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

Periodo agosto – octubre 2020

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 Osinerghmin 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° 182-2019-OS/CD, N° 008-2020-OS/CD y N° 058-2020-OS/CD, se calcularon los Precios a Nivel Generación y el programa de transferencias aplicables a los trimestres noviembre 2019 - enero 2020, febrero - abril 2020, y mayo - julio 2020, respectivamente.

Por lo que corresponde calcular el Precio a Nivel de Generación para el periodo de agosto - octubre 2020.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	2
2. APLICACIÓN DE LA NORMA.....	5
2.1 SALDO POR COMPENSACIÓN	6
2.1.1 Determinación de Saldos Ejecutados	6
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.....	10
2.2.2 Precios a Nivel Generación en Otras Subestaciones	13
3. FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN	14
4. CONCLUSIONES	16

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° 182-2019-OS/CD y N° 008-2020-OS/CD, se calcularon los Precios a Nivel Generación y el programa de transferencias aplicables a los trimestres noviembre 2019 – enero 2020 y febrero – abril 2020, 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 agosto de 2020) y las transferencias de los Saldos Ejecutados Acumulados al mes de abril de 2020, 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.

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.

Además, señalar que se actualizó el precio monómico equivalente de los contratos licitados con la información de contratos y/o adendas disponibles a la fecha. Por otra parte, respecto a los meses de junio 2018 a enero de 2020 la Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A., no ha presentado la información señalada en el numeral 7.1 de la Norma.

Por otra parte, con fecha 24 de julio, se recibió la carta CEV-1526-2020/GG.GG, remitida por la empresa COELVISAC, solicitando el recalcu de información correspondiente al mes de enero 2020, justificándola como error involuntario al momento de determinar la energía y potencia del contrato COEL_EGEM_20100108_00_00 en la Tabla 1 del periodo de enero 2020. Al respecto, de la revisión de la información recibida se ha procedido excepcionalmente a realizar el recalcu correspondiente adicionándolo al Saldo Ejecutado Acumulado respectivo. Sin perjuicio de ello, cabe señalar que, de identificar alguna posible infracción a la normativa, corresponderá la evaluación para el inicio del procedimiento administrativo sancionador que corresponda, de conformidad con la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD y con el Reglamento de Procedimiento Administrativo Sancionador de Osinergmin.

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

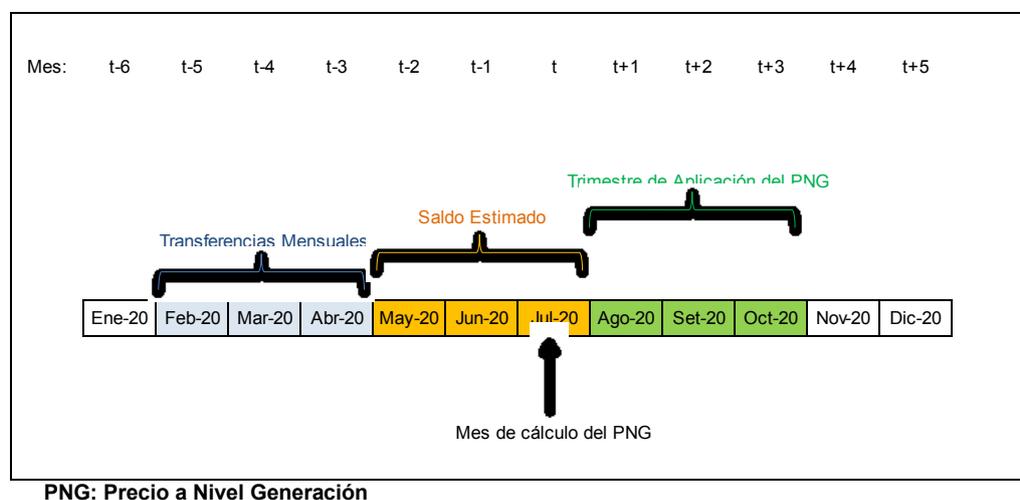
publicado por parte del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) ; sin perjuicio de las acciones que pudieran derivarse del incumplimiento de parte de las empresas, del plazo señalado en el Procedimiento del Mecanismo de Compensación.

2. Aplicación de la Norma

De acuerdo con la Norma, corresponde establecer los Precios a Nivel Generación que regirán a partir de agosto de 2020, 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 Osinermin calculara los Precios a Nivel de Generación corresponde al mes de julio de 2020.

Figura 2-1. Plazos Según la Norma



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 agosto – octubre 2020 (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” (abril 2020) 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 febrero a abril 2020). Al respecto, durante dicho periodo estuvieron vigentes los Precios a Nivel Generación de acuerdo con la Resolución N° 008-2020-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 mayo - julio 2020). Al respecto, durante dicho periodo estuvieron vigentes los Precios a Nivel Generación de acuerdo con la Resolución N° 058-2020-OS/CD.
- iii. El Saldo Ejecutado Acumulado de la Distribuidora al mes de enero 2020, 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. Las Transferencias de Saldos Ejecutados de las Distribuidoras correspondiente de los meses de marzo, abril y mayo 2020, son conforme los resultados publicados en los Comunicados N° 016-2020-GRT, N° 022-2020-GRT y N° 025-2020-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 abril 2020
Adinelsa	130 094
Chavimochic	0
Coelvisac	7 970
Enel Distribución	0
Edelsa	0
Egepsa	0
Electrocentro	0
Electro Dunas	0
Electronorte	546 825
Hidrandina	3 987 210
Electronoroeste	4 143 162
Electro Oriente	1 884 262
Electro Puno	2 192 375
Electrosur	2 200 745
Electro Sur Este	2 529 294
Electro Tocache	0
Electro Ucayali	0
Emsemsa	400
Emseusa	0
Esempat	0
Electro Pangoa	0
Luz del Sur	0
Seal	4 908 797
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	May-20	Jun-20	Jul-20	Saldo Estimado
Adinelsa	-2 379	-8 885	-13 088	-24 352
Chavimochic	-43 834	-7 654	-6 284	-57 772
Coelvisac	-178 726	-225 465	-209 995	-614 185
Enel Distribución	-549 637	-1 944 413	-3 150 999	-5 645 049
Edelsa	-3 580	-3 862	-3 040	-10 481
Egepsa	-19	-431	-531	-981
Electrocentro	-661 426	-952 813	-1 096 096	-2 710 334
Electro Dunas	-1 073 672	-1 270 071	-1 205 753	-3 549 496
Electronorte	-77 026	-201 030	-341 686	-619 742
Hidrandina	227 470	133 867	146 285	507 623
Electronoroeste	356 993	328 763	329 249	1 015 004
Electro Oriente	79 463	45 699	-21 500	103 662
Electro Puno	8 572	-1 560	-71 814	-64 802
Electrosur	98 157	10 684	-56 294	52 547
Electro Sur Este	-189 805	-364 155	-522 028	-1 075 988
Electro Tocache	-73 663	-45 415	-46 524	-165 602
Electro Ucayali	-201 167	-182 391	-23 726	-407 284
Emsemsa	0	0	0	0
Emseusa	-43 137	-47 183	-37 847	-128 167
Esempat	-7 521	-8 411	-7 910	-23 842
Electro Pangoa	-6 296	-6 786	-6 187	-19 269
Luz del Sur	-413 126	-2 055 550	1 410 263	-1 058 412
Seal	-11 990	-282 347	-494 370	-788 707
Sersa	-30 873	-33 036	-30 729	-94 638

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 abril 2020	Saldo Estimado de la Distribuidora periodo (t-2 a t) mayo – julio 2020	Saldo por Compensación julio 2020
Adinelsa	130 094	-24 352	105 742
Chavimochic	0	-57 772	-57 772
Coelvisac	7 970	-614 185	-606 215
Enel Distribución	0	-5 645 049	-5 645 049
Edelsa	0	-10 481	-10 481
Egepsa	0	-981	-981
Electrocentro	0	-2 710 334	-2 710 334
Electro Dunas	0	-3 549 496	-3 549 496
Electronorte	546 825	-619 742	-72 917
Hidrandina	3 987 210	507 623	4 494 833
Electronoroeste	4 143 162	1 015 004	5 158 166
Electro Oriente	1 884 262	103 662	1 987 924
Electro Puno	2 192 375	-64 802	2 127 573
Electrosur	2 200 745	52 547	2 253 292
Electro Sur Este	2 529 294	-1 075 988	1 453 306
Electro Tocache	0	-165 602	-165 602
Electro Ucayali	0	-407 284	-407 284
Emsemsa	400	0	400
Emseusa	0	-128 167	-128 167
Esempat	0	-23 842	-23 842
Electro Pangoa	0	-19 269	-19 269
Luz del Sur	0	-1 058 412	-1 058 412
Seal	4 908 797	-788 707	4 120 090
Sersa	0	-94 638	-94 638

Finalmente, como resultado se obtuvo un Saldo por Compensación de S/ 7 150 867 que equivale a un incremento de 0,16 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” (agosto 2020), 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° 068-2020-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 0,16 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.

Cuadro N° 2-4. Precios a Nivel Generación

Subestaciones Base	Tensión kV	PPN	PENP	PENF
		S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)				
Zorritos	220	23,25	22,01	17,76
Talara	220	23,25	21,86	17,67
Piura Oeste	220	23,25	21,94	17,74
Chiclayo Oeste	220	23,25	21,75	17,63
Carhuaquero	220	23,25	21,40	17,38
Carhuaquero	138	23,25	21,42	17,39
Cutervo	138	23,25	21,63	17,50
Jaen	138	23,25	21,81	17,64
Guadalupe	220	23,25	21,74	17,63
Guadalupe	60	23,25	21,80	17,66

¹ Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al periodo mayo 2020 – abril 2021.

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
Cajamarca	220	23,25	21,38	17,37
Trujillo Norte	220	23,25	21,64	17,57
Chimbote 1	220	23,25	21,54	17,51
Chimbote 1	138	23,25	21,55	17,52
Paramonga Nueva	220	23,25	21,13	17,25
Paramonga Nueva	138	23,25	21,10	17,23
Paramonga Existente	138	23,25	21,01	17,18
Huacho	220	23,25	21,19	17,31
Zapallal	220	23,25	21,46	17,50
Ventanilla	220	23,25	21,51	17,54
Lima	220	23,25	21,52	17,54
Cantera	220	23,25	21,34	17,46
Chilca	220	23,25	21,28	17,38
Independencia	220	23,25	21,32	17,48
Ica	220	23,25	21,36	17,51
Marcona	220	23,25	21,41	17,45
Mantaro	220	23,25	20,66	16,91
Huayucachi	220	23,25	20,80	17,02
Pachachaca	220	23,25	20,88	17,14
Pomacocha	220	23,25	20,89	17,14
Huancavelica	220	23,25	20,86	17,08
Callahuanca	220	23,25	21,17	17,33
Cajamarquilla	220	23,25	21,45	17,50
Huallanca	138	23,25	20,92	17,03
Vizcarra	220	23,25	20,64	16,81
Tingo María	220	23,25	20,26	16,43
Aguaytía	220	23,25	20,08	16,27
Aguaytía	138	23,25	20,13	16,30
Aguaytía	22,9	23,25	20,11	16,28
Pucallpa	138	23,25	20,78	16,69
Pucallpa	60	23,25	20,80	16,69
Aucayacu	138	23,25	20,58	16,67
Tocache	138	23,25	20,92	16,95
Tingo María	138	23,25	20,20	16,37
Huánuco	138	23,25	20,46	16,59
Paragsha II	138	23,25	20,37	16,60
Paragsha	220	23,25	20,34	16,58
Yaupi	138	23,25	20,02	16,34
Yuncan	138	23,25	20,15	16,44
Yuncan	220	23,25	20,22	16,49
Oroya Nueva	220	23,25	20,35	16,62
Oroya Nueva	138	23,25	20,31	16,61
Oroya Nueva	50	23,25	20,31	16,60
Carhuamayo	138	23,25	20,33	16,58

Subestaciones Base	Tensión	PPN	PENP	PENF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Carhuamayo Nueva	220	23,25	20,33	16,58
Caripa	138	23,25	20,25	16,55
Desierto	220	23,25	21,35	17,48
Condorcocha	138	23,25	20,26	16,55
Condorcocha	44	23,25	20,26	16,55
Machupicchu	138	23,25	20,86	16,97
Cachimayo	138	23,25	21,48	17,43
Cusco	138	23,25	21,57	17,48
Combapata	138	23,25	21,92	17,77
Tintaya	138	23,25	22,22	18,06
Ayaviri	138	23,25	22,00	17,82
Azángaro	138	23,25	21,86	17,68
San Gabán	138	23,25	20,99	17,02
Mazuco	138	23,25	21,63	17,34
Puerto Maldonado	138	23,25	23,31	17,69
Juliaca	138	23,25	22,02	17,79
Puno	138	23,25	22,02	17,79
Puno	220	23,25	21,98	17,77
Callalli	138	23,25	22,01	17,90
Santuario	138	23,25	21,78	17,72
Arequipa	138	23,25	21,87	17,77
Socabaya	220	23,25	21,85	17,75
Cerro Verde	138	23,25	21,93	17,80
Repartición	138	23,25	22,06	17,83
Mollendo	138	23,25	22,17	17,90
Moquegua	220	23,25	21,85	17,73
Moquegua	138	23,25	21,86	17,75
Ilo ELS	138	23,25	22,05	17,86
Botiflaca	138	23,25	21,98	17,85
Toquepala	138	23,25	22,02	17,88
Aricota	138	23,25	21,88	17,85
Aricota	66	23,25	21,79	17,84
Tacna (Los Héroes)	220	23,25	21,98	17,79
Tacna (Los Héroes)	66	23,25	22,10	17,84
La Nina	220	23,25	21,74	17,63
Cotaruse	220	23,25	21,30	17,35
Carabayllo	220	23,25	21,44	17,48
La Ramada	220	23,25	21,17	17,22
Lomera	220	23,25	21,37	17,43
Asia	220	23,25	21,30	17,41
Alto Praderas	220	23,25	21,42	17,46
La Planicie	220	23,25	21,44	17,49
Belaunde	138	23,25	21,54	17,44
Tintaya Nueva	220	23,25	22,20	18,04

Subestaciones Base	Tensión	PPN	PENP	PENF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Caclic	220	23,25	21,47	17,40

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:

$$\text{PENP1} = \text{PENP0} \times \text{FNE} \dots\dots\dots (1)$$

$$\text{PENF1} = \text{PENF0} \times \text{FNE} \dots\dots\dots (2)$$

$$\text{PPN1} = \text{PPN0} \times \text{FPP} \dots\dots\dots(3)$$

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.

FNE : Factor Nodal de Energía.

FPP : Factor de Pérdidas de Potencia.

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).

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, en agosto de 2020 aproximadamente el 96% 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 4% 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:

$$FA = 0,04 \times VPB + 0,96 \times VPL \dots \dots \dots (4)$$

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. De este modo, resulta que VPB se determinará según lo siguiente:

$$VPB = PB/PB0 \dots \dots \dots (5)$$

Donde

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

PB0 = PB vigente a agosto de 2020; es decir = 19,40 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.

$$VPL = PL/PL0 \dots \dots \dots (6)$$

Donde

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

PL0 = PL obtenido con los precios aplicables a agosto de 2020; es decir 22,34 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 $\pm 5\%$ respecto de su último valor.

4. Conclusiones

1. Aprobar los Precios a Nivel Generación en cada Subestación Base aplicables son los siguientes:

Cuadro N° 4-1. Precios a Nivel Generación

Subestaciones Base	Tensión kV	PPN	PENP	PENF
		S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)				
Zorritos	220	23,25	22,01	17,76
Talara	220	23,25	21,86	17,67
Piura Oeste	220	23,25	21,94	17,74
Chiclayo Oeste	220	23,25	21,75	17,63
Carhuaquero	220	23,25	21,40	17,38
Carhuaquero	138	23,25	21,42	17,39
Cutervo	138	23,25	21,63	17,50
Jaen	138	23,25	21,81	17,64
Guadalupe	220	23,25	21,74	17,63
Guadalupe	60	23,25	21,80	17,66
Cajamarca	220	23,25	21,38	17,37
Trujillo Norte	220	23,25	21,64	17,57
Chimbote 1	220	23,25	21,54	17,51
Chimbote 1	138	23,25	21,55	17,52
Paramonga Nueva	220	23,25	21,13	17,25
Paramonga Nueva	138	23,25	21,10	17,23
Paramonga Existente	138	23,25	21,01	17,18
Huacho	220	23,25	21,19	17,31
Zapallal	220	23,25	21,46	17,50

Subestaciones Base	Tensión	PPN	PENP	PENF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Ventanilla	220	23,25	21,51	17,54
Lima	220	23,25	21,52	17,54
Cantera	220	23,25	21,34	17,46
Chilca	220	23,25	21,28	17,38
Independencia	220	23,25	21,32	17,48
Ica	220	23,25	21,36	17,51
Marcona	220	23,25	21,41	17,45
Mantaro	220	23,25	20,66	16,91
Huayucachi	220	23,25	20,80	17,02
Pachachaca	220	23,25	20,88	17,14
Pomacocha	220	23,25	20,89	17,14
Huancavelica	220	23,25	20,86	17,08
Callahuanca	220	23,25	21,17	17,33
Cajamarquilla	220	23,25	21,45	17,50
Huallanca	138	23,25	20,92	17,03
Vizcarra	220	23,25	20,64	16,81
Tingo María	220	23,25	20,26	16,43
Aguaytía	220	23,25	20,08	16,27
Aguaytía	138	23,25	20,13	16,30
Aguaytía	22,9	23,25	20,11	16,28
Pucallpa	138	23,25	20,78	16,69
Pucallpa	60	23,25	20,80	16,69
Aucayacu	138	23,25	20,58	16,67
Tocache	138	23,25	20,92	16,95
Tingo María	138	23,25	20,20	16,37
Huánuco	138	23,25	20,46	16,59
Paragsha II	138	23,25	20,37	16,60
Paragsha	220	23,25	20,34	16,58
Yaupi	138	23,25	20,02	16,34
Yuncan	138	23,25	20,15	16,44
Yuncan	220	23,25	20,22	16,49
Oroya Nueva	220	23,25	20,35	16,62
Oroya Nueva	138	23,25	20,31	16,61
Oroya Nueva	50	23,25	20,31	16,60
Carhuamayo	138	23,25	20,33	16,58
Carhuamayo Nueva	220	23,25	20,33	16,58
Caripa	138	23,25	20,25	16,55
Desierto	220	23,25	21,35	17,48
Condorcocha	138	23,25	20,26	16,55
Condorcocha	44	23,25	20,26	16,55
Machupicchu	138	23,25	20,86	16,97
Cachimayo	138	23,25	21,48	17,43
Cusco	138	23,25	21,57	17,48
Combapata	138	23,25	21,92	17,77

Subestaciones Base	Tensión	PPN	PENP	PENF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Tintaya	138	23,25	22,22	18,06
Ayaviri	138	23,25	22,00	17,82
Azángaro	138	23,25	21,86	17,68
San Gabán	138	23,25	20,99	17,02
Mazuco	138	23,25	21,63	17,34
Puerto Maldonado	138	23,25	23,31	17,69
Juliaca	138	23,25	22,02	17,79
Puno	138	23,25	22,02	17,79
Puno	220	23,25	21,98	17,77
Callalli	138	23,25	22,01	17,90
Santuario	138	23,25	21,78	17,72
Arequipa	138	23,25	21,87	17,77
Socabaya	220	23,25	21,85	17,75
Cerro Verde	138	23,25	21,93	17,80
Repartición	138	23,25	22,06	17,83
Mollendo	138	23,25	22,17	17,90
Moquegua	220	23,25	21,85	17,73
Moquegua	138	23,25	21,86	17,75
Ilo ELS	138	23,25	22,05	17,86
Botiflaca	138	23,25	21,98	17,85
Toquepala	138	23,25	22,02	17,88
Aricota	138	23,25	21,88	17,85
Aricota	66	23,25	21,79	17,84
Tacna (Los Héroes)	220	23,25	21,98	17,79
Tacna (Los Héroes)	66	23,25	22,10	17,84
La Nina	220	23,25	21,74	17,63
Cotaruse	220	23,25	21,30	17,35
Carabayllo	220	23,25	21,44	17,48
La Ramada	220	23,25	21,17	17,22
Lomera	220	23,25	21,37	17,43
Asia	220	23,25	21,30	17,41
Alto Praderas	220	23,25	21,42	17,46
La Planicie	220	23,25	21,44	17,49
Belaunde	138	23,25	21,54	17,44
Tintaya Nueva	220	23,25	22,20	18,04
Caclic	220	23,25	21,47	17,40

[sbuenalaya]

/pmo-rrag-jpch