
Cálculo de Precios a Nivel Generación y Programa de Transferencias por Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados del SEIN

Periodo febrero – abril 2019

Lima, enero de 2019

Resumen Ejecutivo

El artículo 29° de la Ley N° 28832 creó el Precio a Nivel Generación para los consumidores finales de electricidad localizados en el Perú y que son sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen. Dicho Precio a Nivel Generación es calculado como el promedio ponderado de los Contratos sin Licitación y los Contratos resultantes de Licitaciones. Dicho artículo dispone, asimismo, el establecimiento de un mecanismo de compensación entre Usuarios Regulados del SEIN con la finalidad de que el Precio a Nivel Generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

Mediante Decreto Supremo N° 019-2007-EM se aprobó el “Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN”. Dicho reglamento dispone que Osinermin apruebe los procedimientos necesarios para calcular el Precio a Nivel Generación y determinar el programa de transferencias entre empresas aportantes y receptoras del mecanismo de compensación.

De conformidad con lo anterior, se aprobó la norma “Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados”, mediante Resolución N° 180-2007-OS/CD y sus modificatorias, la cual dispone que trimestralmente se calcularán el Precio a Nivel Generación y las transferencias a que se refiere el párrafo previo. Cabe precisar que la última modificación fue aprobada mediante Resolución N° 084-2018-OS/CD, la que además ha aprobado el Texto Único Ordenado de la mencionada norma.

Mediante Resoluciones N°065-2018-OS/CD y, N° 127-2018-OS/CD y N° 166-2018-OS/CD, se calcularon los Precios a Nivel Generación y el programa de transferencias aplicables a los trimestres mayo – julio 2018 y, agosto – octubre 2018 y noviembre 2018 – enero 2019, respectivamente.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	2
2. APLICACIÓN DE LA NORMA.....	4
2.1 SALDO POR COMPENSACIÓN	5
2.1.1 Determinación de Saldos Ejecutados	5
2.1.2 Determinación de Saldos Estimados	7
2.1.3 Determinación del Saldos por Compensación	8
2.2 PRECIOS A NIVEL GENERACIÓN	9
2.2.1 Precios a Nivel Generación en Subestaciones Base de Referencia.....	9
2.2.2 Precios a Nivel Generación en Otras Subestaciones	12
3. FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN	13
4. CONCLUSIONES	15

1. Introducción

El artículo 29° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, Ley N° 28832 (en adelante “Ley 28832”), señala que el “Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN” (en adelante el “Reglamento”), aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2007-EM, establecerá el mecanismo de compensación entre los Usuarios Regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante “SEIN”), a fin de que el Precio a Nivel Generación para dichos Usuarios Regulados sea único, excepto por las pérdidas eléctricas y la congestión de los sistemas de transmisión. Asimismo, señala que dicho precio se obtendrá como el promedio ponderado de los precios contenidos en los contratos firmados por las concesionarias de distribución eléctrica para el suministro del Servicio Público de Electricidad, excluyendo los cargos por transmisión.

Al respecto, el Reglamento indica que es obligación de Osinergmin establecer los procedimientos para el cálculo del Precio a Nivel Generación y el programa de transferencias asociados al mecanismo de compensación. En aplicación de esta disposición, mediante Resolución N° 180-2007-OS/CD y sus modificatorias, se aprobó la norma “Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados” (en adelante la “Norma”), la cual establece el procedimiento a seguir, con una periodicidad trimestral, y de esta forma dar cumplimiento al mandato de la Ley 28832 y su Reglamento.

Mediante Resoluciones N°065-2018-OS/CD y N° 127-2018-OS/CD, se calcularon los Precios a Nivel Generación y el programa de transferencias aplicables a los trimestres mayo – julio 2018 y agosto – octubre 2018, respectivamente.

El presente informe presenta el detalle del cálculo del Precio a Nivel Generación que serán de aplicación al siguiente trimestre de cálculo: “t+1” – “t+3” (a partir de 04 de febrero de 2019) y las transferencias de los Saldos Ejecutados Acumulados al mes de octubre de 2018, como resultado de la aplicación del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN.

Cabe señalar que el 05 de enero de 2010 se publicó el Decreto Supremo N° 001-2010-EM que modificó, entre otros, el numeral 2.2 del artículo 2° del Reglamento, cambiando la forma cómo debe ser calculado el Precio a Nivel Generación en el caso del tratamiento de los precios de los contratos resultantes de procesos de licitación. A partir de enero de 2013 entraron en vigencia contratos resultantes de licitaciones en los que corresponde aplicar lo señalado en el mencionado numeral 2.2; dicha información es considerada en el presente informe.

Asimismo, cabe indicar que mediante Resolución N° 084-2018-OS/CD se aprobó la modificación de la Norma, en lo correspondiente a la forma de cómo se debe determinar el Precio a Nivel de Generación, eliminar las transferencias proyectadas, entre otros, las cuales se considera en la elaboración del presente informe; asimismo cabe señalar que conforme la modificación de la Norma, se publicará en la página web mensualmente las transferencias mensuales, por concepto del Mecanismo de Compensación, a través de un Comunicado de la GRT.

Además, es necesario agregar, que a partir del 01 de enero de 2016 entraron en vigencia los contratos de suministro de energía eléctrica entre la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. y las Empresas Generadoras: Eléctrica de Piura S.A., Eléctrica de Junín S.A., Edegel S.A.A., Fénix Power Perú S.A. y Kallpa Generación S.A., resultantes de la Licitación llevada a cabo por Osinermin el 17 de diciembre de 2012.

Adicionalmente, en setiembre de 2016 entraron en vigencia los contratos de suministro de energía eléctrica suscritos por Electroperú S.A. con las Distribuidoras designadas por FONAFE. Por ello, según lo analizado en el Informe Legal N° 040-2017-GRT, se está considerando la información de dichos contratos para efectos de determinar el Precio a Nivel de Generación. Asimismo, respecto a los meses de junio a octubre de 2018 la Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A., no ha presentado la información señalada en el numeral 7.1 de la Norma.

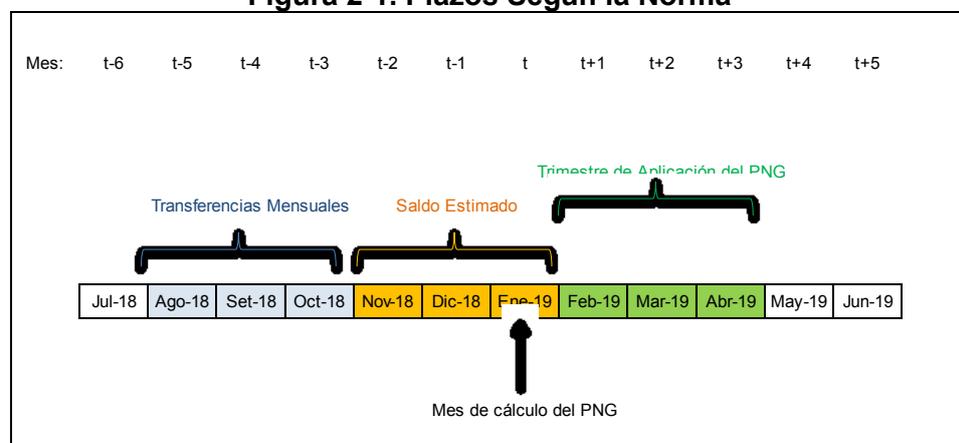
Finalmente, para la presente revisión, debido a falta de información por parte de algunas Empresas Distribuidoras sobre los Montos por Rentas por Congestión dentro de los plazos establecidos y en aplicación del principio de verdad material, es necesario complementar la información, en base a lo publicado por parte del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES); sin perjuicio de las acciones que pudieran derivarse del incumplimiento de parte de las empresas, del plazo señalado en el Procedimiento del Mecanismo de Compensación.

2. Aplicación de la Norma

De acuerdo con la Norma, corresponde establecer los Precios a Nivel Generación que regirán a partir del 04 de febrero de 2019, el mismo que corresponde en esta oportunidad al mes denominado “t+1”. El cálculo de los mencionados precios debe efectuarse con la información estimada de la potencia y energía en Horas Punta y de Fuera de Punta a facturar por los Generadores, así como los precios de facturación y facturación estimada de compras de potencia y energía para el periodo t-2 a t, proporcionada por las empresas según lo indicado en el literal f) del numeral 6.4 de la Norma. El cronograma del proceso se muestra en la Figura 2-1.

Cabe señalar que el mes “t” en que Osinergmin publicará los Precios a Nivel de Generación corresponde al mes de enero de 2019.

Figura 2-1. Plazos Según la Norma



PNG: Precio a Nivel Generación

2.1 Saldo por Compensación

De acuerdo con el numeral 6.4 de la Norma, previo al cálculo del Precio a Nivel Generación, debe determinarse el denominado Saldo por Compensación que deberá ser incluido en los precios para el periodo febrero – abril 2019 (desde t+1 a t+3); el cual se obtiene como la suma de los Saldos Ejecutados Acumulados de todas las Distribuidoras al mes t-3 más su Saldo Estimado del periodo t-2 a t.

El Saldo Ejecutado Acumulado del mes “t-3” (octubre 2018) corresponde a la sumatoria de:

- i. El Saldo Ejecutado de la Distribuidora calculado en el mes t-3, por aplicación del Precio a Nivel Generación vigente desde el mes t-5 hasta el mes t-3 (de agosto a octubre 2018). Al respecto, durante dicho periodo estuvieron vigentes los Precios a Nivel Generación de acuerdo con la Resolución N° 127-2018-OS/CD.
- ii. El Saldo Estimado de la Distribuidora al mes “t”, por aplicación del Precio a Nivel Generación vigente desde el mes “t-2” hasta el mes “t” (de noviembre 2018 a enero 2019). Al respecto, durante dicho periodo estuvieron vigentes los Precios a Nivel Generación de acuerdo con la Resolución N° 166-2018-OS/CD.
- iii. El Saldo Ejecutado Acumulado de la Distribuidora al mes de julio 2018, determinado en la revisión trimestral anterior del PNG como Saldo Ejecutado Acumulado.

A continuación, se detalla los cálculos efectuados.

2.1.1 Determinación de Saldos Ejecutados

El procedimiento seguido conforme a lo establecido en la Norma, es el siguiente:

1. Para cada mes, del periodo t-5 a t-3, se tomará la información histórica de valores de potencia y energía facturados en cada mes. A continuación, se determina la facturación que hubieran efectuado los Generadores a cada Distribuidor utilizando el Precio a Nivel Generación vigente en cada mes del periodo mencionado. El resultado de la facturación mensual dará como resultado el Monto Determinado con el Precio a Nivel Generación (MPG) del periodo t-5 a t-3.
2. Para cada mes, desde el mes t-5 hasta el mes t-3, se considerará la información histórica de la facturación que efectuaron los Generadores a cada Distribuidora. El resultado de la facturación mensual da como resultado el Monto Reportado por la Empresa (MRE) del periodo t-5 a t-3.
3. Se determinó, para cada distribuidora, las diferencias que resultan de restar los montos mensuales obtenidos en 1 de los obtenidos en 2, además de los Montos de Rentas Congestión.

4. Se determinó la sumatoria de las transferencias programadas en el periodo agosto – octubre 2018 (desde t-5 a t-3), positivo si recibido y negativo si aportado. En este caso, se deben considerar las transferencias contenidas en la Resolución N° 127-2018-OS/CD.
5. Se denomina Desviación del Programa de Transferencias a la diferencia del ítem 3 y el total del ítem 4.
6. Se determinó los Saldos Ejecutados Acumulados al mes de octubre de 2018 (t-3), como la sumatoria del Saldo Ejecutado Acumulado determinado en la oportunidad de revisión anterior, la Desviación del Programa de Transferencias y Transferencias de Saldos Ejecutados de las Distribuidoras. Cabe precisar que las Transferencias de Saldos Ejecutados de las Distribuidoras correspondiente de los meses de agosto, setiembre y octubre 2018, son conforme los resultados publicados en los Comunicados N° 028-2018-GRT, N° 033-2018-GRT y N° 001-2019-GRT en cumplimiento del numeral 4.2 de la Norma.

**Cuadro N° 2-1. Saldo Ejecutado Acumulado al mes t-3
(Soles)**

Empresa	Saldo Ejecutado Acumulado de la Distribuidora a octubre 2018
Adinelsa	161 112
Chavimochic	0
Coelvisac	0
Enel Distribución	0
Edelsa	11 755
Egepsa	2 411
Electrocentro	1 580 602
Electro Dunas	0
Electronorte	1 684 318
Hidrandina	3 166 332
Electronoroeste	3 718 242
Electro Oriente	519 543
Electro Puno	2 745 459
Electrosur	2 004 175
Electro Sur Este	3 474 017
Electro Tocache	0
Electro Ucayali	399 033
Emsemsa	15 792
Emseusa	0
Esempat	0
Electro Pangoa	0
Luz del Sur	0
Seal	5 508 608
Sersa	0

2.1.2 Determinación de Saldos Estimados

El procedimiento seguido conforme a lo establecido en la Norma es el siguiente:

1. Cada Distribuidora debe proporcionar la información estimada de la potencia y energía en Horas Punta y de Fuera de Punta a facturar por sus Generadores, así como los precios de facturación y facturación estimada de compras de potencia y energía para el periodo t-2 a t.
2. El resultado de la facturación mensual estimada proporcionada por cada Distribuidora dará como resultado el MRE proyectado del periodo t-2 a t.
3. El resultado de la facturación mensual considerando el Precio a Nivel Generación vigente en cada mes del periodo señalado dará como resultado el MPG proyectado del periodo t-2 a t.
4. La sumatoria de las diferencias obtenidas de restar ambos montos se denominará Saldo Estimado al mes t.
5. Los resultados obtenidos consideran la información proporcionada por los distribuidores según lo señalado en el procedimiento.
6. Se determinó el Saldo Estimado de cada Distribuidora, redondeado sin cifras decimales.

Cuadro N° 2-2. Saldo Estimado: Diferencia MRE menos MPG (Soles)

Empresa	Nov-18	Dic-18	Ene-19	Saldo Estimado
Adinelsa	34 195	34 742	34 926	103 862
Chavimochic	-32 945	-1 865	-1 865	-36 675
Coelvisac	-143 551	-154 713	-149 665	-447 929
Enel Distribución	-2 518 557	-2 838 574	-3 009 968	-8 367 100
Edelsa	0	0	0	0
Egepsa	-620	-606	-609	-1 835
Electrocentro	195 009	176 415	168 156	539 580
Electro Dunas	-904 147	-1 208 102	-1 167 118	-3 279 367
Electronorte	195 655	96 393	93 761	385 809
Hidrandina	797 909	786 843	793 592	2 378 344
Electronoroeste	1 251 538	69 256	73 918	1 394 712
Electro Oriente	52 549	-703 962	-704 843	-1 356 256
Electro Puno	308 979	288 712	295 976	893 667
Electrosur	266 230	262 538	262 538	791 305
Electro Sur Este	163 879	144 992	147 173	456 045
Electro Tocache	-74 115	-76 618	-76 778	-227 511
Electro Ucayali	255 350	301 011	343 939	900 299
Emsemsa	0	0	0	0
Emseusa	-32 673	-32 278	-32 439	-97 390
Esempat	-2 515	-2 590	-2 720	-7 825
Electro Pangoa	-7 432	-7 397	-7 397	-22 227

Empresa	Nov-18	Dic-18	Ene-19	Saldo Estimado
Luz del Sur	-3 270 624	-3 858 776	3 050 654	-4 078 746
Seal	478 173	455 607	461 413	1 395 192
Sersa	-25 807	-40 137	-40 181	-106 125

2.1.3 Determinación del Saldos por Compensación

Es la sumatoria de los Saldos Ejecutados Acumulados de todas las Distribuidoras al mes t-3 más su Saldo Estimado del periodo t-2 a t.

Cuadro N° 2-3. Saldos por Compensación (Soles)

Empresa	Saldo Ejecutado Acumulado de la Distribuidora a t-3 octubre 2018	Saldo Estimado de la Distribuidora periodo (t-2 a t) noviembre 2018 – enero 2019	Saldo por Compensación enero 2019
Adinelsa	161 112	103 862	264 974
Chavimochic	0	-36 675	-36 675
Coelvisac	0	-447 929	-447 929
Enel Distribución	0	-8 367 100	-8 367 100
Edelsa	11 755	0	11 755
Egepsa	2 411	-1 835	576
Electrocentro	1 580 602	539 580	2 120 182
Electro Dunas	0	-3 279 367	-3 279 367
Electronorte	1 684 318	385 809	2 070 127
Hidrandina	3 166 332	2 378 344	5 544 676
Electronoroeste	3 718 242	1 394 712	5 112 954
Electro Oriente	519 543	-1 356 256	-836 713
Electro Puno	2 745 459	893 667	3 639 126
Electrosur	2 004 175	791 305	2 795 480
Electro Sur Este	3 474 017	456 045	3 930 062
Electro Tocache	0	-227 511	-227 511
Electro Ucayali	399 033	900 299	1 299 332
Emsemsa	15 792	0	15 792
Emseusa	0	-97 390	-97 390
Esempat	0	-7 825	-7 825
Electro Pangoa	0	-22 227	-22 227
Luz del Sur	0	-4 078 746	-4 078 746
Seal	5 508 608	1 395 192	6 903 800
Sersa	0	-106 125	-106 125

Finalmente, como resultado se obtuvo un Saldo por Compensación de S/ 16 201 229 que equivale a un incremento de 0,30 ctm S/ /kWh en el Precio a Nivel Generación.

2.2 Precios a Nivel Generación

De acuerdo con lo establecido en el numeral 5 de la Norma, el procedimiento que se utiliza para la determinación de los Precios a Nivel Generación es el siguiente:

1. Se determinaron los factores de pérdidas de potencia y nodales de energía, aplicables a partir del mes “t+1” (febrero 2019), y que corresponden a las barras en las cuales se efectúan las facturaciones de los diferentes contratos destinados al Servicio Público de Electricidad del SEIN, según lo informado por las empresas de distribución eléctrica, y los correspondientes a las Subestaciones Base del SEIN. Para ello, se consideró lo dispuesto por las Resoluciones N° 056-2018-OS/CD¹, N° 061-2017-OS/CD² y modificatorias.
2. Se reflejaron los precios de los contratos a la Barra de Referencia (Barra Lima), utilizando los factores determinados en el paso previo.
3. Se determinó el Precio a Nivel Generación en Barra de Referencia como el promedio ponderado de los precios de potencia y energía, determinados en el paso previo.
4. El incremento por Saldo de Compensación es igual a 0,30 ctm S/ /kWh.
5. Se determinaron los Precios a Nivel Generación, en cada Subestación Base, como la suma del Adicional por Saldo de Compensación y el producto de los precios obtenidos en el paso 3 con los factores nodales y de pérdidas aplicables a las barras de dichas subestaciones.
6. Para el caso de los Precios a Nivel Generación aplicables a otras subestaciones diferentes a las Subestaciones Base, se aplican las mismas fórmulas de cálculo utilizadas en el caso de los Precios en Barra.

2.2.1 Precios a Nivel Generación en Subestaciones Base de Referencia

Como resultado, se obtuvieron los siguientes Precios a Nivel Generación, en cada Subestación Base; los mismos que serán aplicables a partir de 04 de febrero de 2019.

Cuadro N° 2-4. Precios a Nivel Generación

Subestaciones Base	Tensión kV	PPN S/ /kW-mes	PENP ctm. S/ /kWh	PENF ctm. S/ /kWh
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)				

¹ Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al periodo mayo 2018 – abril 2019.

² Resolución que fija las Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2017 y el 30 de abril de 2021.

Subestaciones Base	Tensión	PPN	PENP	PENF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Zorritos	220	22,39	20,16	15,93
Talara	220	22,39	20,01	15,83
Piura Oeste	220	22,39	20,26	16,04
Chiclayo Oeste	220	22,39	20,32	16,11
Carhuaquero	220	22,39	20,03	15,85
Carhuaquero	138	22,39	20,04	15,86
Cutervo	138	22,39	20,21	15,91
Jaen	138	22,39	20,36	15,96
Guadalupe	220	22,39	20,26	16,11
Guadalupe	60	22,39	20,29	16,13
Cajamarca	220	22,39	20,03	15,81
Trujillo Norte	220	22,39	20,18	16,11
Chimbote 1	220	22,39	20,10	16,08
Chimbote 1	138	22,39	20,10	16,04
Paramonga Nueva	220	22,39	19,78	15,88
Paramonga Nueva	138	22,39	19,75	15,86
Paramonga Existente	138	22,39	19,67	15,82
Huacho	220	22,39	19,86	16,03
Zapallal	220	22,39	20,16	16,36
Ventanilla	220	22,39	20,22	16,46
Lima	220	22,39	20,26	16,52
Cantera	220	22,39	20,09	16,40
Chilca	220	22,39	20,10	16,47
Independencia	220	22,39	20,02	16,29
Ica	220	22,39	20,08	16,32
Marcona	220	22,39	20,01	16,15
Mantaro	220	22,39	19,16	15,37
Huayucachi	220	22,39	19,38	15,59
Pachachaca	220	22,39	18,99	15,08
Pomacocha	220	22,39	18,79	14,83
Huancavelica	220	22,39	19,40	15,63
Callahuanca	220	22,39	19,70	16,08
Cajamarquilla	220	22,39	20,11	16,41
Huallanca	138	22,39	19,50	15,59
Vizcarra	220	22,39	19,07	15,02
Tingo María	220	22,39	18,49	14,68
Aguaytía	220	22,39	18,32	14,53
Aguaytía	138	22,39	18,36	14,56
Aguaytía	22,9	22,39	18,34	14,55
Pucallpa	138	22,39	19,16	15,04
Pucallpa	60	22,39	19,18	15,05
Aucayacu	138	22,39	23,52	14,84
Tocache	138	22,39	23,39	15,30
Tingo María	138	22,39	18,22	14,62

Subestaciones Base	Tensión	PPN	PENP	PENF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Huánuco	138	22,39	18,64	14,66
Paragsha II	138	22,39	18,72	14,50
Paragsha	220	22,39	18,75	14,51
Yaupi	138	22,39	18,49	14,27
Yuncan	138	22,39	18,59	14,34
Yuncan	220	22,39	18,64	14,37
Oroya Nueva	220	22,39	18,90	14,61
Oroya Nueva	138	22,39	18,86	14,48
Oroya Nueva	50	22,39	18,89	14,66
Carhuamayo	138	22,39	18,74	14,46
Carhuamayo Nueva	220	22,39	18,74	14,43
Caripa	138	22,39	18,80	14,43
Desierto	220	22,39	20,10	16,38
Condorcocha	138	22,39	18,82	14,44
Condorcocha	44	22,39	18,82	14,44
Machupicchu	138	22,39	19,70	15,78
Cachimayo	138	22,39	20,25	16,17
Cusco	138	22,39	20,34	16,22
Combapata	138	22,39	20,57	16,41
Tintaya	138	22,39	20,75	16,57
Ayaviri	138	22,39	20,45	16,29
Azángaro	138	22,39	20,28	16,14
San Gabán	138	22,39	19,38	15,47
Mazuco	138	22,39	19,64	15,63
Puerto Maldonado	138	22,39	20,33	16,03
Juliaca	138	22,39	20,55	16,32
Puno	138	22,39	20,54	16,41
Puno	220	22,39	20,51	16,37
Callalli	138	22,39	20,73	16,65
Santuario	138	22,39	20,47	16,43
Arequipa	138	22,39	20,55	16,46
Socabaya	220	22,39	20,52	16,44
Cerro Verde	138	22,39	20,62	16,50
Repartición	138	22,39	20,72	16,53
Mollendo	138	22,39	20,84	16,60
Moquegua	220	22,39	20,45	16,39
Moquegua	138	22,39	20,46	16,41
Ilo ELS	138	22,39	20,60	16,48
Botiflaca	138	22,39	20,55	16,49
Toquepala	138	22,39	20,57	16,52
Aricota	138	22,39	20,42	16,46
Aricota	66	22,39	20,32	16,43
Tacna (Los Héroes)	220	22,39	20,62	16,48
Tacna (Los Héroes)	66	22,39	20,80	16,56

Subestaciones Base	Tensión kV	PPN	PENP	PENF
		S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
La Nina	220	22,39	20,24	16,11
Cotaruse	220	22,39	19,99	16,00
Carabayllo	220	22,39	20,09	16,31
La Ramada	220	22,39	19,78	15,66
Lomera	220	22,39	20,07	16,24
Asia	220	22,39	20,11	16,45
Alto Praderas	220	22,39	20,31	16,64
La Planicie	220	22,39	20,09	16,33
Belaunde	138	22,39	17,25	12,76
Tintaya Nueva	220	22,39	20,72	16,58

PPN: Precio a Nivel Generación de la Potencia de Punta.

PENP: Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas de Punta.

PENF: Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta.

2.2.2 Precios a Nivel Generación en Otras Subestaciones

Los Precios a Nivel Generación de la Energía (en Horas de Punta y Fuera de Punta), en otras subestaciones diferentes a las especificadas en el numeral 2.2.1 del presente informe, serán el resultado de multiplicar los Precios a Nivel Generación de la Energía (en Horas de Punta y Fuera de Punta) en una Subestación de Referencia por el respectivo Factor Nodal de Energía (FNE), de horas punta y fuera de punta correspondiente.

Los Precios a Nivel Generación de la Potencia serán el resultado de multiplicar los Precios a Nivel Generación de la Potencia de Punta en la Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas de Potencia (FPP).

En este sentido, se define:

$$\text{PENP1} = \text{PENP0} \times \text{FNE} \dots\dots\dots (4)$$

$$\text{PENF1} = \text{PENF0} \times \text{FNE} \dots\dots\dots (5)$$

$$\text{PPN1} = \text{PPN0} \times \text{FPP} \dots\dots\dots (6)$$

Donde:

PENP0: Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas de Punta, definido.

PENF0: Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PPN0: Precio a Nivel Generación de la Potencia de Punta, definido.

PENP1: Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PENF1: Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

PPN1: Precio a Nivel Generación de la Potencia de Punta, por determinar.

3. Fórmula de Actualización

Con la finalidad de evitar que el Saldo por Compensación acumule cantidades significativas, a favor o en contra de los Usuarios Regulados, que pudieran generar variaciones importantes en las tarifas máximas aplicables, se considera conveniente que los Precios a Nivel Generación sigan el comportamiento del precio promedio de los contratos (PM), mediante el uso de factores de reajuste (FA).

Por esta razón, el factor FA debe capturar la estructura de las compras destinadas al Servicio Público de Electricidad. Por ello se considera lo siguiente:

1. De acuerdo con los registros, a febrero de 2019 aproximadamente el 95% de la energía adquirida por los distribuidores se halla sujeta a los precios adjudicados mediante licitaciones efectuadas al amparo de la Ley N° 28832. El 5% restante se adquiere a Precios en Barra, obtenidos de acuerdo con lo dispuesto por el Decreto Ley N° 25844.
2. Los pesos de los indexadores aplicables a las variables económicas, utilizadas para el ajuste de precios, difiere entre contratos. Esto supone que se deba determinar pesos ponderados que capturen las cantidades contratadas por cada contrato.
3. Si bien el precio promedio de contratos depende tanto de la potencia como de la energía facturada por cada contrato, es posible aproximar su valor de manera razonable utilizando la potencia contratada.

A partir de lo anterior, la variación en el precio promedio de contratos que debe recoger el factor FA se obtendrá considerando la ponderación de las variaciones individuales de los Precios en Barra como de los precios de licitación. De este modo se propone:

$$FA = 0,05 \times VPB + 0,95 \times VPL \text{ Donde}$$

- FA = Factor de actualización de precios aplicable.
VPB = variación del Precio en Barra.
VPL = variación del precio de licitaciones.

Ambas variaciones se miden desde el mes base, febrero de 2019, De este modo, resulta que VPB se determinará según lo siguiente:

$$VPB = PB/PB0$$

Donde

$$PB = PPM/(7,2 \times 0,8) + 0,2 \times PEMP + 0,8 \times PEMF.$$

PB0 = PB vigente al 01 de febrero de 2019; es decir = 18,34 ctm S/ /kWh

En cuanto a VPL, se determinará considerando los precios que resulten de la aplicación de la fórmula de indexación de cada contrato resultado de licitación debidamente ponderado por la potencia fija contratada, siendo los valores base los correspondientes a los aplicables al 01 de febrero de 2019.

$$VPL = PL/PL0$$

Donde

$$PL = PPL/(7,2 \times 0,8) + 0,2 \times PELP + 0,8 \times PELF.$$

PL0 = PL obtenido con los precios aplicables al 01 de febrero de 2019; es decir 20,99 ctm S/ /kWh.

- PL : Precio monómico equivalente de los contratos licitados.
PPL : Precio de potencia promedio ponderado de los contratos licitados.
PELP : Precio de energía promedio ponderado en horas de punta de los contratos licitados.
PELF : Precio de energía promedio ponderado en horas de fuera de punta de los contratos licitados.

El factor de actualización FA será aplicado a los Precios a Nivel de Generación, sin considerar el incremento por Saldo de Compensación, en caso que presente una variación de $\pm 1\%$ respecto de su último valor.

Los valores actualizados deberán ser redondeados a dos dígitos decimales, y ser aplicados desde el primer día del mes correspondiente, debiendo la primera evaluación efectuarse para su aplicación en febrero de 2019, toda vez que los Precios a Nivel Generación han sido determinados sobre la base de los precios registrados al 04 de enero de 2019, estando previsto en los contratos la posibilidad de su actualización a partir del día 04 de febrero de 2019.

4. Conclusiones

1. Aprobar los Precios a Nivel Generación en cada Subestación Base aplicables a partir del 04 de febrero de 2019 son los siguientes:

Cuadro N° 4-1. Precios a Nivel Generación

Subestaciones Base	Tensión kV	PPN S/ /kW-mes	PENP ctm. S/ /kWh	PENF ctm. S/ /kWh
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)				
Zorritos	220	22,39	20,16	15,93
Talara	220	22,39	20,01	15,83
Piura Oeste	220	22,39	20,26	16,04
Chiclayo Oeste	220	22,39	20,32	16,11
Carhuaquero	220	22,39	20,03	15,85
Carhuaquero	138	22,39	20,04	15,86
Cutervo	138	22,39	20,21	15,91
Jaen	138	22,39	20,36	15,96
Guadalupe	220	22,39	20,26	16,11
Guadalupe	60	22,39	20,29	16,13
Cajamarca	220	22,39	20,03	15,81
Trujillo Norte	220	22,39	20,18	16,11
Chimbote 1	220	22,39	20,10	16,08
Chimbote 1	138	22,39	20,10	16,04
Paramonga Nueva	220	22,39	19,78	15,88
Paramonga Nueva	138	22,39	19,75	15,86
Paramonga Existente	138	22,39	19,67	15,82
Huacho	220	22,39	19,86	16,03

Subestaciones Base	Tensión	PPN	PENP	PENF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Zapallal	220	22,39	20,16	16,36
Ventanilla	220	22,39	20,22	16,46
Lima	220	22,39	20,26	16,52
Cantera	220	22,39	20,09	16,40
Chilca	220	22,39	20,10	16,47
Independencia	220	22,39	20,02	16,29
Ica	220	22,39	20,08	16,32
Marcona	220	22,39	20,01	16,15
Mantaro	220	22,39	19,16	15,37
Huayucachi	220	22,39	19,38	15,59
Pachachaca	220	22,39	18,99	15,08
Pomacocha	220	22,39	18,79	14,83
Huancavelica	220	22,39	19,40	15,63
Callahuanca	220	22,39	19,70	16,08
Cajamarquilla	220	22,39	20,11	16,41
Huallanca	138	22,39	19,50	15,59
Vizcarra	220	22,39	19,07	15,02
Tingo María	220	22,39	18,49	14,68
Aguaytía	220	22,39	18,32	14,53
Aguaytía	138	22,39	18,36	14,56
Aguaytía	22,9	22,39	18,34	14,55
Pucallpa	138	22,39	19,16	15,04
Pucallpa	60	22,39	19,18	15,05
Aucayacu	138	22,39	23,52	14,84
Tocache	138	22,39	23,39	15,30
Tingo María	138	22,39	18,22	14,62
Huánuco	138	22,39	18,64	14,66
Paragsha II	138	22,39	18,72	14,50
Paragsha	220	22,39	18,75	14,51
Yaupi	138	22,39	18,49	14,27
Yuncan	138	22,39	18,59	14,34
Yuncan	220	22,39	18,64	14,37
Oroya Nueva	220	22,39	18,90	14,61
Oroya Nueva	138	22,39	18,86	14,48
Oroya Nueva	50	22,39	18,89	14,66
Carhuamayo	138	22,39	18,74	14,46
Carhuamayo Nueva	220	22,39	18,74	14,43
Caripa	138	22,39	18,80	14,43
Desierto	220	22,39	20,10	16,38
Condorcocha	138	22,39	18,82	14,44
Condorcocha	44	22,39	18,82	14,44
Machupicchu	138	22,39	19,70	15,78
Cachimayo	138	22,39	20,25	16,17
Cusco	138	22,39	20,34	16,22

Subestaciones Base	Tensión	PPN	PENP	PENF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Combapata	138	22,39	20,57	16,41
Tintaya	138	22,39	20,75	16,57
Ayaviri	138	22,39	20,45	16,29
Azángaro	138	22,39	20,28	16,14
San Gabán	138	22,39	19,38	15,47
Mazuco	138	22,39	19,64	15,63
Puerto Maldonado	138	22,39	20,33	16,03
Juliaca	138	22,39	20,55	16,32
Puno	138	22,39	20,54	16,41
Puno	220	22,39	20,51	16,37
Callalli	138	22,39	20,73	16,65
Santuario	138	22,39	20,47	16,43
Arequipa	138	22,39	20,55	16,46
Socabaya	220	22,39	20,52	16,44
Cerro Verde	138	22,39	20,62	16,50
Repartición	138	22,39	20,72	16,53
Mollendo	138	22,39	20,84	16,60
Moquegua	220	22,39	20,45	16,39
Moquegua	138	22,39	20,46	16,41
Ilo ELS	138	22,39	20,60	16,48
Botiflaca	138	22,39	20,55	16,49
Toquepala	138	22,39	20,57	16,52
Aricota	138	22,39	20,42	16,46
Aricota	66	22,39	20,32	16,43
Tacna (Los Héroes)	220	22,39	20,62	16,48
Tacna (Los Héroes)	66	22,39	20,80	16,56
La Nina	220	22,39	20,24	16,11
Cotaruse	220	22,39	19,99	16,00
Carabayllo	220	22,39	20,09	16,31
La Ramada	220	22,39	19,78	15,66
Lomera	220	22,39	20,07	16,24
Asia	220	22,39	20,11	16,45
Alto Praderas	220	22,39	20,31	16,64
La Planicie	220	22,39	20,09	16,33
Belaunde	138	22,39	17,25	12,76
Tintaya Nueva	220	22,39	20,72	16,58

[sbuenalaya]

/pmo-rrag-jpch