

Los Diferentes Costos que Tiene la Energía Eléctrica en el Ecuador Considerando los Cambios de la Estructura Actual

Macías Centeno Josué Eduardo, Valarezo Molina Lucio Alfredo, Loor Castillo Guillermo

Resumen— El presente documento tiene como finalidad indagar sobre el sector eléctrico ecuatoriano (SEE), ya que este ha tenido un cambio muy diverso en el país, aparte de que los actuales documentos sobre la evolución del SE no presentan información actualizada según y hasta la presente Ley Orgánica Del Servicio Público De Energía Eléctrica (LOSPEE). Además de investigar sus orígenes, evoluciones, precios y estructuras que lo han moldeado hasta las presentes entidades que lo representan, se realizará una breve comparación con otros países.

Palabras claves— empresas, tarifas, regulaciones, precios, producción de energía, servicio eléctrico.

Abstract— this document has a purpose on the Ecuadorian electricity sector (SEE), which has had a very different change in the country, apart from the current documents on the evolution of the SE. Organic Public Electric Power Service (LOSPEE). In addition to investigating its origins, evolutions, prices and structures that have been molded to the present, the entities that represent it, a brief comparison is made with other countries.

Index Terms— companies, tariffs, regulations, prices, energy production, electric service.

I. DESARROLLO

El inicio de la generación de energía eléctrica tuvo su inicio en Ecuador en el año 1897 cuando llegaron generadores desde el país vecino Perú, los cuales llevaron hasta Loja, pero no fue hasta dos años más tarde (1 de abril 1899) que la ciudad tuviera sus calles alumbradas, 76 años más tarde en 1973, se constituye la Regional del Sur S.A. EERSSA [1]. Desde el periodo de 1897 a 1961 fue el periodo de privatización y la municipalización de la energía que fue donde el Sector Eléctrico (SE) pasó a manos de los municipios. Debido a una mala administración surge el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) el 23 de mayo de 1961, como institución Pública del Manejo del SE, según la Ley Básica de electrificación (LBE), fue la entidad encargada de Planificar, construir, operar y regular la aprobación de tarifas eléctricas, además fue accionista mayoritario de casi todas las empresas encargadas de distribuir la energía eléctrica en el país, excepto EMELEC, ELECTROQUIL y ELECRO QUITO. También se le atribuye al INECEL como la entidad que planificó un sistema nacional interconectado (SNI) seguro y económico, siendo también el

primero en la historia del Ecuador que consiguió que la presidencia de la república aprobara y sancionara el Plan de Electrificación [2] [3]. La energía eléctrica en el país surge por grupos de personas (comunidades), seguido de municipios los cuales se unen al desarrollo de proyectos eléctricos. El factor económico es fundamental para el levantamiento ejecución y mantenimiento de cualquier central de abastecimiento de energía, una mala administración llevaría al fracaso. El INECEL nace como solución a esto, en muchos documentos se relata que no cumplió la mayoría de sus objetivos, pero gracias a esta entidad se desarrollaron grandes hidroeléctricas, aportó económicamente a casi todas las empresas, y fue la base para grandes proyectos.

La LBE-10 de sep-1973 (Vigente) se expidió con disposiciones fundamentales en las cuales dispuso que el suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional, donde el estado debería satisfacer las necesidades eléctricas del país mediante recursos naturales de conformidad al Plan Nacional de Electrificación. Art.1-2. [4]. La LBE fue apoyo al INECEL, quien dio la potestad en generación, transmisión y distribución.

A pesar de variados y grandes cambios dentro del SEE, se necesitaba que el país siguiera avanzando en su desarrollo económico y social, esto incluía el mejoramiento del SE tanto en calidad y confiabilidad, el 10 de octubre de 1996 se publicó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) para reformar la participación estatal, abriendo paso también a la privatización y la competencia, asegurando tarifas justas al consumidor como también al inversionista [5]; Entonces la LRSE contenía políticas con respecto a la estructura del SE y normativas basadas en generación, transmisión, distribución, comercialización, tarifas, preservación del medio ambiente, entre otros [6]. Con la LRSE se reestructuro el SE de la siguiente manera: **CONELEC** (Consejo Nacional de Electricidad), entidad que regulaba el SE, elaboraba el Plan Maestro de Electrificación, Aprobaba pliegos tarifarios, distaba regulaciones para el CENACE (Centro Nacional De Control De Energía); **CENACE**: Corporación Civil de derecho privado, de carácter técnico integrado por empresas de generación, transmisión, distribución y grandes consumidores y por último las empresas de **generación, transmisión y distribución** quienes mediante autorización y de conformidad a la LRSE podrán ejercer sus actividades independientemente de ser privadas [7] [8]. El SE ya estaba encaminado a un gran desarrollo, pero al ser una sola entidad encargada no era

suficiente para asegurar calidad, confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico. Entonces se estructuró el sector eléctrico según la LRSE donde empresas se encargarían de manejar diferentes áreas y se abrió paso a la inversión privada respaldando la calidad y continuidad. CONELEC y COMOSEL otorgaban a oferentes las empresas eléctricas distribuidoras S.A. También cabe destacar que la LRSE quien facultó al ex INECEL emplear sus activos en empresas anónimas de transmisión y generación

El modelo en 1996, causó consecuencias muy severas en el SE llevándolo en menos de 10 años a grandes dificultades. Esa gran crisis forzó la realización de reformas a la LRSE [9]. Estas consecuencia se dieron debido a que desaparecieron las empresas estatales por el LRSE que después creo reformas.

Abordo de esta estructura se expidió **El Mandato Constituyente N°15** el 31 de julio de 2008 responsabilizando al CONELEC a aprobar la aplicación de pliegos tarifarios que debían aplicar las empresas eléctricas de distribución para diferentes tipos de consumo de energía y dio de baja cuentas por cobrar y pagar en empresas de Generación, transmisión y distribución [6]. A partir del 16 de enero de 2009 se concedió la Corporación Nacional de Electricidad CNEL S.A., en marzo de 2009 con derechos y obligaciones como empresa distribuidora de electricidad nacional y el 13 de marzo de 2013, por Decreto Ejecutivo No. 1459 se crea la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP que compone la adición de patrimonio CNEL S.A. subrogando activos pasivo y obligaciones. Meses después por medio del directorio del CONELEC, se autorizó a CNEL EP cargos operativos de servicios públicos de distribución, comercialización de energía eléctrica, alumbrado público general; Y acciones de generación en áreas asignadas. Y por último el 17 de septiembre de 2014 CNEL EP absorbió la empresa pública de Guayaquil creando una entidad consolidada que brindara eficiencia, seguridad y que fuera de calidad [6] [8]. Con este mandato fue consolidándose CNEL como una empresa unificada y se aplicaron nuevos pliegos tarifarios.

La CNEL se encargaba de la distribución el abastecimiento de energía por la Corporación Eléctrica Del Ecuador CELEC EP, el 19 de enero del 2009 se agruparon varias empresas de generación de carácter público y una de transmisión de electricidad (TRANSELECTRIC S.A.). En 2012 estuvo conformada por: 6 Unidades de Generación, 12 generadoras, grandes crecimientos alrededor 1 unidad de transmisión, 26 auto-generadores, 20 distribuidoras y 4 grandes consumidores. CELEC EP se desempeña en estudios y diseños, construcción, operación, Mantenimiento y comercialización [10] [11] [12]. Según antecedente, CELEC tuvo su origen cuando la compañía de generación Termoeléctrica Guayas Electroguayas S.A. se fusionará con compañías eléctricas de propiedad del Fondo de Solidaridad, esto se dio el 13 de enero del 2009.

A. La Estructura Actual del Sector Eléctrico Ecuatoriano (LOSPEE).

Se registró el 16 de enero de 2015, reestructurándose el sector eléctrico. El objetivo de esta ley es garantizar el servicio de energía en todos sus aspectos. Normándose al estado de

planificar, ejecutar, regular, controlar y administrar el servicio público de energía eléctrica.

Está compuesta por [13]:

- Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER).
- La Agencia De Regulación y control de electricidad (ARCONEL).
- Operador Nacional de Electricidad (CENACE).
- Institutos especializados.

El MEER se destaca como órgano rector y planificador del SE, propone proyectos al presidente de la república, impulsa la investigación científica y tecnológica, elabora el plan maestro de electricidad (PME) y el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE) y todas las demás leyes y decretos del LOSPEE [14]. El estado se representa mediante esta entidad, aprueba presupuestos para el CENACE, controla y coordina la ARCONEL, propone proyectos y reglamentos al presidente de la república.

La ARCONEL dicta regulaciones al CENACE y usuarios finales, controla que se cumplan las normativas por las empresas y aspectos que el MEER disponga. Prepara informes que el MEER solicite, le presenta informes anuales y todas demás atribuciones establecidas en el LOSPEE.

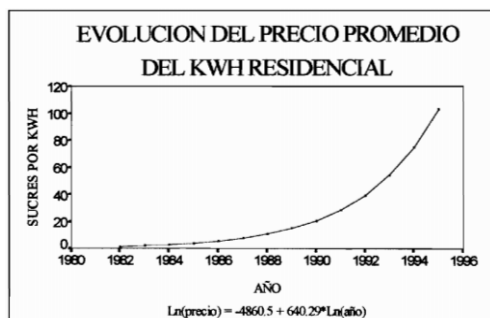
CENACE realiza operaciones relacionadas con el abastecimiento de energía, ordena despacho de generación operando en tiempo real con el SIN, administra técnica y comercialmente transacciones internacionales y el suministro de combustibles para generación entre otras atribuciones dictadas por el LOSPEE.

Las empresas por medio del MEER se les autorizarán actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, importación, exportación y servicio de alumbrado público.

B. Evolución de Precios Facturados en el Ecuador.

A inicio del periodo de los 70 el sector eléctrico tuvo una tasa de crecimiento muy alta, pero no debido a un incremento tarifario, sino con asignación del 47% de regalías de producción del petróleo, todo esto debido a la bonanza petrolera, desarrollándose obras como Paute y el SNI [15]. E. Bedón afirma los sucesos acontecidos en la década de los 70 y aporta que con estos se desarrollaron obras como Paute y el Sistema Nacional Interconectado SNI [3]. Entonces queda claro que, gracias a la bonanza petrolera de dicha época, la energía eléctrica del país dio un gran paso para el avance y desarrollo de la misma.

Figura 1. Evolución promedio del KWH



Fuente: Tarifas del Servicio Eléctrico en el Ecuador, Ing. Bolívar Lucio M, 1992

En la década de los 70 el precio de kWh fue de 0.564sucres/kWh, hasta 1.62sucres/kWh en 1981.

La gráfica se puede representar:

$$\text{Precio} = e^{-4860.5 + 640.29 \cdot \ln(\text{Año})} \quad (\text{Sucres}).$$

Las tarifas empezaron a crecer desde 1982 ya que los bajos precios tarifarios causaron un desfinanciamiento progresivo a las entidades eléctricas, dependiendo de endeudamiento y aportes externos [15]. G. Mayorga Relata que para 1983 ya se había construido la Hidroeléctrica De Paute, pero por incumplimiento de obras y el crecimiento energético se produjo una crisis de casi dos décadas [16]. Esto respalda la gráfica que describe la evolución de los precios promedios de la fig 1.

A partir de 1985 se congelaron las regalías del petróleo en 66.5 Sucres/Dólar, presentándose adversas dificultades al sector eléctrico. En 1992 la tarifa a usuarios finales era de 2.8ctvs de dólar por kWh(c\$/kWh.), donde el costo de producción era de 7.5c\$/kWh, observándose que el servicio no era cubierto con los presentes precios tarifarios de la época (Datos Obtenidos de Vergara Jorge, INECEL, Dirección de planificación y tarifas, Análisis tarifario, Quito 1998, BRBORICH, Incidencia Del Subsidio Propuesto por la nueva Ley de Electrificación en los diferentes sectores sociales) {Bedon1998}. Para el año de 1999 el precio promedio fue de 4.30c\$/kWh, pero de 1999 a 2000 cayó a 3.62c\$/kWh [17].

El consejo Nacional del Ecuador elaboró “La Nueva Ley De Electrificación” en 1996, que fue vetada y no entraba en vigencia. Esta propuso un subsidio cruzado de 130kWh. Guardando derechos de consumidores con justas aplicación de tarifas, conservando y racionalizando la energía eléctrica. Así en esta Ley se crea el CONELEC que aprobaría pliegos tarifarios a los servicios regulados de transmisión y a consumidores finales de distribución [15].

Los costos del mandato de electricidad son similares a lo de los componentes iniciales de LRSE en 1996(Generación, transmisión y distribución), sin embargo, en la generación se eliminaron los costos marginales y ahora estaban dados por un promedio de los contratos regulados por CONELEC, en transmisión por operación y mantenimiento regulados [17]. Rigiéndose a la LRSE, el CONELEC promedió los costos, donde empresas con menores costos se favorecían

(Hidroeléctricas), caso contrario a las de mayores costos (Termoeléctricas).

Cuando entró en vigencia El Mandato Constituyente N15, el CONELEC estipuló un costo de 8,3c\$/kWh en el periodo de agosto de 2008 y para 2009 8,243c\$/kWh. La tarifa de 2009 era un nuevo módulo de generación, transmisión y distribución, siendo el precio referencia de generación 0,0459\$/kWh, el peaje por transmisión de 0,00471\$/kWh y 0,03172 por distribución [17]. Pero este precio no era el que se facturaba a los clientes finales, de 2007 a 2009 hubo grandes cambios climáticos que ocasionaron sequías, entonces no se garantizaba el abastecimiento de energía por medio de centrales hidroeléctricas. El Ecuador se vio obligado a importar energía de países vecinos. El país importó millones de galones de diésel, correspondiéndole el 81% de generación para centrales termoeléctricas y el 9% a las hidráulicas. Sumándole los costos de generación, transmisión y distribución el precio total era de 15c\$/kWh, entonces para el costo facturado de 8,243c\$/kWh el estado subsidió aproximadamente la mitad de esta tarifa [16].

Energía Comercializada promedio del 2011

TABLA I
Precio medio de la energía por tipo de transacción 2011 [18]

Tipo de Transacción	Energía vendida (GWh)		Total (Millones USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
	GWh	%		
Contratos	15,074.14	88.78	11.60	0.08
Mercado Ocasional	1,021.62	6.02	88.85	8.70
Importación	872.90	5.14	92.59	10.61
Exportación	10.06	0.06	0.57	5.71
Total general	16,978.72	100.00	193.62	1.14

El precio medio fue de 1,14c\$/kWh por tipo de transacción. De la energía vendida en diferentes tipos de transacciones [18]. Hay que tener en cuenta el mercado Spot u ocasional ya que de este depende los costos muy elevados, de la tecnología empleada y las variaciones de costos de combustible.

TABLA II
Precios medios de las distintas empresas [18]

Tipo de Empresa	Tipo de Transacción	Energía Vendida (GWh)	Total Facturado (Millones USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Generadora	Contratos	14,558.07	598.37	4.11
	M. Ocasional	-	-	-
Total Generadora		14,558.07	598.37	4.11
Distribuidora	Contratos	331.45	33.74	10.18
	M. Ocasional	870.30	39.61	4.55
Total Distribuidora		1,201.75	73.35	6.10
Autogeneradora	Contratos	184.62	12.65	6.85
	M. Ocasional	151.32	84.31	55.71
Total Autogeneradora		335.94	96.95	28.86
Importación	M. Ocasional	1,294.59	88.39	6.83
Total Importación		1,294.59	88.39	6.83
Exportación	M. Ocasional	8.55	0.31	3.68
Total Exportación		8.55	0.31	3.68
Total general		17,398.90	857.37	4.93

La tabla II muestra los precios de las empresas generadoras auto-generadoras y distribuidoras, en importación se tienen precios altos comparados con la exportación [18]. El 51,46% de energía de Ecuador se aprovecha por hidroeléctricas y no ocupa gastos excesivos por contratos ocasionales a diferencia de Colombia, esta podría ser la razón por el alto precio de importación de Colombia.

Los clientes no regulados correspondieron a consumidores localizados al norte de Perú quien la E.E. Sur se encargó del

abastecimiento de energía. Los 7,97c\$/kWh fue el precio medio nacional y en distribución se tiene 10,18c\$/kWh por contratos que abarcó el 89,36% y los restantes por contratos ocasionales.

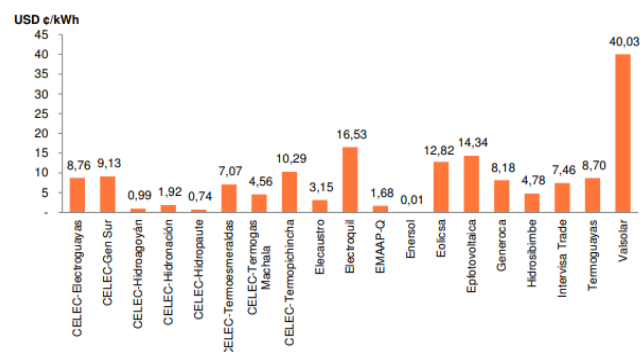
TABLA III
Precios medios de clientes finales de distribución [18].

Tipo Cliente	Grupo Consumo	Suma de Energía Facturada (MWh)	Suma de Facturación Servicio Eléctrico (USD)	Precio Medio (USD €/kWh)
Regulado	Residencial	5.350.949	504.239.150	9,42
	Comercial	2.955.487	231.385.122	7,83
	Industrial	4.480.504	286.177.318	6,39
	A. Público	882.969	89.755.474	10,17
	Otros	1.261.215	78.055.265	6,19
Total Regulado		14.931.125	1.189.612.328	7,97
No Regulado	Comercial	331	38.146	11,52
	Industrial	317.344	1.904.807	0,60
Total No Regulado		317.675	1.942.953	0,61
Total Nacional		15.248.799	1.191.555.281	7,81

En el año 2012 el precio nacional medio para clientes finales regulados fue de 8,10 c\$/kWh, donde el alumbrado público era de 11,30c\$/kWh siendo este un precio elevado, seguido del residencial por 9,61c\$/kWh, comercial por 7,48 c\$/kWh e industrial por 6,36 c\$/kWh. Las distribuidoras compraban a un precio de 3,76 c\$/kWh [6]. En el presente año se tuvo una producción de 23085,92GWh donde el 1,03% fue importado, el 44,66% por fuentes no renovables y el precio por mercado ocasional fue de 5.14c\$/kWh.

Para el año 2013 el precio medio es de 8.48c\$/kWh. A los clientes regulados residencial 9.48c\$/kWh, comercial 7.74c\$/kWh, industrial 6.38c\$/kWh y A. Público 12.68c\$/kWh el precio medio fue de 8.10c\$/kWh [19]. Con respecto a un año anterior, hubo incremento en precios medios, teniendo en cuenta que se importó 662,34GWh, el doble que el año pasado.

Figura 2. Venta de energía de empresas generadoras a Corporaciones Nacionales distribuidoras 2013 [19].



En el 2014 el costo total de la compra de energía nacional fue de 835.51MUSD, con un precio medio de 4.47c\$/kWh, a esto se le suman empresas que vendieron energía con un monto de 67.48MUSD con costo medio de 5.59c\$/kWh, las empresas auto-generadoras con 7.71c\$/kWh. Las empresas distribuidoras como CNEL EP y empresas eléctricas recibieron energía a un costo de 5.39c\$/kWh. A los clientes regulados un medio de 8.98 c\$/kWh, A. Público 12.70c\$/kWh, comercial 8.92c\$/kWh, industrial 7.65c\$/kWh, residencial 9.97c\$/kWh. La importación prevista en este año fue de 824.02 y 12,72GWh con costo de

96.71MUSD a Colombia y 0.55MUSD a Perú, los precios medios fueron 11.67c\$/kWh y 4.32c\$/kWh. En lo que corresponde a exportación los precios medios fueron de 4.16c\$/kWh a Colombia y 11.04c\$/kWh a Perú [20]. Ecuador compra la energía mucho más cara y la vende más barata, en el caso de Colombia. En Cuanto a Perú se la entrega mucho más cara de lo que se la recibe.

C. Los nuevos pliegos tarifarios y costos medios a partir del 2015 se dieron conforme a lo estipulado por el LOSPEE.

Ya en 2015 con 39 empresas generadoras se tuvo un precio aproximado de 4.41c\$/kWh en auto-generadoras 7.20c\$/kWh, las ventas por empresas distribuidoras 6,61c\$/kWh en importación al país 9.99c\$/kWh y exportación 5,79c\$/kWh La energía comprada por empresas de distribución fue de 5.32c\$/kWh para CNELEP y EE de 5.33c\$/kWh. En cuanto a los grupos de consumo, residencial con 10.28c\$/kWh, comercial 9.64c\$/kWh industrial 8.42c\$/kWh, A. Público 12.78c\$/kWh, otros 7.33c\$/kWh. El encargado del SNT CELEC EP TRANSELECTRIC del 2006 -2015 recaudo 713,18M\$ con pérdidas de 3,01% al 4,18% [21]. El precio medio vendido por las empresas generadoras disminuyó, esto podría ser a que el país contaba con el 40.09% de generación hidráulica, el 49% de la energía requerida se abasteció por medio de esta fuente, y su costo de generación es mucho más económica, la importación fue de 511.81GWh que disminuyó con respecto al año anterior.

Para 2016 la potencia nominal era de 8226,42MW y 7.606,88 de potencia efectiva. La producción del 2007 fue de 17336.66GWh y 2016 aumentó el 57.55%, se generó 27313.86GWh, la energía hidráulica aportó con el 57.97%. El combustible consumido fue de 2'855.183,63TEP, el FUEL OIL ocupa el primer lugar, el segundo el gas natural y cuarto lugar se tiene el bagazo de caña de azúcar. Con respecto a las pérdidas de energía, en 2007 se registró el 21.42%, en 2016 se redujeron a 12,21%. En costos de energía vendida se tiene: Generadoras: 4.17c\$/kWh, las distribuidoras-generadoras: 6.93c\$/kWh, auto-generadoras: 5.53c\$/kWh. Precio medio de generación 4.32c\$/kWh. El precio comprado por las empresas distribuidoras fue de 4.97c\$/kWh. Precio medio para clientes regulados: 9.86c\$/kWh, residencial 10.23c\$/kWh, Comercial 10.39c\$/kWh, industrial 9.49c\$/kWh, A.P 12.26c\$/kWh, otros 7.10c\$/kWh. La importación de energía este año fue muy baja correspondiéndole el 0,30% de la energía total producida a un

precio de 10.13c\$/kWh [22]. A pesar de que los precios de importación sean más altos el país exportó 5 veces más de lo que importó, viéndose grandes cambios favorables al país, la energía hidráulica casi abastecía al 60% de la demanda de energía.

Según lo expresado en la tabla IV, en 2017 participaron 44 empresas generadoras, el país contaba con 8036,34MW, la cual energías renovables representaban el 62,89% y 37,11% por las térmicas, el consumo de combustibles fue 2'131.854,98TEP. Las hidroeléctricas representaban el 60,34%. La energía bruta total producida fue de 28032,91 GWh abasteciendo la hidráulica

con el 71,66%. El precio de generación medio en 2017 fue de 3.89c\$/kWh, el precio más bajo en generadoras fue por CELEC EP-Hidronación con 0.96c\$/kWh y el precio más alto por centrales fotovoltaicas con 40,03c\$/kWh. El precio medio por empresas distribuidoras CNEL Y EE, y por grupo de consumo es 9.79c\$/kWh. El precio medio facturado por grupo de consumo es: Residencial 10,1746c\$/kWh, industrial 9.46c\$/kWh, comercial 10.41c\$/kWh, A. Público y otros 8,72c\$/kWh [23].

TABLA IV
Precios medio de generadoras [23].

Tipo de Empresa	Tipo de Transacción	Valores (MUSD)	Precio medio (USD €/kWh)
Generadora	Contratos	756,49	3,55
	T. de corto plazo	51,22	9,89
	Otros	0,91	5,80
Total Generadora		808,62	3,70
Autogeneradora	Contratos	20,91	5,50
	T. de corto plazo	18,77	8,20
	Otros	0,20	3,48
Total Autogeneradora		39,89	6,49
Distribuidora con generación	Contratos	50,50	7,43
Total Distribuidora con generación		50,50	7,43
Total general		899,00	3,89

La exportación realizada a Colombia (19453 MWh) con un precio de 1,61c\$/kWh y Perú (16762,82 MWh) en 0.96c\$/kWh. La importación abarcó el 0,07% de la energía bruta total generada, los precios medios de importación fueron de 4.75c\$/kWh [23]. Las estadísticas del 2017 muestra al Ecuador como un país independiente en el SE, ya que apenas requirió del 0.07% de energía proveniente de Colombia, además este es un país con unos de los costos más elevados, nada favorable para el Ecuador. Todos los precios antes mencionados son regulados por la ARCONEL, y están respaldados por artículos.

El artículo 55 dispone que los pliegos tarifarios se elaborarán por la ARCONEL con principios de solidaridad, eficiencia, cobertura de costos y equidad, la tarifa estará en base a los consumos y niveles de tensión. Así mismo el art.56 dispone a la ARCONEL la regulación para las distintas empresas [24].

Para 2018 para el suministro de energía residencial el usuario debe pagar un valor por comercialización, un valor incremental PEC (a aquellos que se registraron para obtención de cocinas de inducción), cargos incrementales por energía \$/kWh a esto se le suma un valor de distribución (1,41\$ aproximadamente), sin embargo existen subsidios, como el subsidio cruzado para clientes con consumos menores a 130kWh/mes, lo cual aquellos con mayor consumos aportan el 10% a los de menor consumo, se adhiere a la factura, aparte de esto la tarifa dignidad 110 kWh-mes en las empresas distribuidoras de la Región Sierra y 130 kWh-mes en las de la Región Costa/Oriente/Insular el precio que se descuenta es equivalente a 3.749.26c\$/kWh. La tarifa dignidad disminuye 0,71\$ por comercialización. Un aproximado en descuentos por subsidios es 7,5\$. Hay que tener en cuenta en que el precio varía de acuerdo a cada provincia y su empresa distribuidora. Para un usuario final el precio medio de Cnel Manabí es 9.26c\$/kWh (Regulaciones pliegos y cargos tarifarios ARCONEL, Planilla CNEL-Manabí).

D. Proyectos [25]:

Coca Codo Sinclair, con una capacidad de 1500MW, sin embargo, esta hidroeléctrica no puede generar su capacidad máxima debido a estaciones secas, red inadecuada, y condiciones de la central. Los recursos que financiaron este proyecto fueron de 2.000M\$ por el Banco de Exportaciones e Importaciones de China.

Paute Molino “Cola De San Pablo”, tiene una potencia de 1.100MW, genera anualmente 4.900GWh. Su estudio empezó con el INECEL.

Paute Cardenillo, con 596MW cubre 2356GWh de la producción anual.

Paute Sopladora, el proyecto hidroeléctrico con 487MW aporta con 2.800GWh con un monto de 755M\$. Obra: Consorcio CGGC-Fopeca.

Paute Mazar, con 170MW, para 2015 junto con Paute Molino entregaron 6.971,29GWh tuvo un monto aproximado de 79,9M\$ a cargo del Consorcio Internacional Mazar CIM.

Toachi Pilaton, un proyecto hidroeléctrico con potencia instalada de 254,40 MW, con una energía media anual de 1100GWh/Año con un costo de 398,8M\$. Obra Civil - CHINA INTERNATIONAL WATER & ELECTRIC CORP -CWE- .

Manduriacu, la hidroeléctrica tiene potencia máxima efectiva de 65MW, aporta con 397,5GWh con un costo total de 227'389.966,63\$.

Fuentes: CELEC, EL Comercio.

Proyectos Hidroeléctricos a futuro (2023) [22]: Santiago con 3.600MW, Paute Cardenillo con 595,6MW, Santa Cruz con 138MW.

II. SECTOR ELÉCTRICO INTERNACIONAL

a) España

El consumo total es 269.4Twh (Cierre 2018), el 94,32% correspondiéndole a la región peninsular y el 5,68% a la no peninsular. Su principal fuente de energía son las fuentes no renovables, en 2017 éstas ocuparon el 66,3% y el 33,7% de energías renovables. Su mayor fuente renovable es la energía eólica, ocupa el 56.9% de las demás.

El SE está dividido en sector regulado (transporte y distribución) y no regulado por el estado (Generación y comercialización). La comercialización se divide en dos tipos: El precio voluntariado al pequeño consumidor y las comercializadoras libre de mercado cite [26] [27]. Grandes compañías de generación distribución y comercialización: Iberdrola S.A para consumidores de hasta 10kW tiene un precio de 17.1c\$/kWh, Endesa S.A los precios varían dependiendo hora y día, horario valle (7:00 a 13:00h y de 23:00 a 01:00h) 10.26c\$/kWh, supervalle 01:00 y las 07:00h 9.68c\$/kWh, precio punta (fijo) 16.64c\$/kWh, Viesgo S.L. 14.67c\$/kWh [27]. Adicional a los precios de las empresas se factura impuestos de electricidad, IVA y un valor según la magnitud de potencia contratada [28].

b) U.S. 2018

Su fuente principal es el gas natural, ya que este representa el 32% de la generación, seguido del carbón con el 30%, energía nuclear 20% y las energías renovables que ocupa el 18%. El país es consolidado como exportador mundial de gas natural licuado y por primera vez como exportador neto de gas natural. En 2017 las energías renovables representaron gran parte de las construcciones (62%). De manera que las plantas solares socavaron las plantas de carbón. Donde el precio de un sistema solar era y para el carbón [29].

Según Sustainable Energy in America Factbook (2018). El costo de electricidad con gas natural y aerogeneradores son de los menores costos, seguido por energía solar, la más cara es la energía nuclear. El precio promedio en 2016 fue de 6.76c\$/kWh [29]. Una planilla por un usuario residencial en 2011 con contrato de 3,45kW, con consumo de 322kWh, fue de 40.06\$/kW, donde se desglosaba de la siguiente manera: Energía facturada 4.75c\$/kWh, cargo por distribución 1.73c\$/kWh, impuesto sobre distribución 0.1026c\$/kWh, recuperación ambiental 0.0456c\$/kWh, programas de eficiencia energética 0.1386c\$/kWh, quedando en total un costo de energía de 6.76c\$/kWh. Entre coste municipal, estatal, franquicia, de administración y de lectura al contador 18,21\$ [28].

c) Perú

La producción de energía en 2015 fue de 48278 GWh, las pérdidas se representaron por 11.3% del total de la producción. La Comunidad Andina (CAN), permitió interconectarse con el Ecuador en 2002 con líneas de 220kV, en 2012 se firmó un acuerdo para construcción de una línea de interconexión de 500kV. Las tarifas de electricidad a los usuarios finales están relacionadas por generación, peaje de transmisión y el VAD. De 2005 a 2016 el precio medio de la energía pasó 32.8 centavos de soles (c\$/kWh) a 46.6c\$/kWh equivalente a 0.14c\$/kWh, la componente de transmisión ocupaba el 65% que viene siendo 0.091c\$/kWh, pago a la generación 43% 0.0602c\$/kWh y distribución 26% 0.0364c\$/kWh. Debido a esto la distribución de energía de 2005 a 2015 disminuyó de 30 a 27%, mientras que la transmisión aumentó de 18 a 21% [30].

III. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.

El sector eléctrico ecuatoriano en sus inicios nunca estuvo encaminado al desarrollo energético, los principales promotores fueron grupos y comunidades, dándole paso después a los municipios. El INECCEL fue quien dio el primer avance como entidad pública, quien tomó a cargo todas las actividades del SE. Debido a que no evolucionaba el SE como lo requería el país, se publicó la LRSE quien permitiría la privatización y competencias con precios justos al consumidor, fue aquí donde se elaboró el PME y se creó la entidad CENACE con derecho a transmisión, generación y distribución. Hubo reformas, mandatos y leyes que hoy en día estructuraron al SE, moldeando en fechas presente de acuerdo al LOSPEE, abriendo paso a entidades quien tomaron control de las diversas actividades del SE. Los precios del Ecuador a inicios (1970) fueron a aproximadamente de $2,256 \times 10^{-5}$ \$/kWh y para 1981

$6,48 \times 10^{-5}$ \$/kWh. Para el año 1982 se incrementaron de una manera exponencial, ya que se habría producido un gran desfinanciamiento. En 1992 se tenía una tarifa de 2,8c\$/kWh y el costo de producción era casi tres veces más alto. Para 1999 el precio promedio fue de 4,30c\$/kWh y para el año 2000 3,62c\$/kWh. Con la LRSE los precios se mantuvieron con componente de generación, transmisión y distribución. Con el mandato 15, se estipuló un precio 8,3USDc/ kWh y a 2009 8,243USDc/ kWh. En 2011 el precio a consumidores finales fue de 7,97c\$/kWh, en la tabla II se observa que las generadoras aportaron casi el 84% de la energía total del país, este puede ser motivo de la reducción a consumidores finales. En 2012 volvió a aumentar en 8,10c\$/kWh, siendo el precio que compraban las distribuidoras 3,76c\$/kWh, esto puede ser debido a que el 44,66% de la producción anual se cubrió con fuentes de energías no renovables afectando al mercado por costos marginales. En 2013 el precio siguió incrementando a 8.48c\$/kWh para los clientes regulados, algo que hay que tener en cuenta es que en este año se duplicó la importación de energía con respecto al 2012. Para 2014 se tuvo una compra de energía con precio medio de 4.47c\$/kWh, hubo participación de las empresas distribuidoras en ventas de energía, que por lo general son de combustión interna, y las empresas que compraban obtuvieron la energía a un costo medio de 5.39c\$/kWh. Entonces para los clientes regulados se tenía un medio de 8.98c\$/kWh incrementándose 50c\$ más que el año pasado.

Ya para periodos del 2015 con el LOSPEE el precio medio en generadoras era 4,41c\$/kWh, aquí el precio medio por importación disminuyó a 9,99c\$/kWh, el precio medio a los usuarios finales incrementó en 9,49c\$/kWh. Las empresas generadoras vendieron a 6c\$ menos. Para este año el 49% de energía se abasteció por centrales hidroeléctricas lo cual pudo ser motivo de la disminución de precios. En 2016 el Ecuador tenía una potencia instalada de 8226,42MW, las centrales hidroeléctricas aportaron el 57,97%, las generadoras disminuyeron aún más sus precios, con una media de 4.32c\$/kWh. La exportación superó a la importación, el país destaca por su potencial hídrico. Para el 2017 las energías renovables representan el 62,89% de las fuentes abastecedoras de energía, el precio medio en generadoras incrementa debido a las energías renovables y sus precios por producción de kWh.

IV. CONCLUSIONES.

A inicios el SEE sufrió una gran crisis debido a la devaluación del sucre, déficit de su PIB y se adiciona el bajo precio del barril de petróleo, sin embargo, sus diferentes estructuras y entidades han realizados grandes cambios. Sus precios han variado radicalmente del inicio, $564 \text{ Sucres/KWh} = 22,56 \times 10^{-6}$ c\$/kWh hasta 9.79c\$/kWh en sus tiempos actuales.

Las variaciones de los precios en los últimos años se deben a la importación de energía, costos marginales, contratos ocasionales y de la variable de precios de combustible que se han empleado para el abastecimiento eléctrico. Más de la mitad de la energía eléctrica en el país es suministrada por fuentes renovables a diferencia de España y US. La fuente renovable no convencional que más destaca es la Central Eólica Villonaco construida por el MEER, que ha sido sumamente factible y a final de 2018 cubriría su monto, según el jefe de operación [31].

Ecuador a diferencia de España no cuenta con varias empresas que tengan potestad de generar vender y distribuir al mismo tiempo, en España existe empresas reguladas y no reguladas, las cuales se puede contratar el servicio deseado al mejor precio, una desventaja de esto es que los precios varían a diario. En Ecuador el SE está evaluado por el MEER donde la ARCONEL dispone de regulaciones del cumplimiento de cada etapa.

V. RECOMENDACIONES.

Los portales de servicio eléctrico sean más eficientes, como con monitoreo de consumo de los usuarios, y pagos en línea por aplicaciones de la distribuidora.

El SEE debería mejorar la red de transporte de energía, para que hidroeléctricas puedan trabajar en su máxima capacidad, con alta eficiencia y así se reduzcan pérdidas y se cuente con la energía necesaria para exportar a países vecinos.

Mejoramiento por parte de empresas de distribución, para evitar pérdidas técnicas y no técnicas generalmente en Manabí y Esmeraldas. Las pérdidas se reflejan con elevado precio tarifario para los consumidores finales

Que las redes de distribución se mejoren en eficiencia y capacidad, para poder optar con un servicio de generador y consumidor, mediante el empleo de sistemas fotovoltaicos conectados a red, con esto también se podrá contrarrestar precios altos a los usuarios finales o abastecer en horas pico la producción de ciertas industrias.

VI. BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Jaramillo y D. Chamba, «Una aproximación CTS a la implementación de la primera empresa de servicio eléctrico público en el Ecuador,» *docplayer.es*, p. 6, 2017.
- [2] CELEC, «www.celec.gob.ec,» 2017. [En línea]. Available: https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php?option=com_content&view=article&id=89&Itemid=198&lang=es. [Último acceso: 13 Octubre 2018].
- [3] E. Bedón, «El costo Kwh de Generación(Tesis pregrado),» Quito, 1998.
- [4] LEXIS, «Ley Básica De Electrificación,» *LEXIS*, 10 octubre 1996.
- [5] W. Tacle, «Análisis de la Evolución Normativa del Sector Eléctrico Ecuatoriano(Tesis de pregrado),» <http://repositorio.ucsg.edu.ec>, p. 39, 8 Septiembre 2017.
- [6] CONELEC, «Sector Eléctrico Ecuatoriano,» p. 148, 2012.
- [7] SRI, «REGLAMENTO PARA LA APLICACIÓN DE LA LEY DE RÉGIMEN TRIBUTARIO INTERNO,» www.sri.gob.ec, p. 159, 2006.
- [8] CNEL, «CNEL,» 2017. [En línea]. Available: http://www.cnel.gob.ec/wp-content/uploads/2017/10/cnel-_plan_estragico-2017-2021.pdf.
- [9] S. Meneses y J. Sebastián, «Ineficiencia en la distribución eléctrica: Agenda priorizada antes de impulsar inversión en proyectos de infraestructura. Período 1996-2009,» 2011.
- [10] J. Álvarez, «<http://repositorio.puce.edu.ec>,» Marzo 2016. [En línea]. Available: <http://repositorio.puce.edu.ec/handle/22000/10361>.
- [11] CELEC, «<https://www.celec.gob.ec>,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.celec.gob.ec/quienes-somos/resena-historica.html>.
- [12] J. Ortiz y M. Egaz, «<https://repositorio.espe.edu.ec>,» 2013. [En línea]. Available: <https://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/7578/1/A-C-GS-ESPE-047560.pdf>.
- [13] LEXIS, «LOSPEE,» <https://www.iner.gob.ec>, p. 35, 2015.
- [14] Asamblea Nacional, «Registro Oficial N° 418 LOSPEE,» Quito, 2015.
- [15] W. BRBORICH, «<http://bibdigital.epn.edu.ec>,» Abril 1996. [En línea]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/5570/1/T184.pdf>.
- [16] G. Mayorga, «<http://repositorio.ug.edu.ec>,» Diciembre 2015. [En línea]. Available: <http://repositorio.ug.edu.ec/bitstream/redug/10688/1/TE-SIS%20Gaby.ultima.pdf>.
- [17] ARCONEL, «Plan Maestro De Electrificación 2009-2020,» 2009/2020.
- [18] CONELEC, «Sector Eléctrico Ecuatoriano,» p. 54, 2011.
- [19] CONELEC, «Estadística Del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2013,» p. 291, 2013.
- [20] ARCONEL, «Transacciones Del Sector Eléctrico Ecuatoriano,» 2014.
- [21] ARCONEL, «<https://www.regulacionelectrica.gob.ec>,» 2015. [En línea]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/11/Estad%C3%ADsticaAnualyMultianual2015.pdf>. [Último acceso: 29 Diciembre 2018].
- [22] ARCONEL, «<https://www.regulacionelectrica.gob.ec>,» 2016. [En línea]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/11/Estad%C3%ADsticaAnualyMultianual2015.pdf>.

- content/uploads/downloads/2017/08/Atlas2016BajaV6_baja_113_2da_parte.pdf. [Último acceso: 2018].
- [23] ARCONEL, «Estadística Anual y Multi Anual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2017,» p. 200, 2017.
- [24] ARCONEL, «RESOLUCIÓN No.ARCNEL– 081/17,» p. 8, 2018.
- [25] MEER, «Congreso Del Mercado De Energía Mayorista-MEM,» 2016.
- [26] CES, «El Sector Eléctrico En España,» 2017.
- [27] Tarifa Luz, «tarifaluzahora.es,» [En línea]. Available: <https://tarifaluzahora.es/>. [Último acceso: 02 Enero 2019].
- [28] I. Martinez, 24 Abril 2011. [En línea]. Available: <https://www.pontevedrasur.net/econom%C3%ADa/noticias-y-opiniones/precio-de-la-luz-en-usa/>.
- [29] Economía De La Energía, «<http://www.economiadelaenergia.com.ar/>,» 2018. [En línea]. Available: <http://www.economiadelaenergia.com.ar/energia-en-estados-unidos-en-2018-gas-barato-e-incorporacion-masiva-de-renovables/>.
- [30] J. Tamayo, J. S. A. Vazques y C. Vilches, La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país., Lima: GRÁFICA BIBLOS S.A, 2016.
- [31] M. Espinoza, Interviewee, *Central Eólica Villonaco*. [Entrevista]. 21 Diciembre 2018.