre operadores y ya que en algunos casos no existe traducción técnicamente reconocida. La operación normal en los centros de control se lleva a cabo como norma general en inglés debido a la necesaria cooperación entre diversos países, por lo que las denominaciones de todo lo referente a la base de datos se llevará a cabo en este idioma para su posterior y directa utilización en la compañía.

- CGI. Contratista encargado de la provisión e implantación del Sistema WEMS.
- DMS. Distribution Management System, Sistema de Administración de la Distribución.
- DSO. Distribution System Operator, Gestor de Red de Distribución.
- HMI. Human – Machine Interface, Interfaz Hombre – Máquina.
- Hot Stand-By. Configuración en la que se dispone de sistemas redundantes que pueden actuar como back – up en caso de que fuese necesario.
- LN. Logical Nodes, Nodos Lógicos.
- MTU. Master Terminal Unit, Unidad Terminal Maestra.
- NMS. Network Management System, Sistema de Administración de red.
- OEM SCADA. SCADA original del fabricante de WTGs.
- OEM. Original Equipment Manufacturer.
- OPMS. Operational Performance Management System, Sistema de Gestión del Desempeño Operacional.
- Pantallas CTR. Pantallas de tubo de rayos catódicos.
- PLC. Programmable Logic Controller, Controlador Lógico Programable.
- RTU. Remote Terminal Unit, Unidad Terminal Remota.
- SAP. Producto informático de gestión empresarial.



- SCADA. Supervisory Control And Data Acquisition, Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos.
- Set Point. Consigna enviada a parque para controlar la potencia generada y por tanto el flujo de energía eléctrica que suministra el parque a la red. Puede ser impuesta desde despacho de control o bien directamente por TSO/DSO.
- TSO. Transport System Operator, Gestor de Red de Transporte.
- WEMS. Wind Energy Management System, Sistema de Administración de Energía Eólica.
- WiMAX. Worldwide Interoperability for Microwave Access, Interoperabilidad Mundial para Acceso por Microondas.
- WPP. Wind Power Plant, Parque Eólico.
- WT. Wind Turbine, Turbina Eólica.
- WTG. Wind Turbine Generator, Generador de Turbina Eólica.



2. OBJETIVO

Debido a la amplia variedad de tecnólogos, sistemas SCADA y modelos de turbina de la flota eólica de EDPR Europa – Brasil que se constatará más adelante, se vuelve imprescindible la estandarización de las señales recibidas mediante una base de datos en la que se incluyan todas las señales que potencialmente puedan recibirse bajo códigos y formatos comunes a todas ellas. Con este fin se diseñará una BBDD y los códigos necesarios para la recepción armonizada de toda la información proveniente de campo.

Para la consecución de tal fin, deberán llevarse a cabo las siguientes tareas específicas:

- Estudio en profundidad de las diferentes fuentes de información de las cuales provienen los datos específicos de todos los activos de la compañía (Manuales del fabricante, información geográfica y operacional de parque, análisis de la información requerida por los supervisores, etc.).
- Diseño de la BBDD, especificando los diferentes campos, imprescindibles y auxiliares, que deberá contener.
- Descripción de los diferentes códigos que serán utilizados en dichos campos para la clasificación y el detalle de cada una de las señales.

Mediante la estandarización mencionada se conseguirán los objetivos siguientes:

- Disminución de los tiempos de respuesta de los operadores desde los centros de control frente a la información recibida.
- Facilidad de implementación en el sistema de nuevos parques, turbinas o sistemas auxiliares sean cuales sean sus características debido a la existencia previa de pautas y códigos perfectamente descritos.
- Mejora de la calidad de la información almacenada para posteriores estudios y análisis de la misma, lo cual permitirá la utilización de modelos mucho más sofisticados para el tratamiento de los datos que puedan llegar a proporcionar predicciones cada vez más fiables sobre posibles fallos o averías, niveles de producción, etc.



3. INTRODUCCIÓN

3.1. La energía eólica

La energía eólica es una fuente renovable de energía procedente del movimiento de corrientes de aire sobre la superficie terrestre. Se trata, posiblemente de la energía renovable más madura y una de las más desarrolladas. Se genera electricidad a partir de la fuerza del viento, transformando su energía cinética en mecánica. Esta energía cinética proviene en primera instancia del sol, que modifica la temperatura de las masas de aire lo que provoca cambios en la densidad de éste causando por tanto su movimiento [1].

Ha sido aprovechada desde tiempos antiquísimos en aplicaciones que van desde la impulsión de barcos de vela hasta servir como fuente de energía para el funcionamiento de maquinaria, pero la primera referencia escrita se remonta al siglo I o II a.C. y corresponde a Hero de Alejandría que describía un sistema mediante el cual se accionaba un órgano mediante un molino de viento de eje horizontal. Este simple hecho refuerza la hipótesis de que esta práctica se ha llevado a cabo con anterioridad para fines tales como la elevación de agua de riego o la molienda de grano. Hacia el siglo XII aparecen los primeros molinos de eje horizontal y cuatro palas en Europa.

Mucho más adelante en nuestra historia, a finales de la edad media, empezaron a utilizarse equipos mecánicos de energía eólica de manera muy extendida en el Viejo Continente debido a la gran necesidad de molienda de grano y como alternativa a la fuerza animal.

Durante varios siglos esta tecnología se fue perfeccionando hasta que en 1879 William Thompson propuso por vez primera el uso de la misma para la generación de energía eléctrica y nueve años después, en 1888, Charles F. Brush construyó un pequeño aerogenerador que permitía cargar unas baterías mediante una dinamo de 12kW. Se trata del primer aerogenerador, predecesor de las máquinas eólicas de nuestros tiempos, que ya en la década de los 40 alcanzaban capacidades de 1MW [2].

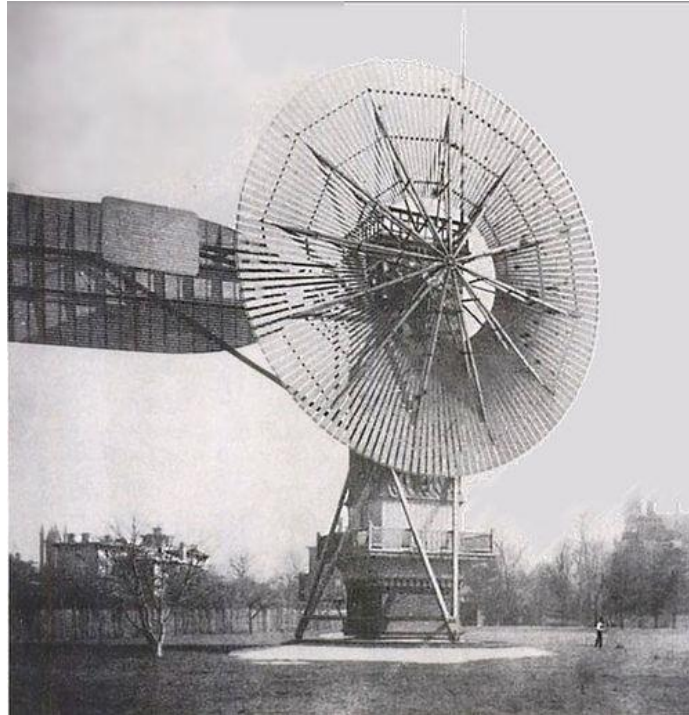


Ilustración 1. Turbina eólica de Brush en Cleveland. Fuente: GE Reports Latinoamérica.

Durante la segunda guerra mundial todos estos proyectos se empezaron a ver truncados debido a que el petróleo era la fuente de energía más barata y competitiva de la época. Hoy en día, con las nuevas necesidades, tanto energéticas como medioambientales, la energía eólica es puntera a nivel mundial, en cuanto a generación de electricidad se refiere, por tratarse de una energía totalmente limpia e inagotable, es más, se prefiere incondicionalmente a cualquier otra fuente no renovable por su casi nulo impacto ambiental y la reducción de dependencia de combustibles fósiles debido a su carácter autóctono. Si bien es cierto que tradicionalmente se ha tratado de una energía “cara”, el desarrollo tecnológico llevado a cabo en las últimas décadas está convirtiéndola en una energía mucho más económicamente eficiente y mucho más fiable en el suministro [3].

Las máquinas eólicas de nuestros tiempos, cubren el rango desde los cientos de W (pequeños generadores destinados al uso residencial de la energía generada) hasta varios MW (grandes máquinas eólicas destinadas a la generación en parques eólicos onshore y offshore). En general, el coste de este tipo de maquinaria suele ser proporcional al tamaño de la misma, lo que hace que se tienda al diseño de turbinas



eólicas (en adelante, WTGs) de mayor tamaño. Los principales componentes de una WTG son los siguientes:

- Rotor y palas
- Multiplicadora
- Generador eléctrico
- Electrónica de potencia
- Transformador de potencia

Tanto la multiplicadora como la electrónica de potencia son partes opcionales del sistema, por lo que cuando se trata de pequeñas WTGs destinadas al ámbito residencial suelen omitirse.

Hoy en día, como se adelantaba anteriormente, la energía eólica juega un papel de sobrada importancia en la producción de energía a nivel mundial. Según datos del Global Wind Energy Council [4], la energía eólica instalada a nivel global creció un 12,4% en el pasado 2016, llegando a los 486749MW instalados en el mundo, siendo China, Estados Unidos, Alemania, India y España los primeros productores mundiales.

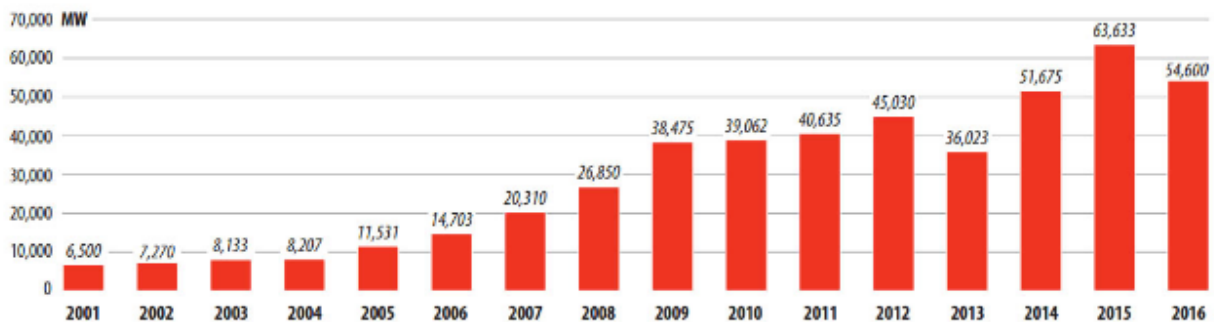


Ilustración 2. Potencia eólica anual instalada en el mundo, 2001 – 2016. Fuente: GWEC.

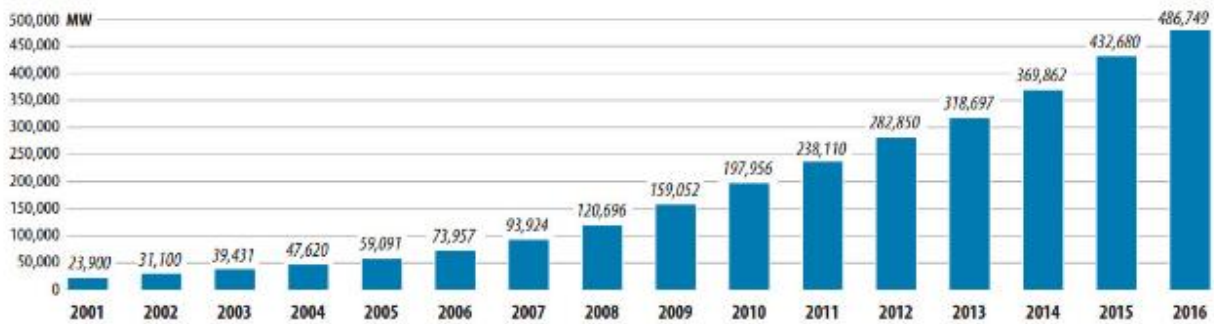


Ilustración 3. Potencia eólica acumulada en el mundo, 2001 – 2016. Fuente: GWEC.

La energía eólica suministra actualmente más del 3% del consumo mundial de electricidad y se espera que para 2020 se supere el 5% [32]. A más largo plazo, se prevé que casi el 60% de la electricidad generada en 2040 provenga de energías renovables y la mitad de ese porcentaje, de las energías eólica y solar FV [5].



3.2. EDPR

EDP Renováveis es una empresa global de energías renovables líder en el sector, orientada a la creación de valor, innovación y sostenibilidad. Esta empresa opera en mercados de todo el mundo y trata de expandir continuamente su negocio a nuevas regiones.

EDPR lleva desarrollando parques eólicos desde el año 1996 y cotizó por primera vez en bolsa en junio de 2008. La presencia global de EDPR está gestionada por dos plataformas que supervisan el desarrollo, la construcción y el funcionamiento de activos en sus áreas geográficas. EDPR Europa, con sede en Madrid, que gestiona los activos localizados en la Unión Europea y Otras Regiones del Grupo EDP, y EDPR Norte América, con sede en Houston (EE. UU.), que gestiona los activos en Estados Unidos y Canadá [6].

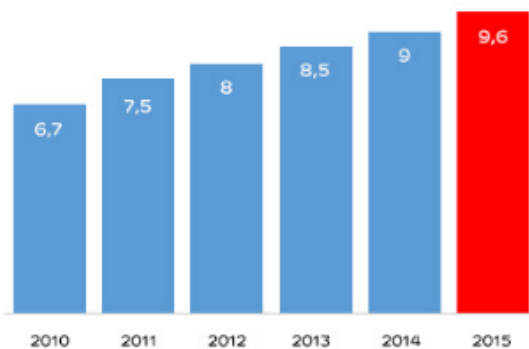


Ilustración 4. Mapa de presencia de la compañía. Fuente: EDPR.

Se trata actualmente del tercer operador mundial en el sector eólico y ha tenido un desarrollo extraordinario durante los últimos años. Entre 2005 y 2007, su capacidad instalada se multiplicó por cuatro, y se encuentra entre las tres compañías a nivel mundial con mayor crecimiento en el sector. Fue fundada en 2007 con el claro objetivo de suministrar a un creciente número de regiones energía renovable y libre de CO2 y ha crecido rápidamente para convertirse en una multinacional y una empresa pionera en este mercado. Con una capacidad instalada de 9,3 GW y 21,4 GWh generados en 2015, EDPR se colocó en el tercer puesto del ranking de grandes productores de energía eólica del mundo [6].

Podemos ver en los siguientes gráficos la evolución de la capacidad instalada a nivel mundial por EDPR.

Capacidad total instalada (GW)



Capacidad instalada por región

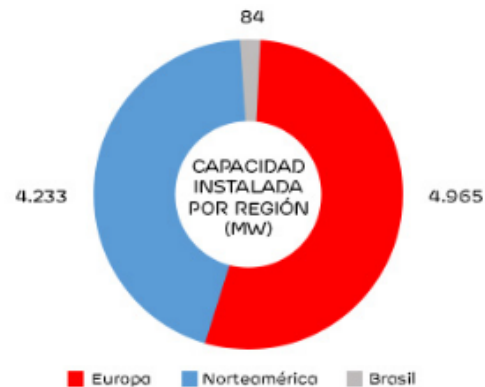


Ilustración 5. Capacidad instalada a nivel mundial por EDPR. Fuente: EDPR.

Sin embargo, la empresa no ha dejado de crecer, teniendo a final de 2016 una capacidad instalada de 10,4GW. Su gran importancia en el sector la sitúa como tercer promotor más importante a nivel mundial.

Es un sector industrial que genera más de 20.000 puestos de trabajo solamente en nuestro país e invierte unos 85,5 millones de euros anuales en I+D, exportando tecnología por valor de más de 2.000 millones de euros al año y contribuyendo directa e indirectamente al PIB del país con más de 2.700 millones de euros anuales [7].



3.3. Sistemas SCADA

Un SCADA es un sistema de supervisión, control y adquisición de datos. Se define como un sistema que permite supervisar y controlar un proceso o planta mediante una unidad central MTU y una o varias unidades remotas RTU gracias a las cuales se lleva a cabo el control y la adquisición de datos entre el puesto de mando y el campo [8]. El SCADA se encarga de proporcionar la información necesaria al operador de planta, servicio de mantenimiento, departamento de calidad, etc.

Los primeros sistemas SCADA eran simples sistemas telemétricos que ofrecían información sobre las condiciones de campo, controlando medidas o estados en localizaciones remotas. Este tipo de instrumentos proveían de información muy simple y control limitado, con una interfaz tan sencilla que estaba basada en varias señales luminosas. Conforme la tecnología se fue desarrollando, se mejoró el sistema de adquisición de datos, el control mediante comandos y se empezó a poder visualizar la información en pantallas CTR.

En la actualidad, los tecnólogos diseñan sistemas SCADA orientados a resolver diferentes requerimientos industriales. Debido a esta razón, se incorporan módulos específicos de software y los sistemas SCADA se han convertido en una parte fundamental de la administración corporativa, considerándose fuentes estratégicas de información y no sólo una herramienta de operación.

Las funciones que estos sistemas cumplen actualmente son las siguientes:

- Adquisición y almacenamiento de información.
- Monitorización remota desde despachos de control.
- Creación de informes.
- Localización y análisis de fallos.
- Funciones específicas del cliente.
- DMS.
- NMS.
- Sistemas de medida.
- Análisis y gestión de la calidad [9].

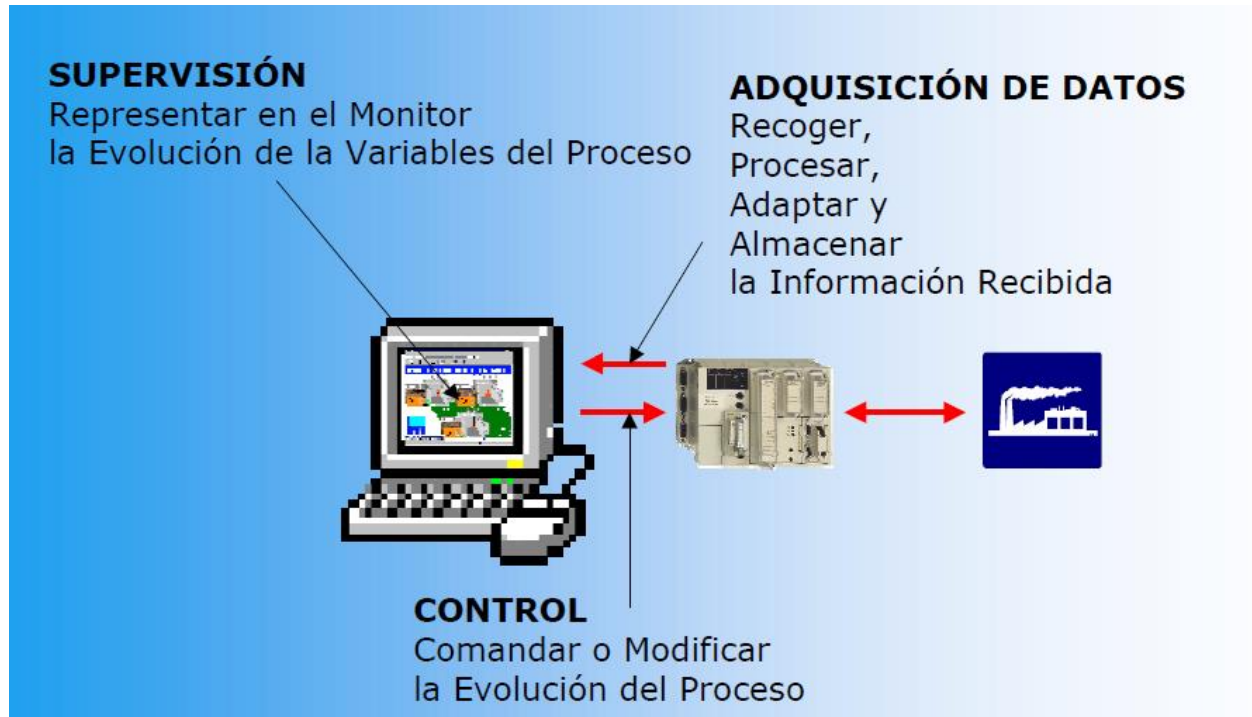


Ilustración 6. Funciones básicas de un sistema SCADA. Fuente: EDPR.



Ilustración 7. Funciones avanzadas de un sistema SCADA. Fuente: EDPR.

De manera general, un sistema SCADA conectado a un proceso consta de los siguientes componentes:

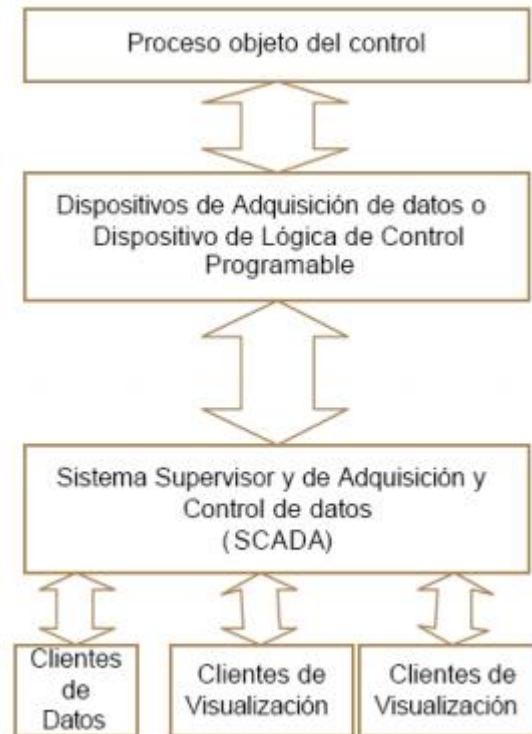


Ilustración 8. Esquema de proceso de un sistema SCADA. Fuente: UPN Ecuador.

El proceso a supervisar y controlar está dotado de una serie de sensores que recaban la información necesaria y la hacen llegar hasta la estación central. Estos sensores pueden ser:

- a. RTUs (Remote Terminal Unit)
- b. PLCs (Programmable Logic Controllers)

La estación central o MTU supervisa toda la operación de una o más RTUs o PLCs y controla la misma. Los sistemas SCADA pueden además cambiar configuraciones a nivel de RTU o MTU, además de almacenar y mostrar condiciones de alarma. En último lugar, toda esta información obtenida del proceso es utilizada por un conjunto de aplicaciones (clientes) para diversos fines.



Es necesario remarcar la función de supervisión de estos sistemas, la cual hace referencia a que en última instancia el proceso es controlado por un operador, contrariamente a lo que se suele pensar. Esta es la razón de que sean mucho más ampliamente utilizados estos sistemas de control distribuido que evitan las situaciones por las cuales un proceso completo quedaría sin controlar y supervisar por un fallo de comunicaciones [8].

Hoy en día estos sistemas se utilizan en el control de oleoductos, sistemas de transmisión de energía eléctrica, yacimientos de gas y petróleo, redes de distribución de gas natural y generación energética.

Estos sistemas aportan numerosas ventajas a la amplia gama de industria a la que son aplicables:

- Permiten un gran ahorro de tiempo y recursos, lo que en consecuencia provoca un ahorro económico.
- Permiten la monitorización en tiempo real.
- Permiten generar de manera automática informes de estado y de solución de incidencias.
- Reducen los costes de operación.
- Aumentan la eficacia de operación.
- Permiten alargar la vida útil de los equipos al estar diseñados para hacer correcciones inmediatas en el sistema [9].

4. ESTADO DEL ARTE

EDPR Europa-Brasil, plataforma sobre la cual se centra este proyecto, cuenta con cuatro centros de control, a saber, Oviedo, Oporto, Brasil y Bucarest. Estos centros de supervisión y operación exigen, para poder llevar a cabo su labor, la alta disponibilidad de diferentes herramientas que posibiliten el desarrollo de las actividades de supervisión y operación remotas de las plantas.

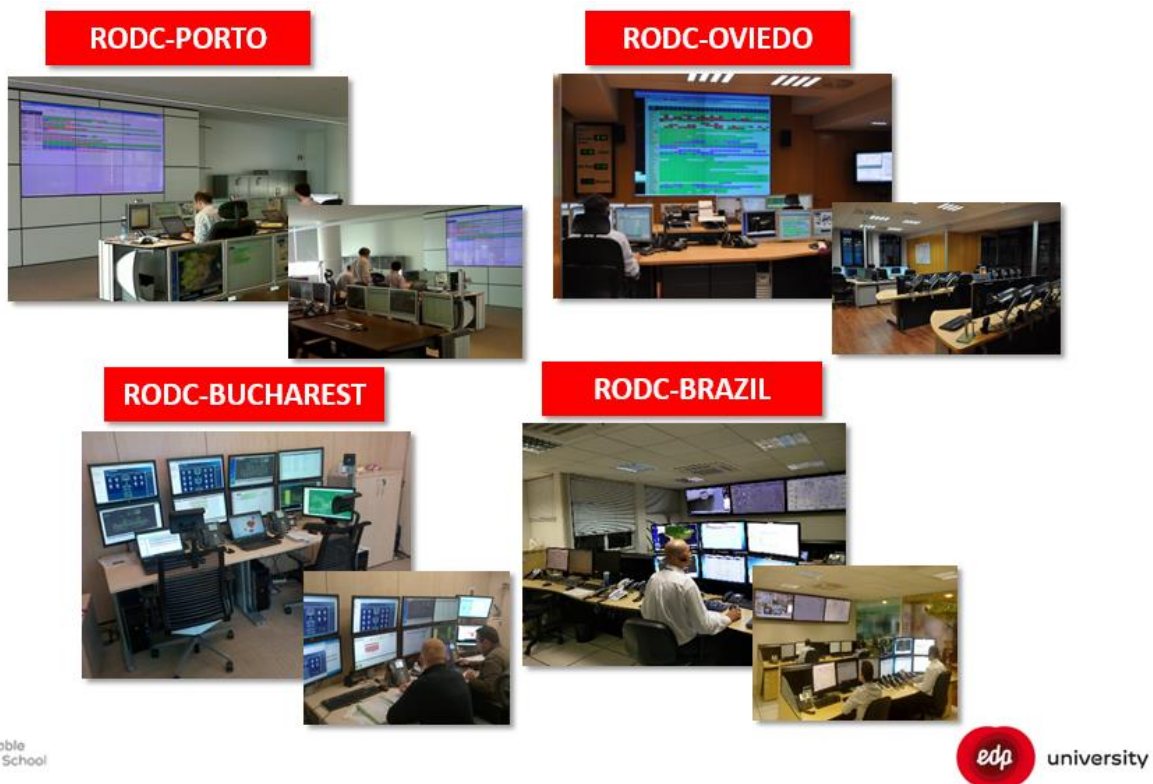


Ilustración 9. Centros de control de la plataforma Europa - Brasil. Fuente: EDP University.

No se trata de centros de control totalmente independientes, si no que en caso de cualquier contingencia, los despachos de Oporto u Oviedo pueden asumir la responsabilidad de Brasil o Bucarest o actuar como back – up del otro.

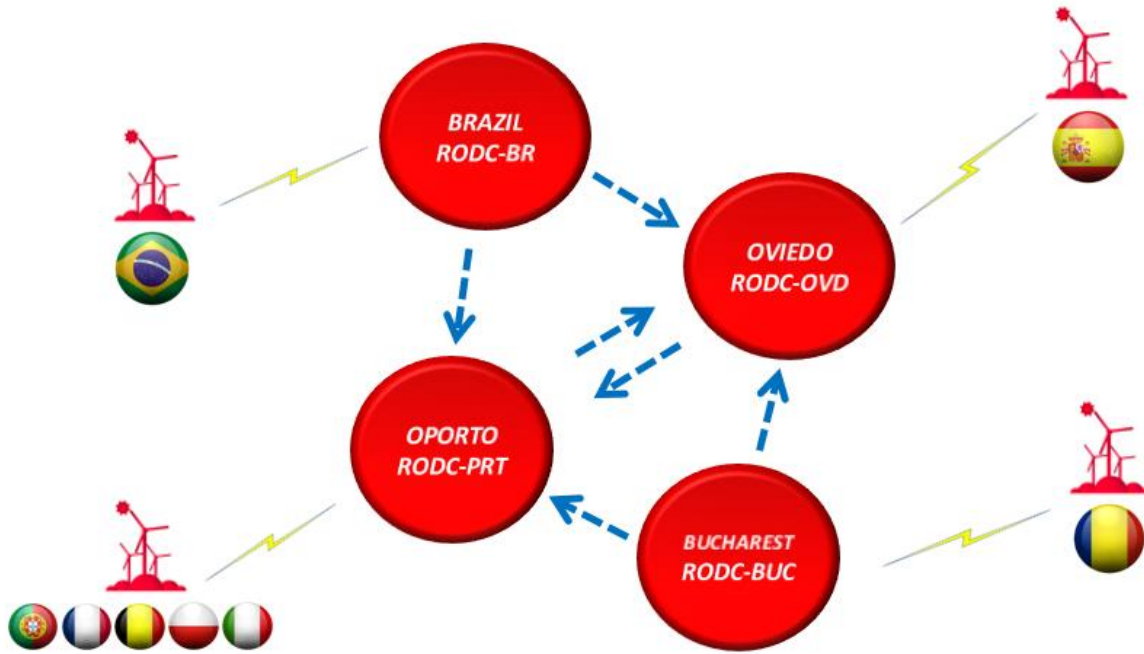


Ilustración 10. Relación entre los centros de control de la plataforma Europa - Brasil.

EDPR renewables								
RODC OPORTO	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
RODC OVIEDO	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
RODC BRASIL								✓
RODC BUCAREST						✓		

✓	Back - up
✓	Main

Ilustración 11. Responsabilidades de los centros de control de la plataforma Europa - Brasil.



La misión principal de los despachos es contribuir de manera tangible a incrementar la capacidad de producción de la compañía, asegurando el control en tiempo real, operaciones de red y comerciales de los activos globales, garantizando el cumplimiento de la normativa y las mejores prácticas.

Las actividades que se llevan a cabo en estos centros de control pueden ser agrupadas en tres grandes conceptos:

- Administración de activos eólicos. Actividades relacionadas con servicios suministrados a O&M principalmente pero a todas las áreas técnicas de la empresa en general para llevar a cabo la operación de la misma.
- Operaciones de red. Actividades relacionadas con la interconexión de TSOs/DSOs, y EDPR.
- Operaciones comerciales. Actividades relacionadas con la participación directa en el mercado de la energía.

Como se adelantaba, cada uno de estos centros de control y operación necesitan de herramientas que posibiliten su trabajo. Se cuenta con los siguientes instrumentos a este efecto:

- SCADAs (Supervisory Control And Data Acquisition) individuales para cada parque, proporcionados por el tecnólogo correspondiente.
 - Servidores/Clientes OPC (OLE for Process Control, estándar de comunicaciones para el control y supervisión de procesos industriales) que sirven como aplicación de respaldo en fallos de comunicaciones, actualizaciones en los servidores de WEMS, problemas de hardware.
- Acceso a SCADAs de subestación, que proporcionen la información correspondiente sobre la misma.
- SCADA Central. En el caso que nos ocupa se trata de un sistema propio, diseñado exclusivamente para EDPR denominado WEMS.

La RTU se conecta a los equipos físicos y extrae información de ellos para posteriormente enviar señales de control.

En cada planta existen 2 RTUs en hot stand-by (una de ellas sirve como back – up de la otra) que estarán conectadas con su correspondiente Data Center. A dichas RTUs estarán conectados los datos heterogéneos procedentes de:

- SCADA de turbina eólica. Este SCADA se conecta con la RTU de parque mediante protocolo OPC (DA o XML). No se trata de la única alternativa, pero sí en el caso de los tecnólogos que suministran de equipos y software a la flota de EDPR.
- SCADA de subestación. Este SCADA se conecta a la RTU de parque mediante protocolo IEC 61850-5-104 [10]. En este caso también existen otras alternativas que permiten la conexión de los PLCs con otros protocolos disponibles como el Modbus o DNP.

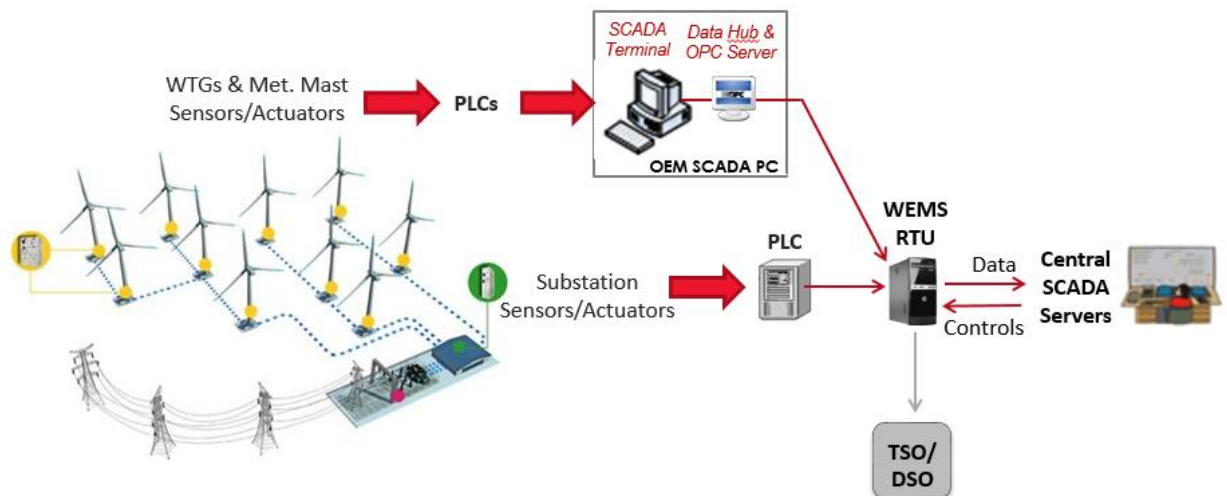


Ilustración 12. Arquitectura y conexiones de planta y centro de control. Fuente: EDPR.

Los sistemas SCADA pueden utilizar distintos métodos de comunicación o una combinación de varios: señales directas, radioenlaces, conexiones módem, incluso Ethernet es también frecuentemente usada en sistemas para ferrocarriles o sector energía eléctrica. Adicionalmente, los métodos de conexión entre sistemas pueden incluso ser a través de comunicación Wireless.

El intercambio de datos entre las RTUs y los SCADAs Centrales se realiza a través de ISD (Areva).



Las comunicaciones entre parque y centros de control se llevaba a cabo inicialmente vía satélite, pero en la actualidad se establecen las comunicaciones mediante radioenlaces punto a punto de WiMAX con un ancho de banda privado para EDPR a excepción de algunos de los parques de Francia en los cuales las conexiones se llevan a cabo mediante ADSL.

Además, las RTUs de parque disponen de “Data bufferization”, en el caso de pérdida de comunicaciones con el Data Center o algún problema a nivel de este para evitar la pérdida de datos. Asimismo, disponen de HMI para que puedan ser manejadas por el personal de parque así como una interfaz para permitir la comunicación con TSOs/DSOs para ocasiones en las que se precisa que éstos envíen datos directamente a parque.

Tras el análisis de la forma de recolección de la información por parte de los SCADAs, RTU, etc., es necesario hacer un análisis del volumen de información que se debe tratar de manera habitual durante la operación de los parques eólicos.

En la actualidad EDPR cuenta con 10 tecnologías diferentes que proveen tanto de aerogeneradores como de sus sistemas auxiliares, incluidos los SCADAs. El problema no solo reside en el número de proveedores, si no que existen diferencias sustanciales entre sistemas del mismo tecnólogo y épocas diferentes, así como diferentes modelos de máquina, etc.

El problema surge, asimismo, debido a la inmensa variedad de SCADAs, ya que son proporcionados por los propios tecnólogos. Los parques de la plataforma europea de EDPR se distribuyen según su tecnólogo de la manera descrita en la Tabla 1.



Tecnólogo WTG	Sistema SCADA	Nº Parques	Nº WTGs
Gamesa	SGIPE	52	1552
Vestas/NM	VOB	74	887
General Electric	Visupro	15	222
Enercon	Enercon SCADA	43	514
Alstom	Argos/WindAccess	17	193
Izar Bonus	Isotrol	5	74
Siemens	WPS	4	44
Acciona	INGESYS IT	4	92
Nordex	NC2	3	14
EDPR/Desa	SCPE	5	334
Senvion	Senvion Control	1	6
TOTAL EDPR		223	3932

Tabla 1. Relación de tecnólogos con sus respectivos sistemas SCADA y presencia en la flota.

Los tipos de sistema SCADA más numerosos presentes en la flota son los descritos a continuación:

- SGIPE. Sistema SCADA diseñado por Gamesa. Como la mayoría de estos sistemas, permite la monitorización de parámetros eléctricos y físicos de los aerogeneradores. Genera alarmas para facilitar la operación y posibilita el manejo remoto de las máquinas eólicas. Se caracteriza por una sencilla HMI, es flexible y escalable. Como inconvenientes presenta la imposibilidad de supervisar varios parques eólicos simultáneamente y la dificultad para rescatar datos históricos debido a que se pierde información al no incorporar opciones “full buffer” [9].
- VOB (Vestas Online Business). Sistema SCADA diseñado por Vestas. Funcionalmente muy parecido al anterior pero con una mejorada interfaz de usuario. También incluye la posibilidad de generar



múltiples informes de manera sencilla, lo cual es una gran ventaja en cuanto a tratamiento de datos. Destaca por su potente módulo de control de planta pero cualquier actualización personalizada para el cliente sería demasiado cara [9].

- Visupro, diseñado por General Electric. Presenta prácticamente las mismas características que cualquiera de los anteriormente mencionados, destacando su uso de la fibra óptica para las comunicaciones. No presenta el grave inconveniente de la pérdida de datos que presenta SGIPE pero en contraposición no se trata de un sistema escalable, es caro y no permite comandar el WPP [9].
- Enercon SCADA Remote, desarrollado por Enercon, presenta una interfaz limpia que permite la creación de múltiples reportes y gráficos relacionados con la operación del parque. Como desventaja, presenta la imposibilidad de comandar el WPP [9].
- Alstom WindAccess SCADA, sistema diseñado por GE/Alstom. Se trata de un SCADA web con una interfaz sencilla que facilita la operación pero presenta limitaciones en cuanto a la consulta de datos históricos durante la monitorización en tiempo real. No es un sistema fácilmente escalable en cuanto al desarrollo de nuevas configuraciones para el usuario. Como ventaja principal se puede señalar que a nivel de hardware en parque se trata de un sistema redundado y subdividido en máquinas virtuales que monitorizan y controlan cada proceso individualmente [9].

Entre el resto de tecnólogos se encuentran Argos (desarrollado por Ecotecnia), SCWNVT (desarrollado por Isotrol/Navantia), WPS (desarrollado por Siemens), INGSYS IT (desarrollado por Acciona), NC2 (desarrollado por Nordex) or SCPE (desarrollado por EDPR/Desa). Todos ellos constituyen pequeñas variaciones de los anteriormente analizados [11].

Para añadir mayor complejidad aún al control y la operación de una flota de estas características, existen numerosas versiones de estos controladores, lo que podemos ver reflejado en la Tabla 2.



Tecnólogo	Número de modelos turbina y/o versiones diferentes de controlador
Acciona	3
Alstom	3
EDPR/DESA	2
Enercon	4
Gamesa	21
General Electric	8
Izar Bonus	2
Nordex	1
Senvion	1
Siemens	3
Vestas	11
Total EDPR	65

Tabla 2. Relación de diferentes modelos de turbina y/o controlador según tecnólogo.

Existe una gran diversidad de fuentes de información por lo que inmediatamente después de la recolección de la misma deberá empezar el proceso de estandarización, este proceso es tan imprescindible debido a que es necesario incluso para el intercambio de datos con los SCADAs Centrales. Toda esta información se divide en señales analógicas, digitales, setpoints, estados, comandos, etc. A groso modo y de manera cualitativa se pueden obtener:

- Variable estado, que indica la situación de la turbina en tiempo real.
- Alrededor de 75 variables analógicas, tanto adquiridas como calculadas, como media, por aerogenerador.
- En torno a 700 variables digitales (alarmas y avisos), como media, por aerogenerador.
- Existirán variables adicionales necesarias a adquirir e involucradas para el cálculo de estados del aerogenerador, envío de comandos a éste así como variables globales de la planta.

Una de las partes más importantes de la implementación de un sistema SCADA son las alarmas, puntos de estado digital que tienen valor NORMAL o ALARMA. Se trata de una parte fundamental ya que el



operador dirigirá la atención a la parte del sistema que lo requiera mediante activación de una determinada alarma.

Toda esta información recabada en parque, llega al SCADA Central y a su vez es almacenada en una base de datos central (en EDPR se utiliza PI Osi – Soft) que funciona como origen de la información necesaria para la creación de informes mediante el sistema OPMS.

Debido a todo lo anteriormente expuesto, se tiene un gran volumen de listados de señales tanto digitales, analógicas, de torre meteorológica, generales de parque como de subestación, estados y comandos. Esta situación implica llevar a cabo la operación de los parques manejando un inmenso número de listados de alarmas, estados y señales que difieren en numerosos campos, así como en formato y nomenclatura.

Lo primero que implicó esta situación fue la necesidad de la creación del sistema WEMS (Wind Energy Management System). El objetivo de la creación de este sistema era conseguir una única plataforma para asegurar la integración y armonización de todas las operaciones remotas en tiempo real y el manejo operacional de todos los activos de EDPR de manera global.

Con anterioridad a la implantación del SCADA Central WEMS, cada uno de los parques debía supervisarse por separado haciendo uso del sistema del que provee cada uno de los tecnólogos. Esto obligaba a disponer de varios equipos en cada uno de los centros de control destinados a tener operativos todos los SCADA de parque. En la actualidad, estos sistemas siguen manteniéndose pero tan solo actúan a modo de back – up de WEMS.

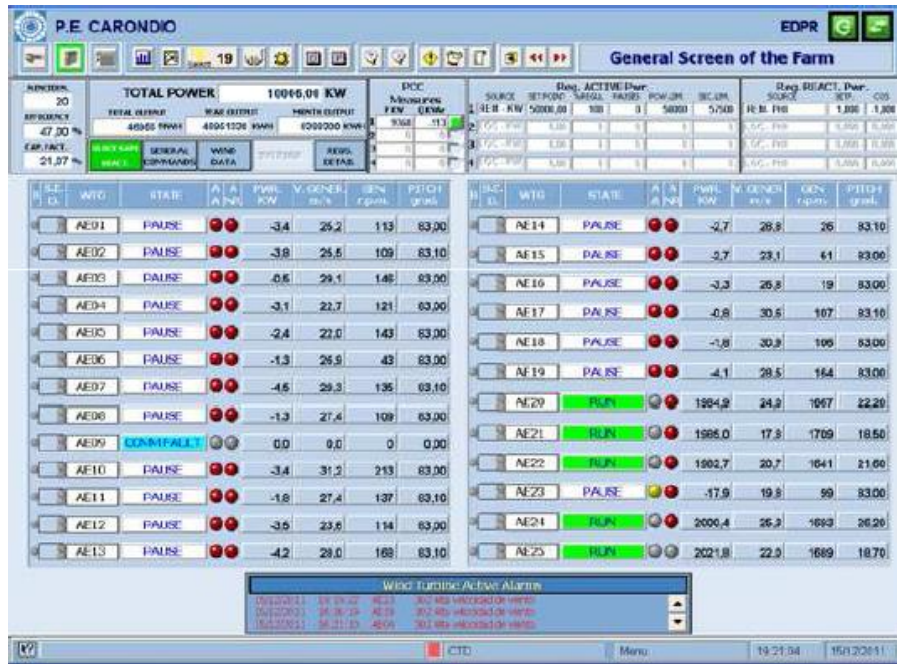


Ilustración 13. Sgipe, sistema SCADA de Gamesa.

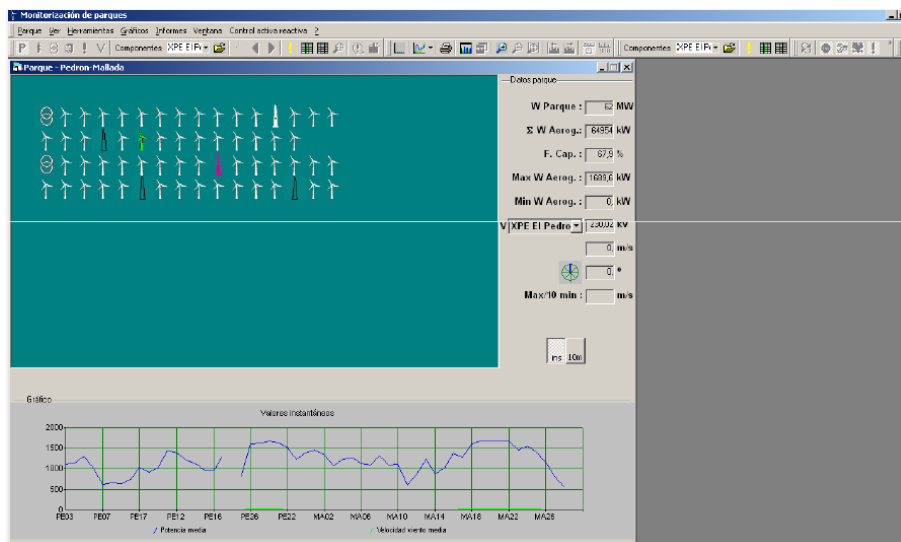


Ilustración 14. Argos, sistema SCADA de Ecotecnia.



Ilustración 15. VOB, sistema SCADA de Vestas.

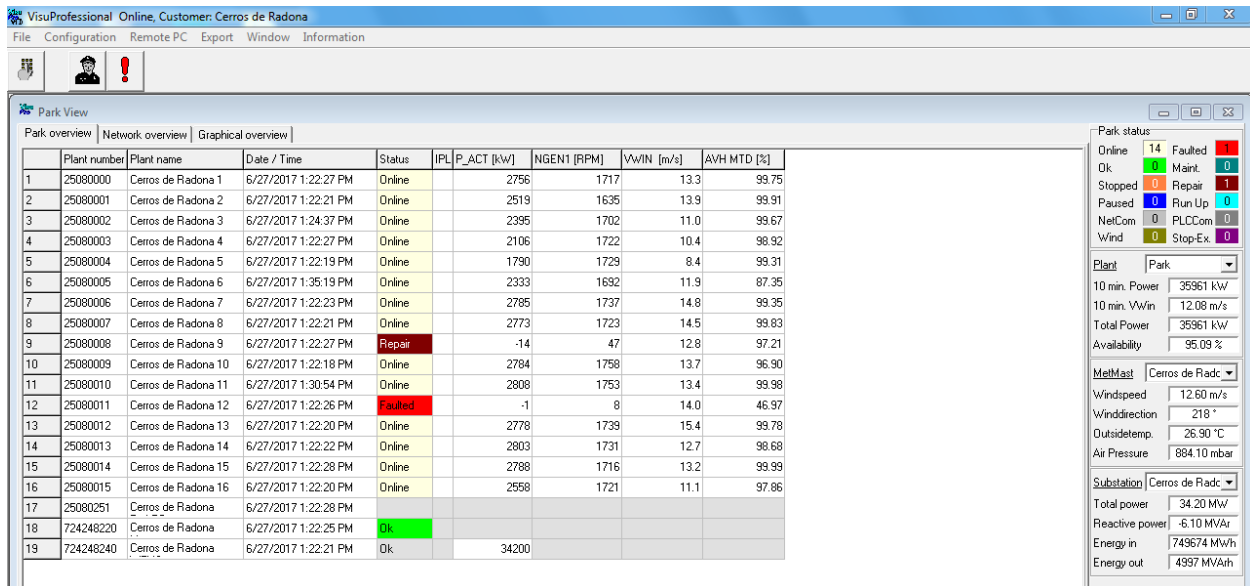


Ilustración 16. VisuPro, sistema SCADA de GE.



Como podemos observar, cada uno de los sistemas dispone de una interfaz diferente, diferentes códigos de colores y diferente modo de mostrar la información relevante. Mediante la implantación del sistema WEMS se comenzó el proceso de estandarización para la operación de los activos de la compañía.

Este sistema tiene como función principal actuar como interfaz entre los controles locales en parque y los despachos de control, adquiriendo la información necesaria de los WPP y WTGs individuales así como de subestaciones y permitiendo llevar a cabo su control y operación. Los protocolos utilizados por WEMS para establecer estas conexiones son los siguientes:

- OPC DA 3.0 (Cliente)
- OPC XML DA 1.01 (Cliente)
- IEC.60870 – 104 (Master)
- ISD (Areva)

Se adquiere información de las WTGs individuales mediante los protocolos “OPC DA 3.0” y “OPC XML DA 1.01”. La información de subestación es obtenida mediante el protocolo “IEC.60870 – 104” y por último, el protocolo “ISD” es utilizado para transmitir la información de las RTUs al SCADA Central [12].

El sistema WEMS está basado en la plataforma AREVA e – terra SCADA en la parte dirigida al control en tiempo real y en OSI – PI de Osisoft en cuanto a la base de datos históricos. CGI modificó estas plataformas y creó una interfaz especialmente diseñada para EDPR que se ajusta a las necesidades más específicas de la compañía. La interfaz de WEMS que habitualmente es utilizada en los centros de control consta de 4 pantallas fundamentales:

- Monitor de mapas. Muestra información geográfica sobre los parques y la información más relevante mediante un código de colores.
- Monitor de tablas. Muestra información algo más detallada sobre la operación y el estado de parques. A su vez incluye una interfaz de TSOs.
- Monitor de detalle. Muestra información detallada sobre un parque en concreto, una turbina o una subestación.
- Monitor de alarmas. Monitor en el cual se muestran las alarmas o warnings en tiempo real que posiblemente pudieran requerir la atención de un operario.

Con la implantación de este sistema se buscaba conseguir un lenguaje común a través de todo el sistema y aumentar la sencillez y facilidad de operación.

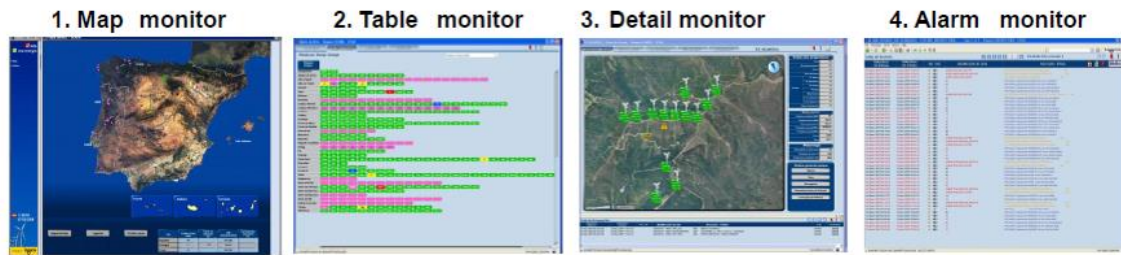


Ilustración 17. Pantallas de la interfaz del sistema WEMS.

Los servicios, hardware y software que fueron necesarios para su implementación y que siguen siendo indispensables para su normal funcionamiento son los siguientes:

- Configuraciones de red, reglas de seguridad, red IP y la interconexión entre la red local en el WPP y red local en el Despacho así como conexión a internet.
- Sistema OPMS, actuando como base de datos históricos y como herramienta de análisis de datos.
- Plataforma SCADA con una sencilla HMI.

De manera habitual se le hacía llegar a CGI toda la información, a veces de manera levemente procesada, que se recibía de los tecnólogos para que esta se configurase en el sistema. Al no disponer de una base de datos estandarizada como la creada en este proyecto, la documentación se entregaba de manera individual y sin ningún tipo de normalización.

Podemos ver en la siguiente tabla un pequeño resumen que muestra el gran volumen de listados de señales que aplican actualmente y que por tanto han sido enviados a CGI de manera individual, lo cual podría llevar a fallos de configuración en el sistema.



Tecnólogo	Nº de listados que aplican actualmente			
	Digital	Analog	WMET	WPP
Acciona	3	2	2	3
Alstom	6	3	1	4
EDPR/DESA	2	3	1	1
Enercon	5	6	1	3
Gamesa	27	17	7	10
General Electric	8	3	1	3
Izar Bonus	2	1	1	2
Nordex	1	1	1	1
Senvion	1	1	1	1
Siemens	3	2	1	2
Vestas	35	20	3	18
Total EDPR	93	59	20	48

Tabla 3. Relación de volumen de listados actualmente aplicables.

A estos números de listados habría que añadir los de comandos y estados, así como los archivos relativos a la información de parque.

Debido al gran número de listados de alarmas, estados y señales analógicas, así como de modelos de turbina y sistemas de control de subestación, se hace indispensable la creación de una BBDD estandarizada en la que se incluya toda la información de manera uniforme. En lugar de efectuar la operación trabajando con datos provenientes directamente del tecnólogo, se pretende crear una base de datos que sea la que suministre la información a la plataforma WEMS para asegurar una total armonía de datos.

Esta base de datos se dividirá en los siguientes apartados:

- EDPR Signal List_WTG ANALOG: Variables analógicas de aerogeneradores por cada uno de los diferentes tecnólogos y controladores existentes.



- EDPR Signal List_WTG DIGITAL: Alarmas de aerogeneradores por cada uno de los diferentes tecnológicos y controladores existentes.
- EDPR Signal List_WTG STATUS: Armonización del cálculo de estado de aerogeneradores según criterio EDPR.
- EDPR Signal List_WTG COMMANDS: Comandos a nivel de aerogeneradores por cada uno de los diferentes tecnológicos y controladores existentes.
- EDPR Signal List_WPP SIGNALIZATION: Comandos globales y otra señalización general de plantas eólicas.
- EDPR Signal List_WSUB: Eventos y alarmas provenientes de subestación.
- EDPR Signal List_WMET: Información proveniente de torre meteorológica.

Gracias a esta estandarización se logra un paso intermedio entre la información directamente obtenida en campo mediante SCADAs y la plataforma WEMS. Gracias a la creación de esta base de datos estandarizada, se logrará una operación más sencilla al poder obtenerse toda la información con un formato y código uniformes en el sistema WEMS.

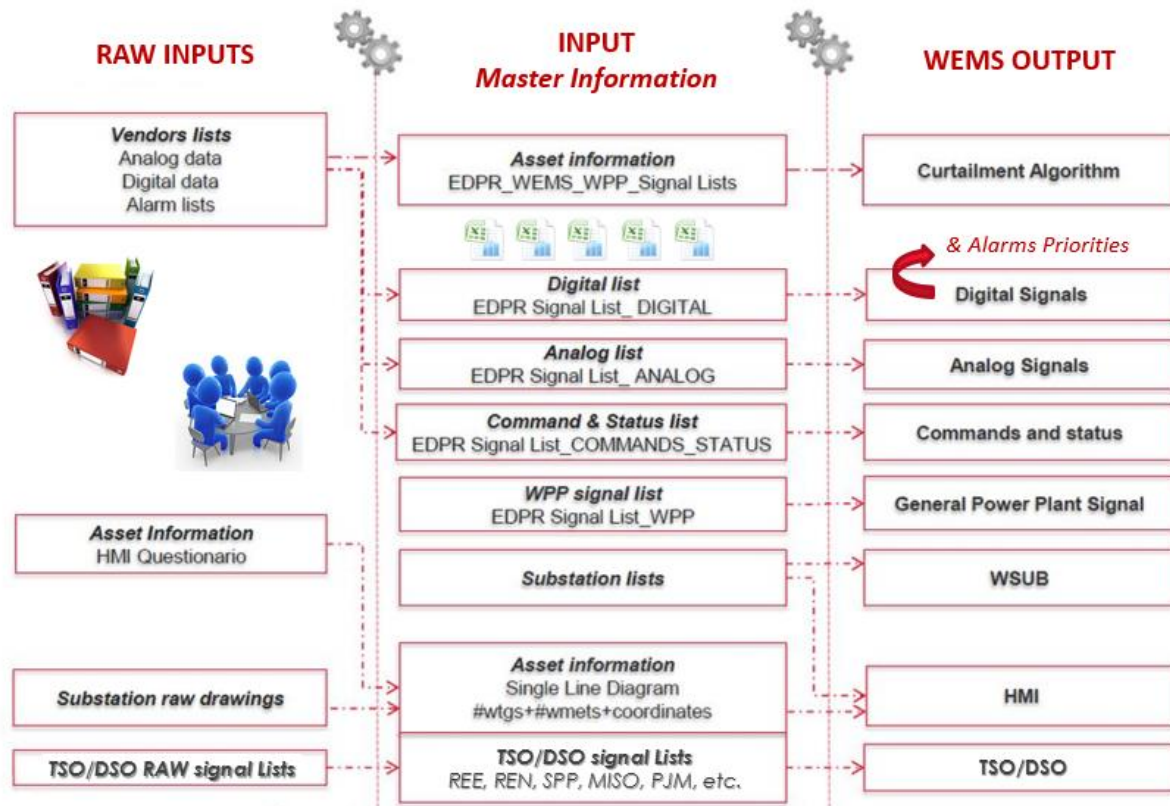


Ilustración 18. Nueva estructura de procesamiento de información tras la estandarización.

De manera adicional a los listados mencionados, será necesaria la creación de los archivos siguientes para el correcto funcionamiento de este nuevo enfoque:

- Assets Information: Archivos que contengan toda la información relativa a los parques en cuanto a localización geográfica de las WTGs, subestación, torre meteorológica, posición de sensores, etc.
- Listado General de Parques. Archivo que relacionará cada parque o WTGs individuales con los listados que apliquen para ellos.

Dentro de esta distribución de información habrá campos comunes que estén dedicados a contener información con la misma estructura y función además de campos específicos de cada tipo de listado.



Se requerirá rigurosidad en el formato debido a que algunos de los listados podrán estar interrelacionados.

Es importante señalar, aunque se encuentre fuera del alcance de este proyecto que también existen documentos relacionados con señales propias de la comunicación con TSO/DSO.



5. CREACIÓN DE UNA BASE DE DATOS ESTANDARIZADA

De manera genérica, la información que se tiene sobre los parques, aerogeneradores, subestaciones, y torres meteorológicas que conforman los activos de la compañía podría dividirse en:

- Información proporcionada por los tecnólogos.

Cada tecnólogo proporciona generalmente un listado de señales digitales y un listado de Tags OPC, así como información adicional que pueda requerírsele de manera extraordinaria. Estos dos archivos contienen la información suficiente y necesaria para elaborar los listados referentes a señales digitales, analógicas, comandos, estados y parque.

- Información de EDPR.

Toda la información que tenga que ver con la construcción, modificación y ampliación de parques, información sobre las comunicaciones con ellos y sobre el SCADA Central se obtendrá mediante documentos corporativos, en muchas ocasiones procedentes del departamento de construcción.

Gracias a un exhaustivo análisis de la información de EDPR y las demás numerosas fuentes de información, así como las necesidades propias del equipo de supervisión y control, se ha podido establecer la información necesaria que debería aparecer en la base de datos estandarizada y los códigos utilizados en la misma para unificar toda la información.

Además de las ventajas que se le pueden atribuir de manera directa a la estandarización de toda esta información, se añade la posibilidad de realizar modificaciones sobre ella de manera sencilla y fiable, sin comprometer la precisión que se requiere para la operación de una flota de semejantes características y teniendo en cuenta la obligatoriedad de la recepción de estas señales.



5.1. Assets Information

Como se adelantaba en el apartado introductorio, debido a la gran flota eólica de EDPR, se necesita tener de manera conjunta, ordenada y estandarizada toda la información sobre los parques y turbinas eólicas destinada a su localización geográfica, conexiones y evacuación a la red. Toda la información destinada a aparecer en este archivo se recaba en el momento de construcción, modificación o ampliación de parques. La información que deberá incluirse sobre cada uno de los parques sigue la siguiente estructura:

- Información sobre la RTU.
- Información sobre la subestación.
- Información de aerogeneradores así como la correspondencia entre ellos y la red eléctrica.
- Información sobre la torre meteorológica.

5.1.1. RTU Configuration

La información indispensable a conocer sobre la RTU se distribuirá en los siguientes campos:

1. *RTU IP / Mask / Default Gateway*

Este campo estará destinado a contener las IPs relativas a la RTU, máscara y puerta de enlace predeterminada. Estas tres direcciones están destinadas a posibilitar la conexión del parque con el SCADA Central.

2. *IP for WSUB*

Este campo contendrá la IP que posibilitará la conexión desde el SCADA Central con el sistema de control de la subestación (SCADA, PLC...).



3. ASDU

Este campo estará destinado a contener un código relativo al protocolo APCI, que deberá estar configurado de la misma manera del lado de la RTU y del lado del sistema de control.

Los protocolos utilizados para llevar a cabo las comunicaciones se definen de acuerdo a la norma “International Standard CEI IEC 60870 – 5 – 104” [10]. En todos los casos contemplados en el proyecto, este campo se cumplimentó con el código “6”.

4. IP for WTG SCADA

Campo destinado a contener la IP que permite la conexión con los SCADA de turbina eólica.

5. Nombre servidor OPC

Campo que contendrá el nombre del Servidor OPC que aplique en cada caso. Este campo estará directamente relacionado con el tecnólogo que haya proporcionado las turbinas y los sistemas auxiliares.

Podemos ver como ejemplo el caso de Francourville, en el cual se han cumplimentado todos los datos anteriormente expuestos.

IPs				
RTU IP / Mask / Default Gateway	IP for WSUB	ASDU	IP for WTG SCADA	Servidor OPC
10.238.7.150 255.255.255.192 10.238.7.129	10.238.7.155	6	10.238.1.161	Vestas.VOBOPCServerDA.3

Tabla 4. Apartado RTU Configuration cumplimentado para el caso de Francourville.



5.1.2. WSUB/WTG/WMET Coordinates

En estos tres apartados se incluirán las coordenadas geográficas (el sistema de coordenadas en el cual se tiene la información generalmente es “ED 1950 UTM”, aunque se reservará un apartado para su cumplimentación con el sistema de coordenadas utilizado en cada caso) de la subestación, la torre meteorológica y de cada uno de los aerogeneradores [14].

En el caso del apartado reservado al detalle de WTGs, se adjuntará asimismo información sobre el modelo, modelo de controlador y capacidad de la turbina.

A su vez en el caso de la torre meteorológica deberá incluirse información sobre la posición de los anemómetros, pluviómetros, etc.

Como ejemplo se expone el caso de Francourville, uno de los parques de Francia, para el cual se cumplimentó de la siguiente manera:

COORDINATES			
Manufacturer	Coordinates System	WSUB X coordinates	WSUB Y coordinates
Vestas	ED 1950 UTM	399620.54	5360766.58

Tabla 5. WSUB Coordinates para el caso de Francourville.

WEMS WTG id	Manufacturer	Model	Controller / vendor signal list version	Capacity (MW)	COORDINATES		
					Coordinates System	WTG X coordinates	WTG Y coordinates
WTG01	Vestas	V90	V90 Global Phoenix	2	ED 1950 UTM	399862.58	5361154.79
WTG02	Vestas	V90	V90 Global Phoenix	2	ED 1950 UTM	400305.42	5360916.26
WTG03	Vestas	V90	V90 Global Phoenix	2	ED 1950 UTM	400761.53	5360670.58
WTG04	Vestas	V90	V90 Global Phoenix	2	ED 1950 UTM	399658.86	5360794.29
WTG05	Vestas	V90	V90 Global Phoenix	2	ED 1950 UTM	400091.74	5360547.29
WTG06	Vestas	V90	V90 Global Phoenix	2	ED 1950 UTM	400571.46	5360273.24

Tabla 6. WTG Coordinates para el caso de Francourville.



WMET id	Coordenadas			Anemómetros (m)				Veletas (m)			Termómetro 1	Termómetro 2	Pluviómetro	Barómetro
	Sistema de coordenadas	X	Y	Anem.1	Anem.2	Anem.3	Anem.4	Veleta 1	Veleta 2	Veleta 3	(m)	(m)	o (m)	(m)
MET1	ED 1950 UTM	399487.66	5360736.25	80	78	35	N/A	78	35	N/A	78	N/A	5	2

Tabla 7. WMET Coordinates para el caso de Francourville.

5.1.3. WTG Association

En esta sección se indicará la correlación de cada una de las turbinas eólicas con su feeder correspondiente, así como la estructura de los Tags OPC referidos a cada una de los aerogeneradores.

Continuando con el ejemplo de Francourville, podemos ver en la siguiente tabla como deberán cumplimentarse los campos de “WTG Association”.

WPP Name	WTG Name	OPC Device Name	SUB feeder
FRANCOURVILLE	WTG01	FRANCOUR.WTG01.[Tag OPC]	1
FRANCOURVILLE	WTG02	FRANCOUR.WTG02.[Tag OPC]	1
FRANCOURVILLE	WTG03	FRANCOUR.WTG03.[Tag OPC]	1
FRANCOURVILLE	WTG04	FRANCOUR.WTG04.[Tag OPC]	2
FRANCOURVILLE	WTG05	FRANCOUR.WTG05.[Tag OPC]	2
FRANCOURVILLE	WTG06	FRANCOUR.WTG06.[Tag OPC]	2

Tabla 8. WTG Association cumplimentado para el caso de Francourville.

La razón de la importancia de la asociación de las WTGs con los feeders es poder llevar a cabo su correcta localización en los unifilares.

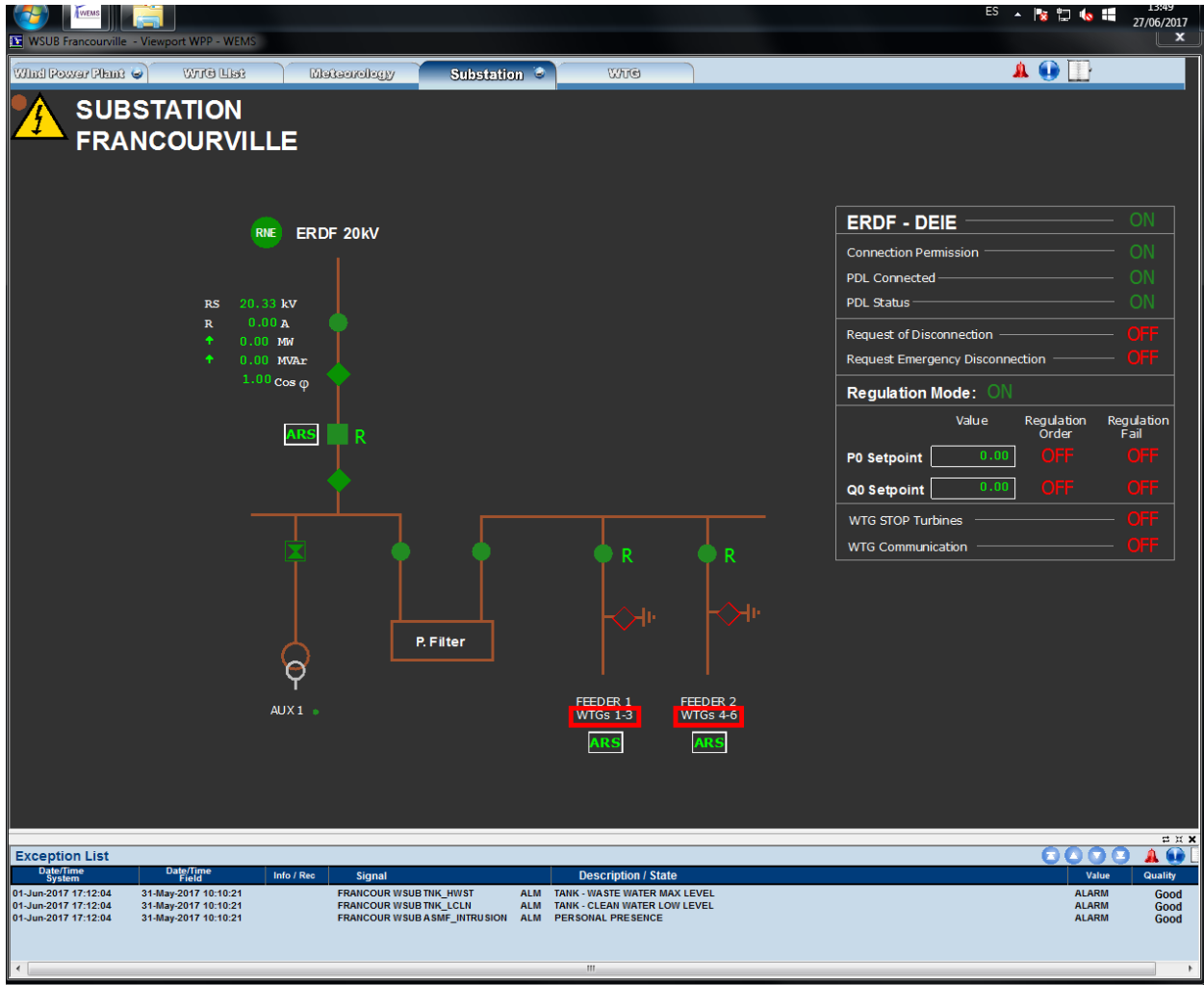


Ilustración 19. Unifilar de la subestación de Francourville en el que se indica la relación de feeders con WTGs.



5.2. Listado General de Parques

Una vez recabada la información sobre todos los parques, lo cual está relacionado con la amplitud de la flota eólica de EDPR, es necesario la creación de un listado en el cual se relacionen cada uno de los parques o aerogeneradores individuales con sus versiones y los listados (ya sean de señales analógicas, digitales, de subestación, etc.) que aplican para ellos, lo cual está relacionado con la gran cantidad de diferentes tecnológicos y versiones de turbina y controlador.

Se realizó un estudio de toda la información remitida por los tecnológicos sobre cada uno de los aerogeneradores para obtener sus versiones y modelos de cara a posibilitar la creación de este listado. De manera general, el tecnológico remite a la compañía la documentación sobre las turbinas tras la instalación de las mismas y mediante el análisis de cada uno de los manuales recibidos se pudo obtener la información sobre versiones, modelos y variantes de listados. En algunos casos, debido a la ampliación o modificación de parques o incluso en algunas ocasiones la recepción de información contradictoria hubo que ponerse en contacto con el tecnológico para verificar la información.

Debido a la necesidad de creación de los listados que más adelante se detallan, la información que debe contener el listado de parques es la siguiente:

- Nombre del Parque.
- Nombre del complejo al que pertenece cuando corresponda, ya que en algunos casos varios WPP comparten RTU.
- Tecnólogo (OEM).
- Modelo de WTG (OEM Model).
- Número de WTGs.
- Listado de analógicas.
- Listado de digitales.
- Listado de Subestación.
- Listado de torre meteorológica.
- Listado de comandos y estados.



- TSO/DSO (Se hará referencia a los listados independientes que recogen la información que se intercambia con el operador el operador de transporte y/o distribución que aplique).

Adicionalmente se introduce una columna para el país al que pertenece el parque, así como una numeración, ambos aspectos dirigidos a facilitar el manejo de la información.

Podemos ver en la Tabla 9 como ejemplo el caso de dos de los parques de Polonia.

WPP #	Country	Complex/RTU	WPP Name	OEM	OEM Model	N WTG	ANALOG LIST	DIGITAL LIST	WTG STATUS	WTG COMMANDS	WPP	WMET	WSUB List	TSO/DSO
239	PL	Margonin 1-2	Margonin	Gamesa	G 90	60	G8X R11B38-ETH	G8X R14P30	GAMESA CO210	GAMESA	GAMESA MG	WEMS_MET EU List_v5	MargoninSig	MRG_KDM_C
240	PL	Korsze	Korsze	Gamesa	G 90	35	G8X V8.81 V3.2	G8X R12D23	GAMESA CO210	GAMESA	GAMESA	WEMS_MET EU List_v5	Lista_Señale	Korsze-Signa

Tabla 9. Ejemplo de información sobre Margonin y Korsze.



5.3. EDPR Signal List_WTG DIGITAL

5.3.1. Análisis de información indispensable para los listados de digitales

Analizando la información proveniente de los manuales del tecnólogo correspondiente, así como toda la información que quizá no venga especificada en éstos o que sea imposible obtener de los mismos pero que se considere indispensable para el correcto control y operación de la flota eólica de EDPR, se llega como conclusión a las consideraciones necesarias para la creación de una base de datos estandarizada que incluya todos los listados referentes a cada uno de los parques (teniendo en cuenta la versión, tipo de turbina, de SCADA, etc.).

Toda la información referente a las señales digitales de cada una de las máquinas eólicas es recibida por EDPR en forma de listados de alarmas proporcionados por el tecnólogo, que normalmente difieren notablemente en formato y códigos para expresar prioridades, reacciones de máquina, etc., causa también de la necesidad de la estandarización.

Para la creación de los listados de señales digitales se utilizará como documento principal el listado de digitales proveniente del tecnólogo y puntualmente el listado de Tags OPC (también proporcionado por el tecnólogo en cuestión). Es necesario remarcar que en el listado de Tags OPC proporcionado por el tecnólogo aparecen todos los Tags relativos a una máquina eólica o conjunto de ellas, siendo los Tags referidos a señales digitales aquellos tipo “BOOL”.

A continuación se exponen varios ejemplos de los diversos documentos que han tenido que ser analizados para corroborar la necesidad de una estandarización de los mismos.

- GAMESA.

Este tecnólogo proporciona sus manuales en formato PDF, siguiendo las descripciones la estructura observada en la Ilustración 20.



Sistema de Giro			
105 Máximo tiempo desenrollando			
Criterio de disparo:			
La máquina está desenrollando y permanecen activas las confirmaciones de los motores CW o CCW durante más de 4950 segundos.			
Reacción:	Stop	Reset:	A
Disponibilidad:	No		

Ilustración 20. Detalle de señal en el manual. Fuente: Gamesa.

La reacción de la máquina ante la señal y el tipo de rearme tienen un código propio, que podemos apreciar en la Ilustración 21, creado por Gamesa y que además difiere del resto de tecnólogos.

Criterios de reseteo de alarmas:

- **0:** Se produce el disparo de Celda.
- **A:** El aerogenerador pasa directamente a reseteo Local.
- **B1:** Se permiten realizar 3 rearmes remotos (en 1 ó 6 ó 24 horas) tras los cuales el aerogenerador pasa a reseteo Local.
- **B2:** Se permiten realizar 3 rearmes automáticos (en 1 ó 6 horas) tras los cuales el aerogenerador pasa a reseteo Local.
- **B2 rápido:** Se permiten realizar 3 rearmes automáticos rápidos (en 1 ó 6 horas) tras los cuales el aerogenerador pasa a reseteo Local.
- **C:** Se permiten realizar 3 rearmes automáticos (en 6 horas) tras los cuales se permiten realizar 3 rearmes remotos (en 6 horas) tras los cuales el aerogenerador pasa a reseteo Local.
- **C rápido:** Se permiten realizar 3 rearmes automáticos rápidos (en 6 horas) tras los cuales se permiten realizar 3 rearmes remotos (en 6 horas) tras los cuales el aerogenerador pasa a reseteo Local.
- **D:** Aviso durante 72 ó 168 horas y paso a reseteo Local.
- **E:** Reset automático, desaparece el aviso/alarma al desaparecer la causa que lo genera.
- **F:** El aviso/alarma permanecerá activo hasta que, tras la desaparición de las condiciones de activación, se produzca un reset remoto o un reset manual.
- **Auto:** La alarma se resetea de forma automática a los 5 minutos si la condición que la provoca desaparece.
- **Auto rápido:** La alarma se resetea de forma automática a los 30 segundos si la condición que la provoca desaparece.

Ilustración 21. Código de reacciones de WTG del manual. Fuente: Gamesa.



Además, como podemos observar en ejemplo, en numerosas ocasiones los manuales son proporcionados en un idioma distinto al inglés, lo cual hace necesario llevar a cabo una traducción con el fin de uniformizar la información en cuanto a idioma ya que puede ser necesaria en otros despachos.

- SIEMENS.

En el caso de Siemens, se recibe un archivo en formato Excel en el que se detallan numerosos parámetros relacionados con cada una de las señales. De nuevo las prioridades, reacciones de máquina, etc., vienen definidas según criterio propio de Siemens y que de nuevo difiere de los demás. En este caso, para obtener la prioridad debemos basarnos en tres de las columnas del archivo: AR (Automatic Reset), RR (Remote Reset) y CR (Local Reset).

Number	UK Text	Type Selected	Action Type												Stop Type				
			ST	AD	EI	FI	AI	AR	RR	CR	TR	S10	S20	S30	S40	S50	I10	I20	
0	System faultless																		
901	No. of freq. filters > Max		✓			✓	✓					✓		✓					✓
902	No. of analog filters > Max		✓			✓	✓					✓		✓					✓
903	Freq. filter not installed		✓			✓	✓					✓		✓					✓
904	Analog filter not installed		✓			✓	✓					✓		✓					✓
905	No. of interval-timers > Max		✓			✓	✓					✓		✓					✓
906	Timer not installed		✓			✓	✓					✓		✓					✓
907	Too many InstallTickProcess		✓			✓	✓					✓		✓					✓
911	Schedule processing time > Max		✓			✓	✓					✓		✓					✓
912	Schedule no. of processes > Max		✓			✓	✓					✓		✓					✓
915	Eventcounter not installed		✓			✓	✓					✓		✓					✓
916	HW-profile not selected		✓			✓	✓					✓		✓					✓
917	Max no. of temp. meanvalues		✓			✓	✓					✓		✓					✓

Ilustración 22. Información de señales proporcionada por el tecnólogo. Fuente: Siemens.

Además, deberemos consultar otra hoja diferente para identificar las señales que causan parada de máquina y aquellas que no la causan.

- VESTAS.

Como último ejemplo tenemos Vestas, que proporciona los listados de alarmas en formato PDF y que de nuevo tiene un criterio propio para la descripción de las prioridades y reacciones de aerogenerador.



```
No: 28
Log text
Subsystem name
Type
Acknowledgement
- Allowed attempts
- Time window
- Stabilise period
Criteria:
This alarm is reported if the Grid Breaker Q16 is opened (Grid Breaker Q16 is not monitored when the turbine is in Stop or Manual) .

This alarm is raised if the signal **IO.GridBreakerQ16Closed** changes to false.

The alarm can be acknowledged when the signal **IO.GridBreakerQ16Closed** changes to true.

SupervisionID 3067
Q16 breaker open
PowerSupplyVariant1
Alarm
Remote
Timeout
Shutdown type
- Max time disconnect
- Max time eliminate
Category
Name GridBreakerQ16Opened3x
<n/a>
StopFast
0.9 second
1 hour
Owner
```

Ilustración 23. Detalle de señal en el manual. Fuente: Vestas.

Cabe destacar que al menos en este caso el código se interpreta de manera más sencilla. Se identifica la reacción de máquina mediante el campo “Type” y el tipo de rearme mediante el campo “Acknowledgement”.

Como podemos observar en los ejemplos expuestos, cada uno de los tecnólogos tiene su propio modo de distribuir la información, por lo que una parte importante de este proyecto estuvo destinada al estudio de diversos manuales para poder llevar a cabo la creación de códigos comunes a todos ellos.

La información más importante a tener en cuenta desde el punto de vista de la operación desde los despachos incluye las descripciones de alarma, la prioridad y el tipo de rearme, por razones obvias.

La descripción y la prioridad, darán en conjunto al operador la información suficiente para valorar si esa inconformidad requiere de su atención y el tipo de rearme aporta la información que determina la manera de operar ante dicha inconformidad, ya sea poniéndose en contacto con un operador de parque o llevando a cabo la acción pertinente de manera remota.

También será importante tener en cuenta el origen de las señales, si provienen de campo o se trata de señales calculadas a partir de otras, así como incluir en la base de datos los Tags OPC que identifican las señales en la RTU de cada parque de manera que se pueda establecer la relación entre los Tags y las alarmas presentes en el listado.

De manera inicial podemos subdividir la totalidad de la base de datos en tres apartados, a saber:



- Una sección de esta base de datos deberá estar dirigida a incluir la información necesaria para definir el origen de la discrepancia, la naturaleza de la misma, los componentes en campo y en el sistema WEMS a los que afecta dicha discrepancia, la prioridad y tipo de rearme.
- Un segundo apartado deberá estar destinado a la definición de esta no conformidad, por lo que se incluirá una descripción y una numeración. Dentro de este apartado destinado a la descripción de la señal es de sobrada importancia incluir la dirección mediante la cual se recibirá esta señal. Como se detallará más adelante, cada una de las alarmas tiene una dirección creada en la plantilla de parque, mediante la cual se hace llegar la misma.
- Por último y no menos importante, deberá incluirse un apartado en la base de datos destinado a ampliar la información sobre la señal recibida. Este apartado tiene como fin último el posibilitar la creación de reportes (generalmente en OPMS). El disponer de información adicional sobre cada una de las alarmas recibidas es indispensable para el aumento gradual de la eficacia de la operación por lo que este apartado deberá adicionar toda la información relevante posible.

Toda la información que deberá incluirse, por tanto, en el caso de los listados de alarmas digitales se dividirá en los siguientes apartados:

- SCADA Data: Este apartado estará destinado a contener la caracterización de la señal, así como su origen, prioridad y componentes afectados. Se trata de la información relativa al SCADA Central.
- Field SCADA: Campos destinados a describir la señal y la información necesaria para su recepción (Tags OPC, señales analógicas...). Se trata de la información relativa al SCADA de parque, es decir, la información que se recibe directamente de campo. Estos campos se cumplimentarán con información proporcionada por el tecnólogo correspondiente.
- Additional Information: Campos destinados casi en su totalidad a profundizar en la caracterización de la señal para en la mayoría de los casos utilizar esta información en herramientas tales como OPMS.



5.3.2. SCADA Data

Este primer apartado contendrá la información relativa a la fuente de la señal, los componentes de WEMS asociados a la misma y otros datos relativos a la señal como por ejemplo su prioridad.

1. Signal From.

Como se adelantaba anteriormente, es indispensable conocer la fuente de la señal recibida. En el caso de las listas de señales digitales hay dos posibles fuentes de esta información:

- FIELD. Se trata de los casos en los cuales la señal provenga directamente del campo.
- CALCULATION. Cuando la señal recibida es un cálculo realizado por el SCADA central (WEMS).

Como se detallará más adelante, la estructura de cada uno de los listados en cuanto a este campo depende directamente del tipo de tecnología SCADA. Podemos dividir las tecnologías presentes en la flota EDPR en tres grandes grupos:

→ Gamesa/ Ecotecnia/ Izarbonus. Estas tecnologías incluyen en la RTU una plantilla que contiene un Tag OPC por cada alarma, por lo cual todas las alarmas del listado de Digitales serán denominadas como FIELD, dado que todas ellas provienen directamente de campo.

→ Vestas/ Enercon/ Siemens/ Nordex/ Senvion. Estas tecnologías disponen de una única señal de campo y todas las demás provienen de ella, por lo que tendrán una única señal tipo "FIELD" y el resto serán calculadas a partir de ella, siendo por tanto tipo "CALCULATION".

→ General Electric/ Acciona. Estas tecnologías utilizan un método que se podría considerar variante del anterior. En este caso se tiene una señal de campo tipo array, por lo que tendremos un número concreto de señales tipo "FIELD" a partir de las cuales se calculan todas las demás, de tipo "CALCULATION".

Caracteres permitidos	
Máximo nº de caracteres	6
Caracteres permitidos	Letras
Espacios	No
Definido por	EDPR/CGI

Tabla 10. Especificación del campo Signal From.



2. Sub – System

Esta columna de la base de datos indica el origen de la señal. Según la estructura del sistema de parques eólicos, las señales pueden tener diversos orígenes:

- WT. Señales procedentes de una turbina eólica concreta.
- WPP. Señales generales de parque.
- WMET. Señales procedentes de la torre meteorológica.
- WSUB. Señales procedentes de subestación.

En el caso que ocupa, al tratarse de señales digitales, todas tendrán origen en una turbina eólica en concreto y por lo tanto en todos los casos se definirán como “WT”.

Caracteres permitidos	
Máximo nº de caracteres	6
Caracteres permitidos	Letras
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 11. Especificación del campo Sub - System.

3. Component

Este apartado contendrá la información relativa a los componentes de WEMS asociados a dicha señal. Al corresponderse diversas señales digitales a un mismo componente, este apartado nos permite agrupar las señales en una única señal digital con la misma descripción de conversión digital. Hay que tener en cuenta a la hora de agrupar señales de esta manera, que deben tener el mismo Sub – Component, Digital Conversion Description, Prioridad y categorización S.I., ya que de lo contrario se causarían conflictos, sobre todo en el caso de que las alarmas agrupadas no tuviesen la misma prioridad.

La definición de esta columna vuelve a estar estrechamente relacionada con el tipo de tecnología SCADA:



→Gamesa/Ecotecnia/Izarbonus. En estas tecnologías, todas las señales provienen directamente de campo, por lo cual a cada una deberá hacersele corresponder un punto digital, es decir no podrán agruparse.

→Vestas/Enercon/Siemens/Nordex/Senvion. En este caso, al encontrarnos con una mayoría de señales de tipo “CALCULATION”, pueden agruparse varias de ellas y hacerles corresponder un punto digital a varias de ellas, teniendo en cuenta las restricciones antes fijadas.

→General Electric/Acciona. Se considera igual al caso anterior, dado que tiene asimismo una mayoría de señales calculadas.

Scada Data						Field Data		
SIGNAL FROM	WT	COMPONENT	SUB	DIGITAL CONVERSION DESCRIPTION (Grouping)	PRIORITY	Nº	ENGLISH MANUFACTURE DESCRIPTION	ADDR
Calculation	WT	NM72_82_041	TRIP	Grid recovery fault	S5	41	Grid recovery fault 1	-
Calculation	WT	NM72_82_041	TRIP	Grid recovery fault	S5	42	Grid recovery fault 2	-
Calculation	WT	NM72_82_041	TRIP	Grid recovery fault	S5	43	Grid recovery fault 3	-
Calculation	WT	NM72_82_041	TRIP	Grid recovery fault	S5	44	Grid recovery fault 4	-
Calculation	WT	NM72_82_041	TRIP	Grid recovery fault	S5	45	Grid recovery fault 5	-

Tabla 12. Ejemplo de varias señales asociadas al mismo componente WEMS.

Caracteres permitidos	
Máximo nº de caracteres	14
Caracteres permitidos	Letras, números y “_”
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 13. Especificación del campo Component.

La manera correcta de elaborar el contenido de esta columna será según el siguiente código:

- Se utilizará la estructura “ABCD_XXXX” cuando se trate de una señal individual. Los primeros cuatro dígitos harán referencia la tecnología en cuestión y los cuatro últimos a la numeración que el tecnología proporciona.
- Se utilizará la estructura “ABCD_XXXX_XXXX” cuando se trate de una agrupación de alarmas, haciendo referencia la primera sección al tecnología, la segunda a la agrupación y la tercera a la alarma en concreto a la que se esté haciendo referencia dentro de la agrupación.



4. Sub-Component

En este apartado se definirá la clase de señal, categorizándola según sea una señal que causa parada de turbina, una señal que no causa parada de turbina o un estado.

- Alarmas que causan parada de turbina → TRIP
- Alarmas que no causan parada de turbina → ALM
- Estados → STA

En el caso de las alarmas (TRIP y ALM), este campo está directamente relacionado con la prioridad y conjuntamente da lugar a diferentes estados de la máquina eólica. Al tratarse las tres posibilidades de señales simples solamente serán aplicables el “State 0” y el “State 1”.

Posibles valores para el campo "Sub - Component"				
Sub - Component	State 0	State 1	State 2	State 3
TRIP	Normal	Trip	-	-
ALM	Normal	Alarm	-	-
STA	Off	On	-	-

Tabla 14. Posibles valores de Sub - Component.

Caracteres permitidos	
Máximo nº de caracteres	6
Caracteres permitidos	Letras
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 15. Especificación del campo Sub - Component.

5. Digital Conversion Description

Se trata del tercero de los apartados que tiene una relación directa con el tipo de tecnología SCADA.

→Gamesa/Ecotecnia/Izarbonus. En estas tecnologías, todas las señales provienen directamente de campo, por lo cual a cada una deberá hacersele corresponder un punto digital, es decir no podrán



agruparse y por tanto el apartado “Digital Conversion Description” deberá siempre coincidir con la descripción de alarma.

→Vestas/Enercon/Siemens/Nordex/Senvion. En este caso, al encontrarnos con una mayoría de señales de tipo “CALCULATION”, pueden agruparse varias y hacerles corresponder un punto digital a varias de ellas, por lo que si varias alarmas coinciden en los apartados “Sub – Component”, “Prioridad” y “S.I.” podrá hacerseles corresponder un único punto digital y compartiendo por tanto la descripción en el sistema WEMS.

→General Electric/Acciona. Se considera igual al caso anterior, dado que tiene asimismo una mayoría de señales calculadas.

Scada Data							
ID	WT	COMPONENT	SUB	DIGITAL CONVERSION DESCRIPTION (Grouping)	PRIORITY	Nº	ENGLISH MANUFACTURE DESC
1	WT	NM72_82_041	TRIP	Grid recovery fault	S5	41	Grid recovery fault 1
1	WT	NM72_82_041	TRIP	Grid recovery fault	S5	42	Grid recovery fault 2
1	WT	NM72_82_041	TRIP	Grid recovery fault	S5	43	Grid recovery fault 3
1	WT	NM72_82_041	TRIP	Grid recovery fault	S5	44	Grid recovery fault 4
1	WT	NM72_82_041	TRIP	Grid recovery fault	S5	45	Grid recovery fault 5

Tabla 16. Ejemplo de varias señales agrupadas con la misma Digital Conversion Description.

Caracteres permitidos	
Máximo nº de caracteres	59
Caracteres permitidos	Letras, números, “-”, “(”, “/”, “.”, “&”, “+”, “_”, “@”, “:”, “%”
Espacios	Yes
Definido por	EDPR

Tabla 17. Especificación del campo Digital Conversion Description.

6. Priority

Este campo contendrá la información relativa a la urgencia y el tipo de rearme de la señal y estará cubierto solo en el caso de las señales “ALM” o “TRIP”, como anteriormente se adelantaba. Dado que la prioridad



de cada una de las alarmas aparece en los manuales de los tecnólogos bajo códigos diferentes en cada caso, se ha creado un código bajo el que unificar todos ellos.

En primer lugar, se realizó un estudio de las diferentes prioridades que deberían definirse, ya que por ejemplo, las referidas a conectividades, reparaciones o fallos de comunicaciones no aparecerán en la documentación de los tecnólogos.

Adicionalmente, se realiza un exhaustivo análisis de la documentación para la creación de un código bajo el que expresar las prioridades descritas en los manuales. Podemos ver en las siguientes tablas algunos de los ejemplos de comparación de prioridades que hubo que establecer para poder llevar a cabo la conversión al código estándar.

Manufacturer Documents		EDPR Standard Data Base	
Machine Stop	Reset Level	SUB	Priority
YES	AUTO	TRIP	S5
	REMOTE	TRIP	S4
	LOCAL	TRIP	S3
NO	Any value	ALM	S7

Tabla 18. Identificación del tipo de reset en manuales de Alstom.



Manufacturer Documents		EDPR Standard Data Base	
Reaction	Reset	SUB	Priority
Stop/Emergency/Pause	O	TRIP	S3
	A		
Stop/Emergency/Pause	B1	TRIP	S4
	F		
	F1		
Stop/Emergency/Pause	B2	TRIP	S5
	B2 fast		
	C		
	C fast		
	E		
	Auto		
	Auto fast		
Warning	Any Value	ALM	S7

Tabla 19. Identificación del tipo de reset en manuales de Gamesa.

Manufacturer Documents		EDPR Standard Data Base	
Type	Acknowledgement	SUB	Priority
Alarm	Local	TRIP	S3
Alarm	Remote	TRIP	S4
Alarm	Auto	TRIP	S5
Warning	Local/Remote/Auto	ALM	S7

Tabla 20. Identificación del tipo de reset en manuales de Vestas.



Manufacturer Documents		EDPR Standard Data Base	
Fault - Acknowledgement	Braking Process	SUB	Priority
A	Any value (Excepting "0" or "-")	TRIP	S5
R		TRIP	S4
L		TRIP	S3
Any value	"0" / "-"	ALM	S7

Tabla 21. Identificación del tipo de reset en manuales de GE.

Las posibles prioridades serán, por tanto, las siguientes:

- S1: Señales, tanto responsables de parada como aquellas que no lo sean, y estados, provenientes de subestación, TSO y alarmas relacionadas con la conectividad con las subestaciones.
- S2: Alarmas relacionadas con parada de máquinas por mantenimiento o reparación. Estados relacionados con mantenimiento y reparación de turbinas así como de parada de WPP.
- S3: Señales causantes de parada de máquina con tipo de rearme local.
- S4: Señales causantes de parada de máquina con tipo de rearme remoto.
- S5: Señales causantes de parada de máquina con tipo de rearme automático.
- S6: Alarmas internas del Sistema así como fallos de comunicaciones relacionados con la RTU.
- S7: Señales que no causan parada de máquina, más comúnmente conocidas como "Warnings". Este código también será usado para alarmas relacionadas con aspectos ambientales que causan parada de máquina para evitar que al quedar pausada la operación de una máquina se indique como causa una alarma ambiental mientras están activas otras alarmas de mayor prioridad. Además se les hará corresponder este código a alarmas de límite analógico.
- S8: Código utilizado para periodos de fallo de comunicación con la WTG.



Caracteres permitidos	
Máximo nº de caracteres	2
Caracteres permitidos	Letras, números
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 22. Especificación del campo Priority.

La estructura final del apartado “SCADA Data” al completo quedaría de la siguiente manera:

Scada Data						
SIGNAL FROM	WT	COMPONENT	SUB	DIGITAL CONVERSION	DESCRIPTION (Grouping)	PRIORITY

Tabla 23. Estructura del apartado SCADA Data

5.3.3. Field SCADA

El segundo gran campo en el que se dividirá nuestra base de datos para el caso de las Señales digitales será el denominado “Field SCADA”. En él se incluirá información más sencilla pero sobradamente importante para la operación, ya que en estos apartados se incluirá la información necesaria para la identificación de la alarma o estado así como la identificación de la causa de la misma.

1. Alarm Number

Este campo incluye la numeración de las alarmas y estados que conforman la base de datos, en este caso, de Señales digitales. En la mayor parte de los casos se conserva la numeración original proveniente de los manuales de los cuales nos provee el tecnólogo debido a que de esta manera será más fácil, en caso de que sea necesario, llevar a cabo correcciones o modificaciones. En otros casos, en los cuales no aparece numeración alguna en la documentación del tecnólogo, esta será impuesta en el momento de incluir una nueva lista en el EDPR Standard DB. A la hora de imponer una numeración a un listado en el cual el



tecnólogo no la incluye, se tratará de seguir para ésta los mismos criterios que se hayan utilizado en listas del mismo tecnólogo que se asemejen lo suficiente, siempre que fuese posible.

Caracteres permitidos	
Máximo nº de caracteres	999999
Caracteres permitidos	Números
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 24. Especificación del campo Alarm Number.

2. English Manufacture Description

Este apartado contendrá una descripción lo suficientemente clara de la causa de la aparición de la señal. En condiciones normales se utilizará la descripción de la documentación del proveedor de la máquina, pero aún en algunas ocasiones se recibe documentación en español. En las ocasiones en las que la documentación del tecnólogo no se reciba en inglés se deberá llevar a cabo una traducción minuciosa de la misma para garantizar que toda la base de datos se encuentre en el mismo idioma (inglés). Como explicaremos más adelante, esta descripción en un segundo idioma puede quedar incluida en la base de datos como información adicional.

Caracteres permitidos	
Máximo nº de caracteres	59
Caracteres permitidos	Letras, números, "-", "(", "/", ".", "&", "+", "_", "º", ":", "%"
Espacios	Yes
Definido por	EDPR

Tabla 25. Especificación del campo English Manufacture Description.



3. Signal Address

En este campo se incluirá la dirección OPC la cuál actuará de puente entre el SCADA de parque y el SCADA central (WEMS). Estas direcciones deberán estar creadas en la plantilla de parque y actuarán como puente entre la información recibida por la RTU en parque y el SCADA central.

De nuevo existe una distinción en cuanto a la estructura de este apartado de la base de datos atendiendo al tipo de tecnología.

→ Gamesa/ Ecotecnia/ Izarbonus. Existe una plantilla de parque en la que existe un Tag OPC para cada una de las señales.

→ Vestas/ Enercon/ Siemens/ Nordex/ Senvion/ General Electric/ Acciona. En estos casos se tiene uno o varios (en el caso de los tipo array) Tags OPC, por lo que la columna “Signal Address” estará en la mayoría de los casos vacía.

Esta dirección OPC estará dividida, generalmente, en dos partes:

- La parte inicial de la dirección OPC será diferente para cada parque y máquina eólica, aunque para varias aplique la misma lista de Señales. Esto es debido a que esta parte del TAG OPC está dirigida a la localización de la señal y será configurada en la plantilla de parque individualmente para cada aerogenerador. Hay diferentes modalidades de TAG OPC. Podemos ver a continuación algún ejemplo de cómo deberá configurarse el TAG OPC en el Standard Data Base de forma genérica para cada listado:
 - AXX.Gen.ExcVelStop
 - #nn#.WALM.279_GearCold
 - [parque].WT.[aero].ExcTensionMax
 - <Ident. Parque>_Aerogenerador_XY_WALM_Top_Alm1_instMag.7

Podemos ver como en algunos de los ejemplos existe un espacio dedicado a la identificación del parque (se utilizará en listados que apliquen a más de un parque) y otros casos en los que tan solo existe un espacio dedicado a la identificación del aerogenerador del parque correspondiente.



Podemos ver a continuación unos ejemplos de cómo aparecen los TAGs OPC en la RTU de parque, con la correspondiente identificación de parque y WTG:

- A01.ErrorFiltroAcInLinemul
 - A01.Giro.ErrSensorGiro
 - VP.02.Hidr.FiltroHidr
- La segunda parte del TAG OPC es estática, lo que significa que no va a variar de un parque a otro o de una turbina a otra. Esta segunda parte incluye de manera resumida la causa de la señal. Es necesario señalar que este parámetro es sensible a mayúsculas y minúsculas. Por ejemplo, podemos ver a continuación que los dos siguientes TAGs serían diferentes:
 - #nn#.WALM.501_ExtPStop
 - #nn#.WALM.501_extpstop

Aunque podría configurarse como tal, no está recomendado incluir espacios ya que podría llevar a posibles errores durante la configuración de la señal.

Caracteres permitidos	
Máximo nº caracteres	59
Caracteres permitidos	Letras, números, "_" y "."
Espacios	No recomendado
Definido por	EDPR

Tabla 26. Especificación del campo Signal Address.

La estructura al completo del apartado “Field SCADA” será la siguiente:

Field Data		
Nº	ENGLISH MANUFACTURE DESCRIPTION	ADDRESS (OPC_104_MODBUS)

Tabla 27. Estructura del apartado Field SCADA.



5.3.4. Additional Information

La información adicional que se incluye en el Standard Data Base está principalmente enfocada a datos necesarios para la realización de informes en OPMS y consta de los siguientes apartados:

- Alarm Code
- Input Signal
- S.I. Group
- Layers
- IEC 61400-25 LN
- Configuración
- Manufacture Description (Este apartado será opcional).

1. Alarm code

En esta columna se incluirá la numeración de alarmas y estados que aparecerá en herramientas e informes relativos a OPMS.

Es importante por requerimientos de OPMS que en esta numeración no existan duplicados y que se excluya el "0" (debe empezar en 1).

Caracteres permitidos	
Máximo nº caracteres	18
Caracteres permitidos	Números
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 28. Especificación del campo Alarm Code.



2. *Input Signal*

Este apartado es sobre todo importante en los casos en que las señales no tienen definido un Tag OPC individual. Este es el caso de Vestas, Enercon, Siemens, Nordex, Senvion, General Electric y Acciona. Al tratarse la mayoría de las señales que componen sus listas de señales tipo "Calculation", será en este apartado en el que se definirá el origen de la señal, es decir, la señal que sí que tiene un Tag creado y a partir de la cual se ha calculado la señal que nos ocupa.

El origen de la señal en el SCADA central es una o varias señales analógicas, por lo que en aquellas señales que no tengan configurado un Tag OPC, esta columna del Standard Data Base se cumplimentará con las señales analógicas de las cuales procede la señal digital que se visualiza en el SCADA central. Estas señales analógicas deberán existir en el listado de analógicas del Standard Data Base que detallaremos en el siguiente apartado.

Caracteres permitidos	
Máximo nº caracteres	14
Caracteres permitidos	Letras, números y " _ "
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 29. Especificación del campo Input Signal.

3. *S.I. Group*

En este apartado se incluirá una numeración que categorizará las señales para su visualización en WEMS y para la posterior creación de informes o para su utilización en otras herramientas de OPMS. El código creado con la descripción de cada una de las categorías es el siguiente:

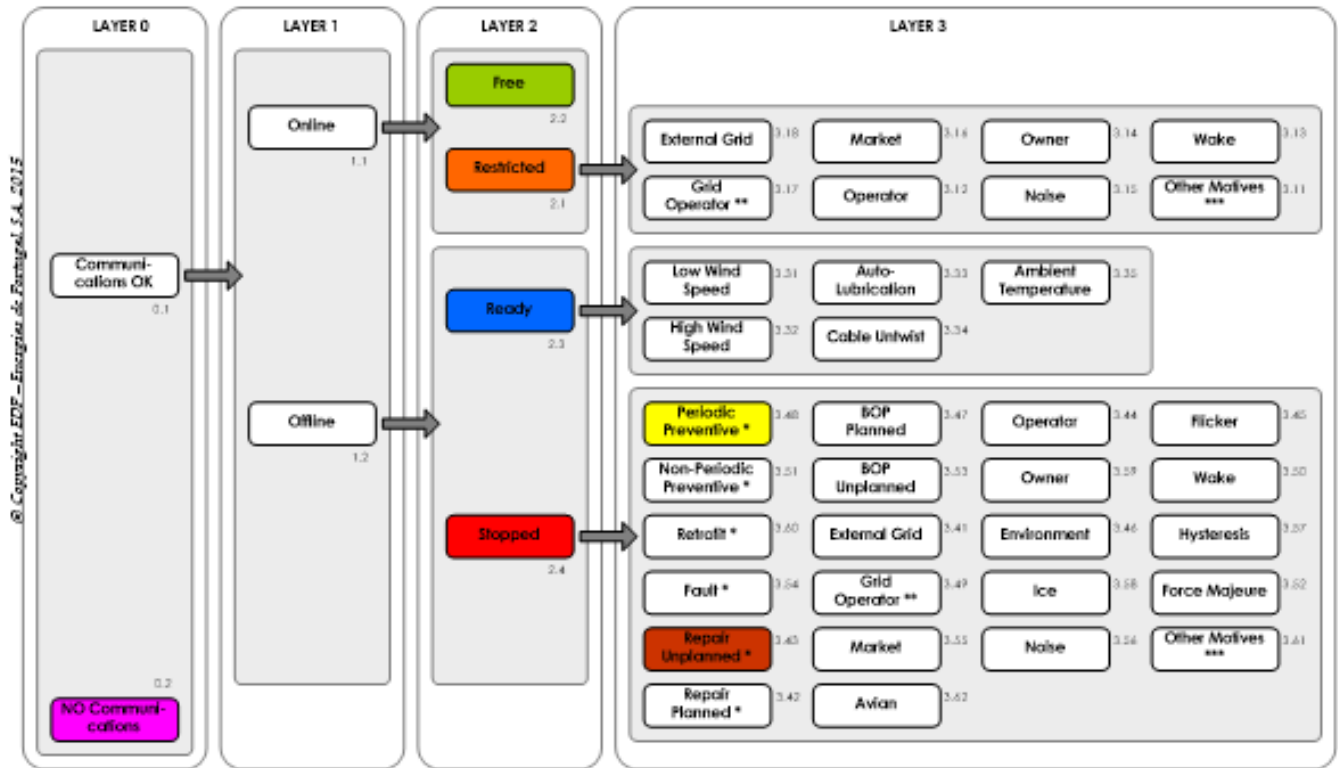


Ilustración 24. Esquema conceptual de estados que dan lugar al S.I. Group. Fuente: EDPR.



S.I. Description Code
0.1 Communications OK
0.2 No Communications
1.1 Online
1.2 Offline
2.1 Restricted
2.2 Free
2.3 Ready
2.4 Stopped
3.11 Restriction for Other Motives
3.12 Restriction for Operator
3.13 Restriction for Wake
3.14 Restriction for Owner
3.15 Restriction for Noise
3.16 Restriction for Market
3.17 Restriction for Grid Operator
3.18 Restriction for External Grid
3.31 Stand by for Low Wind Speed
3.32 Stand by for High Wind Speed
3.33 Stand by for Auto Lubrication
3.34 Stand by for Cable Untwist
3.35 Stand by for Temperature
3.41 Stopped for External Grid
3.43 Stopped for Repair
3.44 Stopped for Operator Request
3.45 Stopped for Flicker
3.46 Stopped for Environment
3.47 Stopped for Int Grid Plan
3.48 Stopped for Annual Maintenance
3.49 Stopped for Grid Operator Request
3.50 Stopped for Wake
3.51 Stopped for Productive Maintenance
3.52 Stopped for Force Majeure
3.53 Stopped for Int Grid Unplan
3.54 Stopped for Fault
3.55 Stopped for Market
3.56 Stopped for Noise
3.57 Stopped for Hysteresis
3.58 Stopped for Ice
3.59 Stopped for Owner Request
3.60 Stopped for Retrofit
3.61 Stopped for Other Motives

Tabla 30. Descripciones de cada uno de los códigos del S.I. Group.



Caracteres permitidos	
Máximo nº caracteres	4
Caracteres permitidos	Números y "."
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 31. Especificación del campo S.I. Group.

4. Layers

En estos cuatro apartados se detallará la descripción correspondiente a cada uno de los cuatro niveles de la clasificación "S.I."

Caracteres permitidos	
Máximo nº caracteres	59
Caracteres permitidos	Letras
Espacios	Sí
Definido por	EDPR

Tabla 32. Especificación de los campos Layer.

5. IEC 61400-25-2 LN

Esta columna será cumplimentada para añadir mayor detalle a la información que se almacena y utiliza en el sistema OPMS. La clasificación que se lleva a cabo de las señales se realiza en relación a la norma IEC 61400-25-2 [13].

Las posibles descripciones que se incluirán serán las siguientes:

- WALM. Alarmas relativas a estados de operación, conexión de red, etc.
- WCNV. Alarmas relacionadas con el convertidor.
- WGEN. Alarmas relacionadas con el generador.
- WNAC. Alarmas relacionadas con la góndola (nacelle).



- WROT. Alarmas relacionadas con el rotor.
- WTOW. Alarmas relacionadas con la torre.
- WTRF. Alarmas relacionadas con el transformador de potencia.
- WTRM. Alarmas relacionadas con la transmisión.
- WTUR. Alarmas relacionadas con la turbina en general.

Caracteres permitidos	
Máximo nº caracteres	No aplica
Caracteres permitidos	Letras
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 33. Especificación del campo IEC 61400-25-2 LN.

6. Configuration

Este apartado indicará qué señales están configuradas para la versión correspondiente y dónde están configuradas. Hay cuatro posibles opciones de configuración, a saber:

- DC&RTU (señales configuradas en el SCADA y en la RTU)
- DC (señales configuradas únicamente en el SCADA)
- RTU (señales configuradas únicamente en la RTU)
- X (señales no configuradas)

Caracteres permitidos	
Máximo nº caracteres	No aplica
Caracteres permitidos	Letras y "&"
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 34. Especificación del campo Configuration.



7. *Manufacture Description*

Se reservará un apartado dedicado a contener la descripción original de la alarma en los casos en los cuales la descripción original de la documentación del tecnólogo apareciese en un idioma distinto del inglés. Esta descripción se conserva solo de manera opcional por si fuese necesario hacer alguna comprobación posterior pero no se tendrá en cuenta a ningún otro efecto.

Caracteres permitidos	
Máximo nº de caracteres	59
Caracteres permitidos	Letras, números, "-", "(", "/", ".", "&", "+", "_", "e", ":", "%"
Espacios	Yes
Definido por	EDPR

Tabla 35. Especificación del campo *Manufacture Description*.

La estructura al completo del apartado “Additional Information” quedará de la siguiente manera:

ADDITIONAL Information							
INPUT SIGNAL	S.I.	LAYER 0	LAYER 1	LAYER 2	LAYER 3	IEC 61400-25 LN	CONFIGURATION

Tabla 36. Estructura del apartado *Additional Information*.



5.4. EDPR Signal List_WTG ANALOG

5.4.1. Análisis de información indispensable para los listados de analógicas

Para la creación de los listados de señales analógicas se utilizará como documento base el listado de Tags OPC proporcionado por el tecnólogo. En este listado aparecen todos los Tags OPC relativos a una o varias máquinas, siendo los Tags relativos a señales analógicas los tipo “FLOAT”.

En los listados de señales analógicas se sustituirá la división en tres grandes apartados utilizada en los listados de señales digitales por una un poco más extensa pero que contendrá asimismo aquellos tres.

- SCADA Data
- Field SCADA
- Additional Information
- Reasonability Values
- Analog Limit Alarm
- Manufacture Description (Este apartado será opcional).

Esta nueva subdivisión se crea debido a que, por la naturaleza misma de la señales analógicas, hay cierta información adicional que deberá añadirse y que no cabía añadir en el apartado de digitales. Los ejemplos más claros de los apartados que es necesario incluir en la base de datos de señales analógicas que no aparecían en la de digitales son los siguientes:

- Al tratarse de señales analógicas es necesario añadir un rango de valores aceptables para los cuales se tendrá en cuenta la señal recibida, al tratarse de señales que aportan valores numéricos en la mayoría de los casos.
- Por el hecho asimismo de tratarse de señales que aportan un valor numérico deberá establecerse un umbral en muchas ocasiones para el cuál se generará una alarma.
- Por tratarse de medidas que podrían efectuarse en continuo ya que van cambiando constantemente en la mayor parte de los casos deberá establecerse un determinado tiempo de refresco, es decir, imponer un tiempo entre medidas sucesivas.



5.4.2. SCADA Data

En este apartado se incluirán los mismos campos que en el caso de las señales digitales y estos tendrán en casi todos los casos la misma estructura y función. Se remarca que son los siguientes:

- Signal From
- Sub - System
- Component
- Sub-Component

Se mantendrán las características de los campos cuya estructura y función no cambie, por lo que aplican los caracteres permitidos descritos en el apartado de digitales para dichos campos. Las únicas consideraciones a tener en cuenta son las siguientes:

1. *Sub – System.*

En el caso de los listados de analógicas se incluyen las señales de este tipo que afectan a una turbina en concreto, por lo que, de nuevo y al igual que en los listados de digitales, serán todas ellas “WT”.

2. *Sub – Component.*

En los listados de analógicas, este apartado será destinado a incluir las unidades en las que se mide el parámetro en cuestión.



Posibles valores para el campo "Sub - Component"			
Potencia Activa	W	KW	MW
Potencia Reactiva	VAR	KVAR	MVAR
Potencia Aparente	VA	KVA	MVA
Energía	WH	KWH	MWH
Tensión	V	KV	MV
Presión	BAR	MBAR	
Temperatura	DEGF	DEGC	
Velocidad	M/S		
Tiempo	SEC		
Frecuencia	HZ		
Intensidad	A		
Longitud	MM		

Tabla 37. Posibles valores del campo Sub - Component para el caso de analógicas.

Caracteres permitidos	
Máximo nº caracteres	4
Caracteres permitidos	Letras
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 38. Especificación del campo Sub - Component para el caso de analógicas.

El apartado de "SCADA Data" quedará al completo de la siguiente manera:

SCADA DATA			
Signal From	WT	COMPONENTE	SUB

Tabla 39. Estructura del apartado SCADA Data.



5.4.3. Field SCADA

En el caso de los listados de analógicas, este apartado contendrá los siguientes campos:

- English Manufacture Description
- OPC TAG

Ambos campos se cumplimentarán al igual que en el caso de los listados de señales digitales con la información aportada por el tecnólogo y tendrán la misma estructura y función que en el caso anterior.

Se remarca que en el caso de los Tags OPC, al tratarse las señales analógicas de este listado de señales que afectan a una única turbina en particular, el Tag OPC deberá incluir una sección destinada a identificar el parque y otra a identificar la turbina, además de la parte estática que define la inconformidad.

5.4.4. Additional Information

En este campo se incluirán los siguientes subapartados:

- Input Signal
- Timer/Samples
- Configuration

Los campos de “Input Signal” y “Configuration” se cumplimentarán de la manera descrita en el apartado de digitales. El campo “Timer/Samples” es propio de los listados de señales analógicas e indica el tiempo de refresco de las señales. Las diferentes opciones son las siguientes:

- Timer/Samples:
 - 1 Second. Tiempo de refresco indicado para alarmas, warnings, restricciones, estados y errores ya que los valores de estos pueden cambiar instantáneamente.
 - 6 Seconds. Tiempo de refresco indicado para actualizaciones de valores analógicos tales corrientes o tensiones de fase, ángulos de inclinación, posición de palas, etc.
 - 60 Seconds. Tiempo de refresco indicado para valores referidos a temperaturas.



Caracteres permitidos	
Máximo nº caracteres	2
Caracteres permitidos	Números
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 40. Especificación del campo Timer/Samples.

El apartado de “Field SCADA” quedará al completo como se muestra en la siguiente tabla:

FIELD SCADA	
ENGLISH MANUFACTURE DESCRIPTION	OPC TAG

Tabla 41. Estructura del apartado Field SCADA.

5.4.5. Reasonability Values

Este campo es necesario debido que a diferencia de las señales digitales que generalmente son de tipo “BOOL”, las señales analógicas dan valores concretos sobre diferentes parámetros. Por ello y para evitar la generación de señales erróneas, debe indicarse un rango razonable de valores dentro de los cuales debe estar la medida. Si el valor recibido está fuera de este rango, el SCADA lo considerará “no razonable” y lo ignorará. Por el contrario, si no se especifica ningún valor en estos campos, el SCADA tendrá en cuenta todos los valores recibidos.

Caracteres permitidos	
Máximo nº caracteres	9999999
Caracteres permitidos	Números
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 42. Especificación del campo Reasonability values.



5.4.6. Analog Limit Alarm

En este campo se especificarán los máximos y mínimos valores especificados para la generación de una alarma, para aquellas señales que se generen al tomar un valor predefinido. Se dividen en dos grandes grupos:

- High alarms. Se genera una alarma al alcanzarse un valor atípicamente alto.
- Low alarms. Se genera una alarma al tomarse un valor atípicamente bajo.

Caracteres permitidos	
Máximo nº caracteres	9999999
Caracteres permitidos	Números
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 43. Especificación del campo Analog Limit Alarm.

5.4.7. Manufacture Description

Al igual que en los listados referentes a señales digitales, se deja un campo reservado a la descripción original en caso de que esta no fuese en inglés y se haya llevado a cabo una traducción. De todas maneras, al igual que en el caso de digitales, estos datos no estarán configurados en WEMS.



5.5. EDPR Signal List_WPP

5.5.1. Análisis de información indispensable para los listados de parque

En el caso de los listados generales de parque, se incluirán las señales que afecten de manera general a un parque en su conjunto. La primera distinción con respecto a los anteriores listados es que en este caso no se hará una diferenciación en cuanto a señales digitales y analógicas, apareciendo todas ellas de manera conjunta en un solo listado. Las consideraciones a tener en cuenta para la creación de esta base de datos serán las siguientes:

- Se precisa información sobre cada una de las señales para poder categorizarlas como analógicas o digitales.
- Se necesita incluir, como en anteriores listados, un apartado destinado a incluir la información sobre los Tags OPC mediante los cuales se recibirán las señales.
- Se tendrán en cuenta las consideraciones mencionadas en los listados de digitales y analógicas en los casos que sean necesarias.
- En estos listados habrá que definir la configuración de los setpoints, así como clasificar si las señales están configuradas como input, output o ambas.

La clasificación que se realizará en el caso de los listados de parque será la siguiente:

SCADA Data

- o Signal From
- o Sub-System (WPP)
- o Component
- o Sub-Component

Analog/Digital

Input/Output

Field SCADA



- o English Manufacture Description

- o OPC TAG

Additional Information

- o Input Signal

- o Timer/Samples

- o Configuration

5.5.2. SCADA Data

1. *Signal From*

Al igual que en los listados de analógicas y digitales, mediante este campo definiremos el origen de la señal, clasificándola según sea una señal proveniente directamente de campo o un cálculo.

2. *Sub-System*

En el caso de los listados de parque, este campo será cumplimentado en todos los casos como “WPP” ya que todas las señales de estos listados afectan de manera general a un parque en su conjunto.

3. *Component*

El componente WEMS al que afecta la inconformidad será cumplimentado según las directrices ya expuestas en el apartado de digitales.



4. Sub-Component

En el caso de los listados de parque, al tenerse señales digitales y analógicas, este apartado se cumplimentará atendiendo al criterio descrito en el apartado de digitales o al descrito en el apartado de analógicas según se trate de una u otra.

El apartado de “SCADA Data” quedará de la siguiente manera:

SCADA DATA			
Signal From	WPP	COMPONENT	SUB

Tabla 44. Estructura del apartado SCADA Data.

5.5.3. Analog/Digital (A/D)

Este campo está destinado a clasificar las señales según se trate de señales analógicas o digitales. Solamente podrá contener dos valores:

- A: señal analógica.
- D: señal digital.

Caracteres permitidos	
Máximo nº caracteres	1
Caracteres permitidos	Letras
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 45. Especificación del campo Analog/Digital.



5.5.4. Input/Output

Este campo está destinado a contener información que indique si una señal está configurada como input, output o ambas.

Las diferentes posibilidades son las siguientes:

- IN: Indica que la señal actúa únicamente como entrada de datos, es decir, solamente recibe información de campo.
- OUT: Indica que la señal se utiliza únicamente como salida de información, es decir, para el envío de comandos.
- IN/OUT: Indica que la señal puede actuar como ambas.

Este campo está directamente relacionado con los setpoints y se puede explicar la manera de cumplimentar los campos asociados a éste utilizando los setpoints como ejemplo.

Todas las señales que estén configuradas como “output only” (OUT) deberán tener asociada una señal “input”, especialmente en el caso de los setpoints.

Podemos ver en la siguiente imagen la correcta configuración de un setpoint.

SCADA DATA						ENGLISH MANUFACTURE DESCRIPTION	TAG OPC
Signal Func	W	COMPONENT	SU	D	I/O		
Field	W/P	WAPC_SETPLW	KW	A	IN	Active power setpoint feedback	X1.WYQUL.DmdTotW
Field	W/P	WAPC_SETPLW	KW	A	IN/OUT	Active power setpoint	X1.WYQUL.DmdTotW_CMD

Tabla 46. Ejemplo de setpoint utilizando señales IN/OUT.

En el caso de “WAPC_SETPLW”, el comando (output) y el input están configurados con el mismo Tag OPC (ya que la señal es “IN/OUT”) y tenemos otra señal analógica con un Tag OPC diferente. Esta configuración permite ver el valor enviado como setpoint en “WAPC_SETPLW” y el valor real de la



variable mediante la otra señal analógica, “WAPC_SETPLWA”. Por tanto, si ambas señales presentan el mismo valor significará que el comando se ha aplicado de manera correcta.

Es necesario remarcar que solamente podremos ver el valor real cuando se haya actualizado el Tag OPC.

La configuración del setpoint puede realizarse asimismo utilizando señales “IN” y “OUT” únicamente, como podemos ver en la siguiente imagen:

ADA DATA						
COMPONENT	UNIT	SI	D	I/O	ENGLISH MANUFACTURE DESCRIPTION	TAG OPC
WAPC_SETPLWA	KW	A		IN	Active power setpoint feedback	X1.WXGUI.DmdTotW
WAPC_SETPLW	KW	A		IN	Active power setpoint	X1.WXGUI.DmdTotW_FB
WAPC_SETPLW	KW	A		OUT	Active power setpoint	X1.WXGUI.DmdTotW_CMD

Tabla 47. Ejemplo de setpoint utilizando señales tipo IN y OUT.

Pero como se puede apreciar, la señal configurada como input y la señal configurada como output deben tener la misma descripción ya que para el mismo componente de WEMS solo puede existir una descripción. Si esto no se verificase, se tomaría como descripción la de la señal tipo output.

Caracteres permitidos	
Máximo nº caracteres	6
Caracteres permitidos	Letras y “/”
Espacios	No
Definido por	EDPR/CGI

Tabla 48. Especificación del campo IN/OUT.

5.5.5. Field SCADA

El apartado “Field SCADA”, al igual que en otros listados está dividido en dos campos:

1. Description: Este apartado se cumplimentará con la descripción de la señal siguiendo las directrices detalladas en el apartado dedicado a los listados de digitales.



2. TAG OPC: Este campo se cumplimentará con la dirección OPC mediante la cual se recibe la señal. Es necesario señalar que en el caso de las listas de parque, el Tag OPC solamente tendrá un apartado para especificar el parque y la parte estática del Tag ya que en este caso no se necesita especificación alguna de turbina. El resto de consideraciones son las mismas que en anteriores listados.

5.5.6. Additional Information

El apartado de información adicional cuenta de los mismos campos que en los anteriores listados definidos y estos contienen la misma información. Son los siguientes:

- Input Signal
- Timer/Samples
- Configuration
- Manufacture Description



5.6. EDPR Signal List_WSUB

5.6.1. Análisis de información indispensable para los listados de subestación.

Al igual que ocurría con los listados anteriormente descritos, en el caso de las subestaciones también se tiene un listado diferente para cada una de ellas por lo que se hace indispensable la creación de una estructura estandarizada para la base de datos.

La información necesaria para llevar a cabo la operación en lo referido a las subestaciones estará en este caso dividida de manera diferente a la que se venía utilizando en los listados de digitales y analógicas ya que no es aplicable. Aun así, se tendrán algunas señales analógicas y otras digitales, por lo que existirán una serie de campos que se cumplimentarán de la manera descrita en anteriores apartados. Se seguirá la siguiente clasificación:

- WPP Name
- Sub-System
- Component
- Sub-component
- Event/Alarm
- State
- Analog Units
- I/O
- A/D
- Analog Scales
- WEMS Description
- Interlock Address
- Priority
- Configuration
- WSUB Status
 - Cluster Status



1. *WPP Name*

Se incluirá el código WEMS del parque al que aplique el listado. Este campo seguirá las mismas especificaciones que en apartados anteriormente descritos.

2. *Sub-System*

Al tratarse de un listado dedicado a contener información sobre señales provenientes de subestación, este apartado se cumplimentará en todos los casos como “WSUB”.

3. *Component*

Se indicará el componente WEMS al que aplique cada una de las señales. Este campo seguirá las mismas especificaciones que sus homólogos en anteriores listados descritos.

4. *Subcomponent*

Los listados de subestación, al igual que los listados de WPP, contienen señales tanto digitales como analógicas. Por ello, en el caso de los listados de subestación el campo “Subcomponent” se cumplimentará de la manera descrita en el apartado de digitales, habiendo otro campo destinado a las unidades de los valores tomados por las señales analógicas que se describe más adelante.

5. *Event/Alarm*

Este campo permite clasificar las señales en eventos o alarmas.

- Alarm: Alarmas y Disparos.
- Event: Se consideran eventos todas aquellas señales a excepción de las alarmas y disparos, algunos ejemplos son los siguientes:



- Cambios manual/automático, local/remoto
- Cambios de posición de interruptores o seccionadores
- “-“ : In case of Analog signals.

Caracteres permitidos	
Máximo nº de caracteres	6
Caracteres permitidos	Letras y “-“
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 49. Especificación del campo Event/Alarm.

6. State

Este campo está dirigido a indicar el significado de los estados de las señales digitales. Cuando se trata de señales “simples” (como por ejemplo alarmas, posiciones de interruptores simples, etc.) solamente aplicarán “State 0” y “State 1”. Los siguientes aplicarán en el caso de señales con más de dos posibles estados (por ejemplo posición de un conmutador).

Posibles valores para el campo "State"				
Sub - Component	State 0	State 1	State 2	State 3
TRIP	Normal	Trip	-	-
ALM	Normal	Alarma	-	-
STA	Off	On	-	-
CMD	Off	On	-	-
STS	Abierto	Cerrado	-	-
STF	Automático	Manual	-	-
STM	Remoto	Local	-	-
FCMD	Transitorio	Off	On	No válido
STDM	Estático	Remoto	Local	No válido
STC	Transitorio	Abierto	Cerrado	No válido
STD	Transitorio	Abierto	Cerrado	No válido

Tabla 50. Especificación del campo State.



Caracteres permitidos	
Máximo nº de caracteres	4
Caracteres permitidos	Letras y “-“
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 51. Especificación del campo State.

7. Analog Units

Este campo estará destinado a contener las unidades de las variables analógicas dado que el campo “Sub-component” está destinado a contener la información relativa a las señales analógicas.

Las especificaciones coinciden con las del campo Sub-Component en los listados de analógicas.

Posibles valores para el campo "Sub - Component"			
Potencia Activa	W	KW	MW
Potencia Reactiva	VAR	KVAR	MVAR
Potencia Aparente	VA	KVA	MVA
Energía	WH	KWH	MWH
Tensión	V	KV	MV
Presión	BAR	MBAR	
Temperatura	DEGF	DEGC	
Velocidad	M/S		
Tiempo	SEC		
Frecuencia	HZ		
Intensidad	A		
Longitud	MM		

Tabla 52. Posibles valores del campo Analog Units para el caso de señales analógicas.

Caracteres permitidos	
Máximo nº caracteres	4
Caracteres permitidos	Letras
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 53. Especificación del campo Analog Units para el caso de señales analógicas.



8. I/O

Este campo estará destinado a contener información sobre si una variable es solamente de entrada, salida o ambas. Este campo se cumplimentará de la manera descrita en el caso de los listados WPP.

9. A/D

Este campo estará destinado a contener información sobre si la señal en cuestión es analógica o digital. Este campo se cumplimentará de la manera descrita en el apartado de listados de WPP que al igual que los listados de subestación contienen señales tanto analógicas como digitales.

10. Analog Scales

Estas columnas están destinadas a contener la información necesaria para relacionar los valores directamente recibidos de la RTU a valores reales cuando exista algún tipo de conversión. Quedarán sin cumplimentar en el caso de que se trate de escala abierta (no es necesaria conversión de los valores).

For analog signals only			
RTU RAW Value	RTU RAW Value	RTU Real Value	RTU Real Value
Minimum	Maximum	Minimum	Maximum

Tabla 54. Estructura del apartado Analog Scales.

Caracteres permitidos	
Máximo nº de caracteres	9999999
Caracteres permitidos	Letras, "-" y "."
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 55. Especificación de los campos Analog Scales.



11. WEMS Description

En este campo se definirá la descripción que deberá configurarse en el sistema WEMS para cada una de las señales.

Caracteres permitidos	
Máximo nº de caracteres	59
Caracteres permitidos	Letras, números, "-", "(", "/", ".", "&", "+", "_", "o", ":", "%"
Espacios	Yes
Definido por	EDPR

Tabla 56. Especificación del campo WEMS Description.

12. Interlock Address

Ciertos comandos pueden ser bloqueados por una o varias señales locales o remotas. En esta columna se indicarán aquellas que bloqueen el comando en cuestión. Este campo podrá asimismo quedar sin cumplimentar cuando se trate de una señal que no tenga bloqueos. Se trata de señales locales o remotas que al encontrarse una posición en un determinado valor no permiten la operación desde el centro de control (remoto).

Caracteres permitidos	
Máximo nº caracteres	59
Caracteres permitidos	Letras, números, "_" y "."
Espacios	No recomendado
Definido por	EDPR

Tabla 57. Especificación del campo Interlock Address.



13. Priority

En este campo se señala la prioridad de cada una de las señales, tal y como se describía en el caso de los listados de señales digitales (ya que las señales analógicas no tienen prioridad como tal). Además se indicará en este campo aquellas señales configuradas con sonoridad

El código de prioridad aplicable para los listados de subestación es el siguiente:

- S1: Señales digitales (ya causen o no parada) con prioridad 1 configuradas sin sonoridad.
- SA: Señales con prioridad 1 configuradas con sonoridad.
- “ - “: Señales analógicas.

Caracteres permitidos	
Máximo nº de caracteres	2
Caracteres permitidos	Letras, números
Espacios	No
Definido por	EDPR

Tabla 58. Especificación del campo Priority para el caso de subestación.

14. Configuration

En este campo, al igual que en los anteriores casos descritos se indicará si la señal está configurada para este listado o no, y de estar configurada se señalará dónde. En el caso de los listados de subestación los posibles valores de este campo son los mismos, a saber:

- DC&RTU
- DC
- RTU
- X



15. WSUB Status

La subestación puede mostrar diferentes estados haciendo referencia a si hay o no alarmas activas, comandos, etc. Se describe a continuación los posibles estados de subestación y las condiciones que desencadenan dichos estados.

Color	Estado	
Magenta	Descripción	Fallo de comunicaciones
	Causa	Cualquiera de los inputs con calidad no válida
	Inputs	Interruptor de interconexión, corrientes, tensiones y potencias de la posición de interconexión.
Rojo	Descripción	Interruptor de interconexión abierto
	Causa	No hay interconexión con la red
	Inputs	Interruptores de interconexión
Naranja	Descripción	Alarmas activas
	Causa	Alarmas activas o interruptores abiertos
	Inputs	Alarmas, disparos...
Amarillo	Descripción	Subestación en mando Local
	Causa	Al menos una señal en modo Local
	Inputs	Señales Local/Remoto
Verde	Descripción	Estado por defecto
	Causa	Correcto funcionamiento
	Inputs	Ningún otro estado activo

Tabla 59. Descripción de los posibles estados de subestación.

- Cluster WSUB Status

Hay ocasiones en las que varios WPPs evacúan a una subestación común. Esta configuración se denomina "Cluster". En estos casos no solo habrá que tener en cuenta el estado de las posiciones de cada parque por separado, si no también todas aquellas pertenecientes a la agrupación. Se destinará una columna para



los estados del “Cluster” que se cumplimentará solamente en las ocasiones en las que sea necesario. Los estados del “Cluster” se rigen por las mismas consideraciones que en el caso de subestaciones simples.

Un ejemplo de “Cluster” es Guadalteba. En la imagen podemos ver el unifilar correspondiente a la agrupación de Nava, Escalereta, Álamo y Cerro Durán y como los cuatro evacúan de manera conjunta teniendo posiciones en común.

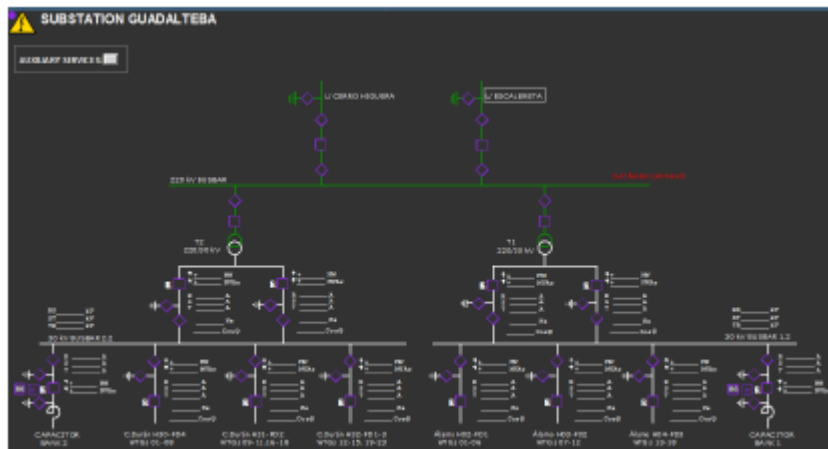


Ilustración 25. Ejemplo de unifilar de un Cluster (Guadalteba).



5.7. EDPR Signal List_WTG COMMANDS STATUS

En el caso de los estados y comandos, se creará un solo archivo debido a que la cantidad de información es mucho menor, pudiendo aunar la información sobre estados de todos los activos en una única tabla, al igual que con los estados.

5.7.1. Análisis de información indispensable para los listados de comandos y estados

En el caso del listado para los estados, se aunarán todos los parques en una sola tabla, como antes se mencionaba. Es necesario incluir en esta tabla los Tags OPC que son aplicables en cada caso para el comando en cuestión. En este listado también hay que tener en cuenta el modo en el que cada uno de los tecnológicos proporciona la información:

- Existen algunos tecnológicos, como es el caso de Gamesa o Vestas, se utiliza un tag diferente para cada uno de los estados, son tipo digital (booleano, el estado por defecto es un “0” y enviamos un “1” para enviar el comando).
- Existen otros tecnológicos, como es el caso de Acciona, en los cuales se tiene un Tag analógico (un único tag) que envía un comando u otro en función del valor que se envíe.



5.7.2. Commands

1. Comandos generales

Los comandos generales que es necesario incluir son los siguientes:

- Orden de marcha
- Orden de pausa
- Orden de emergencia
- Orden de rearme
- Orden de alarma
- Orden de bloqueo

Y su denominación en el sistema viene detallada en la siguiente tabla:

Nomenclatura de orden en WEMS	Descripción
WTUR_SETOPSTR	Orden de marcha
WTUR_SETOPPAUS	Orden de pausa
WTUR_SETOPEMG	Orden de emergencia
WTUR_SETOPREPO	Orden de rearme o reseteo de alarma
WTUR_BLK	Orden de bloqueo

Tabla 60. Posibles comandos.

Se incluye la colección completa de parques, añadiendo el Tag correspondiente a cada uno de los componentes o bien X si no estuviera configurado para ese parque.

Podemos ver un extracto del listado como ejemplo en la siguiente imagen:



FABRICANTES	GEWENA	ECOTECNIA ECO 100	ECOTECNIA	ENERCON	GAMESA
WTUR_SETOPSTR	PARQUE.Turbines.PARQUExx.CMD_TURBINE_START=1	E#n#.WTUR.SetTurOp .ctlVal Start=1	xx.WCMD.Run	Scada/FarmCtr2/Ctr Scada/FarmCtr2/SetCtr Start = 0	AXX.OrdMarcha
WTUR_SETOPPAUS	PARQUE.Turbines.PARQUExx.CMD_StopWTG=1	E#n#.WTUR.SetTurOp .ctlVal Stop=2	xx.WCMD.Stop	Scada/FarmCtr2/Ctr Scada/FarmCtr2/SetCtr Start = 1	AXX.OrdPausa
WTUR_SETOPEMG	X	X	X	Scada/FarmCtr2/Ctr Scada/FarmCtr2/SetCtr Start = 2	AXX.OrdEmergencia
WTUR_SETOPREPO	PARQUE.Turbines.PARQUExx.CMD_Reset=1	X	X	X	AXX.OrdReposicion
WTUR_BLK	X	X	X	X	AXX.Bloqueo =1 AXX.Bloqueo =0

Tabla 61. Ejemplo de configuración de comandos.



5.7.3. Status

Los estados que deberán detallarse para la correcta supervisión de los parques son los incluidos en la tabla siguiente:

Estados
1 - RUN
2 - READY
3- STOP
4 - NCOM
5 - STOP MAINTENANCE
6 - RESTRICTION
7 - REPAIR

Tabla 62. Posibles estados.

Al igual que en el caso del listado de comandos, al considerarse los estados variables comunes para todos los parques, sea cual sea el tecnólogo, deberá incluirse toda la información correspondiente a todas las tecnologías que permita el cálculo de estos estados para todos los activos de la compañía.

El cálculo de estos estados está desinado a permitir la supervisión de los parques y turbinas individuales desde el SCADA Central, relacionándose con un código de colores en el sistema WEMS para facilitar las actividades. El cálculo se realiza a partir de variables analógicas, ya descritas en el apartado anterior dedicado a ellas y que al tomar determinados valores activan un estado en concreto.

Deberán describirse para cada uno de los estados en el caso de cada uno de los tecnólogos, las condiciones para que se active un estado.

1. Run

Este estado deberá permanecer activo mientras la máquina esté produciendo. Para definirlo en la base de datos deberemos introducir para cada una de las variantes los tags OPC y el valor que toman cuando están produciendo. Se muestran a continuación varios ejemplos:



- Gamesa G114

La descripción de este estado incluye el Tag que Gamesa define para la marcha, es decir “WTUR_TURST=100 or 75” y se añade, para evitar posibles activaciones erróneas de este estado, la condición de que además la potencia activa sea mayor que cero. Adicionalmente, se impone que no estén activas unas determinadas marcas de estado relativas, como podemos observar en la Tabla 61, a restricciones, mantenimientos y reparaciones.

FABRICANTE	ESTADO
	1 - RUN
GAMESA G114	[WTUR_TURST=100 or 75 AND WGEN_W > 0] and [SI=!(3.1X) and SI=!(3.48) and SI=!(3.42) and SI=!(3.43) and SI=!(3.51) and SI=!(3.60)]

Tabla 63. Ejemplo de configuración del estado RUN para una de las variantes de Gamesa.

- Vestas VOB V80-V90 2.11.01

Se puede observar en este otro ejemplo como la estructura de los Tags que dependen del tecnólogo no es siempre igual, ya que en este caso no aportan valores numéricos si no que el valor es directamente “RUN” o “READY”. Las marcas de estado son las mismas ya que no dependen del tecnólogo.



FABRICANTE	ESTADO
	1 - RUN
VOB V80-V90 2.11.01	[WTUR_TURST= (Run or Ready) and WGEN_W>0] and [SI=!(3.42) and SI=!(3.43) and SI=!(3.3x) and SI=!(3.48) and SI=!(3.51)

Tabla 64. Ejemplo de configuración del estado RUN para una variante Vestas.

2. Ready

Se define la activación de este estado cuando la máquina eólica en cuestión esté preparada para producir pero no haya viento suficiente, es decir, la potencia sea igual o menor a cero. Se muestran a continuación los ejemplos correspondientes a las dos mismas versiones que en el caso anterior.

- Gamesa G114

Como se puede apreciar en la tabla siguiente, se impone la condición de que el Tag tome los valores correspondientes a “Marcha”, que en el caso de Gamesa son 100 ó 75, así como que la potencia sea menos o igual a cero, es decir, que no esté generando potencia activa.

Asimismo se impone que no estén activas las marcas de estado que definíamos con anterioridad.



FABRICANTE	ESTADO
	2 - READY
GAMESA G114	[(WTUR_TURST=100 or 75) or SI=3.3X AND WGEN_W <=0] and [SI!=(3.1X) and SI!=(3.48) and SI!=(3.42) and SI!=(3.43) and SI!=(3.51) and SI!=(3.60)]

Tabla 65. Ejemplo de configuración del estado READY para una variante Gamesa.

- Vestas VOB V80-V90 2.11.01

Observamos como en el caso del tecnólogo Vestas la estructura es la misma.

FABRICANTE	ESTADO
	2 – READY
VOB V80-V90 2.11.01	[(WTUR_TURST= (Run or Ready) or SI=(3.1X) or SI=3.3x and WGEN_W<=0)] and [SI!=(3.42) and SI!=(3.43) and SI!=(3.48) and SI!=(3.51) and SI!=(3.60)]

Tabla 66. Ejemplo de configuración del estado READY para una variante Vestas.



3. Stop

Este estado se define de manera que se provoque su activación cuando la máquina eólica se encuentre parada siempre que esta parada no sea debida a mantenimiento o reparaciones.

Se observan en la tabla siguiente las configuraciones para el estado “STOP” para los mismos ejemplos. En el caso de Gamesa, el Tag proveniente de máquina deberá tomar los valores cero, 25 ó 50, que son los que se corresponden con el paro. En el caso de Vestas, se deberán tomar los valores de “Pause” o “Emergency”. Aunque se incluyen las marcas de estado correspondientes a mantenimientos y reparaciones, en este caso ya no tiene lugar incluir las de restricción.

FABRICANTES	WINF_TUR_STOP
	3 - STOP
GAMESA G114	[WTUR_TURST = 0 or 25 or 50] and [SI!=(3.48) and SI!=(3.42) and SI!=(3.43) and SI!=(3.51) and SI!=(3.60)]
VOB V80-V90 2.11.01	[Stop or Pause or Emergency and WGEN_W<=0] and [SI!=(3.42) and SI!=(3.43) and SI!=(3.48) and SI!=(3.51) and SI!=(3.60)]

Tabla 67. Ejemplo de configuración del estado STOP para dos de las variantes de Vestas y Gamesa.

4. NCOM

Se define este estado para su activación en fallos de comunicaciones. Se incluye en la Tabla 68 la definición para los mismos ejemplos de Gamesa y Vestas.



FABRICANTES	WINF_TUR_NCOM
	4 - NCOM
GAMESA G114	AXX.ErrorComunicaciones = 1 OR WTUR_TURST = 150 Note:If any another state is not active, we have Ncom by default.
VOB V80-V90 2.11.01 NA	[(WTUR_TURST with BAD Quality) OR (WTUR_TURST = Other than RUN, STOP, PAUSE OR EMERGENCY)] and [SI=!(3.42) and SI=!(3.43) or SI=!(3.48)] Note:If any another state is not active, we have Ncom by default.

Tabla 68. Ejemplos de configuración del estado NCOM.

Se aprecia que en ambos casos el componente WEMS que hace referencia al estado debe tomar el valor correspondiente a un fallo de comunicaciones, ya sea con un código numérico o directamente como en el caso de Vestas. Como ya se ha señalado en numerosas ocasiones, Gamesa siempre suele definir un Tag OPC para cada señal y el fallo de comunicaciones es una de ellas, por lo que añadimos por tanto la condición de que esa señal digital esté activa asimismo.

Se excluyen de nuevo las marcas de estado correspondientes, en este caso a reparaciones y mantenimientos.

5. Stop Maintenance

El estado “Stop Maintenance” deberá activarse cuando la máquina eólica se encuentre en una parada debida a mantenimientos.

En el caso de Gamesa, se tiene un valor concreto que toma el Tag cuando se encuentra en mantenimientos, pero hay otros casos como el de Vestas en el que el estado deberá ser introducido manualmente por un operador. En este caso se incluye como condición que estén activas las marcas de estado relativas a mantenimientos y se excluyen las relativas a reparaciones.



FABRICANTES	WINF_TUR_MNT
	5 - STOP MAINTENANCE
GAMESA G114	[WTUR_TURST = 125 or State entered by the operator or SI=3.48 or SI=3.51 or SI = 3.60] and [SI!=(3.42) and SI!=(3.43)]
VOB V80-V90 2.11.01 NA	[State entered by the operator or SI=3.48 or SI=3.51 or SI = 3.60] and [SI!=(3.42) and SI!=(3.43)]

Tabla 69. Ejemplos de configuración del estado STOP MAINTENANCE.

6. Restriction

El estado que señalará que una o varias máquinas tienen su producción restringida podrá siempre introducirse manualmente por un operario. En algunos como el de Gamesa, se tiene además una señal digital que lo indica. Se incluye también la marca de estado a tal efecto y se excluyen aquellas relativas a mantenimientos y reparaciones.

FABRICANTES	WINF_TUR_CNT
	6 - RESTRICTION
GAMESA G114	[(State entered by the operator or SI=3.1X or Axx.Gro.Pot.PotLimDerating= 1) and WGEN_W>0] and [SI!=(3.42) and SI!=(3.43) and SI!=(3.48) and SI!=(3.51) and SI!=(3.60)]
VOB V80-V90 2.11.01	[(State entered by the operator or SI=3.1X) and WGEN_W>0] and [SI!=(3.42) and SI!=(3.43) and SI!=(3.48) and SI!=(3.51) and SI!=(3.60)]

Tabla 70. Ejemplos de configuración del estado RESTRICTION.



7. Repair

Se trata de un estado que podemos introducir manualmente en todos los casos o ser activado mediante marca de estado. Se incluyen las marcas de estado relativas a reparaciones.

FABRICANTES	7 - REPAIR
GAMESA G114	State entered by the operator or SI=3.42 or SI=3.43
VOB V80-V90 2.11.01	State entered by the operator or SI=3.42 or SI=3.43

Tabla 71. Ejemplos de configuración del estado REPAIR.



5.8. EDPR Signal List_MET

5.8.1. Análisis de información indispensable para los listados de torre meteorológica

El listado “MET” no es otra cosa que un listado de señales analógicas que en este caso provienen de la torre meteorológica. Se trata por tanto de señales analógicas como las anteriormente descritas con la salvedad de que todas ellas proporcionan información ambiental. Los campos que deberá contener por tanto un listado de estas características deberán ser similares al caso de analógicas, simplificado eso sí al tratarse solamente de medidas de temperatura, precipitaciones, etc.

- Component
 - Sub-System
 - Component
 - SUB
- MET
 - Descripción
 - Tag_OPC
 - Configuration

5.8.2. Component

1. Sub-System

Al tratarse del listado referente a la torre meteorológica, este campo será cumplimentado en todos los casos como “WMET” y tendrá las mismas características que anteriores listados descritos.



2. Component

Al igual que en anteriores listados descritos, en este campo se indicará el componente WEMS, siguiendo las mismas directrices expuestas en los anteriores casos.

3. SUB

Al tratarse las señales de los listados de torre meteorológica de señales analógicas, este campo será cumplimentado con las unidades de la medida correspondiente de la manera descrita en el apartado de analógicas.

5.8.3. MET

Esta sección del listado se cumplimentará con la descripción de la señal, la dirección OPC mediante la cual se recibe y la configuración de la señal. Toda la información relativa a estos tres campos ha sido expuesta en apartados anteriores.



6. Resultados

Tras la realización de este proyecto se han conseguido los siguientes resultados específicos:

- Se ha incrementado la calidad del sistema WEMS, aumentando la facilidad de interpretación y haciendo por tanto disminuir los tiempos de reacción durante la operación de los activos eólicos de la compañía. Este hecho ha sido posible gracias a la estandarización de la información en formato y código, presentándose en el SCADA Central ahora de manera mucho más uniforme. Tras la implementación de esta base de datos ya no es necesario conocer todos los códigos de reacciones y/o prioridades de señales de cada uno de los tecnólogos, todas las descripciones se presentan en el mismo formato, idioma y con la misma nomenclatura por lo que se eliminan tiempos muertos entre la recepción de una señal y la acción respectiva al facilitarse la comprensión de las mismas.
- Al mejorar la calidad de la información con la que se trabaja en el SCADA Central, mejora también la información almacenada que más adelante es utilizada para realizar estudios de producción, meteorología, económicos o de calidad. La realización de este proyecto ha permitido que se empiecen a desarrollar nuevas herramientas que requieren de información más completa para la mejora de los estudios que ya se realizaban con la plataforma OPMS.
- Al disponerse, de ahora en adelante, de una base de datos estandarizada y una serie de códigos comunes se facilitará la integración de nuevos parques en la plataforma así como los intercambios de información con CGI para su configuración en la plataforma WEMS. Anteriormente cada uno de los documentos que contenían información a configurar era enviado de manera independiente, muchas veces sin ningún tratamiento previo y bajo los códigos y formatos del tecnólogo en cuestión. Tras la realización del proyecto, cuando sea necesario introducir actualizaciones o modificaciones en la configuración del SCADA Central, se modificará la base de datos que se entregará a CGI de manera que las operaciones de modificación o actualización serán mucho más fluidas, sencillas y fiables.



Al tratarse de una gran volumen de información se adjunta, a modo de resultado, el ejemplo del WPP Francourville. Se adjuntan los documentos independientes de Digitales, Analógicas, Assets Information WPP, WMET y WSUB, así como el extracto correspondiente del Listado General de Parques.



7. Líneas futuras de trabajo

Tras la realización del proyecto, los puntos sobre los que focalizar los esfuerzos para la mejora de la operación de los centros de control podrían incluir las siguientes cuestiones:

- Implementación de la base de datos estandarizada diseñada en el actual proyecto en el sistema SAP para uniformizar de esta manera la información recogida en el registro de incidencias, que hasta la fecha actual se realiza de forma manual por los operadores lo que hace que en numerosas ocasiones pueda perderse información preciada.
- Creación de nuevos sistemas o mejora del sistema actual de análisis de información histórica con el fin de poder llegar a predecir fallos o averías. Gracias a la estandarización de la información recabada en parque se tiene ahora una fuente más fiable de información y se ha ampliado la misma, de manera que puede ya pensarse en sistemas más sofisticados para su análisis.



8. Referencias bibliográficas

- [1] Asociación Empresarial Eólica. *“Sobre la eólica”, 2011.* [En línea]. Disponible en: <https://www.aeeolica.org/>. [Accedido: May 13, 2017]
- [2] J. M. De Juana. *“Energías renovables para el desarrollo”.* Editorial Paraninfo. Madrid, 2003.
- [3] Wind Energy Foundation. *“History of Wind Energy”, (s.f.).* [En línea]. Disponible en: <http://windenergyfoundation.org/about-wind-energy/history/>. [Accedido: May 10, 2017]
- [4] Global Wind Energy Council. *“Global Wind Report”, 2016.* [En línea]. Disponible en: <http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2016/>. [Accedido: May 5, 2017]
- [5] International Energy Agency. *“World Energy Outlook”, 2016.* [En línea] Disponible en: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2016_ExecutiveSummary_SpanishVersion.pdf. [Accedido: May 11, 2017]
- [6] EDPR. *“EDP Renováveis”, 2017.* [En línea]. Disponible en: <http://www.edpr.com/es/>. [Accedido: Mar 22, 2017].
- [7] Deloitte. *“La eólica en la economía española”, 2016.* [En línea]. Disponible en: https://www.aeeolica.org/uploads/Estudio_La_eolica_en_la_economia_espanola_2012_2015.pdf. [Accedido: May 11, 2017]
- [8] L. Corrales. *“Interfaces de Comunicación Industrial”.* Ecuador: Departamento de Automatización y Control Industrial de la Universidad Politécnica Nacional, 2007. [En línea] Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/10020/2/PARTE%202.pdf>. [Accedido: May 1, 2017]
- [9] EDP Renewables. *“Learning series: Wind Turbine SCADA systems”.* Oviedo, 2011.
- [10] *“Telecontrol equipment and systems – Part 5-104: Transmission protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles”.* International Standard IEC 60870 – 5 – 104, 2000.



- [11] A. Otín. *“SCADA basado en labview para el laboratorio de control de ICAI”*, Proyecto fin de carrera, Universidad Pontificia de Comillas, 2007. [En línea]. Disponible en: <https://www.iit.comillas.edu/pfc/resumenes/4679ba5996c22.pdf>. [Accedido: May 27, 2017]
- [12] EDPR y CGI. *“WEMS Specification”*. Oviedo, 2016.
- [13] IEC TC 88, IEC Technical Committee 88. *Communications for monitoring and control of wind power plants : IEC 61400-25-x*, 2006.
- [14] Departamento de Construcción de EDPR. *“Documentación interna de detalle de parques”*.
- [15] Gamesa. *“Listados de alarmas y Tags OPC correspondientes a los controladores de turbinas G4X, G5X, G8X, G9X y G114”*.
- [16] Vestas. *“Listados de alarmas y Tags OPC correspondientes a los controladores de turbinas VMP Global, VMP5000, VMP6000”*.
- [17] General Electric. *“Listados de alarmas y Tags OPC correspondientes a controladores de turbinas GE 1.5 y GE 2.5”*.
- [18] Enercon. *“Listados de alarmas y Tags OPC correspondientes a controladores de turbinas versión CS40, CS44, CS70 y CS82”*.
- [19] Alstom. *“Listados de alarmas y Tags OPC relativos a controladores de turbinas Chorus y Galileo”*.
- [20] Izar Bonus. *“Listados de alarmas y Tags OPC correspondientes a controladores de turbinas Izar Bonus 1.3”*.
- [21] Siemens. *“Listados de alarmas y Tags OPC correspondientes a controladores de turbinas versión 1.3 y 2.3”*.
- [22] Acciona. *“Listados de alarmas y Tags OPC correspondientes a controladores de turbinas AW1500S y AW15000”*.
- [23] Nordex. *“Listado de alarmas y Tags OPC correspondientes a controladores de turbinas Nordex N90 2.5”*.



-
- [24] EDPR y DESA. *“Listados de alarmas y Tags OPC correspondientes a controladores de turbinas modelo A300”*.
- [25] Senvion. *“Listados de alarmas y Tags OPC correspondientes a controladores de turbinas Repower MD77”*.