

Supervisión de Proyecto de Electrificación con Sistemas Fotovoltaicos

César Alfredo Peña Ramos
sea@osinergmin.gob.pe

INDICE

1. PROYECTOS CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

1.1 Proyectos con Sistemas fotovoltaicos Adjudicados Mediante Subasta RER

1.1.1 Subasta RER SEIN - Subasta RER No conectados a RED

1.2 Proyectos con Sistemas Fotovoltaicos Desarrollados MEM-DGER-DFC

2. SUPERVISION DE PROYECTOS CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.1 Supervisión de Inversión en Electricidad (SIE)

2.1.1 Subasta RER SEIN – Centrales Solares

2.2 Supervisión de Generación Eléctrica y COES

2.2.1 Subasta RER SEIN - Centrales Solares

2.2.2 Subasta RER No conectados a RED – Sistemas Fotovoltaicos Autónomos

2.2.3 Proyectos con Sistemas Fotovoltaicos Desarrollados MEM-DGER-DFC

1. PROYECTOS CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

1.1 Proyectos con Sistemas fotovoltaicos Adjudicados Mediante Subasta RER

MARCO LEGAL DE PROMOCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

- El [Decreto Legislativo N° 1002](#), **Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables** (2008), tiene por objeto promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad. Tiene dos reglamentos:
- **Reglamento de Generación de Electricidad con Energías Renovables** aprobado con [Decreto Supremo N° 012-2011-EM](#) y sus modificatorias, para venta al SEIN (**Subasta RER conectados a red**).
- **Reglamento para promover la Generación de Electricidad con Energías Renovables en áreas no Conectadas a Red** aprobado por [Decreto Supremo N° 020-2013-EM](#). (**Subasta RER off-grid**).

El marco normativo para la promoción de dichas fuentes ha establecido un mecanismo de mercado basado en subastas para su adjudicación.

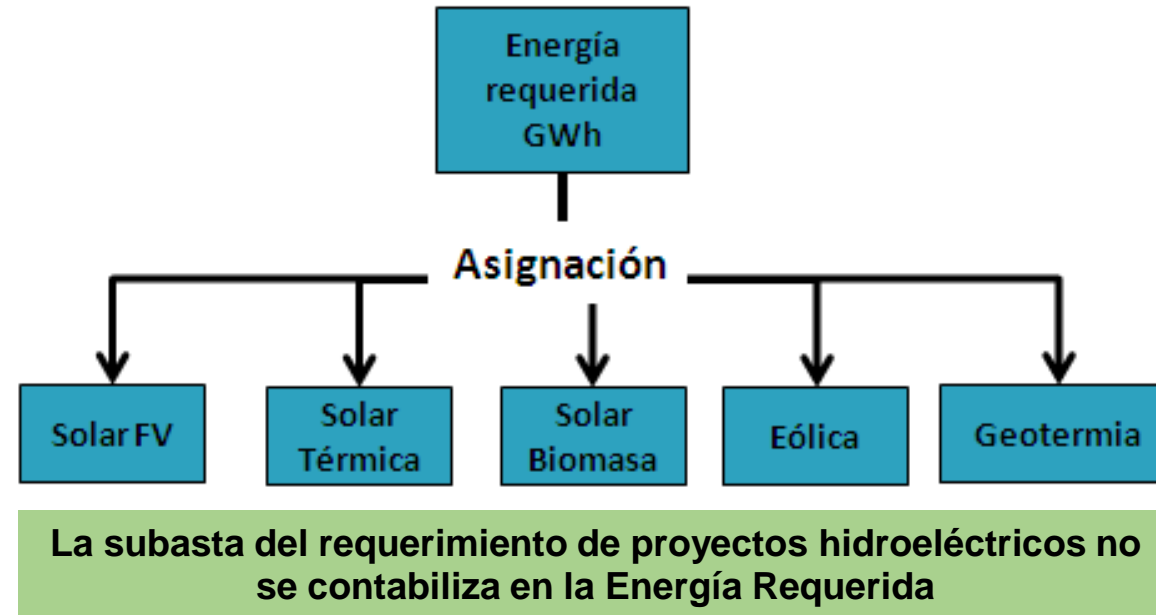
ASPECTOS Y CRITERIOS GENERALES DE LAS SUBASTAS

Preguntas frecuentes	Respuestas
¿Quién conduce la subasta?	OSINERGMIN
¿Con qué frecuencia se realizarán?	Las subastas serán convocadas con periodicidad no menor a 2 años .
¿Qué se va a subastar?	Se subastará la energía requerida en MWh/año más un adicional de pequeñas hidroeléctricas.
¿Cuánta energía se subastará?	<ul style="list-style-type: none"> • El MINEM fijará un % objetivo cada 5 años. • Para los primeros 5 años es el 5% del consumo nacional. • Esta Energía Requerida es para todas las tecnologías RER.
¿Cuáles son los incentivos?	<ul style="list-style-type: none"> • Prioridad para el despacho de carga (se le considera con costo variable de producción igual a cero) y prioridad en conexión a las redes de T&D.
¿Quién define la asignación por tecnología de la energía requerida?	<ul style="list-style-type: none"> • El MINEM es la autoridad competente y lo define de acuerdo con las políticas de desarrollo energético del país. • La asignación de la energía requerida por cada tecnología, representa el límite de penetración de dicha tecnología. • El MINEM debe aprobar el Plan Nacional de Energías Renovables.
¿Cuál será la vigencia de las tarifas RER?	<ul style="list-style-type: none"> • Las Tarifas que resulten adjudicadas en las subastas tendrán un Plazo de vigencia entre 20 y 30 años. • El plazo de vigencia se determinará en las Bases de la subasta.
Tarifa de adjudicación	<ul style="list-style-type: none"> • Es la tarifa que se garantiza a cada adjudicatario por la venta de su producción de energía, expresada en ctvs. US\$/kWh ó US\$/MWh. • Será la que resulte como consecuencia del proceso de subasta de proyectos RER y es firme durante el plazo de vigencia.

SUBASTA DE ENERGÍAS RENOVABLES

- 1° Se define la Energía Requerida Total.
- 2° Se asigna a cada tecnología la energía requerida.
- 3° Por cada energía asignada se efectúa la subasta.

La subasta es por cada tecnología



1.1.1. Subasta RER SEIN - Subasta RER No conectados a RED (OFF GRID)

SUBASTA RER

```
graph TD; A[SUBASTA RER] --> B[Decreto Supremo N° 012-2011-EM]; A --> C[Decreto Supremo N° 020-2013-EM]; B --> D["A. SUBASTAS RER PARA EL SEIN  
Subasta RER para Suministro de Energía al Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN)."]; C --> E["B. SUBASTAS RER OFF-GRID  
Subasta RER para Suministro de Energía a Áreas No Conectadas a Red (Instalaciones RER Autónomas)."]; D --> F["1. Primera Subasta RER - 2009"]; D --> G["2. Segunda Subasta RER - 2011"]; D --> H["3. Tercera Subasta RER - 2013"]; D --> I["4. Cuarta Subasta RER - 2015"]; E --> J["1. Primera Subasta RER para áreas no conectadas a red - 2014"];
```

[Decreto Supremo N° 012-2011-EM](#)

A. SUBASTAS RER PARA EL SEIN
Subasta RER para Suministro de Energía al Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN).

- 1. Primera Subasta RER - 2009**
 - 1ra convocatoria
 - 2da convocatoria
- 2. Segunda Subasta RER - 2011**
- 3. Tercera Subasta RER - 2013**
- 4. Cuarta Subasta RER - 2015**

[Decreto Supremo N° 020-2013-EM](#)

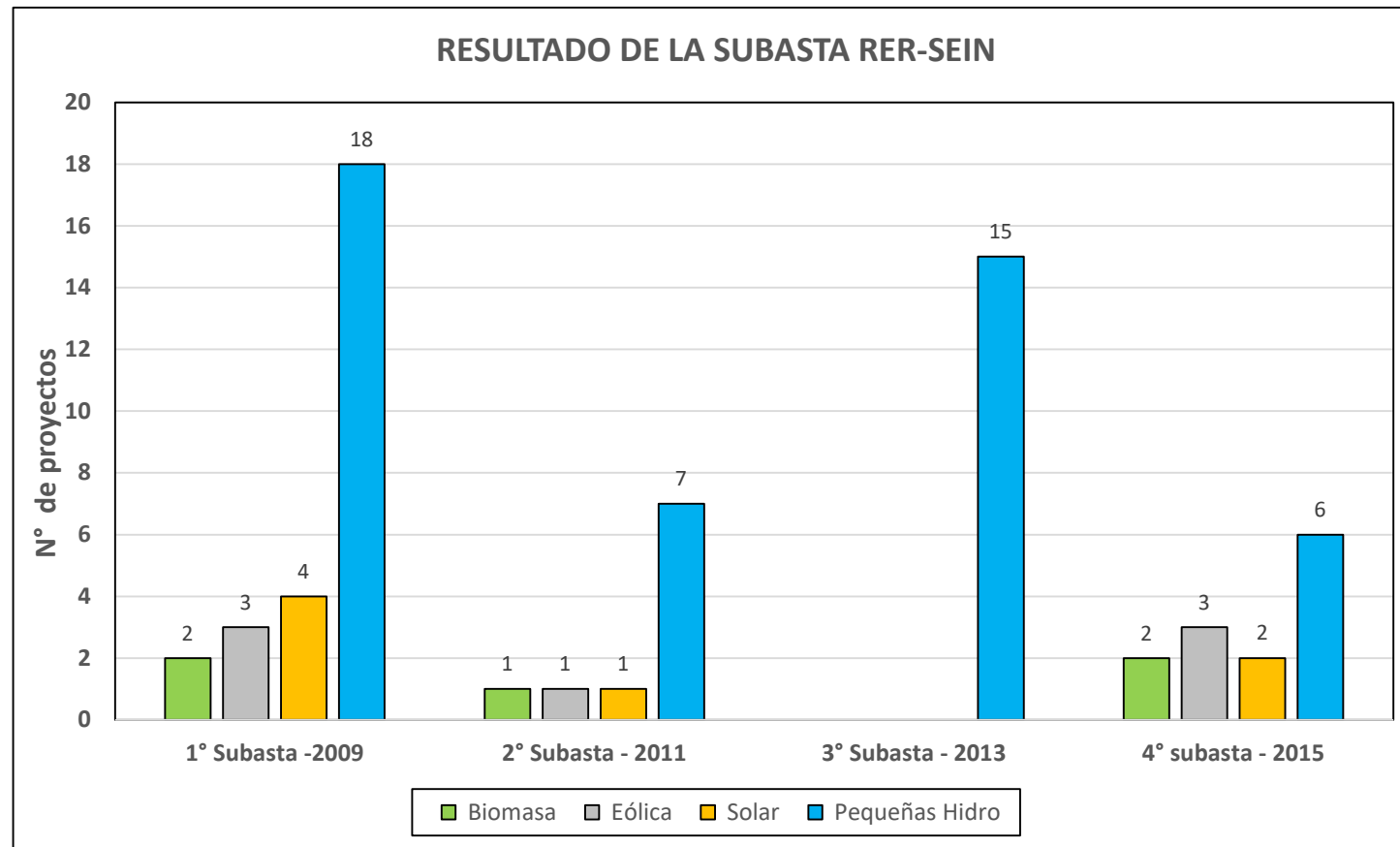
B. SUBASTAS RER OFF-GRID
Subasta RER para Suministro de Energía a Áreas No Conectadas a Red (Instalaciones RER Autónomas).

- 1. Primera Subasta RER para áreas no conectadas a red - 2014**

RESULTADO DE LAS CUATRO SUBASTAS RER

Tecnología	Subasta RER - SEIN				TOTAL
	1° Subasta 2009	2° Subasta 2011	3° Subasta 2013	4° subasta 2015	
Biomasa	2	1		2	5
Eólica	3	1		3	7
Solar	4	1		2	7
Pequeñas Hidro	18	7	15	6	46
TOTAL	27	10	15	13	65

Tecnología	Subasta RER - OFF GRID
	1° Subasta -2014
SFV Autónomos	3 Zonas (norte, centro y sur)
TOTAL	3

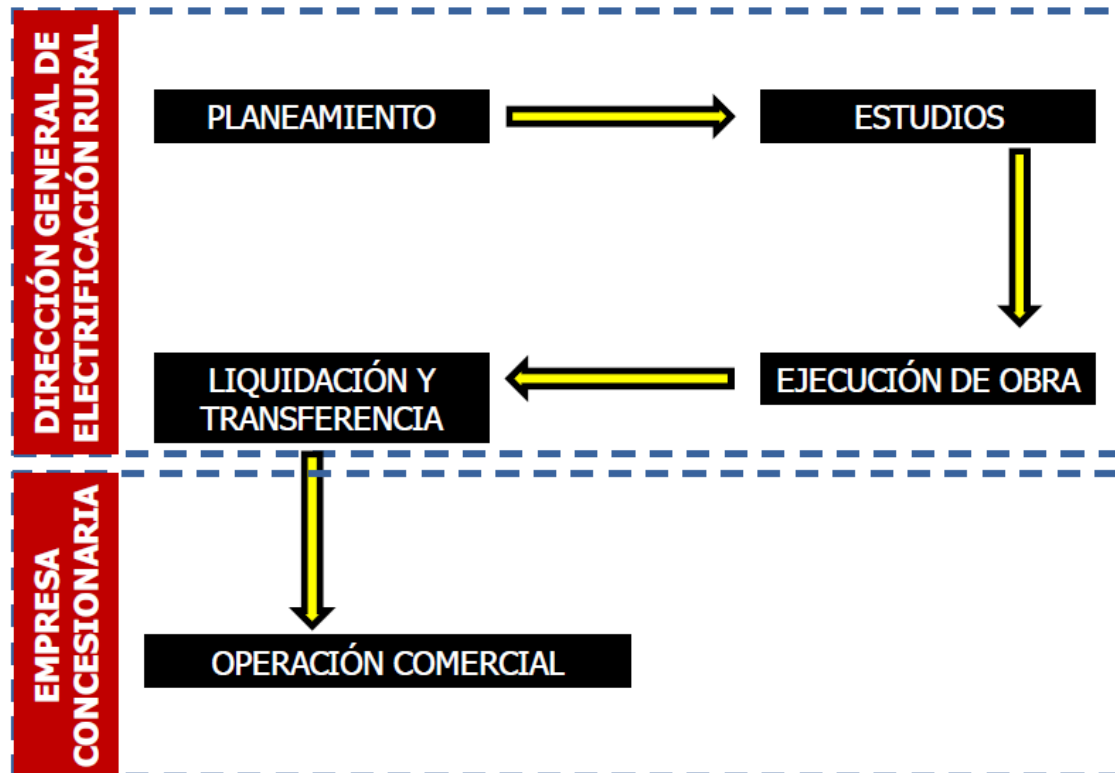


1.2 Proyectos con Sistemas Fotovotaicos Desarrollados por el MEM-DGER-DFC



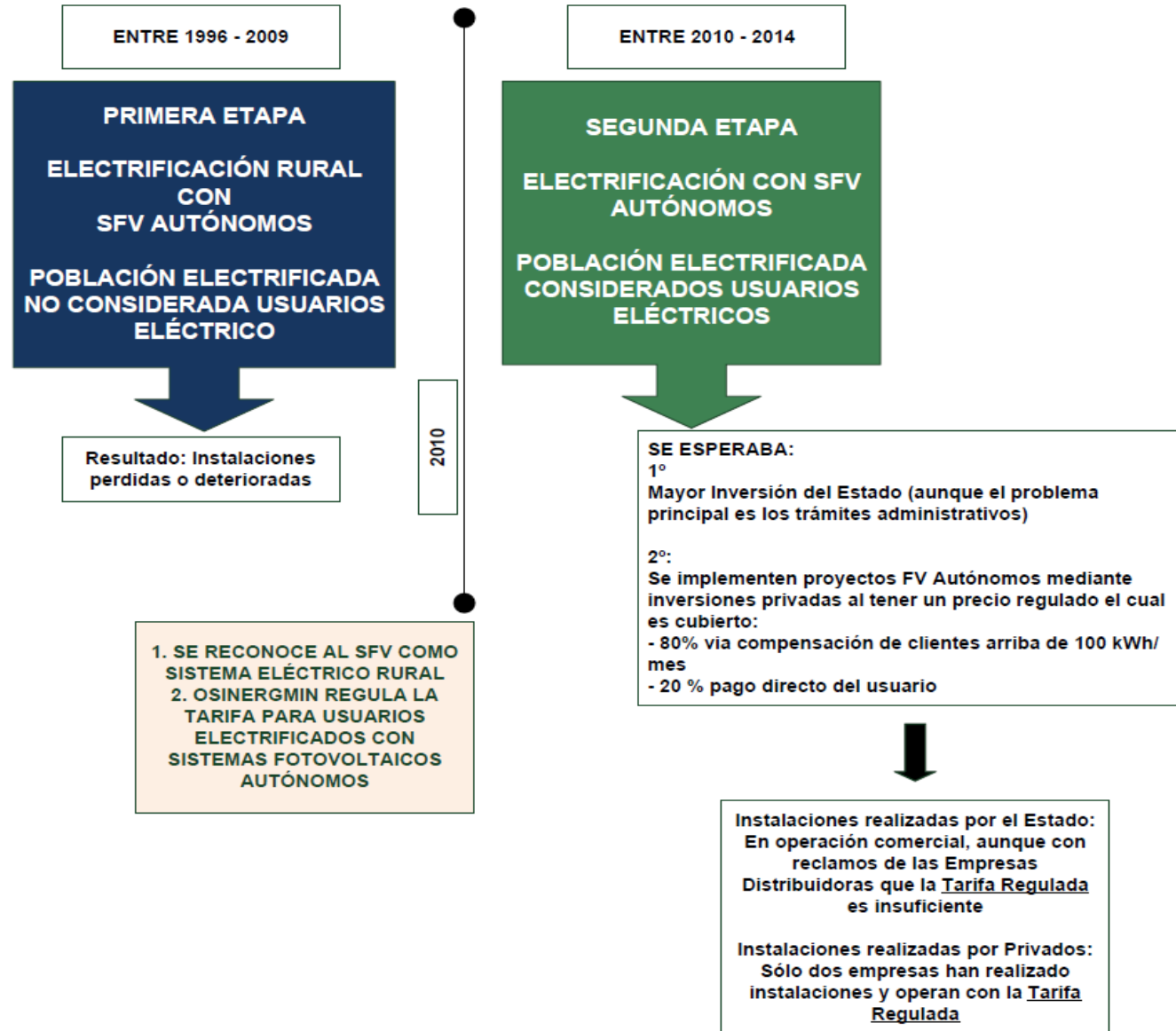
MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

FUNCIÓN: Ampliación de la frontera eléctrica en el ámbito nacional permitiendo el acceso del suministro de electricidad a los pueblos del interior del país.



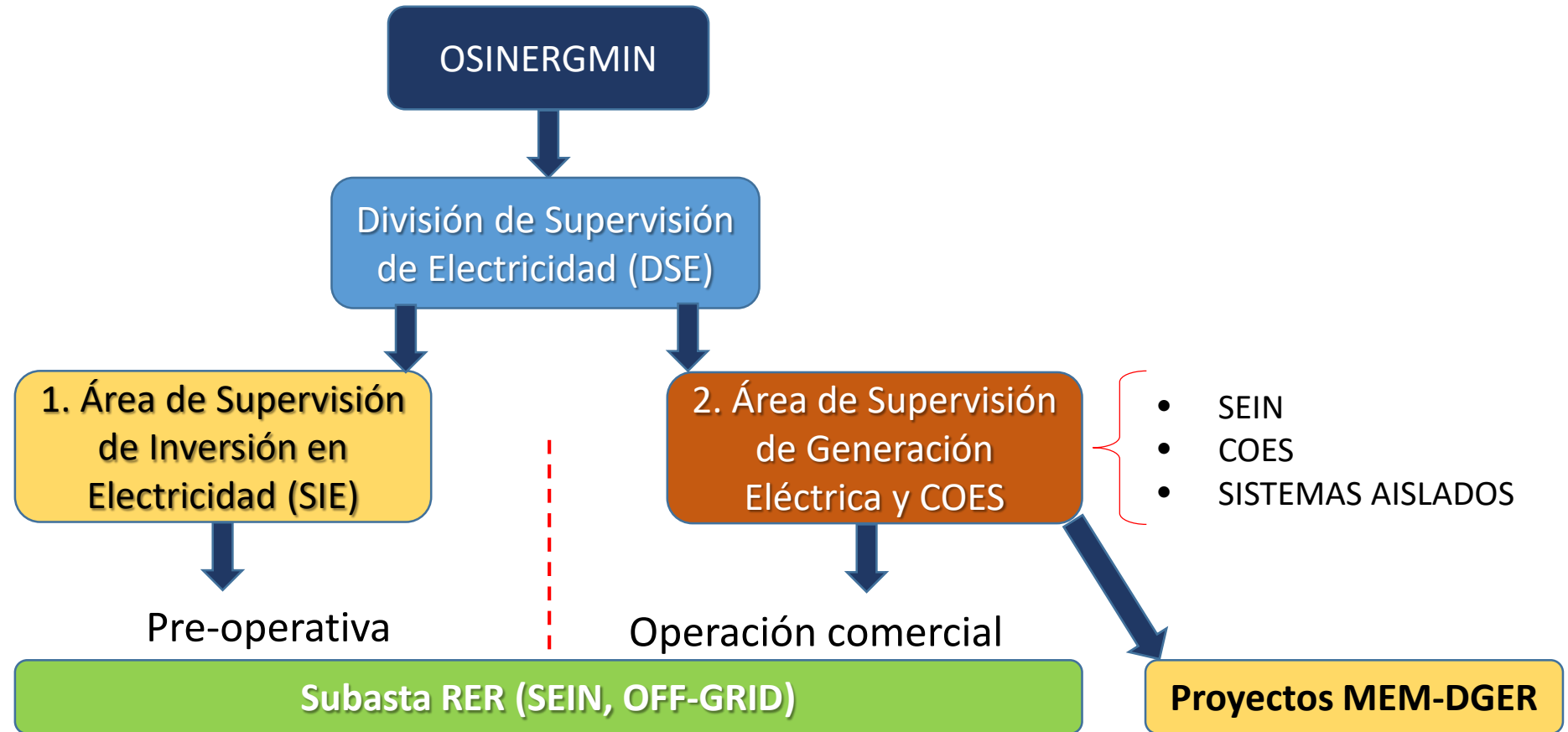
Desde el año 2012, el Ministerio de Energía y Minas (MEM), la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) a través de la Dirección de Fondos Concursables (DFC) que utiliza recursos del banco mundial, viene desarrollando proyectos de electrificación con sistemas fotovoltaicos autónomos en zonas rurales, localidades aisladas y de frontera. Estos programas fueron financiados con préstamo del Banco Mundial y aporte de recursos públicos, y fueron entregados a las concesionarias de distribución,

Proceso de Electrificación Rural con SFV Autónomos



2. SUPERVISION DE PROYECTOS CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Supervisión de Proyecto con Sistemas Fotovoltaicos



2.1 Supervisión de Inversión en Electricidad (SIE)

2.2.1 Subasta RER SEIN - Centrales Solares

Supervisión de Inversión en Electricidad (SIE)

- Contratos de Compromisos de Inversión para la Construcción de Centrales Hidroeléctricas.
- Contratos de Concesión de Reserva Fría de Generación.
- Contratos de Compromisos de Inversión Nodo Energético del Sur.
- Contratos de Concesión de Generación con Recursos Energéticos Renovables (RER).**
- Licitaciones para Suministro de Largo Plazo a Empresas de Distribución Eléctrica.
- Contratos de Concesión Definitiva (iniciativa privada).

Durante su etapa constructiva y hasta su puesta en servicio, según los contratos RER, le corresponde a Osinergmin la supervisión del cumplimiento de dichos contratos, el cumplimiento del cronograma de ejecución de obra y las especificaciones técnicas del principal equipamiento.

De acuerdo a lo establecido en los propios contratos, se verificas el cumplimiento de determinados hitos, estos son:

- Cierre financiero;
- Inicio de obras civiles;
- Arribo de principal equipamiento electromecánico;
- Inicio de montaje electromecánico; y,
- Puesto en operación comercial.

SUBASTA RER	CANTIDAD DE PROYECTOS	POTENCIA TOTAL (MW)
Primera	27	424.1
Segunda	10	210.0
Tercera	14	192.8
Cuarta	13	430.1
TOTAL	64	1257.0

OSINERGMIN debe directamente o a través de empresas supervisoras o fiscalizadoras delegadas, efectuar un seguimiento de la construcción y operación de la Central y en general el debido cumplimiento de las obligaciones resultantes de los Contratos.

PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LOS CONTRATOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO

1. OBJETIVO

Establecer el Procedimiento para la supervisión del cumplimiento de las obligaciones contenidas en los Contratos derivados de los Procesos de Promoción de la Inversión Privada en el Sector Eléctrico suscritos por el Estado, así como para la supervisión del cumplimiento de las obligaciones comprendidas en los Contratos de Concesión y Autorizaciones otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas, según la Ley de Concesiones Eléctricas.

También incluye la supervisión del cumplimiento de las Bases Integradas de las Licitaciones de Largo Plazo de Suministro de Energía Eléctrica a las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica.

2. ALCANCE

Este Procedimiento regirá para todos los inversionistas (concesionarios y titulares de autorización de las actividades de generación eléctrica y concesionarios de la actividad de transmisión eléctrica) que suscriban Contratos de Concesión u obtengan la Autorización correspondiente. Los Contratos o Autorizaciones, se refieren al desarrollo de proyectos que contemplan la construcción de Centrales de Generación y/o Sistemas de Transmisión Eléctrica. Las ampliaciones, adendas o modificaciones que se derivan de los Contratos, siendo parte de éstos, están comprendidas dentro de los alcances del presente Procedimiento.

ENTREGA DE INFORMACIÓN

Frecuencia (por tipo de Contratos)	Plazo máximo
<p>Trimestral</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Contratos de Concesión de Generación de Energía Eléctrica-Iniciativa Privada. ▪ Contratos de Concesión para el Suministro de Energía Renovable al SEIN. ▪ Contratos de Compromisos de Inversión. ▪ Contratos de Concesión para el Suministro de Energía Eléctrica destinada al Servicio Público de Electricidad. ▪ Contratos de Concesión Reserva Fría de Generación. ▪ Autorizaciones de Generación Termoeléctrica. ▪ Contratos de Concesión de Líneas de Transmisión 	<p>Dentro de los primeros quince (15) días calendario siguientes de concluido el período que se informa.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Primer trimestre: enero-marzo ▪ Segundo trimestre: abril-junio ▪ Tercer trimestre: julio-setiembre ▪ Cuarto trimestre: octubre-diciembre
<p>Bimestral</p> <p>Proyectos de Licitación de Suministro de Energía Eléctrica para Empresas Concesionarias de Distribución (Largo Plazo).</p>	<p>Dentro de los primeros quince (15) días calendario siguientes de concluido el período que se informa.</p>
<p>Mensual</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Contratos de Concesión de Sistemas de Transmisión Eléctrica-Licitación Pública. ▪ Ampliaciones de los Contratos de Concesión de Líneas de Transmisión Eléctrica. 	<p>Dentro de los primeros quince (15) días calendario siguientes de concluido el mes que se informa.</p>

INDICADORES DE GESTIÓN

Numeral	Indicador	Sigla
9.1	Evaluación del Cumplimiento del Cronograma de Actividades.	I _{CA}
9.2	Evaluación del Cumplimiento de los Hitos del Contrato.	I _{HC}
9.3	Evaluación de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.	I _{ET}
9.4	Evaluación de las Pruebas de Puesta en Servicio.	I _{PS}
9.5	Evaluación General del Contrato.	I _{GC}

SANCIONES

Se aplicará las sanciones que estén establecidas en los respectivos Contratos.

Además, constituyen infracciones pasibles de sanción, los siguientes hechos:

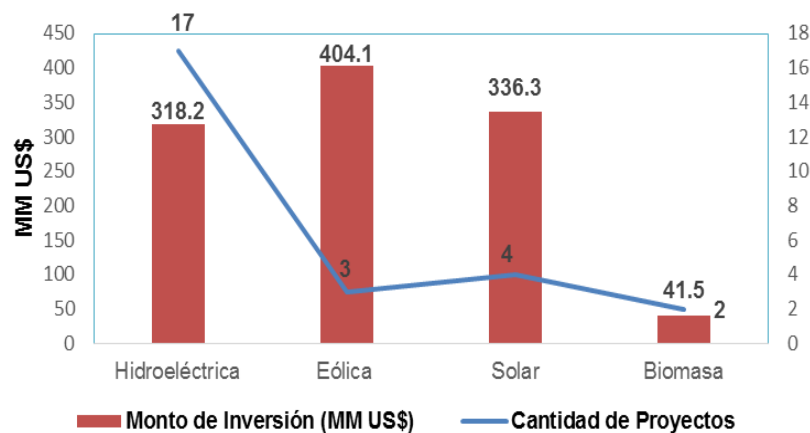
- a) Incumplir con publicar en el portal de Osinergmin, la información señalada en los numerales 8.1 y 8.2 del Procedimiento, en los términos y plazos establecidos (o publicarlos en forma extemporánea).
- b) Incumplir los indicadores establecidos en el numeral 9 del Procedimiento, cuando corresponda.
- c) No proporcionar la información señalada en el Anexo N° 3 del Procedimiento en los términos y plazos indicados (o entregar en forma extemporánea), o en caso que las mismas no se ajusten a la realidad, por modificación u omisión de datos.

Las infracciones señaladas en los literales a) y b) serán sancionadas conforme a la Escala de Multas y Sanciones específica que apruebe Osinergmin; y la infracción del literal c) de acuerdo a lo dispuesto en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de Osinergmin, aprobada por la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-0S/CD o la que la sustituya o complemente.

PRIMERA SUBASTA DE ENERGÍAS RENOVABLES

Proyecto	Tecnología	MW	Inversión Estimada (MM US\$)	POC
C.E. Marcona	Eólica	32	61.1	2014
C.E. Cupisnique	Eólica	80	242	2014
C.E. Talara	Eólica	30	101	2014
C.S. Majes	Solar	20	73.6	2012
C.S. Repartición	Solar	20	73.5	2012
C.S. Tacna	Solar	20	94.6	2012
C.S. Panamericana	Solar	20	94.6	2012
C.T.B. Huaycoloro	Biomasa	4.4	10.5	2011
C.T.B. Paramonga	Biomasa	23	31	2010
17 Centrales	Hidroeléctrica	174.71	318.2	2009-2017
Total		424.11	1100.1	

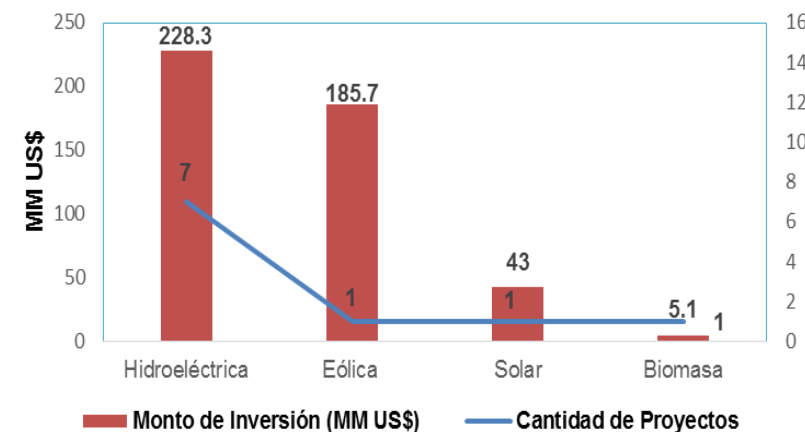
Monto de Inversión -Primera Subasta RER



SEGUNDA SUBASTA DE ENERGÍAS RENOVABLES

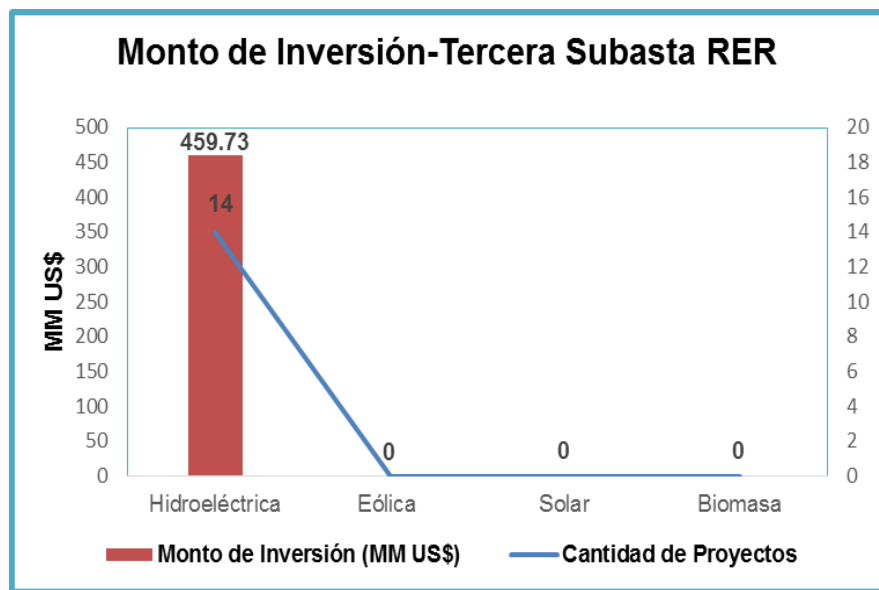
Proyecto	Tecnología	MW	Inversión Estimada (MM US\$)	POC
C.E. Tres Hermanas	Eólica	90	185.7	2016
C.S. Moquegua FV	Solar	16	43	2014
C.T.B. La Gringa V	Biomasa	2	5.1	2015
C.H. Runatullo III	Hidroeléctrica	20	31.1	2014
C.H. Canchayllo	Hidroeléctrica	3.73	10	2014
C.H. Huatziroki I	Hidroeléctrica	19.2	23.2	2018
C.H. Manta	Hidroeléctrica	19.78	27.2	2018
C.H. Renovandes H1	Hidroeléctrica	19.99	58.8	2017
C.H. El Carmen	Hidroeléctrica	8.4	27	2017
C.H. 8 de Agosto	Hidroeléctrica	19	51	2017
Total		218.1	462.1	

Monto de Inversión-Segunda Subasta RER



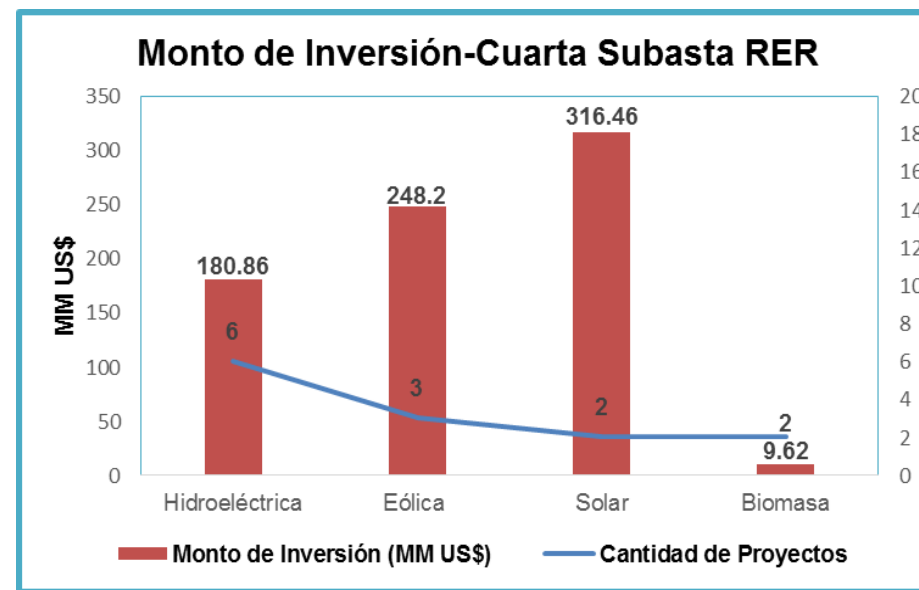
TERCERA SUBASTA DE ENERGÍAS RENOVABLES

Proyecto	Tecnología	MW	Inversión Estimada (MM US\$)	POC
C.H. Runatullo II	Hidroeléctrica	19	35.6	2014
C.H. Karpa	Hidroeléctrica	19	53.8	2018
C.H. Potrero	Hidroeléctrica	19.9	45.9	2017
C.H. Yarucaya	Hidroeléctrica	16.5	34	2017
C.H. Colca	Hidroeléctrica	12.05	26.5	2018
C.H. Zaña 1	Hidroeléctrica	13.2	30.53	2018
C.H. Carhuac	Hidroeléctrica	20	30	2018
C.H. Santa Lorenza	Hidroeléctrica	18.7	41.7	2017
C.H. Laguna Azul	Hidroeléctrica	20	60	2018
C.H. Hydrika 1	Hidroeléctrica	6.6	22.4	2018
C.H. Hydrika 2	Hidroeléctrica	4	8.2	2018
C.H. Hydrika 3	Hidroeléctrica	10	30.6	2018
C.H. Hydrika 4	Hidroeléctrica	8	18.6	2018
C.H. Hydrika 5	Hidroeléctrica	10	21.9	2018
Total		196.95	459.73	



CUARTA SUBASTA DE ENERGÍAS RENOVABLES

Proyecto	Tecnología	MW	Inversión Estimada (MM US\$)	POC
C.E. Huambos	Eólica	18	26.1	2018
C.E. Duna	Eólica	18	26.1	2018
C.E. Nazca	Eólica	126	196	2018
C.S. Rubí	Solar	144.48	264.1	2018
C.S. Intipampa	Solar	40	52.36	2017
C.T.B. Callao	Biomasa	2	4.81	2020
C.T.B. Huaycoloro II	Biomasa	2	4.81	2020
C.H. Ayanunga	Hidroeléctrica	20	56.51	2018
C.H. Kusa	Hidroeléctrica	15.55	29.29	2020
C.H. Alli	Hidroeléctrica	14.51	28.5	2020
C.H. Hydrika 6	Hidroeléctrica	8.9	20.96	2019
C.H. Her 1	Hidroeléctrica	0.7	3.6	2018
C.H. Rucuy	Hidroeléctrica	20	42	2016
Total		430.14	755.14	



CENTRALES RER (En Operación)

ÍTEM	CENTRAL	PROYECTO	SUBASTA	POTENCIA CONTRATO (MW)	ENERGÍA OFERTADA (MWh/año)	PRECIO OFERTADO (ctvs. US\$/kWh)	
1	Solar Fotovoltaica	Panamericana (Moquegua)	Primera	20,0	50 676	21 500	
2		Majes 20T (Arequipa)	Primera	20,0	37 630	22 250	
3		Repartición 20T (Arequipa)	Primera	20,0	37 440	22 300	
4		Tacna 20 TS (Tacna)	Primera	20,0	47 196	22 500	
5		Moquegua FV (Moquegua)	Segunda	16,0	43 000	11 990	
6	Eólica	Marcona (Ica)	Primera	32,0	148 378	6 552	
7		Talara (Piura)	Primera	30,0	119 673	8 700	
8		Cupisnique (La Libertad)	Primera	80,0	302 952	8 500	
9	Térmoeléctrica Biomasa	Tres Hermanas (Ica)	Segunda	90,0	415 760	8 900	
10		Cogenerac. Paramonga (Lima)	Primera	23,0	115 000	5 200	
11	Hidroeléctrica	Huaycoloro (Lima)	Primera	4,4	28 295	11 000	
12		La Gringa V (Lima)	Segunda	2,0	14 016	9 999	
13		Santa Cruz I (Ancash)	Primera	6,0	29 500	5 500	
14		Santa Cruz II (Ancash)	Primera	6,5	33 000	5 500	
15		Poechos II (Piura)	Primera	10,0	50 000	5 950	
16		Roncador I ((Lima)	Primera	1,9	11 388	5 985	
17		Roncador II (Lima)	Primera	1,9	16 732	5 985	
18		La Joya (Arequipa)	Primera	9,6	54 662	5 995	
19		Purmacana (Lima)	Primera	1,8	9 000	6 000	
20		Carhuaquero IV (Lambayeque)	Primera	10,0	66 500	7 000	
21		Caña Brava (Lambayeque)	Primera	6,0	21 500	7 000	
22		Nuevo Imperial (Lima)	Primera	3,97	25 000	5 599	
23		Yanapampa (Lima)	Primera	4,13	28 000	5 600	
24		Huasahuasi I (Junín)	Primera	7,86	42 500	5 800	
25		Huasahuasi II (Junín)	Primera	8,0	42 500	5 700	
26		Las Pizarras (Cajamarca)	Primera	18,0	85 000	6 400	
27		Runatullo III (Junín)	Segunda	20,0	120 000	5 645	
28		Canchayllo (Junín)	Segunda	3,73	25 160	4 740	
29		Runatullo II (Junín)	Tercera	19,00	80 000	5 559	
30		Chancay (Lima)	Primera	19,2	143 000	5 850	
30		Rucuy (Lima)	Cuarta	20	110 000	4 000	
TOTAL				535			

CENTRALES RER (En Construcción - Estudios)

ÍTEM	CENTRAL	PROYECTO	SUBASTA	POTENCIA CONTRATO (MW)	ENERGÍA OFERTADA (MWh/año)	PRECIO OFERTADO (ctvs. US\$/kWh)	ESTADO
1	Solar Fotovoltaica	Rubí (Moquegua)	Cuarta	144,48	415 000	4 798	Estudios
2		Intipampa (Moquegua)	Cuarta	40	108 404	4 850	Estudios
3	Eólica	Nazca (Ica)	Cuarta	126	573 000	3 783	Estudios
4		Huambos (Cajamarca)	Cuarta	18	84 600	4 679	Estudios
5		Duna (Cajamarca)	Cuarta	18	81 000	5 179	Estudios
6	Térmoeléctrica Biomasa	Callao (Callao)	Cuarta	2	14 500	7 700	Estudios
7		Huaycoloro II (Lima)	Cuarta	2	14 500	7 700	Estudios
8	Hidroeléctrica	Angel I (Puno)	Primera	19,95	131 045	5 997	Construc.
9		Angel II (Puno)	Primera	19,95	131 045	5 998	Construc.
10		Angel III (Puno)	Primera	19,95	131 045	5 999	Construc.
11		Huatziroki (Junín)	Segunda	11,08	72 270	4 760	Construc.
12		Manta (Ancash)	Segunda	19,78	127 500	5 200	Estudios
13		Renovandes H1 (Junín)	Segunda	19,99	150 000	5 389	Construc.
14		8 de Agosto (Huánuco)	Segunda	19,0	140 000	5 390	Construc.
15		El Carmen (Huánuco)	Segunda	8,4	45 000	5 590	Construc.
16		Laguna Azul (Arequipa)	Tercera	20,0	130 000	6 200	Estudios
17		Potrero (Cajamarca)	Tercera	19,9	134 211	5 177	Estudios
18		Karpa (Huánuco)	Tercera	19,0	115 000	5 570	Estudios
19		Santa Lorenza I (Huánuco)	Tercera	18,7	140 000	6 480	Construc.
20		Yarucaya (Lima)	Tercera	16,5	115 000	5 050	Construc.
21		Carhuac (Lima)	Tercera	20,0	97 000	5 480	Construc.
22		Zaña 1 (Cajamarca)	Tercera	13,2	80 942	5 750	Construc.
23		Colca (Junín)	Tercera	12,05	70 196	5 689	
24		Hydrika 1 (Ancash)	Tercera	6,6 ⁽¹⁾	35 610	5 490	Estudios
25		Hydrika 2 (Ancash)	Tercera	4,0	20 020	5 450	Estudios
26		Hydrika 3 (Ancash)	Tercera	10,0	50 810	5 390	Estudios
27		Hydrika 4 (Ancash)	Tercera	8,0	44 790	5 550	Estudios
28		Hydrika 5 (Ancash)	Tercera	10,0	57 930	5 390	Estudios
29		Hydrika 6 (Ancash)	Cuarta	8,9	60 000	4 590	Estudios
30		Ayanunga (Huánuco)	Cuarta	20	131 651	4 398	Estudios
31	Kusa (Ayacucho)	Cuarta	15,55	72 528	4 540	Estudios	
32	Alli (Ayacucho)	Cuarta	14,51	69 324	4 540	Estudios	
33	Her 1 (Lima)	Cuarta	0,7	4 664	5 820	Estudios	
TOTAL				726,2			

CENTRAL TACNA SOLAR

DENOMINACIÓN	CENTRAL TACNA SOLAR
EMPRESA CONCESIONARIA	TACNA SOLAR S.A.C.
TECNOLOGÍA	Solar Fotovoltaica – Módulos Móviles
UBICACIÓN	
Departamento	Tacna
Provincia	Tacna
Distrito	Tacna
Altitud	560 msnm
DATOS TÉCNICOS	
Potencia Instalada	20 MW
Punto de Oferta	Barra Los Héroes 66 kV
Cantidad de Módulos Fotovoltaicos	74 988 (290 W pico c/u)
Cantidad de Seguidores Solares	182
Cantidad de Centros de Transformación	16 (1,25 MW c/u)
Nivel de Tensión de Transformadores	0,3/23 kV (1,25 MVA)
Cantidad de Inversores	32 (625 kW c/u)
Tensión de Entrada a Inversores (1Ø)	0,5 - 0,825 kV – DC (Corriente Continua)
Tensión de Salida de Inversores (3Ø)	0,3 kV – AC (Corriente Alterna)
Factor de Planta	26,9%
DAT. TÉC. DEL TRANSFORMADOR	
Cantidad	1
Potencia	20 MVA
Relación de Transformación	23/66 kV
DATOS DE CONTRATO	
Tipo de Contrato	Contrato de Concesión RER (1ra Subasta)
Firma de Contrato	31.03.2010
Puesta en Operación (POC)	31.10.2012
Energía Anual Ofertada	47 196 MWh
Tarifa de Adjudicación	22,5 ctvs. US\$/kWh



- Plano de ubicación
- Vista de los Módulos Fotovoltaicos
- Centro de Transformación (BT/MT)
- Transformador de Potencia de 20 MVA – 23/66 kV (S.E. C.S. Tacna)

C.S. REPARTICIÓN 20 T(20 MW)

UBICACIÓN	Arequipa
EMPRESA CONCESIONARIA	Grupo T Solar Repartición Global S.A.
POTENCIA A INSTALAR	20 MW
TARIFA-ENERGÍA ANUAL OFERTADA	22,3 Cts US\$/kWh – 37 440 MWh
MONTO DE INVERSIÓN	73,5 MM US\$
PUNTO DE INTERCONEXIÓN AL SEIN	Barra de Repartición 138 kV
FECHA DE FIRMA DEL CONTRATO	31.03.2010
PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL	31.10.2012
VIGENCIA DEL CONTRATO	La concesión será de 20 años más el plazo de construcción que se computa desde la fecha de POC. El contrato entra en vigencia desde la fecha de cierre.
OBJETO DE LA CENTRAL	Generar electricidad con tecnología RER e inyectarla al SEIN
OBLIGACIÓN DEL CONCESIONARIO	El concesionario está obligado a diseñar, financiar, suministrar los bienes y servicios requeridos para construir, operar y mantener la planta.
EQUIPO DE GENERACIÓN	La central está constituida por 55 704 Módulos Fotovoltaicos (350, 370, 390 y 410 W pico). Módulos fijos y cuenta con 16 Centros de Transformación (C.T.) de 1 250 kVA c/u.



Central Solar Fotovoltaica Repartición



Vista del emplazamiento de los módulos Central Solar Moquegua FV



Sistema de seguimiento solar



Transformador de potencia 40 MVA

2.2 Supervisión de Generación Eléctrica y COES

2.2.1 Subasta RER SEIN - Centrales Solares

Supervisión de Generación Eléctrica y COES

1. Verificación de las Características de las Unidades de Generación

✓ Verificaciones en Gabinete:

- Verificar la información registrada en el portal del COES mediante el link: <http://sicoes.coes.org.pe/AppPublico/FichaTecnica/FichaTecnica>.
- Verificar la energía Anual Ofertada de acuerdo a contrato RER si corresponde.

✓ Verificaciones en campo:

Validar o rectificar las verificaciones de gabinete, con el representante de la empresa supervisada.

Se considera **OBSERVADO** si:

- Hay discrepancias entre la información reportada al Osinergmin con los datos de campo reportados periódicamente, indicando claramente la discrepancia.
- No se dispone de información de parte o todas las instalaciones.

Cada observación debe describirse claramente indicando el incumplimiento normativo.



Listado de Centrales

Tipo Central: Empresa: [Consultar](#)

Nombre:

Código	Nombre	Abreviatura	Empresa	Ubicación	
14762	CS MOQUEGUA FV	CS-MOQUEGUA	MOQUEGUA FV S.A.C.	MOQUEGUA FV	Ficha Técnica
13533	CS PANAMERICANA SOLAR	CS PANAMERICANA	PANAMERICANA SOLAR SAC.	PANAMERICANA SOLAR 20T	Ficha Técnica
13503	CS TACNA SOLAR	CS TACNA SOLAR	TACNA SOLAR SAC.	TACNA SOLAR	Ficha Técnica
13402	CS-MAJES SOLAR 20T	CS- MAJES	GTS MAJES S.A.C	MAJES SOLAR 20T	Ficha Técnica
13399	CS-REPARTICION	CS-REPARTICION	GTS REPARTICION S.A.C.	REPARTICION SOLAR 20T	Ficha Técnica



Datos de Central Solar

Empresa: TACNA SOLAR SAC.
Central: CS TACNA SOLAR

[Regresar](#)

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA CENTRAL				
1.1	Código de la Central		13503	
1.2	Potencia Aparente Bruta (debe incluir toda la compensación de reactiva de la central)	[MVA]	20	
1.3	Potencia Instalada Nominal de la Central	[MW]	20	
1.4	Número Total de Módulos		74988	
1.5	Tecnología del Seguimiento del Sol (fijos o móviles de un eje horizontal, de un eje inclinado o de dos ejes)		Seguimiento del Sol 1 eje horizontal	
1.6	Angulo de Inclinación si los paneles son de instalación fija.		No aplica	
1.7	Distribución de los Módulos de Paneles Solares		File	
1.8	Horas de Utilización Equivalentes a Plena Potencia Referidas al Periodo Anual	[h]	2480	
1.9	Horas de Utilización Equivalentes a Plena Potencia Mes a Mes (% con respecto al año)	[%]	File	
1.10	Curva del Diagrama de Generación para Días Típicos de cada mes en un año		File	
1.11	Pendientes Máximas de Variación de la Irradiación		File	
1.12	Curva Potencia/Irradiación		File	
1.13	Sistema de Control de la Central	1.13.1	Control de Tensión	File
		1.13.2	Control de Frecuencia	File
1.14	Nivel de Media Tensión	[kV]	23	
1.15	Intensidad de Cortocircuito Aportada por la Central para un Cortocircuito en el Punto de Conexión a la Red de Transporte	[A]	7080	
1.16	Diagrama Unifilar de la Central, hasta la conexión al SEIN		File	
1.17	En caso de poseer sistema propio de transmisión cumplir con la Ficha Técnica N° 3			



[Regresar](#)

Datos de Unidad de Generación

Empresa: TACNA SOLAR SAC.
Central: CS TACNA SOLAR

Características de los componentes de la Central			
1	Módulo		
1.1	Fabricante		Yingli
1.2	Modelo		YGE290 NH
1.3	Tecnología		Silicio policristalino
1.4	Potencia Activa Nominal, Pn	[MW]	0.29
1.5	Potencia Aparente Nominal, Sn	[MVA]	
1.6	Curva de Potencia Reactiva en función de la Potencia Activa		
1.7	Temperatura de Operación	[°C]	
1.8	Coefficiente de Temperatura	[%/°C]	
2	Inversor		
2.1	General		
2.1.1	Fabricante		Greenpower Technologies
2.1.2	Modelo		PV500
2.1.3	Tecnología		Puentes IGBT
2.1.4	Rendimiento	[%]	98.6
2.1.5	Nivel de Potencia de Arranque y Parada	[MW]	PCFM: 6.3 KW PM: I>1300 A
2.2	Parámetros de Entrada		
2.2.1	Rango de Tensión para el Seguimiento del Punto de Máxima Potencia	[V]	500-825
2.2.2	Tensión Continua Máxima Admisible	[V]	1000
2.2.3	Corriente Continua Máxima Admisible	[A]	1300
2.2.4	Pico Máximo de Potencia	[MWp]	756
2.3	Parámetros de Salida		
2.3.1	Potencia Aparente Nominal	[MVA]	630
2.3.2	Potencia Activa Nominal	[MW]	630
2.3.3	Tensión de Operación Alterna	[V]	300
2.3.4	Numero de Fases (monofásico/trifásico)		3
2.3.5	Frecuencia	[Hz]	60
2.3.6	Factor de Distorsión de la Tensión	[%]	<3

2. Verificación de las fallas presentadas

El objetivo es verificar si se reportan las fallas que se producen en las centrales solares y las medidas tomadas frente a eventos relevantes.

Se solicitará a las empresas de generación eólica el envío de informes de falla, de acuerdo a los formatos y plazos del procedimiento 304 cuando se presenten Eventos Relevantes.

EVENTOS RELEVANTES

Se consideran eventos relevantes aquellos que indisponen a todo el parque o cuando indisponen a una CT de generación solar por más de 12 horas.

Los informes de falla se envían a la siguiente dirección electrónica: unidadcoes@osinergmin.gob.pe

Se considera **OBSERVADO** si:

- Hay algún evento relevante que no ha sido reportado al Osinergmin.
- No se ha reportado según el formato de informe de fallas del procedimiento 304.
- No se ha adjuntado el informe final o no corresponde al evento.
- No son satisfactorias las verificaciones realizadas.

Cada observación debe describirse claramente indicando el incumplimiento normativo.

3. Verificación de la programación y ejecución de los mantenimientos

3.1 Verificación de la ejecución de los programas de mantenimiento mayor

3.2 Verificación de los mantenimientos ejecutados

3.3 Verificación de la entrega y contenido de los manuales de operación y mantenimiento

4. Verificación de las horas de operación y energía generada

5. Verificación de los Sistemas de Protección

6. Verificación del cumplimiento de otras normativas

6.1 Verificar el estado de las unidades de generación

6.2 Verificar el cumplimiento del RESESATAE y el CNE

6.3 Verificación de la existencia de repuestos críticos en el Plan de Contingencia Operativo



Vista del emplazamiento de los módulos



Vista del seguidor solar y módulos fotovoltaicos

2.2.2 Subasta RER No Conectadas a Red – Sistemas Fotovoltaicos Autónomos

Artículo 8, Decreto Supremo N° 020-2013-EM

- **Objetivo:**

Adjudicar por un plazo de 15 años, la prestación del servicio de electricidad con Recursos Energéticos Renovables ubicados en las Áreas no Conectadas a Red, en tres zonas del país (norte, centro y sur) de hasta 500 000 Sistemas Fotovoltaicos (SFV) con una primera entrega mínima de 150 000 SFV y una segunda entrega final de hasta 350 000 SFV en plazos sucesivos a partir de julio 2015, se incluirán las escuelas y entidades públicas.

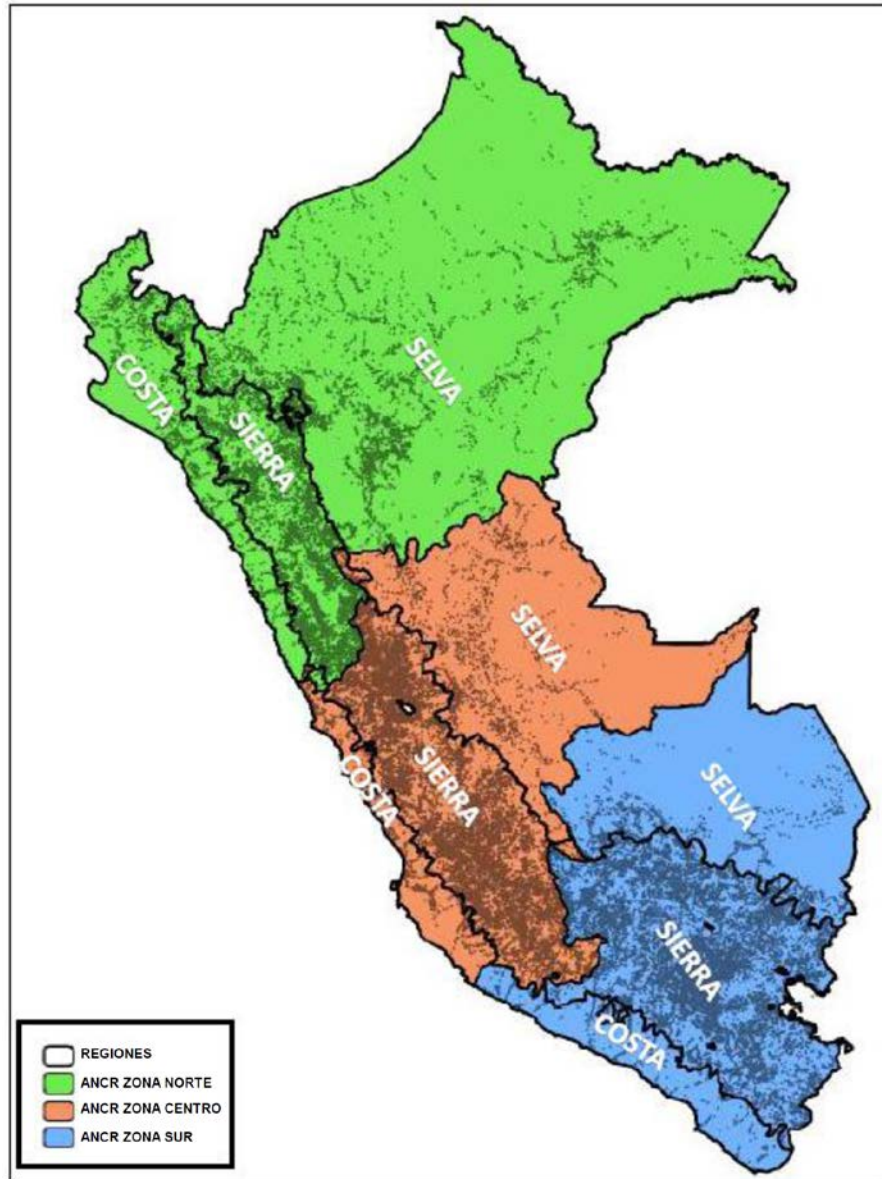


SUBASTA



INSTALACIONES RER AUTÓNOMAS

Áreas no Conectadas a Red para la Instalación de RER Autónomas - Sistemas Fotovoltaicos



Área No Conectada a Red: Zona Norte

Actividad	Descripción de actividades							
	Cantidad Mínima Requerida				Instalaciones RER Autónomas Adicionales			
	RER1	RER2	RER3	Total	RER1	RER2	RER3	Total
Puesta en Operación Comercial de Instalaciones RER Autónomas	63000	280	1200	64480	10605	57	492	11154
Cantidad comprometida total	75634							

Área No Conectada a Red: Zona Centro

Actividad	Descripción de actividades							
	Cantidad Mínima Requerida				Instalaciones RER Autónomas Adicionales			
	RER1	RER2	RER3	Total	RER1	RER2	RER3	Total
Puesta en Operación Comercial de Instalaciones RER Autónomas	55000	175	650	55825	5692	62	331	6085
Cantidad comprometida total	61910							

Área No Conectada a Red: Zona Sur

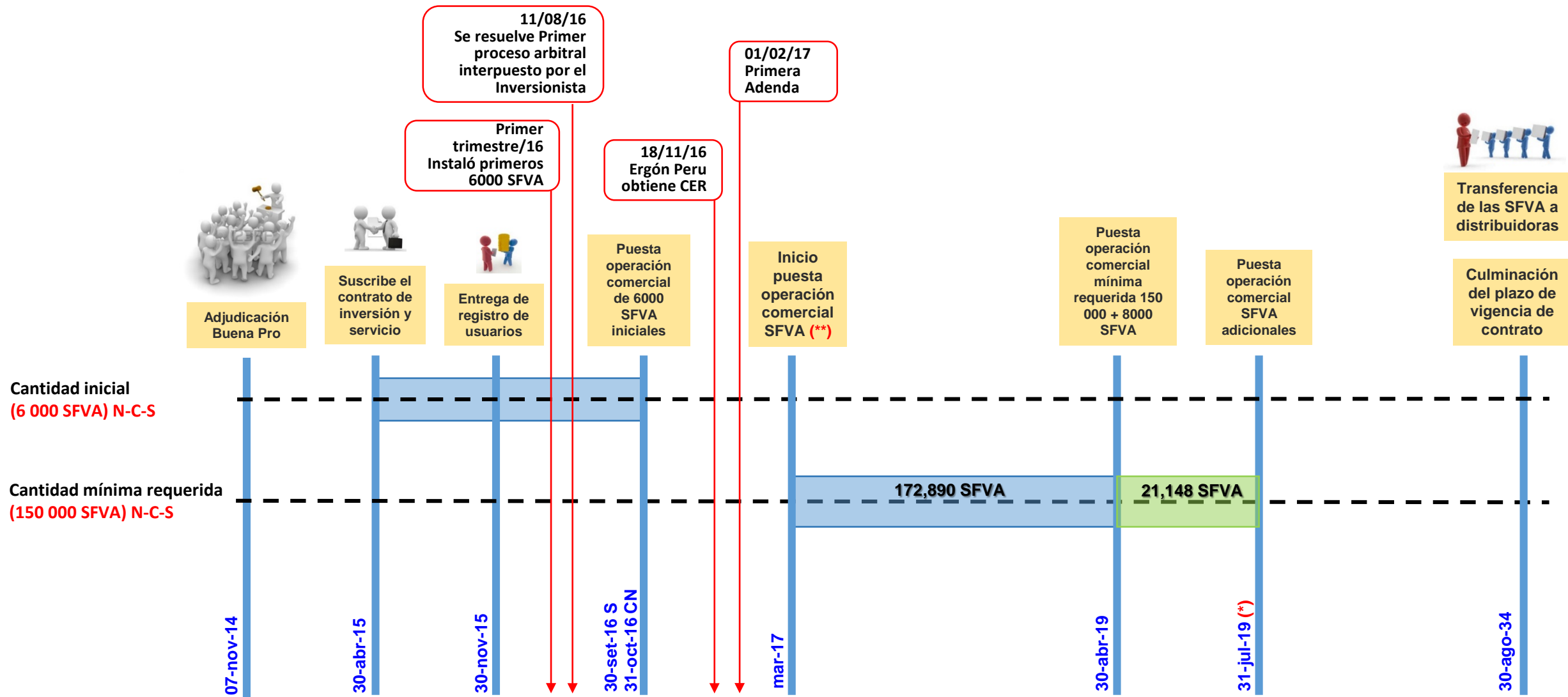
Actividad	Descripción de actividades							
	Cantidad Mínima Requerida				Instalaciones RER Autónomas Adicionales			
	RER1	RER2	RER3	Total	RER1	RER2	RER3	Total
Puesta en Operación Comercial de Instalaciones RER Autónomas	52000	175	410	52585	3643	37	229	3909
Cantidad comprometida total	56494							

Área No Conectada a Red: Proyecto (Zona Norte, Centro y Sur)

Actividad	Descripción de actividades							
	Cantidad Mínima Requerida				Instalaciones RER Autónomas Adicionales			
	RER1	RER2	RER3	Total	RER1	RER2	RER3	Total
Puesta en Operación Comercial de Instalaciones RER Autónomas	170000	630	2260	172890	19940	156	1052	21148
Cantidad comprometida total	194038							

Fuente: Cronograma de Ejecución, oficio P001-C1-ERG-MEM-C-007 -2017

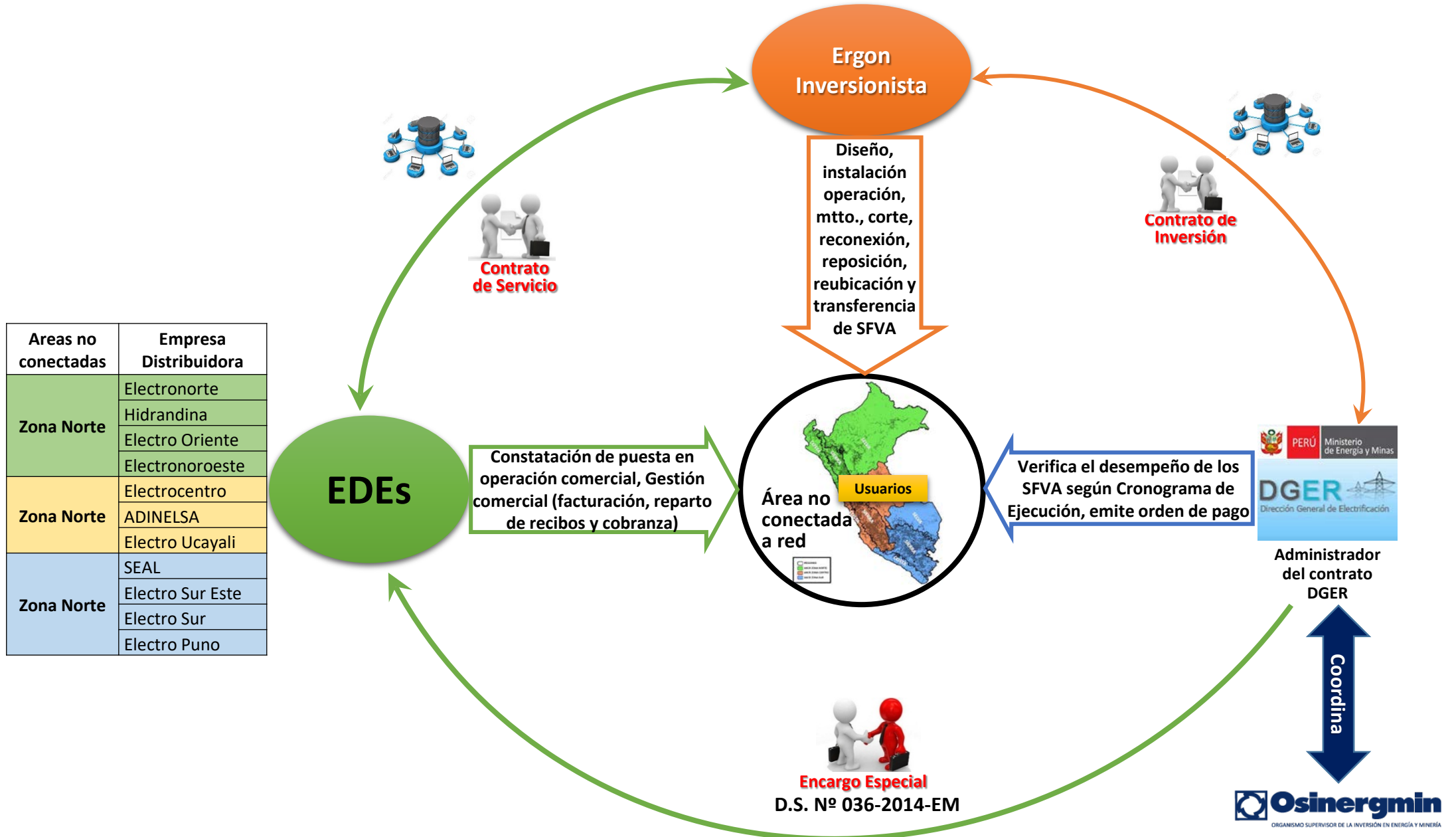
Hitos del Cronograma de Ejecución de Obra de los SFV



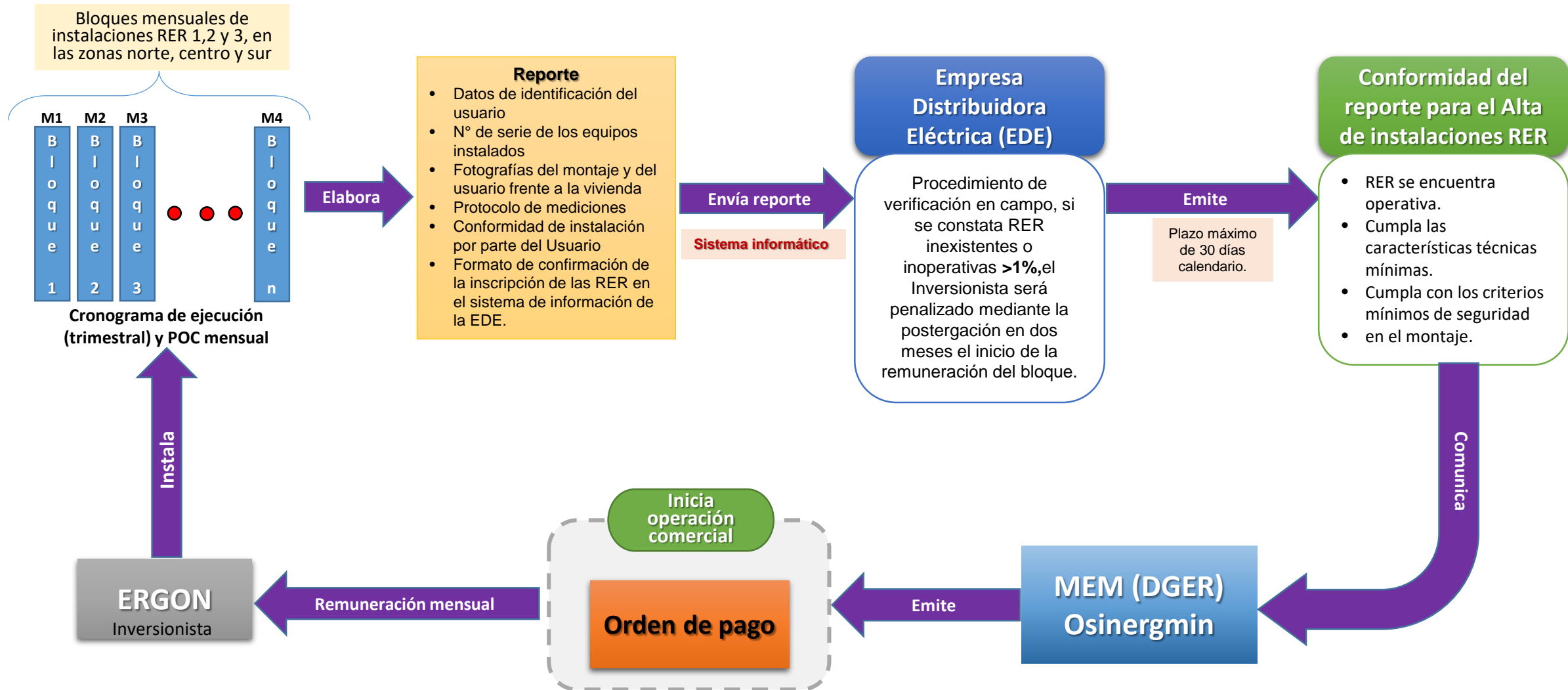
(*) Por única vez, el inversionista podrá solicitar una prórroga de la Fecha de Puesta en Operación Comercial, siempre que se haya puesto en operación comercial como mínimo el 50% de la Cantidad Mínima Requerida, dicha prórroga se extenderá por un plazo adicional máximo de 6 meses.

(**) Según carta P001-C1-ERG-MEM-C-007 -2017, Zona norte 64480 + 11154 adicionales, Zona centro 55825 + 6,085 adicionales y Zona centro 50585 + 3,909 adicionales

Flujo de Actividades y Funciones

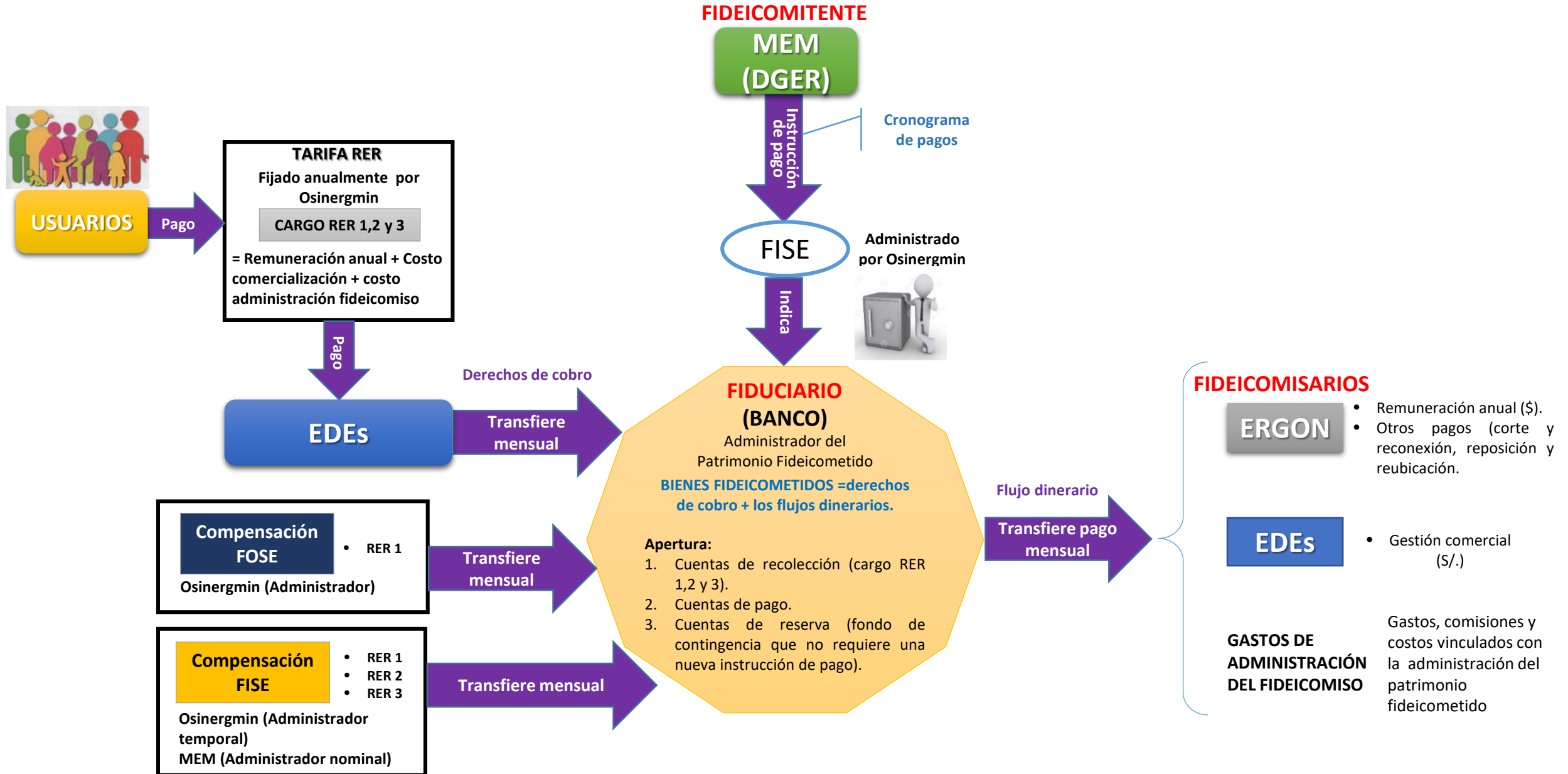


Procedimiento de Alta de las Instalaciones RER Autónomas (orden de pago)



Cadena de Pagos del Fideicomiso

(Plazo: vigencia de la remuneración anual de 15 años)



Requisitos Técnicos Mínimos de las Instalaciones de SFV

Los equipos a ser instalados serán nuevos, y, en ningún caso, la antigüedad de fabricación será mayor a dos (2) años respecto de la Fecha de Cierre. En el caso de las baterías, la antigüedad de fabricación no podrá ser mayor a un (1) año respecto de la Fecha de Cierre (firma de contrato de inversión) .

N°	Elemento	Tipo 1 Viviendas	Tipo 2 Entidades de Salud	Tipo 3 Escuelas
1	Energía disponible mínima por día	180 Wh	900 Wh	1800 Wh
2	Tensión del sistema	12 Vcc	220 - 240 Vca	220 - 240 Vca
3	Generador fotovoltaico (potencia mínima)	85 Wp	5 veces Tipo 1	10 veces Tipo 1
4	Controlador de carga (información exportable a PC)	10 A	apropiado Tipo 2	apropiado Tipo 3
5	Batería (no menor)	90 Ah	360 Ah	720 Ah
6	Inversor (información exportable a PC)		800 VA	1200 VA
7	Lámparas LED (3 unidades)	10 W - 600 lm		
8	Tomacorriente	Polaridad definida		
9	Toma para cargador universal de celular	1		

Sistema Fotovoltaico Tipo RER 1- Diseño Aprobado

Tipo RER 1 (viviendas)

- Energía disponible mínima **cada día de 180Wh** (15 Ah a 12 VCC)
- Tensión del sistemas: 12 VCC

DC Energy Box – RER1

Batería de cristal de plomo
12Vcc-100 Ah C100

+
Controlador de 10 A



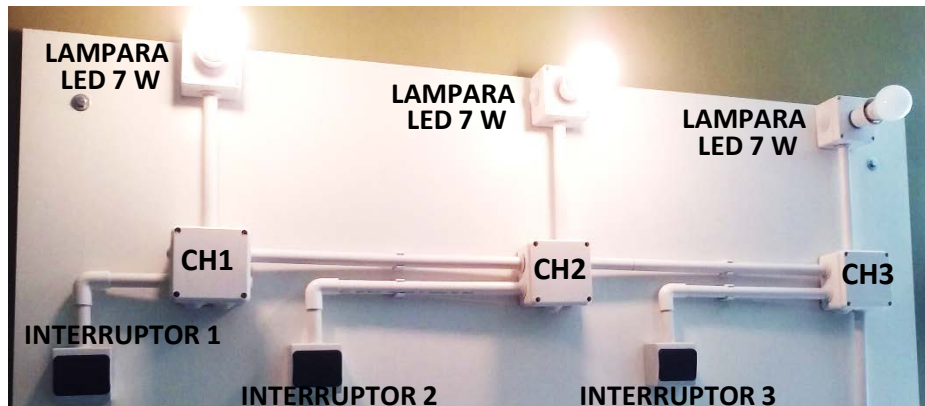
Panel fotovoltaico 120 Wp



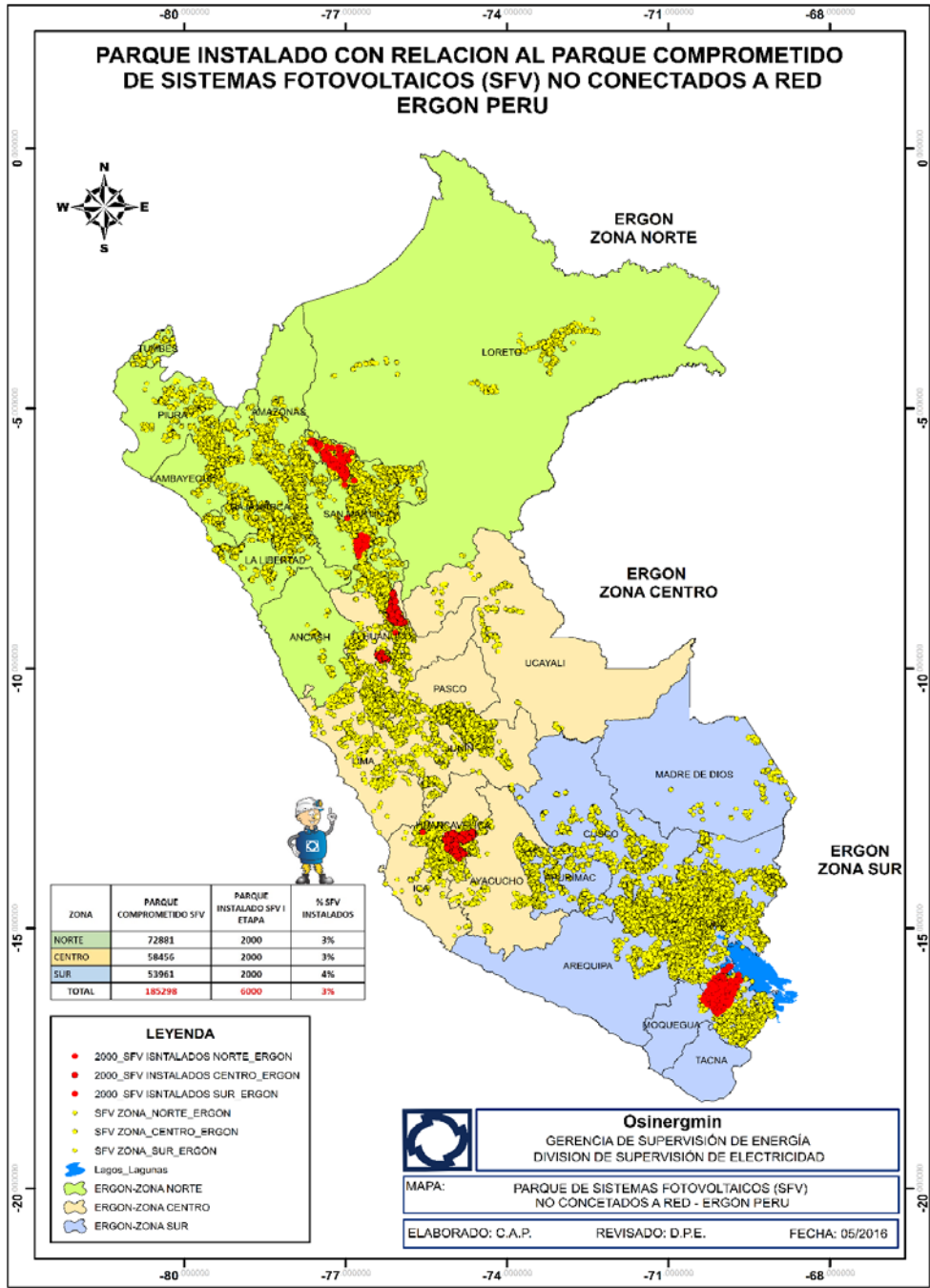
CIRCUITO DE CARGA



CIRCUITO DE ILUMINACION



PARQUE INSTALADO CON RELACION AL PARQUE COMPROMETIDO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (SFV) NO CONECTADOS A RED ERGON PERU



ZONA	PARQUE COMPROMETIDO SFV	PARQUE INSTALADO SFV I ETAPA	% SFV INSTALADOS
NORTE	72881	2000	3%
CENTRO	58455	2000	3%
SUR	53961	2000	4%
TOTAL	185298	6000	3%

- LEYENDA**
- 2000_SFV INSTALADOS NORTE_ERGON
 - 2000_SFV INSTALADOS CENTRO_ERGON
 - 2000_SFV INSTALADOS SUR_ERGON
 - SFV_ZONA_NORTE_ERGON
 - SFV_ZONA_CENTRO_ERGON
 - SFV_ZONA_SUR_ERGON
 - Lagos_Lagunas
 - ERGON-ZONA NORTE
 - ERGON-ZONA CENTRO
 - ERGON-ZONA SUR



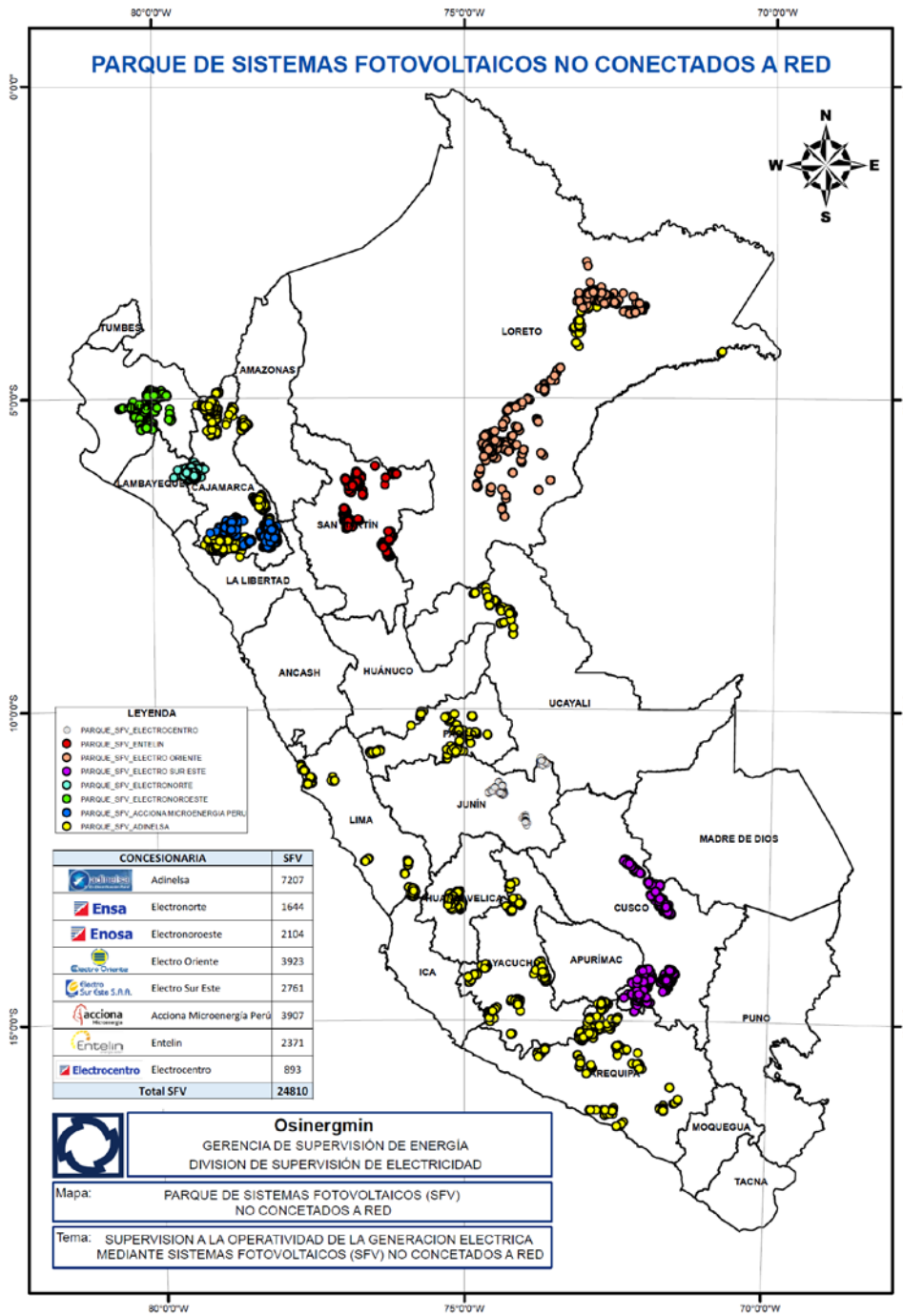
Osinergmin
GERENCIA DE SUPERVISIÓN DE ENERGÍA
DIVISION DE SUPERVISIÓN DE ELECTRICIDAD

MAPA: PARQUE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (SFV) NO CONECTADOS A RED - ERGON PERU

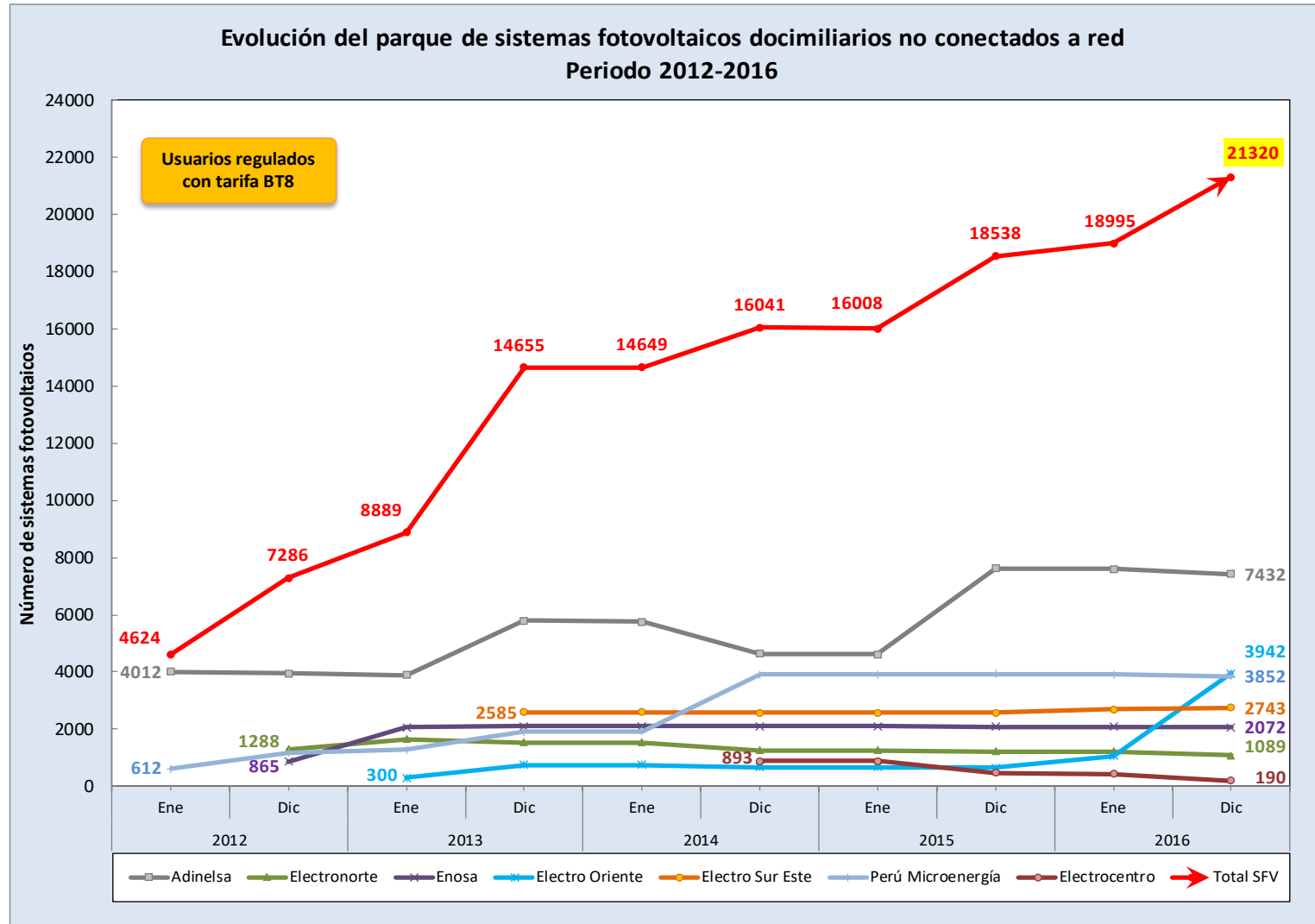
ELABORADO: C.A.P. REVISADO: D.P.E. FECHA: 05/2016

2.2.3 Proyectos con Sistemas Fotovoltaicos Desarrollados por MEM-DGER-DFC

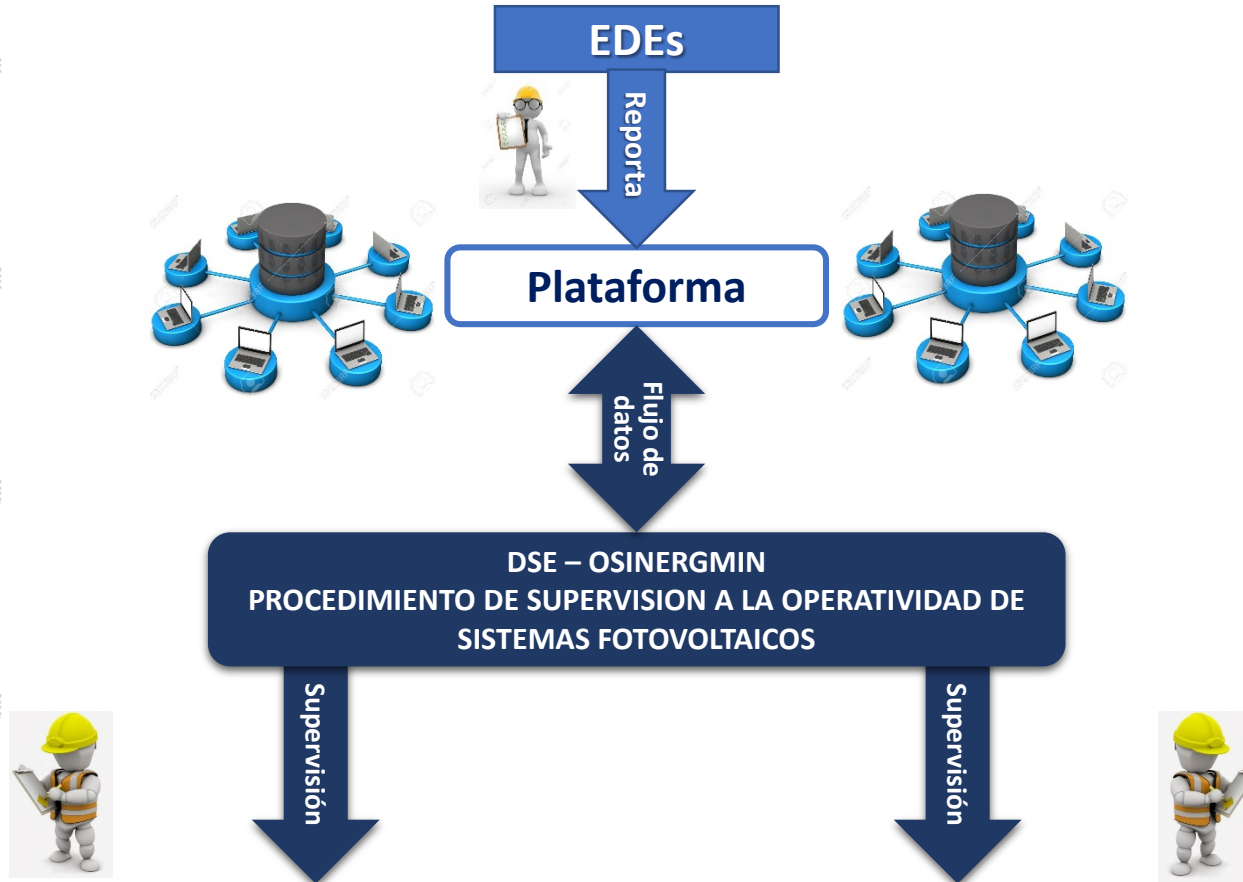
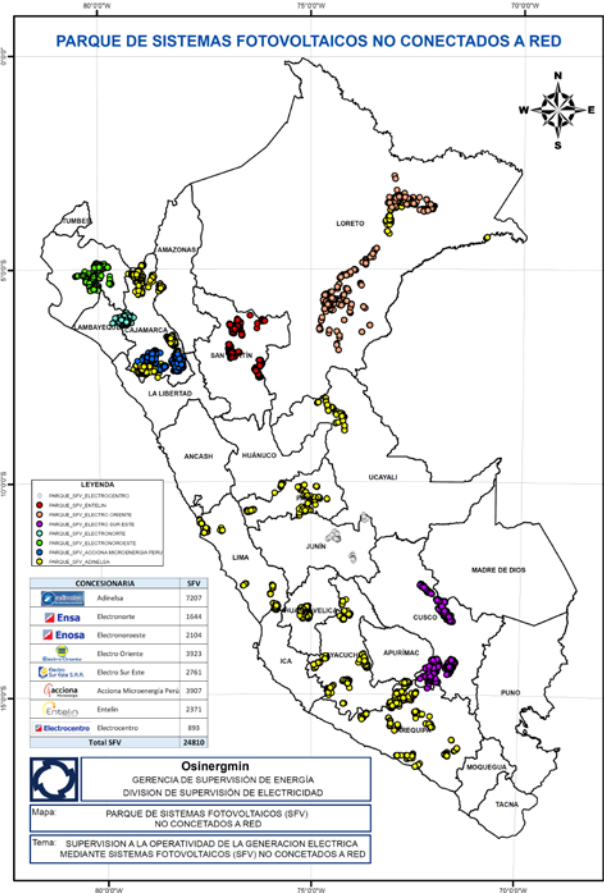




El Ministerio de Energía y Minas (MEM), la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) a través de la Dirección de Fondos Concursables (DFC), ha desarrollado proyectos de electrificación con sistemas fotovoltaicos autónomos en zonas rurales, localidades aisladas y de frontera. Estos programas fueron financiados con préstamo del Banco Mundial y aporte de recursos públicos, y fueron entregados a las concesionarias de distribución,



Procedimiento de Supervisión a la Operatividad de Sistemas Fotovoltaicos no conectados a red

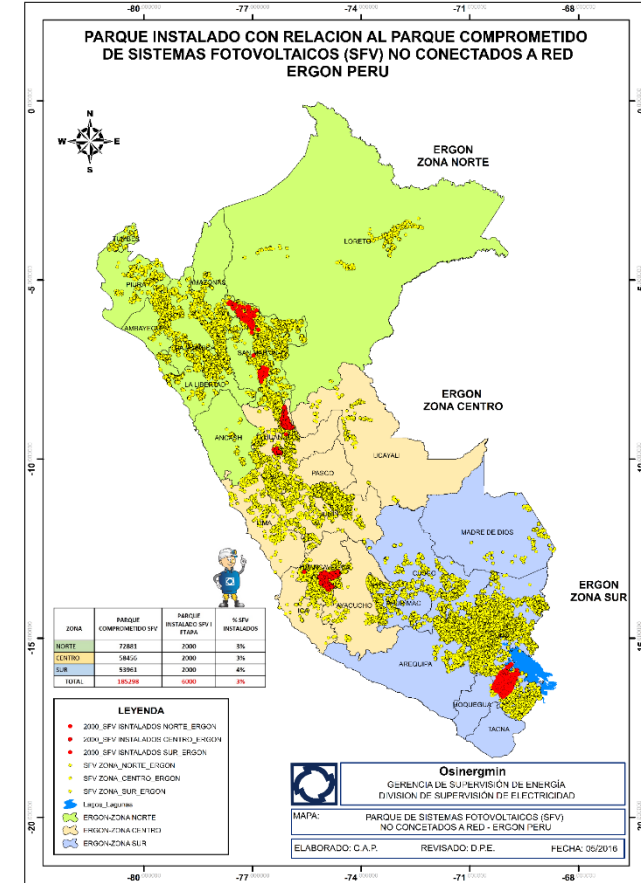


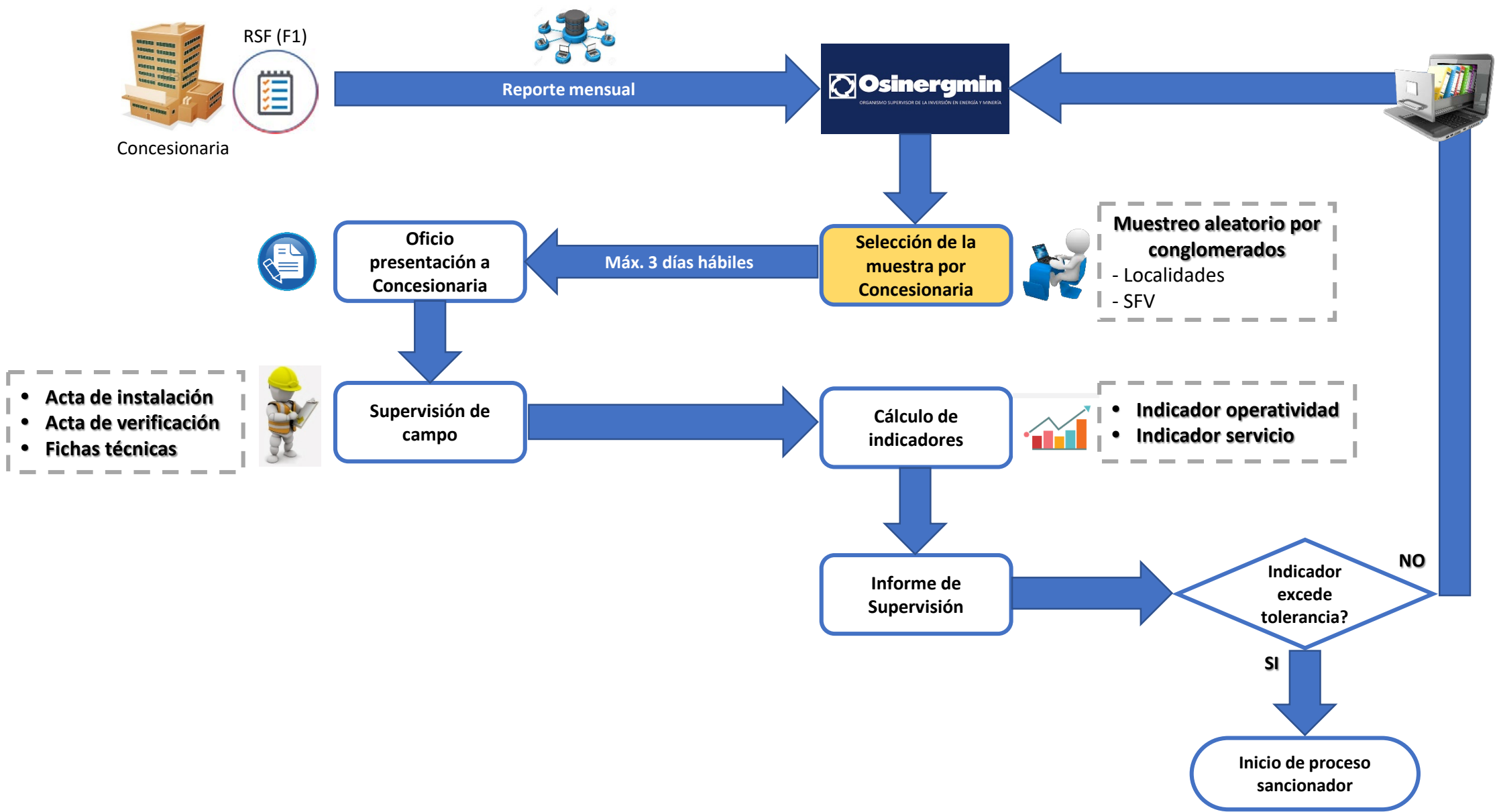
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BT8

Parque: 24 810 SFV
Administrados:
2 empresas privadas: Acciona Microenergía Perú y Entelin Perú.
6 empresas estatales: Electronoroeste, Electronorte, Electro Sur Este, Electro Oriente y Adinelsa.
Método de supervisión: Muestral

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CARGO RER

Parque: 194 038 SFV
Administrados:
 1. Zona norte = Ergon
 2. Zona centro = Ergon
 3. Zona sur = Ergon
Método de supervisión: Muestral







Ausencia o falla

3 días calendarios

Centro de atención



Concesionaria

RDO (F2)



Reporte mensual



Código	Componentes SFV
D1	Panel fotovoltaico
D2	Controlador de carga
D3	Batería
D4	Inversor



Subsanación deficiencias
10 días calendarios

Robo
20 días calendarios

INDICADORES

1. INDICADOR DE DESEMPEÑO

Mide el desempeño del conjunto de instalaciones de SFA en Operación Comercial de cada entidad, comprendido entre 0.5 y 1.

$$ID = IO * IS$$

2. INDICADOR DE OPERACIÓN

Mide si los elementos del SFA de la instalación cumplen o no con los requisitos técnicos mínimos.

$$IO = \frac{\sum_i F_{oi} * CT_i}{\sum_i CT_i}$$

3. INDICADOR DE SERVICIO

Mide tiempo total de respuesta ante falla y reparación de la avería del SFA durante el último periodo de control.

$$IS = \frac{\sum_i F_{si}}{N^{\circ} \text{ de } fallas}$$

Muestreo Probabilístico: muestreo aleatorio por conglomerados

a) Tamaño de la muestra

tamaño de muestra para población infinita

$$n_o = \frac{p \times q \times Z^2}{d^2}$$

poblaciones finitas (finitud poblacional)

$$n = \frac{n_o}{1 + \frac{n_o - 1}{N}}$$

tasa de no respuesta (TNR%)

$$n^* = \frac{n}{1 - TNR\%}$$

efecto diseño *deff* (conglomerados)

$$n^{**} = n^* (1 + (m - 1)\rho)$$

b) Selección de localidades y SFV

tamaño muestral óptimo final

$$n^{**} = f * m$$

$$\sqrt{n^{**}} = f * m$$

n_o: es el tamaño de muestra para población infinita.

p: es la proporción de SFV deficientes.

q: es la proporción de SFV no deficientes.

Z: nivel de confianza.

d: es el margen de error deseado para la estimación.

n: constituye el tamaño de muestra final a evaluar.

N: población de SFV actual.

ρ: representa la correlación intraconglomerado.

m: representa el tamaño promedio de unidades de análisis dentro de cada conglomerado.

f: tamaño de localidades a seleccionar.

Muestreo Probabilístico: muestreo aleatorio por conglomerados

Conglomerados: localidades (L1, L2, L3 y L4)

Unidad de análisis: SFV

Unidad primaria: localidades

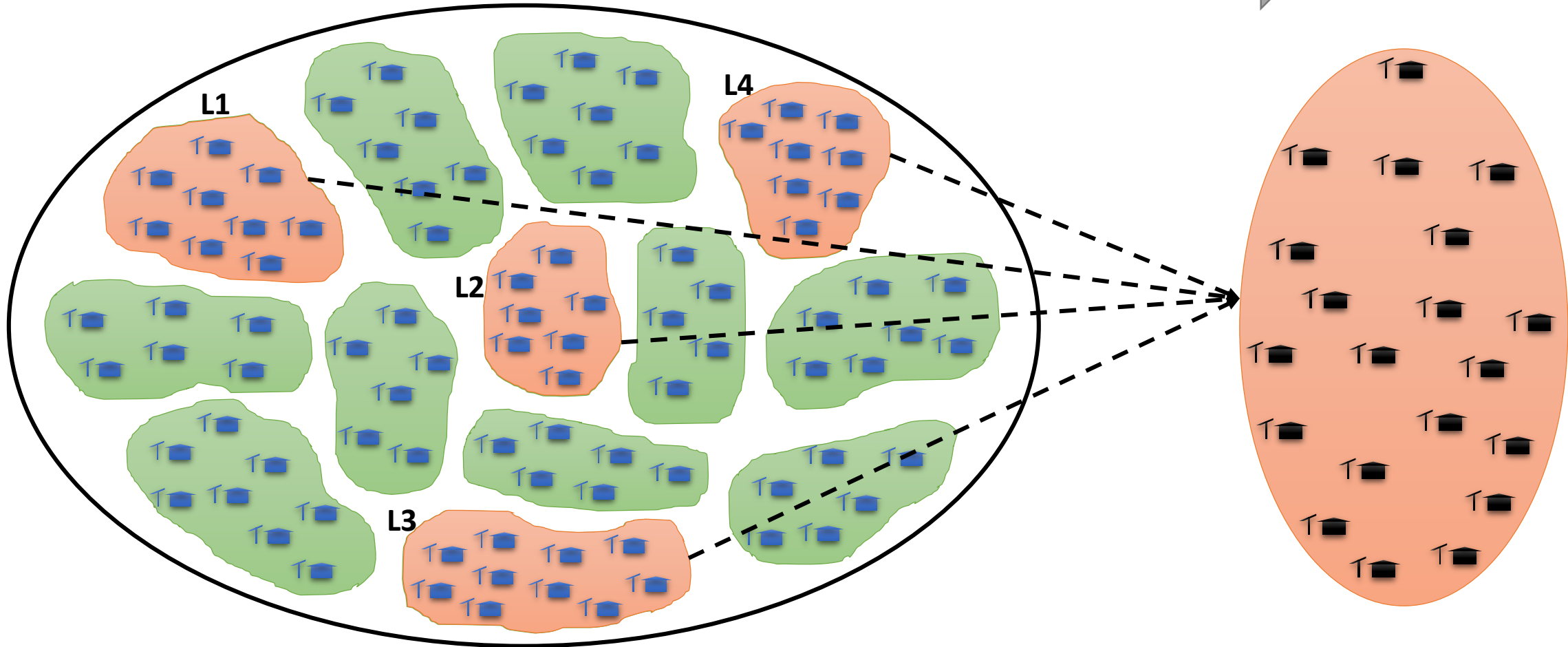
Unidad secundaria: SFV



Población (N)
Concesionaria "X"

Muestreo aleatorio por conglomerados

Tamaño de la muestra (n)



EJEMPLO:

Datos de entrada:

NC = 95%
 e(d) = 5%
 p = 0.05
 TNR% = 10%
 deff = 1.5

CALCULO DE LA MUESTRA PARA SFV

N°	Concesionaria	N	p	NC	Z	e (d)	n
1	Adinelsa	7207	0.05	0.95	1.95996398	0.05	74
2	Electronorte	1644	0.05	0.95	1.95996398	0.05	71
3	Electronoroeste	2104	0.05	0.95	1.95996398	0.05	72
4	Electro Oriente	3923	0.05	0.95	1.95996398	0.05	73
5	Electro Sur Este	2761	0.05	0.95	1.95996398	0.05	73
6	Acciona Microenergía Perú	3907	0.05	0.95	1.95996398	0.05	73
7	Electrocentro	893	0.05	0.95	1.95996398	0.05	69
8	Entelin	2371	0.05	0.95	1.95996398	0.05	72

TAMAÑO MUESTRAL ÓPTIMO SFV

N°	Concesionaria	N	n	TNR 10%	Efecto diseño (1.5)	vn**=f x m	
1	Adinelsa	7207	74	82	123	11.1	11.1
2	Electronorte	1644	71	79	118	10.9	10.9
3	Electronoroeste	2104	72	80	120	11.0	11.0
4	Electro Oriente	3923	73	81	122	11.0	11.0
5	Electro Sur Este	2761	73	81	122	11.0	11.0
6	Acciona Microenergía Perú	3907	73	81	122	11.0	11.0
7	Electrocentro	893	69	77	115	10.7	10.7
8	Entelin	2371	72	80	120	11.0	11.0

TAMAÑO MUESTRAL ÓPTIMO SFV CON AJUSTE DE PRESUPUESTO

N°	Concesionaria	N	n	TNR 10%	Efecto diseño (1.5)	vn**=f x m	
1	Adinelsa	7207	74	82	123	9	14
2	Electronorte	1644	71	79	118	9	13
3	Electronoroeste	2104	72	80	120	9	13
4	Electro Oriente	3923	73	81	122	9	14
5	Electro Sur Este	2761	73	81	122	9	14
6	Acciona Microenergía Perú	3907	73	81	122	9	14
7	Electrocentro	893	69	77	115	9	13
8	Entelin	2371	72	80	120	9	13

Región	Provincia	Distrito	Localidad	SFV	Grupo
SAN MARTIN	HUALLAGA	SACANCHE	NUEVO PIURA	13	G1
		SAPOSOA	ALTO PACHIZA	156	G1
			SITULLI	28	G1
	BELLAVISTA	ALTO BIAVO	LAS PALMAS	59	G1
		BAJO BIAVO	FLOR DE CAFÉ	67	G1
	LAMAS	CAYNARACHI	SANTA ROSA DE TIOYACU	14	G2
		TABALOSOS	SAN LUIS	88	G2
			NUEVO AMÉRICA	23	G2
	EL DORADO	SAN MARTIN	ALTO MONTEERRICO	36	G2

