



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Evolución de las tarifas de electricidad de usuarios residenciales antes y después de la reforma del mercado eléctrico de 1994

Evolution of electricity tariffs to residential customers before and after the electricity market reform of 1994

Ánderson Iván Arenas Molina

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Departamento de Eléctrica y Electrónica
Manizales, Colombia

2020

Evolución de las tarifas de electricidad de usuarios residenciales antes y después de la reforma del mercado eléctrico de 1994

Electricity tariffs evolution to residential customers before and after the 1994 electricity market reform

Ánderson Iván Arenas Molina

Tesis de investigación presentada como requisito parcial para optar al título de:
Magíster en ingeniería – Ingeniería eléctrica

Directora:

Ph.D. Belizza Janet Ruiz Mendoza

Codirectora:

Ph.D. Yamilet Rodríguez Lazcano

Línea de Investigación:

Política y economía de la energía

Grupo de Investigación en Potencia Energía y Mercados (GIPEM)

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Departamento de Eléctrica y Electrónica
Manizales, Colombia

2020

*a amachu
gracias por tanto*

$$\frac{\text{energy}}{\text{volume}} = \int_0^{\epsilon_f} \sigma d\epsilon$$

... the property of a material to absorb energy without fracture

Agradecimientos / Acknowledgements

Este trabajo fue financiado por el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación (Colciencias) a través del proyecto de investigación “Desarrollo de una plataforma para el cálculo de confiabilidad en la operación interdependiente de los sistemas de gas natural y sector eléctrico de Colombia que permita evaluar alternativas de inversión y regulación para optimizar los costos de operación” con código 111074558696. Quiero agradecer a mis compañeros y profesores del Grupo de Investigación en Potencia, Energía y Mercados (GIPEM) quienes han contribuido a mi vida personal y profesional. A Belizza y Yamilet quienes fueron más que guías académicas, extraordinarios seres humanos, muchas gracias.

This research was funding by the Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación (Colciencias) with the research project “Desarrollo de una plataforma para el cálculo de confiabilidad en la operación interdependiente de los sistemas de gas natural y sector eléctrico de Colombia que permita evaluar alternativas de inversión y regulación para optimizar los costos de operación” with code 111074558696. I am also thankful to my colleagues and professors from the Grupo de Investigación en Potencia, Energía y Mercados (GIPEM) who have contributed to my personal and professional life. To Belizza and Yamilet, who were more than academic advisors, excellent human beings, thank you very much.

Resumen

El objetivo de este proyecto de investigación consistió en mostrar la evolución de la tarifa de electricidad desde 1913 hasta 2018, con el fin de entender cuál ha sido el efecto de la reforma del mercado eléctrico de 1994 sobre las tarifas y los precios de la electricidad de los usuarios residenciales. Para esto se realizaron dos artículos, el primero da cuenta del periodo 1913 hasta 1994, antes de la reforma del mercado eléctrico, y el segundo trató el tema después de la reforma hasta 2018. A continuación, se presentaron los resúmenes de estos dos artículos.

Artículo [I] La reforma del mercado eléctrico de 1994 marcó un punto de quiebre en el sistema tarifario del sector eléctrico en Colombia. Por lo tanto, la comprensión de cómo se determinan las tarifas antes y después de la reforma facilita el análisis del impacto de tales cambios en la industria y la sociedad. En este artículo, los autores se centrarán en estudiar el período previo a la reforma entre 1913 y 1994 porque el origen de la regulación eléctrica inició en 1913 y la reforma fue aprobada en 1994. El análisis de cómo las tarifas cambiaron con el tiempo se realiza mediante la compilación cronológica y organización de leyes secundarias, decretos regulatorios y resoluciones de entidades oficiales que permitieron establecer la intención e interacción de las instituciones estatales y la legislación. El análisis crítico de la trayectoria legislativa y los procesos político-económicos permiten comprender los efectos de los cambios en las estructuras tarifarias y cuáles fueron las causas de la reforma del mercado eléctrico y su impacto en la sociedad. A partir del análisis de la trayectoria legislativa, los autores concluyeron que existieron tres períodos, cada uno caracterizado por diferentes decisiones políticas gubernamentales que podrían clasificarse bajo los esquemas de gestión para el sector eléctrico. Los elementos que sustentaron la reforma de la electricidad no fueron lo suficientemente fuertes desde el punto de vista político, económico y técnico para explicar dicho cambio sectorial. Finalmente, la política tarifaria antes de la reforma no satisfizo las necesidades sociales que tenía en cuenta la Junta Nacional de Tarifas; por el contrario, esto sentó las bases para alcanzar la reforma eléctrica.

Artículo [II] En esta investigación, los autores analizaron el establecimiento y aplicación del régimen tarifario que surgió de los cambios en la política económica introducida en la industria eléctrica a inicios de los años noventa. Esta reforma cambió el rol del Estado respecto a los servicios públicos domiciliarios pasando de ser un proveedor a un regulador y supervisor. Dicha transformación modificó la estructura tarifaria aplicada a los usuarios finales. Por lo tanto, analizar los cambios regulatorios en las tarifas de electricidad desde la reforma del mercado eléctrico

permitió determinar el impacto que éstos tienen sobre los usuarios finales. Los autores encontraron que los usuarios residenciales no han percibido mayores beneficios de los cambios en la política económica aplicada a la industria eléctrica desde 1994 en relación a las tarifas eléctricas.

Palabras clave: Reforma del mercado eléctrico, tarifas de electricidad, estructura tarifaria, usuarios residenciales, trayectoria legislativa, política regulatoria.

Abstract

The objective of this project was to show the evolution of electricity tariff from 1913 to 2018. To understand the effect of the electricity market reform of 1994 on the tariffs and prices of the electricity for residential customers. As a result, two articles were elaborated, the first one from 1913 to 1994 analyzed the electricity tariff before the market reform, and the second one deal with the period after to reform until 2018. Following is a summary of these two articles.

Paper [I] Considering that the electricity market reform of 1994 was a breakthrough in the tariff system of the electricity sector in Colombia, understanding how tariffs are determined before and after the reform, facilitates the analysis of the impact of such changes in the industry itself and society. Therefore, in this paper, the authors will focus on studying the pre-reform period between 1913 and 1994, since the origin of electricity regulation started in 1913 and the reform took place in 1994. The analysis of how tariffs changed over time was done through the compilation and chronological organization of secondary laws, regulatory decrees and official resolutions for institutions, that allowed establishing the intention and interaction of State institutions and their legislature. There was performed a critical analysis of the legislative trajectory and the political-economic processes, making possible to understand the effects of the changes in tariff structures and the causes for electricity market reform, in order to identify its impact on society. From the analysis of the legislative trajectory, the authors concluded that there were three periods, each one characterized by different governmental political decisions, that could be categorized under the management schemes in the electricity sector. The elements that sustained the electricity reform were not strong enough from a political, economic, and technical view to explain such change in this area. Finally, it was found that the tariff scheme before the reform did not satisfy the social needs that were kept in mind by the National Tariff Board; on the contrary, this laid the foundations to raise the electricity reform.

Paper [II] In this research, the authors analyzed the establishment and application of the electricity tariff regime that arose from changes in the economic policy introduced to the electric power industry in 1994. This reform changed the State's role regarding the utilities transformed from being the provider to regulator and supervisor. Such transformations modified the tariff structure applied to end-users. Therefore, analyze the regulatory changes in electricity tariffs from electricity market reform allowed to determine the impact on the final customers. The authors found that residential customers do not perceive the benefits of changes in the economic policy applied to the electrical industry since 1994.

Keywords: Electricity market reform, electricity tariffs, tariffs structure, residential customers, legislative process, regulation policy.

Contenido

	Resumen	VII
	Abstract	IX
Lista de figuras		XIII
Lista de tablas		XV
Introducción		1
1. Evolución de las tarifas de electricidad antes de la reforma del mercado eléctrico de 1994		5
1.1 Introducción		6
1.2 ¿Cómo se establecían las tarifas de electricidad antes de la reforma del mercado eléctrico de 1994?.....		7
1.2.1 Las tarifas de electricidad fijadas por compañías locales y regionales (1913-1935): monopolio regional no regulado		8
1.2.2 Intento de regulación de las tarifas de electricidad por el gobierno central (1936-1967): monopolios regionales regulados		11
1.2.3 Junta Nacional de Tarifa de servicios públicos (1968-1993): monopolio nacional regulado		14
1.3 Causas de la reforma del mercado eléctrico de 1994.....		22
1.3.1 Causas económicas.....		23
1.3.2 Causas políticas		24
1.3.3 Causas técnicas.....		26
1.4 Conclusiones		28
2. Evolución de las tarifas de electricidad después de la reforma del mercado eléctrico de 1994		31
2.1 Introducción		31
2.2 La reforma del mercado eléctrico de 1994.....		33
2.2.1 La constitución política de 1991		34
2.2.2 Las leyes 142 y 143 de 1994		35
2.3 Regulación y periodos tarifarios		37
2.3.1 Resolución 031 de 1997: primer periodo tarifario		38
2.3.2 Resolución 119 de 2007: segundo periodo tarifario		42
2.4 Evolución de las tarifas reguladas		46

2.4.1	Evolución del CUPN	50
2.4.2	Análisis de componentes del CU	52
2.4.3	Implicaciones sociales del alza de las tarifas de electricidad	54
2.5	Conclusiones	55
3.	Electricity tariffs evolution before the 1994 electricity market reform	57
3.1	Introduction	58
3.2	How were the electricity tariffs established before the electricity sector reform in 1994? 59	
3.2.1	The electricity tariffs fixed by local and regional companies (1913-1935): regional non-regulated monopoly	59
3.2.2	An attempt for regulating the electricity tariffs by the Central government (1936- 1967): regional regulated monopoly.....	62
3.2.3	National Tariff Board of Public Services (1968-1993): national regulated monopoly..	66
3.3	Causes to electricity market reform in 1994	73
3.3.1	Economic causes	74
3.3.2	Political causes	76
3.3.3	Technical causes.....	78
3.4	Conclusions	80
4.	Electricity tariffs evolution after the 1994 electricity market reform	83
4.1	Introduction	83
4.2	The Electricity Market Reform of 1994	84
4.2.1	The Political Constitution of 1991	86
4.2.2	Law 142 th /1994 and Law 143 th /1994.....	87
4.3	Regulation and Tariff Periods	88
4.3.1	Resolution 031 th /1997: First tariff period.....	89
4.3.2	Resolution 119 th /2007: Second tariff period	93
4.4	Tariffs Evolution for Residential Users	97
4.4.1	NAUC Evolution.....	101
4.4.2	Analysis of the UC Components	103
4.4.3	Social implications from tariffs raising	105
4.5	Conclusions	106
5.	Conclusiones y trabajo futuro / Conclusions and future work.....	109
5.1	Conclusiones / Conclusions.....	109
5.2	Trabajo futuro / Future work	112
6.	Bibliografía / Bibliography	115

Lista de figuras

	Pág.
<i>Fig. 1 Trayectoria legislativa entre 1913 y 1935</i>	10
<i>Fig. 2 Trayectoria legislativa entre 1936 y 1967</i>	14
<i>Fig. 3 Evolución de las tarifas de electricidad promedio en COP constantes del 2018</i>	16
<i>Fig. 4 Trayectoria legislativa entre 1967 y 1993</i>	21
<i>Fig. 5 Evolución institucional de las tarifas de electricidad en Colombia desde 1913 hasta 1994</i> ..	22
<i>Fig. 6 Estructura de las causas de la reforma</i>	22
<i>Fig. 7 Deuda externa del sector eléctrico y deuda externa total 1980-1995</i>	24
<i>Fig. 8 Matriz eléctrica desde 1984 hasta 1995</i>	27
<i>Fig. 9 Participación de por fuente de generación en la matriz eléctrica colombiana</i>	28
<i>Fig. 10 Función de PR para el primer periodo tarifario</i>	41
<i>Fig. 11 Consideraciones del primer periodo tarifario</i>	42
<i>Fig. 12 Consideraciones del segundo periodo tarifario</i>	46
<i>Fig. 13 Participación en el mercado de generación</i>	47
<i>Fig. 14 Evolución del CU en el primer periodo tarifario en COP corrientes por grupos económicos</i>	49
<i>Fig. 15 Evolución del CU en el segundo periodo tarifario en COP corrientes por grupos económicos</i>	49
<i>Fig. 16 Evolución del CUPN del primer periodo tarifario en COP corrientes</i>	50
<i>Fig. 17 Evolución del CU promedio nacional del primer periodo tarifario en COP constantes del</i> <i>2018</i>	50
<i>Fig. 18 Evolución del CUPN del segundo periodo tarifario en COP corrientes</i>	51
<i>Fig. 19 Evolución del CUPN del segundo periodo tarifario en COP constantes del 2018</i>	51
<i>Fig. 20 Evolución del CUPN desde 1998 hasta 2018 en COP constantes de 2018</i>	52
<i>Fig. 21 Diferencia entre el CU y la suma de los componentes de la primera fórmula tarifaria en</i> <i>COP corrientes</i>	52
<i>Fig. 22 Evolución de los componentes del CU para el primer periodo tarifario en COP corrientes</i> .	53
<i>Fig. 23 Evolución de los componentes del CU para el segundo periodo tarifario en COP corrientes</i>	53
<i>Fig. 24 Porcentaje de participación de los componentes de CU desde 1998 hasta 2018</i>	54
<i>Fig. 25 The legislative process between 1913 and 1935</i>	62
<i>Fig. 26 The legislative process between 1936 and 1967</i>	66

<i>Fig. 27 Average electricity tariffs evolution (constant 2018 COP)</i>	<i>68</i>
<i>Fig. 28 The legislative process between 1967 and 1993</i>	<i>72</i>
<i>Fig. 29 Institutional evolution of electricity tariff in Colombia from 1913 to 1994</i>	<i>73</i>
<i>Fig. 30 Structure of EMR Causes</i>	<i>74</i>
<i>Fig. 31 Electricity sector debt against the total external debt 1980-1995.....</i>	<i>75</i>
<i>Fig. 32 Electric power matrix 1984 – 1995</i>	<i>79</i>
<i>Fig. 33 Share of components of the Colombian electrical power matrix</i>	<i>79</i>
<i>Fig. 34 Domestic demand against domestic supply (without losses).....</i>	<i>80</i>
<i>Fig. 35 PR Function for the first tariff period</i>	<i>92</i>
<i>Fig. 36 First tariff period consideration</i>	<i>93</i>
<i>Fig. 37 Second tariff period considerations</i>	<i>97</i>
<i>Fig. 38 Share of generation market.....</i>	<i>98</i>
<i>Fig. 39 First period of UC evolution by economic groups in current COP.....</i>	<i>100</i>
<i>Fig. 40 Second period of UC evolution by an economic group in current COP</i>	<i>100</i>
<i>Fig. 41 First-period NAUC evolution in current COP</i>	<i>101</i>
<i>Fig. 42 First-period NAUC evolution in constant 2018 COP</i>	<i>101</i>
<i>Fig. 43 Second-period NAUC Evolution in current COP.....</i>	<i>102</i>
<i>Fig. 44 Second-period NAUC evolution in constant 2018 COP.....</i>	<i>102</i>
<i>Fig. 45 NAUC evolution from 1998 to 2018 in 2018 constant COP.....</i>	<i>103</i>
<i>Fig. 46 Difference between UC and G+T+D+O+C in current COP</i>	<i>103</i>
<i>Fig. 47 First-period UC components evolution in current COP.....</i>	<i>104</i>
<i>Fig. 48 Second-period UC components evolution in current COP</i>	<i>104</i>
<i>Fig. 49 Share of UC components from 1998 to 2018.....</i>	<i>105</i>

Lista de tablas

	Pág.
<i>Tabla 1 Participación de CILP por bloque de consumo</i>	18
<i>Tabla 2 Estructura tarifaria unificada de 1990</i>	20
<i>Tabla 3 Deuda externa a final de cada año desde 1975-1980 en millones de dólares</i>	23
<i>Tabla 4 Porcentaje promedio regional respecto a la demanda nacional</i>	48
<i>Tabla 5 Relación entre el salario mínimo y el CUPN anual en COP constantes del 2018</i>	54
<i>Tabla 6 Promedios de inflación hasta 2018</i>	113
<i>Table 1 Share of the LRIC by consumption block</i>	69
<i>Table 2 Unified electricity tariff structure in 1990. Residential customers consumption ranges tariffs goals as a share of LRIC</i>	71
<i>Table 3 External debt stock at the end of each year 1975-1980 in US millions</i>	75
<i>Table 4 Regional average share in the electricity national demand</i>	99
<i>Table 5 Relation between minimum wage and annually NAUC in 2018 constant COP</i>	105

Introducción

El objetivo principal de esta investigación es mostrar la evolución de las tarifas de electricidad aplicadas a los usuarios residenciales antes y después de la reforma del mercado eléctrico de 1994 en Colombia. Las tarifas de electricidad constituyen un vínculo directo entre los usuarios finales y la industria eléctrica. De ese modo, analizar cómo éstas han evolucionado permite determinar el impacto de los cambios en la política económica sectorial sobre la población.

El primer periodo analizado abarca desde 1913 hasta 1994 del cual se realiza una publicación. Durante este periodo, hubo un aspecto común que fue el hecho de no haberse establecido una entidad estatal responsable de la regulación del sector eléctrico, es por esto principalmente, que la información sobre datos históricos de precios aplicados a los usuarios es escasa. Consecuentemente, los insumos para realizar la investigación son las decisiones políticas, económicas, sociales y los acontecimientos tarifarios reportados por las empresas y los usuarios residenciales.

La revisión de la literatura académica sobre los análisis de los sistemas tarifarios antes de 1994 permitió identificar dos tipos de estudios. Los que analizaron periodos cortos de dos a cinco años desarrollando acontecimientos económicos puntuales y los que tomaron periodos más largos, con los que hubo cierta concordancia al contrastar los enfoques de los autores de esos trabajos ya la de esta investigación. Por lo tanto, los segundos se tomaron como base para esta investigación, destacando los siguientes.

Uno de estos documentos presentó la historia económica de la compañía eléctrica de Bogotá entre 1896 y 2007. Este estudio contenía información general sobre la compañía, entre ellos, el proceso de establecimiento de las tarifas de electricidad, que se mostró tanto con información interna de la compañía como con los lineamientos estatales. Además, se mostraron algunos ejemplos del establecimiento de tarifas de electricidad de otras compañías (Flórez-Enciso & Barreto-Nieto, 2007; Rodríguez-Gómez, Acosta-Peñalosa, Ramírez, & Villamizar, 1999, 2000a, 2000b).

La Fundación Bariloche analizó los precios de la energía en Colombia desde 1970 hasta 2005, realizando una descripción de la matriz energética, las políticas económicas y energéticas, la estructura de precios por sector de consumo de energía, entre otros. Ese estudio destaca las

metodologías, capacidades técnicas y estrategias desarrolladas en Colombia en la década de 1980 que permitieron aumentar el acceso a la electricidad (Fundación Bariloche, 2005).

También, se destacan las investigaciones de René de la Pedraja Tomán, ya que muestran una revisión crítica de la historia económica del sector energético, entre ellos, el sector eléctrico (De La Pedraja-Tomás, 1985, 1993).

Para entender los cambios que se dieron durante el todo el periodo en la tarifa eléctrica, éste fue desglosado en tres subperiodos de acuerdo a las posturas políticas y económicas de los gobiernos que tenían el poder del Estado. Este enfoque permite analizar el impacto de las políticas energéticas a largo plazo aplicadas en la tarifa eléctrica y comprender cómo impactaron en la población. En el primer subperiodo, se encontró que los monopolios regionales fueron responsables del establecimiento de la tarifa eléctrica, de forma descentralizada. En el segundo, el Gobierno inició su arbitraje en las tarifas creando organismos reguladores nacionales e implementando un plan de nacionalización del sector. El subperiodo final se caracteriza por el cambio en la política económica aplicada al sector eléctrico y el establecimiento de un sistema tarifario centralizado y nacional.

El segundo periodo analizado comprende desde 1994 hasta 2018. En esta parte se analiza el impacto de la reforma del mercado eléctrico sobre las tarifas aplicadas a usuarios residenciales. Para alcanzar este objetivo se toman como base los periodos tarifarios establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la información reportada por las empresas de electricidad, cuando esta es suficiente.

La revisión de la literatura académica con respecto al régimen tarifario del sector eléctrico después de la reforma del mercado de 1994 permitió identificar diferentes enfoques. Algunos concordantes con el objetivo de este trabajo se destacan a continuación. El economista Luis Guillermo Vélez Álvarez ha realizado estudios sobre la evolución de la tarifa eléctrica en 2011, 2013 y 2015. Estos estudios analizan las tendencias de cambio que tienen los precios de la electricidad y gas natural y los posibles impactos que tienen sobre usuarios industriales y residenciales (Vélez-Álvarez, 2013, 2015; Vélez-Álvarez, Ramírez-Hassan, Londoño-Sierra, Giraldo-Pérez, & Londoño-Cano, 2011) El Grupo de Investigación del Sector Eléctrico (GRISEC), liderado por el ingeniero Germán Corredor Avella en 2006 mostró la evolución de los precios de la electricidad de los usuarios residenciales, desde años previos a la reforma (1970) hasta 2004 y analizó el impacto que la reforma tuvo sobre el sector (Corredor-Avella, 2006). Finalmente, el ingeniero Camilo Quintero Montaña para la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) en 2011 y 2015 respectivamente analizó los precios de la electricidad para determinar la concentración económica del sector eléctrico después de la reforma (Quintero-Montaña, 2011, 2013).

En la segunda parte de esta investigación se muestran los cambios de las tarifas de electricidad desde 1994. Entendiendo estos cambios como una consecuencia de la coyuntura político-económica acaecida a finales de la década de los ochentas e inicios de la década de los noventa.

Además, para entender el contexto político de la época se analiza el proceso para elaborar la Constitución Política de 1991, con el objetivo de determinar cuál fue el modelo económico influyente sobre el nuevo esquema de gestión del Estado, y por ende la política tarifaria del sector eléctrico.

Una vez comprendido el contexto político-económico del país, se procede con el análisis del establecimiento y aplicación de la política tarifaria del sector eléctrico desde un enfoque regulatorio. Lo anterior con el objetivo de determinar la finalidad de las políticas sectoriales respecto a las tarifas eléctricas y la concordancia que éstas tienen con lo establecido en las leyes de reglamentación de la constitución. Por lo tanto, se establece una metodología para mostrar de forma clara y asertiva la evolución de las tarifas, usando la información reportada por las empresas comercializadoras en las bases de datos oficiales, y tomando como base los periodos tarifarios. Estas bases de datos fueron creadas por las instituciones que el Estado dispuso para la divulgación de los costos de prestación del servicio de electricidad. Para validar la metodología usada se buscaron fuentes adicionales de información.

Esta tesis está dividida en dos partes. La primera muestra en el capítulo 1 la evolución de las tarifas antes de la reforma y en el capítulo 2 la evolución de las tarifas después de reforma en idioma español. La segunda parte muestra en el capítulo 3 la evolución de las tarifas antes de la reforma y en el capítulo 4 la evolución de las tarifas después de reforma en idioma inglés.

1. Evolución de las tarifas de electricidad antes de la reforma del mercado eléctrico de 1994¹

Resumen

La reforma del mercado eléctrico de 1994 marcó un punto de quiebre en el sistema tarifario del sector eléctrico en Colombia. Por lo tanto, la comprensión de cómo se determinan las tarifas antes y después de la reforma facilita el análisis del impacto de tales cambios en la industria y la sociedad. En este artículo, los autores se centrarán en estudiar el período previo a la reforma entre 1913 y 1994 porque el origen de la regulación eléctrica inició en 1913 y la reforma fue aprobada en 1994. El análisis de cómo las tarifas cambiaron con el tiempo se realiza mediante la compilación cronológica y organización de leyes secundarias, decretos regulatorios y resoluciones de entidades oficiales que permitieron establecer la intención e interacción de las instituciones estatales y la legislación. El análisis crítico de la trayectoria legislativa y los procesos político-económicos permiten comprender los efectos de los cambios en las estructuras tarifarias y cuáles fueron las causas de la reforma del mercado eléctrico y su impacto en la sociedad. A partir del análisis de la trayectoria legislativa, los autores concluyeron que existieron tres períodos, cada uno caracterizado por diferentes decisiones políticas gubernamentales que podrían clasificarse bajo los esquemas de gestión para el sector eléctrico. Los elementos que sustentaron la reforma de la electricidad no fueron lo suficientemente fuertes desde el punto de vista político, económico y técnico para explicar dicho cambio sectorial. Finalmente, la política tarifaria antes de la reforma no satisfizo las necesidades sociales que tenía en cuenta la Junta Nacional de Tarifas; por el contrario, esto sentó las bases para alcanzar la reforma eléctrica.

Palabras clave

Política tarifaria; política regulatoria; tarifas eléctricas; reforma eléctrica del mercado; usuarios residenciales.

¹ Este artículo tuvo la colaboración de L. S. Hoyos-Gómez, C. E. Murillo-Sánchez y B. J. Ruiz

1.1 Introducción

El objetivo principal de esta investigación es mostrar la evolución de las tarifas eléctricas de los usuarios residenciales antes de la reforma del sector eléctrico de 1994 desde el punto de vista regulatorio. Debido a que la tarifa eléctrica es el vínculo entre la industria eléctrica y los clientes finales. Por lo tanto, analizar la relación anterior permite comprender cómo las tarifas eléctricas afectaron la dimensión social, y cómo los aspectos económicos y políticos afectan las tarifas eléctricas. Como durante todo el período no hubo una entidad estatal única responsable de la regulación del sector eléctrico, el análisis se basa en el estudio de las decisiones políticas económicas y sociales y los acontecimientos tarifarios reportados por las empresas y los usuarios residenciales.

Una revisión de la literatura académica que analiza los sistemas tarifarios antes de 1994 permitió a los autores identificar dos tipos de estudios. Los primeros trata de períodos cortos de dos a cinco años. En los segundos, hubo cierta correspondencia entre los enfoques de los autores. Por lo tanto, éstos se toman como base para el estudio.

Uno de estos documentos presentó la historia económica de la compañía eléctrica de Bogotá durante un período comprendido entre 1896 y 2007. Este estudio contenía información general sobre la compañía, entre ellos, el proceso de establecimiento de las tarifas de electricidad, que se mostró tanto con información interna de la compañía como con los lineamientos estatales. Además, se muestran algunos ejemplos del establecimiento de tarifas de electricidad de otras compañías (Flórez-Enciso & Barreto-Nieto, 2007; Rodríguez-Gómez et al., 1999, 2000a, 2000b).

La Fundación Bariloche analizó los precios de la energía en Colombia desde 1970 hasta 2005, realizando una descripción de la matriz energética, las políticas económicas y energéticas, la estructura de precios por sector de consumo de energía, entre otros. Este estudio destaca las metodologías, capacidades técnicas y estrategias desarrolladas en Colombia en la década de 1980 que permitieron aumentar el acceso a la electricidad. (Fundación Bariloche, 2005). También, una investigación relevante en este trabajo fue la realizada por René de la Pedraja-Tomán, ya que muestra una revisión crítica de la historia económica del sector eléctrico (De La Pedraja-Tomán, 1985, 1993).

Esta investigación muestra la evolución de la tarifa eléctrica desde la creación de los mercados eléctricos locales hasta la consolidación del mercado eléctrico nacional de manera general. Nuestro enfoque permite analizar el impacto de las políticas energéticas a largo plazo aplicadas en la tarifa eléctrica y comprender cómo impactaron en la población. Los autores identificaron tres períodos, con diferentes tendencias en el sector eléctrico. En el primero, los autores encuentran que los monopolios regionales fueron responsables del establecimiento de la tarifa eléctrica, de forma descentralizada. En el segundo, el Gobierno inició su arbitraje en las tarifas creando organismos reguladores nacionales e implementando un plan de nacionalización del sector. El período final se

caracteriza por el cambio en la política económica aplicada al sector eléctrico y el establecimiento de un sistema tarifario centralizado y nacional. Es decir, en el primer período, los asuntos económicos eran más importantes para las compañías eléctricas que los aspectos sociales y políticos. Esto fue cambiando para las otras etapas. Esos cambios produjeron enfoques para establecer los diferentes sistemas tarifarios.

Este artículo tiene tres secciones. La Sección 2 presenta la evolución de las tarifas eléctricas en tres períodos, cada uno en una subsección. La Sección 2.1 contiene el comienzo del sector eléctrico, que siguió un modelo de mercado eléctrico regional con diferentes esquemas de tarifas eléctricas. La Sección 2.2 muestra la intervención del Estado con la creación de entidades de regulación y supervisión. La Sección 2.3 presenta la consolidación del Estado en la regulación de la tarifa eléctrica con criterios técnicos y económicos y su posterior cambio en la política del sector eléctrico. La sección 3 tiene una explicación de las causas que motivan la reforma del mercado eléctrico. La sección 4 se compone de las conclusiones.

1.2 ¿Cómo se establecían las tarifas de electricidad antes de la reforma del mercado eléctrico de 1994?

Tres etapas principales componen la evolución de las tarifas eléctricas antes de la reforma del mercado de 1994. La primera, desde 1913 hasta 1935, en el que las empresas de servicios públicos locales fijaron el precio del servicio de electricidad en función del servicio prestado, que para entonces se reducía solo el servicio de alumbrado público y el consumo se era medido en W/mes. Durante este período, cada empresa de servicios públicos fijó sus precios sin ninguna regulación estatal, debido a que no había un organismo regulador responsable de esa función a nivel nacional.

La segunda, desde 1936 hasta 1967, el Estado colombiano a través de la Superintendencia de Regulación de Económica (SRE) se estableció una de regulación económica a las tarifas eléctricas, para controlar el aumento de las tarifas de los servicios públicos y, convirtiéndose esta entidad en un poderoso instrumento de supervisión y regulación de los precios de la electricidad. Lo anterior permitió al Gobierno utilizar el SRE como mecanismo antiinflacionario (Superintendencia de Industria y Comercio, 2010).

La última etapa, de 1968 a 1993, comenzó con la construcción de la red de transmisión en el gobierno de Carlos Lleras-Restrepo. La red de transmisión interconectó las principales ciudades como Cali, Medellín y Bogotá. En consecuencia, con el objetivo de unificar las tarifas de electricidad, se creó la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos.

1.2.1 Las tarifas de electricidad fijadas por compañías locales y regionales (1913-1935): monopolio regional no regulado

A fines del siglo XIX, la electricidad en Colombia, como en el resto del mundo, comenzó a utilizarse como sustituto de tecnologías menos eficientes para la generación de calor, luz y energía. Esta transición se fortaleció con el tiempo para convertirse en un gran negocio lucrativo. Particularmente en Colombia, el modelo comercial de la electricidad se estableció de forma aislada regional y eléctricamente. Esta actividad comenzó como una iniciativa privada de familias ricas de cada región que promovían la generación local de electricidad. Pequeñas empresas de servicios públicos independientes y municipales, algunas con capital nacional y otras con capital extranjero², se encargaron de proveer el servicio en las principales ciudades en ese momento. Lo anterior dio lugar a mercados locales de electricidad y dos tipos de empresas de servicios públicos, las primeras constituidas por inversionistas locales tanto privados como estatales, y las segundas con inversionistas internacionales (De La Pedraja-Tomán, 1985). Como consecuencia, el esquema de gestión del sector eléctrico colombiano en esta etapa era un monopolio regional según autores como Rothwell et al. quien definió esto como una sola empresa que proporciona electricidad a su área de servicio, integrada verticalmente (Rothwell & Gómez, 2010).

Los siguientes son tres ejemplos de tales empresas y mercados locales. En Bogotá surgieron las primeras compañías eléctricas como la Bogotá Electric Light Co, la compañía Samper Brush y Cía, transformadas en la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEB), y la Compañía Nacional de Electricidad, respectivamente. Las dos últimas compañías se fusionaron en la Empresas Unidas de Energía Eléctrica de Bogotá (EUUEEB) para abastecer la demanda total y ampliar la capacidad instalada. El siguiente ejemplo es la Compañía de Instalaciones Eléctricas de Antioquia. Esta contó con la participación de la administración local y los inversionistas privados; sin embargo, para aumentar la capacidad instalada, el gobierno local adquirió todas las acciones de la compañía y la transformó en la Compañía de Energía Eléctrica de Medellín en 1918.

El último ejemplo es la Compañía Colombiana de Electricidad, que era una empresa extranjera y comenzó a operar en las costas del Atlántico y el Pacífico. Intentó monopolizar el suministro de electricidad en el país y construir un sistema de transmisión para interconectar a Colombia³ y Ecuador. Para aumentar las ganancias, la compañía argumentó que debería expandir su operación hacia Bogotá, a través de la compra de las Empresas Unidas de Energía Eléctrica de Bogotá. Nunca consolidaron este objetivo y la empresa terminó siendo liquidada (De La Pedraja-Tomán, 1985).

² Como la Compañía Colombiana de Electricidad subsidiaria local de la American and Foreign Power Company (De La Pedraja-Tomán, 1985).

³ Las compañías colombianas estaban localizadas en: Barranquilla, Santa Marta, Ciénega, Aracataca, Cali, Buenaventura, Palmira, Honda, Girardot y Zipaquirá.

Como las empresas eran monopolios regionales, su desarrollo fue desarticulado y heterogéneo debido a la falta de una directriz nacional y la participación del gobierno nacional. La forma como se establecían las tarifas de electricidad refleja lo anterior, por ejemplo, la Compañía de electricidad de Ibagué determinó, para una bombilla interior, una tarifa mensual de COP 60, y para una bombilla exterior de COP 80 en 1910. Mientras que, en la EEB, la tarifa estaba vinculada a la capacidad de la bombilla y el tiempo de uso, por ejemplo, para una lámpara de 32 bujías⁴ durante una noche, el costo era de COP 0,30 (Rodríguez-Gómez et al., 1999). La primera intervención a nivel nacional al respecto fue realizada por el Congreso Nacional con la Ley 13 de 1913 (Tabarquino-Muñoz, 2011). Esta Ley fue el primer marco regulatorio para establecer los precios de las tarifas eléctricas sin utilizar una fórmula. El próximo anuncio es un ejemplo que describe el proceso de fijación de la tarifa eléctrica en el EEB en 1920:

“La Compañía de Energía Eléctrica de Bogotá notifica las siguientes tarifas de alumbrado público que se aplicarán a partir del 1 de julio de 1920. El servicio de alumbrado público costará COP 1,00 (equivalente a USD 1 en ese momento) para un consumo de energía inferior a 30 W/mes; el consumo adicional conllevará un recargo de 0,30 COP/mes. Por cada amperio consumido durante la noche, el costo será de 6,00 COP/mes (...) Nota: los servicios especiales o transicionales requerirán contratos. Los servicios industriales que suministran energía o calefacción tendrán los mismos precios. El alquiler de materiales para el alumbrado público costará 0,10 COP/mes por cada luminaria” (Rodríguez-Gómez et al., 1999).

Lo anterior muestra que la compañía determinó precios de electricidad diferenciados según el tipo de servicio, destacando que para el servicio industrial los precios se mantuvieron sin cambios. Mientras que, para el servicio de iluminación, el anuncio proporcionó un aumento del 100 % en la tarifa. Tal crecimiento fue justificado, principalmente, por dos razones; el primero fue que la depreciación mundial del oro redujo las ganancias de los inversionistas y aumentó el costo de los materiales; el segundo fue que la nueva expansión proyectada requiere una alta inversión. Sin embargo, el aumento de las tarifas de electricidad afectó principalmente a las personas de bajos ingresos porque la electricidad se había convertido en un servicio esencial para la iluminación interior y exterior, mejorando la percepción de seguridad en la población y como un impulso en las industrias locales (Rodríguez-Gómez et al., 1999).

Esta situación provocó que las personas, por primera vez, solicitaran la municipalización de la empresa de servicios públicos, pero la empresa, como justificación para apaciguar a la población, respondió a las afirmaciones de las personas expresando:

- i) Las nuevas tarifas fueron fijadas basadas en los costos de operación y mantenimiento
- ii) Las tarifas eran diferenciadas para impulsar o controlar el crecimiento de la demanda de energía para una actividad específica

⁴ Unidad usada en el pasado para medir la intensidad visual (National Physical Laboratory, 2019).

- iii) La competencia fue un factor decisivo en el establecimiento de las nuevas tarifas (Rodríguez-Gómez et al., 1999).

Otra intervención del gobierno nacional tuvo lugar en 1928 con la emisión de la Ley 113 para declarar de interés público las corrientes y caídas de agua para el desarrollo de la electricidad. Además, la Ley determinó que el gobierno nacional era responsable de aprobar la licencia para el uso de propiedades públicas a los gobiernos departamentales y municipales, y a personas naturales y jurídicas, incluidas las redes de agua usadas en plantas de generación de energía eléctrica (Congreso de la República de Colombia, 1928). En consecuencia, las nuevas empresas de servicios públicos debían obtener una licencia para el uso del agua con el gobierno nacional. Esta Ley fue la primera intervención del gobierno nacional en el sector eléctrico, y algunos autores consideran ésta como la primera ley de electricidad (Tabarquino-Muñoz, 2011).

En resumen, durante esta etapa surgieron las empresas de servicios públicos locales como una iniciativa de actores privados o del gobierno local o de ambos, dando lugar a mercados regionales de electricidad en algunas regiones del país. En consecuencia, hubo un proceso de electrificación desigual en el país, debido principalmente a la falta de una directriz nacional. La misma situación ocurre con las tarifas de electricidad, en otras palabras, cada compañía estableció la tarifa siguiendo un estándar diferente y vinculada al tipo de inversionista, es decir, si la compañía era propiedad del municipio, la tarifa era fijada por el concejo municipal, en otros casos, la junta administrativa de cada empresa determinaba la tarifa. El gobierno de Alfonso López-Pumarejo intentó cambiar la situación anterior, emitiendo la Ley 109 de 1936 para que las tarifas eléctricas fueran aprobadas bajo los mismos criterios en todas las empresas de servicios públicos. Finalmente, la Fig. 1 resume la trayectoria legislativa del sector eléctrico colombiano desde 1913 hasta 1935.

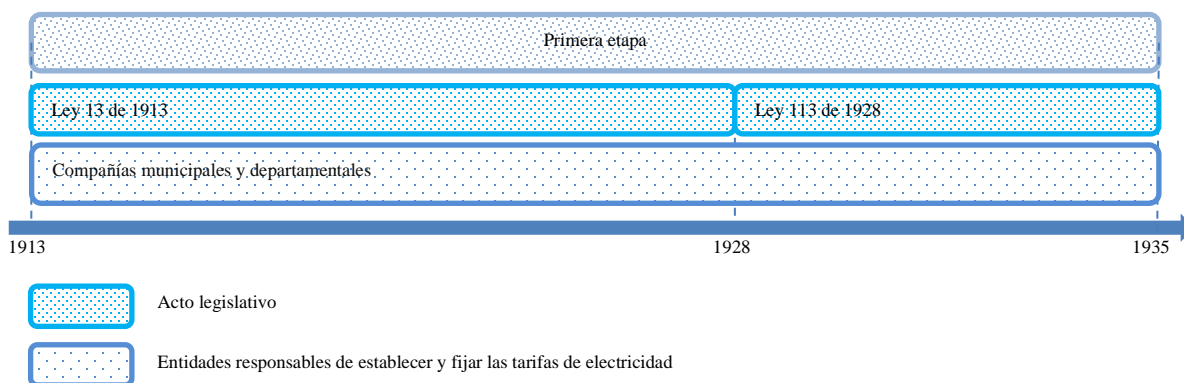


Fig. 1 Trayectoria legislativa entre 1913 y 1935

1.2.2 Intento de regulación de las tarifas de electricidad por el gobierno central (1936-1967): monopolios regionales regulados

Durante esta etapa, el gobierno nacional hizo el primer intento de regular la tarifa eléctrica de las empresas de servicios públicos locales, tema no considerado en la Ley 113 de 1928. Por lo tanto, esta etapa comenzó con la emisión de la Ley 109 de 1936, que estableció que *"las tarifas estarán sujetas a la aprobación del Gobierno y no podrán aplicarse sin su autorización. Esta aprobación tendrá la intención de garantizar que en ningún caso tales las compañías puedan imponer condiciones y cobrar tarifas que excedan los límites justos de conveniencia colectiva y moral comercial"* (Congreso de la República de Colombia, 1936).

La Ley causó molestias en la *American and Foreign Power Company* que demandó al Estado para declarar inconstitucional la ley; sin embargo, el sistema judicial aprobó la legislación. No obstante, debido a la intervención del gobierno de EE. UU., la compañía extranjera logró que el gobierno de Eduardo Santos-Montejo emitiera un decreto exclusivo para ésta con mejores condiciones que las de que tenían las compañías locales. Esta situación permitió a la empresa cobrar la tarifa que considerara adecuada. Para el caso de la compañía de Bogotá, la Ley 109 causó conflictos entre los gobiernos locales y nacionales sobre el control de la tarifa eléctrica. Lo anterior muestra que la intervención del gobierno nacional desencadenó disputas entre funcionarios del gobierno y los inversionistas privados para tomar el control de la empresa. Como resultado, las tarifas de electricidad se vieron afectadas de acuerdo con el interés personal de ellos (De La Pedraja-Tomán, 1993).

El Decreto Reglamentario 1606 de 1937, emitido para regular la Ley 109, clasificó a las empresas de servicios públicos en dos grupos, los ubicadas en municipios con una población menor a 10.000 residentes y aquellas en áreas con una población mayor a 10.000 residentes. Las del primer grupo tenían que justificar la tarifa eléctrica establecida, especificando la tensión de generación, transmisión y distribución, la capacidad instalada, la frecuencia, el número de fases y el porcentaje de fluctuación de tensión permitido en las redes de distribución. Para el segundo grupo de empresas, los factores que determinaron la tarifa eléctrica fueron el capital invertido, los ingresos brutos, los costos de mantenimiento y operación, el pago de intereses, el reembolso del capital, los impuestos y la depreciación de los activos. Por otro lado, las empresas del segundo grupo debían clasificar a sus usuarios, teniendo en cuenta la curva de carga diaria (Congreso de la República de Colombia, 1937). La clasificación de las empresas de servicios públicos y las normas diferenciadas para el establecimiento de la tarifa eléctrica fue el primer intento del Estado de regular las empresas del sector eléctrico.

Debido a que el Ministerio de Economía Nacional (MEN) consideró insuficiente la regulación anterior, y el gobierno nacional cuestionó la capacidad financiera de los inversionistas privados para la expansión de la capacidad instalada, el Congreso Nacional emitió la Ley 126 de 1938. La Ley anterior decretó el suministro de energía eléctrica como un servicio público fundamental donde la Nación, el departamento y los municipios cooperaron para establecer, desarrollar y financiar el

sector eléctrico, a través de fondos destinados a proyectos de electrificación. Además, la Ley declaró interés público que el Estado comprara las compañías de generación y distribución de energía eléctrica existentes. Este nuevo marco legal alentó la intervención gubernamental en materia de provisión de servicios públicos, iniciando el proceso de nacionalización del sector eléctrico (Congreso de la República de Colombia, 1938).

Para regular e institucionalizar la Ley, el gobierno de Santos-Montejo emitió el Decreto Reglamentario 354 de 1939 con el objetivo de fortalecer el aspecto institucional que crea el Departamento de Servicios Públicos (DSP), asociado al MEN. El objetivo principal de esta entidad era organizar y centralizar en un órgano administrativo el establecimiento de los precios de la electricidad a nivel nacional para los clientes residenciales y controlar las actividades económicas de las empresas (Congreso de la República de Colombia, 1939). A partir de ese momento, el DSP fue responsable de supervisar la actividad comercial de las empresas que prestan los servicios de electricidad.

Sin embargo, la función del DSP de establecer las tarifas era inútil debido a las presiones de los políticos locales, y a que el presupuesto anual aprobado por el Congreso Nacional era insuficiente e irregular para cumplir con ésta y otras funciones asignadas. Además, el método de distribución de recursos financieros no fue eficiente porque se limitó a la compra de pequeños generadores de diésel o gasolina en muchos pueblos y ciudades pequeñas. Como resultado, el DSP no causó un efecto tangible en la electrificación del país, debido a que los fondos se gastaron en la creación de empresas de servicios públicos regionales que tenían un alcance limitado en el suministro de la demanda de electricidad. Por lo tanto, el Gobierno buscó construir grandes proyectos hidroeléctricos que satisficieran la demanda de electricidad de varias regiones. No obstante, en ese momento, la fuerza laboral no estaba calificada para emprender proyectos de esa magnitud. Finalmente, el plan de acción implementado por el DSP pospuso la compra de las compañías de energía eléctrica más grandes, limitando la consolidación de un modelo de economías de escala en el sector y el proceso de nacionalización (De La Pedraja-Tomán, 1993). Lo anterior impulsó la promulgación de una nueva ley para resolver los problemas enfrentados.

La Ley 80 de 1946 creó el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (Electraguas) como una entidad autónoma, responsable de aprobar las tarifas y normas de electricidad presentadas por las empresas de servicios públicos, para controlar el poder de los monopolios regionales. Además, Electraguas se encargó de continuar la expansión del suministro eléctrico utilizando fondos públicos dando continuación al proceso de nacionalización del sector eléctrico (Congreso de la República de Colombia, 1946). Para cumplir con el objetivo del gobierno nacional era necesario establecer un plan de acción para la expansión del sector eléctrico; sin embargo, la nueva entidad no pudo formular una estrategia a largo plazo. Debido a que Electraguas no tenía las capacidades técnicas y de ingeniería para enfrentar los desafíos de formular una estrategia a largo plazo. Además, el aspecto financiero era una barrera para emprender proyectos, porque la

entidad no tenía suficientes recursos debido a que la prioridad era la ejecución de proyectos de riego y control de inundaciones (De La Pedraja-Tomán, 1993).

Desde 1950, el economista Lauchlin Currie dirigió una misión auspiciada por el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento con el fin de diseñar un “*Programa Integral de Fomento para Colombia*”; en el cual, se diagnosticaron los principales problemas que tenía el país en materia energética y se propuso un plan de acción para solventarlos (Currie, 1951). Lamentablemente, no existió la voluntad política de los gobiernos para aplicarlo; sin embargo, en 1954, se formuló el primer Plan Nacional de Electrificación como una guía para implementar la iniciativa de nacionalización. Este plan proyectaba la expansión de la capacidad instalada entre 1955 a 1970, y la interconexión eléctrica de las compañías regionales de energía eléctrica. Para lograr el primer objetivo, Electraguas creó dieciséis empresas de servicios públicos departamentales⁵ desde 1955 hasta 1958. Para el segundo objetivo se creó el Consejo Nacional de Planificación Económica en 1952 y la Misión Técnica Eléctrica en 1954. Sin embargo, este objetivo no se llevó a cabo porque, las compañías regionales obstruyeron este proceso, argumentando la pérdida de su autonomía (Cuervo, 1992; De La Pedraja-Tomán, 1993; Sandoval, 2004).

Posteriormente, para establecer un marco regulatorio institucional robusto que resolviera los problemas relacionados con el esquema de gestión de los servicios públicos, el gobierno nacional emitió la Ley 19 de 1958. Esta Ley fue una reforma administrativa para alinear a las organizaciones estatales a cargo de la gestión económica y la planificación (Congreso de la República de Colombia, 1958). El Decreto Reglamentario 1653 de 1960 regulaba esta Ley que, entre otros aspectos, creó la Superintendencia de Regulación Económica (SRE). La SRE fue responsable de supervisar el estudio y aprobar, con criterios económicos y técnicos, las tarifas y regulaciones de servicios públicos como electricidad, acueducto, alcantarillado y similares, y las tarifas de espectáculos públicos, cines y hoteles (Congreso de la República de Colombia, 1960). Además, la función del SRE era intervenir en los estudios de costos y regular los precios de la canasta básica de alimentos.

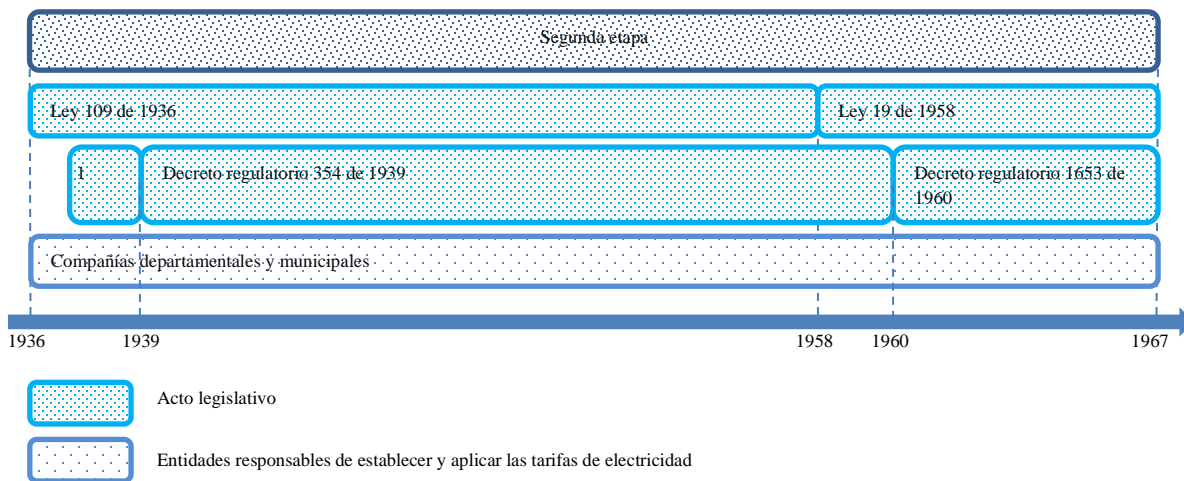
Durante un período de dos años, entre la emisión de la Ley 59 y su regulación con el Decreto 1653, las compañías continuaron estableciendo las tarifas y sus ajustes. Este fue el caso de la EEB que determinó el aumento de COP 1,37⁶ por mes en una residencia de tamaño mediano con un consumo bimensual de 189 kWh en 1959, esto significó que la factura de electricidad pasó de COP 13,25 a COP 16 (Rodríguez-Gómez et al., 2000a). Una vez que entró en vigor el decreto regulatorio que creó la SRE, la tarifa fue aprobada por la entidad nacional, generando inconformidad en las compañías que hablaron con el presidente de la República para exponer lo que consideraban "el problema de las tarifas". A pesar del esfuerzo realizado para regular las tarifas de los servicios

⁵ Electrohuila (Huila), CHEC (Caldas), Hilebrija (Santander), Centrales Eléctricas del Norte de Santander (Norte de Santander), Electrobol (Bolívar), Electrotolima (Tolima), Electroboyacá (Boyacá), Cedelca (Caribbean Coast), Cedenar (Nariño), Electrosincelejo (Sucre), Electranta (Atlántico), Electromag (Magdalena), ElectroCórdoba (Córdoba), ElectroCund (Cundinamarca), Electrochocó (Chocó) y Electroantioquia (Antioquia).

⁶ En 1949 el precio promedio del dólar fue de COP 6,40

públicos, el hecho de que una sola organización fuera la delegada de supervisar todas estas actividades económicas permitió que las compañías de electricidad continuaran estableciendo independientemente las tarifas.

Finalmente, durante esta etapa, el gobierno nacional intentó regular el sector eléctrico para expandir la capacidad instalada y unificar la propiedad de las empresas de servicios públicos. Además, el Gobierno establecer una metodología única para fijar la tarifa eléctrica. Sin embargo, no logró estos objetivos porque hubo una fuerte oposición de las compañías regionales dominantes que fueron apoyadas por los políticos locales. Asimismo, el presupuesto asignado al DSP y posteriormente a Electraguas para llevar a cabo la electrificación nacional no fue suficiente para lograr los objetivos de cobertura. Por lo tanto, la falta de una metodología efectiva de distribución de recursos financieros, una planificación a largo plazo del sector y la inestabilidad regulatoria vinculada a las políticas gubernamentales, permitieron que las empresas de servicios públicos siguieran estableciendo las tarifas de electricidad. La Fig. 2 resume la trayectoria legislativa de esta etapa y muestra las entidades responsables de establecer, aplicar e implementar las tarifas de electricidad. Durante la siguiente etapa, se realizan las reformas necesarias para crear las condiciones que permitan una interconexión eléctrica entre las compañías regionales y, como consecuencia, la creación de una tarifa unificada.



¹ Decreto regulatorio 1606 de 1937

Fig. 2 Trayectoria legislativa entre 1936 y 1967

1.2.3 Junta Nacional de Tarifa de servicios públicos (1968-1993): monopolio nacional regulado

Durante esta etapa, el Gobierno emitió nueve decretos regulatorios y tres resoluciones que crean y modifican entidades nacionales y regionales siguiendo los lineamientos de la Ley 19 de 1958 de consolidación de un sistema de potencia nacional y la reforma constitucional que buscaba la

modernización de la administración pública y la redistribución de funciones de las autoridades públicas (Superintendencia de Industria y Comercio, 2010).

La reforma constitucional de 1968 del gobierno de Lleras-Restrepo junto con los cambios administrativos analizados al final de la Sección 2.2 condujeron a la emisión del Decreto Reglamentario 2562 de 1968. El decreto anterior transformó el SRE en la Superintendencia Nacional de Precios (SNP), como filial del Ministerio de Desarrollo, luego transformado en el Ministerio de Desarrollo Económico. A la nueva entidad se le asignaron, provisionalmente, las funciones de controlar los precios de bienes y servicios clasificados como esenciales, mientras que el Gobierno concluía un estudio para determinar el papel de una entidad específica en la evaluación y el establecimiento de las tarifas de los servicios públicos (Congreso de la República de Colombia, 1968a). El Gobierno, hasta ahora, solo supervisaba la actividad económica de las empresas de servicios públicos sin regular la forma en que estas transferían los costos de electricidad a los usuarios.

Como resultado, el Gobierno emitió el Decreto Regulatorio 3069 de 1968 que creó la Junta Nacional de Tarifas (JNT), dependiente del Departamento de Planificación Nacional con las siguientes funciones:

- Controlar y supervisor las tarifas de los servicios públicos
- Asesorar al gobierno nacional en la unificación de los criterios para el establecimiento de las tarifas de los servicios públicos
- Determinar los términos y la información que los municipios debían comunicar a las entidades referente al ajuste de las tarifas
- Determinar el gasto operativo justificable para cada servicio público y sugerir acciones para mantener el equilibrio financiero de los municipios que prestan el servicio de electricidad. Porque hasta ese momento, las compañías de servicios públicos establecieron la tarifa, lo que causó distorsión y una amplia dispersión de los niveles de tarifas (Lobo, Tamayo, Pino, & Valencia, 1990).

Además, el Gobierno estableció como criterios elementales para establecer las tarifas los siguiente: producción eficiente, rentabilidad, equilibrio financiero, eficiencia administrativa y capacidad económica. Sin embargo, esta orden dejó a las empresas decidir si aplicar estos criterios o no; en otras palabras, las empresas continuaron controlando las tarifas (Congreso de la República de Colombia, 1968b).

Por otro lado, para consolidar un sistema de potencia nacional, el Gobierno fomentó la interconexión eléctrica entre las empresas regionales dominantes. El Banco Mundial, la Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC), la Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá (CHIDRA), la EEB, las Empresas Públicas de Medellín (EPM), Electraguas y la CHEC apoyaron y financiaron la construcción de la red de transmisión de 230 kV y 576 km. Administrativamente, el administrador del nuevo sistema de energía era Interconexiones Eléctricas S.A. (ISA), una nueva

compañía que se encargaría de la construcción, mantenimiento y administración de la red de transmisión de alto voltaje.

Seis años más tarde, el Decreto Reglamentario 201 de 1974 dio a la JNT las herramientas necesarias para formular un procedimiento único para establecer las tarifas a nivel nacional. El mismo Decreto transformó el SNP en la Superintendencia Nacional de Producción y Precios (SNPP) responsable del diseño y aplicación de la política tarifaria (Congreso de la República de Colombia, 1974). Las medidas adoptadas fueron el punto de partida en la regulación de precios de los servicios públicos, empoderando a la JNT con los mecanismos para establecer las tarifas de electricidad a nivel nacional de manera obligatoria para todas las empresas de servicios públicos. Para unificar el marco legal de la tarifa de servicios públicos, el gobierno de Alfonso López-Michelsen con el Decreto Regulatorio 149 de 1976 consolidó a la JNT como la única entidad del Estado responsable de establecer, ejecutar y supervisar las tarifas de servicios públicos a nivel nacional (Congreso de la República de Colombia, 1974). A pesar de estas dos regulaciones emitidas, la JNT no pudo homogeneizar las tarifas a nivel nacional, y fueron las compañías regionales las que continuaron estableciendo estas, como se muestra en la Fig. 3.

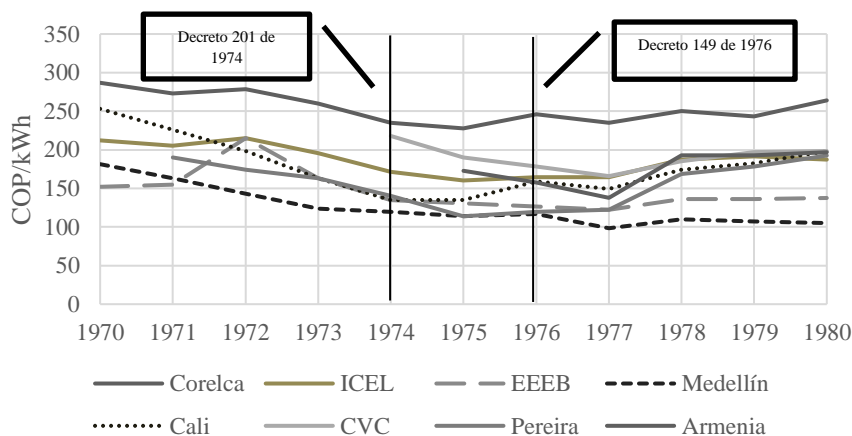


Fig. 3 Evolución de las tarifas de electricidad promedio en COP constantes del 2018

Fuente: basado en DNP (Departamento Nacional de Planeación, 1981).

La Ley 14 de 1983 prohibió el uso del avalúo catastral como base para establecer las tarifas de los servicios públicos (Congreso de la República de Colombia, 1983). Por lo tanto, el Gobierno promulgó el Decreto Reglamentario 2545 de 1984 que actualizó los Decretos 3069 de 1968 y 149 de 1976. Este creó una estructura única de tarifas eléctricas válida en todo el territorio colombiano; además, introdujo los conceptos de estratificación socioeconómica y cargos fijos (Congreso de la República de Colombia, 1984). Debido a que las personas con ingresos más bajos podían pagar lo mismo que aquellas con ingresos más altos, esto significaba que las personas en el primer grupo tenían que dedicar un mayor porcentaje de sus ingresos al pago del servicio de electricidad (Cabra, 2008a)(Cabra, 2008b). Por lo tanto, con el nuevo sistema, el Gobierno buscó que la tarifa mensual

tuviera un cargo mensual básico independiente del consumo y determinado por los estratos socioeconómicos⁷. La medida fue la primera política social introducida en el sector eléctrico que favorecía a las personas con menores ingresos (Azucero-Zúñiga, González-León, & Gutiérrez-Botero, 2012).

Además, el Decreto Regulatorio 2545 de 1984 clasificó a los usuarios en clientes residenciales y no residenciales, y determinó tarifas diferenciadas para cada uno. Para los primeros, los estratos socioeconómicos y la clasificación del consumo fueron los parámetros tenidos en cuenta para establecer la tarifa. Además, cuando aumentaba el consumo de energía, la tarifa de cada kWh también aumenta para alentar el ahorro de energía (Congreso de la República de Colombia, 1984). Para esto, el Decreto estableció seis estratos socioeconómicos y cinco rangos de consumo; Pero esta tarifa, según algunos analistas, no funcionó para Colombia, ya que, por ejemplo, en Bogotá, el 35 % de la población económicamente activa vivían como inquilinos en residencial multifamiliares. Como resultado, el medidor de electricidad media el consumo de varios usuarios haciendo que el precio del kWh fuera más alto que el correspondiente a sus niveles de ingresos (Grupo Editorial Semana, 1983).

La falta de asertividad en la regulación generó un aumento en la factura de electricidad en un 3,5 % mensual, lo que significó un aumento del 47 % en un año. Esto provocó la inconformidad en la población y llevó a la JNT a estudiar la aplicabilidad del Decreto Regulatorio 2545th de 1984. Como resultado, la misma entidad promulgó la Resolución JNT 086th de 1986, introduciendo la metodología de Costo Incremental a Largo Plazo (CILP)⁸, como marco para el establecimiento de las tarifas de los servicios públicos. Esta resolución estableció tres objetivos principales:

- Establecer cinco bloques de consumo para los usuarios residenciales con tarifas incrementales.
- Fijar metas, como porcentaje del CILP, para cada bloque de consumo y para los consumos no residenciales.
- Unificar los cargos fijos a nivel nacional, diferenciados por estratos socioeconómicos, convirtiéndolo en el instrumento más importante de subsidios cruzados (Junta Nacional de Tarifas, 1986).

⁷ Hasta 1990 cada empresa de servicios públicos era responsable de la estratificación de sus usuarios finales; por lo tanto, cada una seguía diferentes criterios y metodologías, haciendo imposible comparar los estratos de diferentes regiones (Departamento Administrativo Nacional de Estadística, 2019).

⁸ El LRIC es el cociente del valor presente de los aumentos en el costo total requerido para satisfacer la demanda, la suma de los costos de inversión más los costos de administración, operación y mantenimiento de los sistemas de generación, transmisión y distribución y el valor presente de los aumentos correspondientes en la demanda. En otras palabras, dada una compañía que ofrece diferentes productos o servicios, el costo incremental es el cambio determinado por el aumento en el suministro (entrega) de un producto o servicio dado, incluidos todos los costos directos e indirectamente atribuibles a ese cambio o aumento, que implica también considerar las indivisibilidades propias de ese aumento. El costo incremental incluye un rendimiento razonable del capital invertido y se calcula a largo plazo, es decir, por un período discreto (Klein, 2007)

La Tabla 1 muestra la estructura tarifaria basada en las metas respecto al CILP de cada bloque de consumo.

Tabla 1 Participación de CILP por bloque de consumo

Residencial	Bloque de consumo	Rango de consumo (kWh/mes * usuario)	Metas del CILP (%)
	Consumo de subsistencia con sustituto energético	0 - 100	20 - 30
	Consumo de subsistencia sin sustituto energético	0 - 200	
	Consumo básico	201 - 400	50 - 80
	Consumo intermedio	401 - 800	90 - 125
	Consumo superior	Mayor a 801	100 - 125

Fuente: JNT Resolución 086 de 1986 (Junta Nacional de Tarifas, 1986).

Es importante señalar que esta Resolución introdujo el concepto de consumo de subsistencia en aras de concebir el acceso a la electricidad como un derecho fundamental y no como un producto de consumo (Vélez-Álvarez et al., 2011). Además, el Gobierno adoptó un sistema de subsidios para los usuarios con menor consumo, que comúnmente coinciden con los ingresos más bajos, de modo que estos asumían entre el 20% y el 80% del CILP de la tarifa eléctrica, mientras que los usuarios con el mayor consumo debían pagar hasta un 25 % adicional del CILP. A pesar de estas medidas no se logró aplicar una metodología estándar para calcular las tarifas que reflejara los costos económicos del sector, por el contrario, las tarifas fueron usadas con fines electorales ya que subir los precios de la electricidad implicaba tener menos popularidad en las regiones y disminuir votos (De La Pedraja-Tomán, 1993)

Lo anterior fue uno de los factores que desencadenó el conflicto entre el gobierno colombiano y el Banco Mundial. Además, según Trevor Byer, consultor de energía para el Departamento de Desarrollo Económico del Banco Mundial, este choque se originó por la baja o nula elevación de las tarifas entre 1970 y 1987, que según la entidad internacional alcanzó el 1 % anual. Esto se debió al congelamiento de las tarifas con fines electorales en los gobiernos de Misael Pastrana-Borrero, Alfonso López-Michelsen y parte de Julio César Turbay-Ayala. Atribuyeron a esta situación la devaluación de la moneda de 1985. En términos textuales de Byer, "la JNT comenzó un largo proceso de reducción del estado virtual de anarquía que había prevalecido en las tarifas eléctricas en Colombia" (Comisión Nacional de Energía, 1991a). Como consecuencia la JNT enfrentó un déficit presupuestario masivo que fue el preámbulo para la llamada "crisis económica del sector eléctrico" a mediados de la década de 1980 (The World Bank, 1990).

Los problemas financieros, asociados con la politización del sector eléctrico y las tendencias macroeconómicas de la región, llevaron a la emisión de la Ley 51 de 1989 que creó la Comisión Nacional de Energía (CNE) y a la capitalización de las empresas de servicios públicos a través de la Financiera Energética Nacional (FEN) creada con la Ley 11 de 1982. La CNE fue creada para organizar y regular el uso racional e integral de las diferentes fuentes de energía, de acuerdo con los requisitos del país y sus funciones específicas con el subsector de energía eléctrica fueron:

- Aprobar los planes, programas y proyectos para la generación y transmisión del sistema eléctrico interconectado.
- Coordinar programas de generación de energía en áreas no interconectadas, y
- Recomendar criterios a la JNT para la determinación de las tarifas del servicio de energía eléctrica en todo el país (Congreso de la República de Colombia, 1989).

El FEN fue creado para fundar programas o proyectos en el sector eléctrico debido a que los servicios públicos no podían pagar sus deudas; Esta entidad tenía las siguientes funciones:

- Otorgar créditos a las empresas del sector eléctrico para la financiación de sus programas de inversión.
- Captar ahorro interno mediante la emisión de títulos y suscripción de otros documentos y celebrar contratos de crédito interno, los cuales sólo requerirán para su celebración y validez, de la autorización de la Junta Directiva y del previo concepto favorable de la Junta Monetaria sobre sus condiciones financieras, no quedando así sujetas al trámite de autorizaciones de crédito para la celebración de sus operaciones;
- Celebrar operaciones de crédito externo, previo el cumplimiento de las disposiciones que regulan este tipo de endeudamiento para las entidades de derecho público.
- Administrar directamente las emisiones de títulos o celebrar los contratos de fideicomiso, garantía, agencia o pago a que hubiere lugar (Congreso de la República de Colombia, 1982).

El Decreto Regulatorio 1555 de 1990 y la Resolución JNT 090 de 1990 respectivamente reemplazaron el Decreto Regulatorio 2545 de 1984 y la Resolución JNT 086 de 1986 respectivamente. Los dos primeros establecidos:

- Los niveles tarifarios se establecieron en función de la estructura económica de costos del sector eléctrico, calculada utilizando la metodología CILP, que fue calculada por ISA y aprobada por el JNT.
- Las clasificaciones para los consumidores fueron residencial y no residencial. Los primeros tenían seis estratos socioeconómicos y cuatro categorías o bloques de consumo, que estaban sujetos a un aumento de las tarifas, mientras que, para los segundos, no hubo diferenciación por bloques de consumo.
- Los rangos de consumo para el sector residencial fueron los siguientes: subsistencia hasta 200 kWh/mes cuando no hay posibilidad de sustituto energético y hasta 100 kWh/mes cuando existe sustituto energético, básico entre 201 y 400 kWh/mes, intermedio entre 401 y 600 kWh/mes y superior para consumos mayores a 600 kWh/mes (Congreso de la República de Colombia, 1990; Junta Nacional de Tarifas, 1990).

El principal cambio del nuevo marco legal con respecto a la Resolución 086 fue que, desde ese momento, el estrato socioeconómico determina tanto los cargos fijos como los rangos de consumo. En otras palabras, el estrato socioeconómico se convirtió en el parámetro principal para definir las tarifas eléctricas. Además, el Decreto 1555 de 1990 estableció cuatro rangos de consumo para cada estrato socioeconómico basado en el CILP. Asimismo, para cada rango de consumo se establecieron

nuevas metas del CILP. En consecuencia, para cada empresa, se estableció un programa de ajuste para superar los retrasos entre las tarifas actuales y las nuevas metas. La Tabla 2 muestra la estructura de tarifas en 1990, los rangos de consumo residencial y las metas tarifarias como porcentaje del CILP.

Tabla 2 Estructura tarifaria unificada de 1990

Porcentaje de CILP		Rangos de consumo			
		Subsistencia	Básico	Intermedio	Superior
		hasta 200 kWh/mes	entre 201 y 400 kWh/mes	entre 401 y 600 kWh/mes	Mayor a 600 kWh/mes
Residencial (socioeconomic strata)	Bajo – bajo	20%	70%	110%	125%
	Bajo	30%	70%	110%	125%
	Medio – bajo	40%	80%	110%	125%
	Medio	50%	80%	110%	125%
	Medio – alto	60%	90%	110%	125%
	Alto	70%	90%	110%	125%

Fuente: JNT Resolución 090 de 1990 (Junta Nacional de Tarifas, 1990).

En el proceso de unificación de las tarifas eléctricas, la JNT alcanzó su límite de capacidad institucional. La JNT emitió resoluciones que no pudieron aplicarse debido a que su capacidad de control solo llegó a algunas ciudades. Lo anterior, principalmente, porque, por un lado, la JNT no tenía la infraestructura para realizar esas funciones ya que a finales de 1990 la secretaría ejecutiva de la JNT no tenía más de siete u ocho oficiales de apoyo, y por otro lado, el presupuesto asignado no era suficiente para cumplir con todas sus funciones. Debido a esto la JNT fue suprimida, hecho que se sumaría a una situación de transformación política enfrentada en el país debido a la preparación y posterior emisión de la Constitución Política de 1991 y las reformas estructurales en el sector eléctrico (Wiesner-Durán, 1992).

Dado que la CRE no tenía las capacidades técnicas o administrativas para regular las tarifas del sector eléctrico, la JNT continuaría emitiendo resoluciones de transición durante la llamada “*crisis del sector eléctrico*”. Es por eso que el JNT publicó la Resolución 070 de 1993 que reemplazó la Resolución JNT 090 de 1990 para promover el ahorro de energía, obtener recursos financieros para llevar a cabo planes de expansión y alcanzar las metas tarifarias del 100% del CILP hasta 1997 (Junta Nacional de Tarifas, 1993). La Fig. 4 resume la trayectoria legislativa de esta etapa y muestra las entidades responsables de establecer, aplicar e implementar tarifas de electricidad.

Como conclusión, durante esta etapa, el gobierno nacional participó en la regulación de la tarifa eléctrica en 1974 siguiendo el objetivo de lograr un sector eléctrico nacionalizado. Aunque lamentablemente a medida que el Estado tenía mayor injerencia el sector, este se convertía en una herramienta para obtener beneficios políticos. Por otra parte, las entidades creadas para lograr los objetivos del Estado con el sector eléctrico no pudieron controlar, supervisar y establecer tarifas que reflejaran los costos económicos del sector para todo el país. Esta situación, sumada a los

cambios políticos a principios de la década de 1980, desencadenó cambios que impulsaron la idea de realizar una reforma estructural del sector eléctrico.

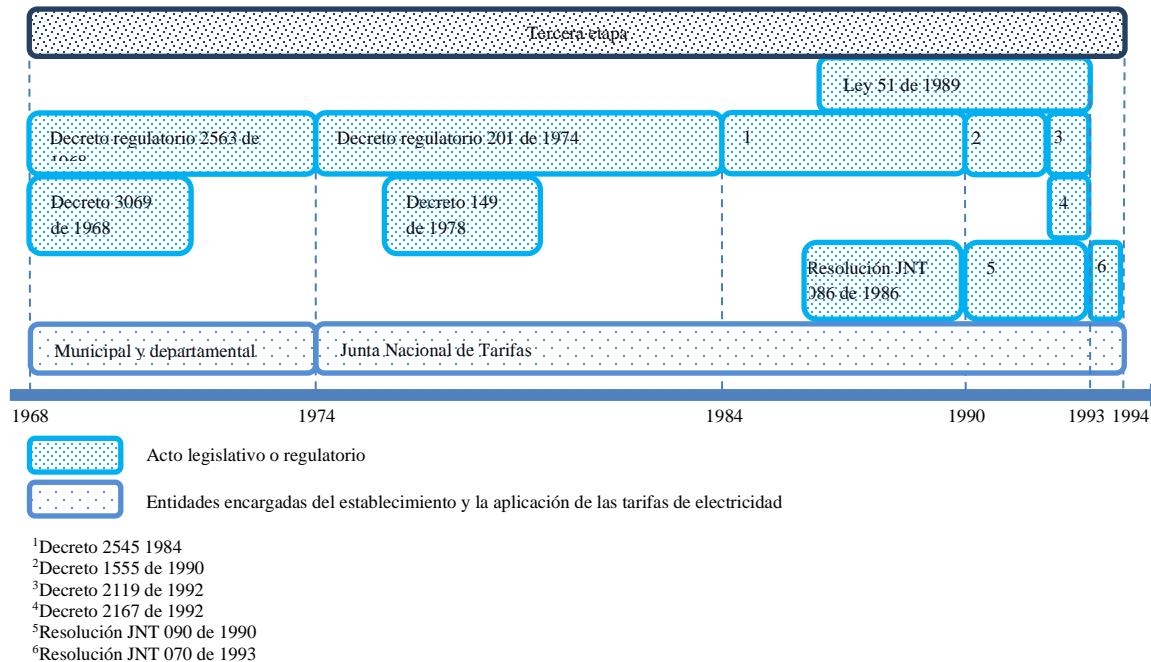


Fig. 4 Trayectoria legislativa entre 1967 y 1993

Finalmente, la Fig. 5 sintetiza los cambios estructurales de las tarifas en el sector eléctrico colombiano analizados en esta sección desde 1913 hasta 1994. En la etapa uno, es esencial resaltar que el suministro de electricidad en Colombia comenzó como iniciativas locales, tanto gubernamentales como privadas; por lo tanto, no hubo un desarrollo homogéneo en el suministro de electricidad a través del país, la misma situación ocurrió con las tarifas de electricidad. En la segunda etapa, para superar los problemas que enfrentaba el sector eléctrico, en relación con el suministro de electricidad y las tarifas eléctricas, entre otros asuntos, el gobierno nacional comenzó su intervención siguiendo una política de nacionalización del sector eléctrico. Durante el comienzo de la tercera etapa, el Gobierno siguió la política del período anterior, es decir, continuó el proceso de nacionalización. Sin embargo, a fines de los años ochenta y principios de los noventa, los cambios en la política económica del Estado relacionados con el sector eléctrico junto con otras causas, presentadas en la Sección 3, motivaron la reforma del sector eléctrico.

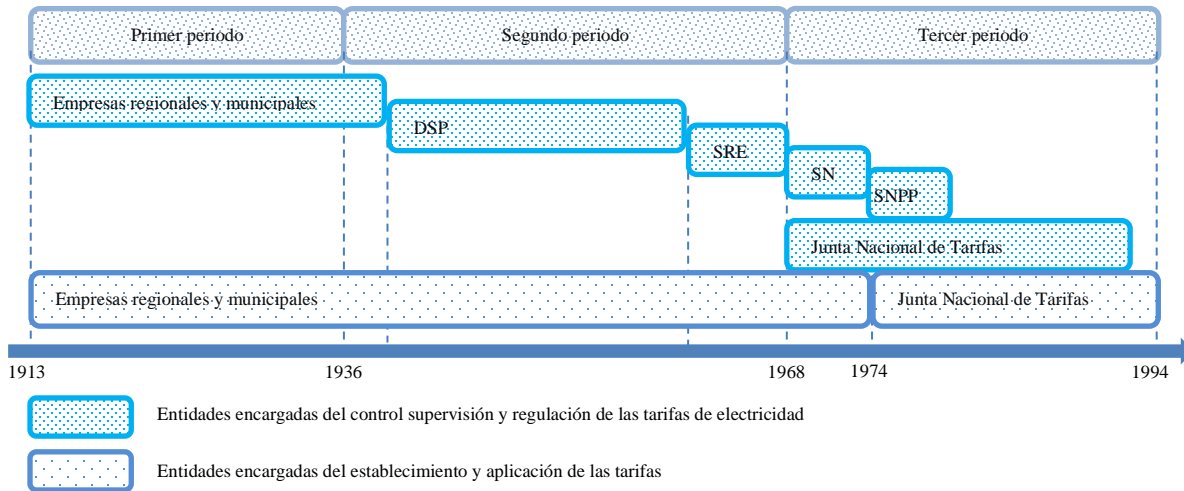


Fig. 5 Evolución institucional de las tarifas de electricidad en Colombia desde 1913 hasta 1994

1.3 Causas de la reforma del mercado eléctrico de 1994

El período entre 1990 y 1994 fue decisivo para redefinir el sector eléctrico colombiano; varios eventos económicos, políticos y técnicos convergieron en la reforma del mercado eléctrico de 1994; los autores los denominan las causas. La primera cubre el proceso de apertura económica, justificado por la crisis de la deuda, dirigido por el presidente César Gaviria (1990-1994). La segunda causa se refiere a los cambios políticos consolidados en la Constitución de 1991. Y Finalmente, la tercera causa analizada está dada por los argumentos técnicos expuestos sobre el sector en el periodo de racionamiento eléctrico en 1992 (Moreno, 2016a, 2016b). La Fig. 6 muestra la estructura de las causas de la reforma del mercado eléctrico de 1994.

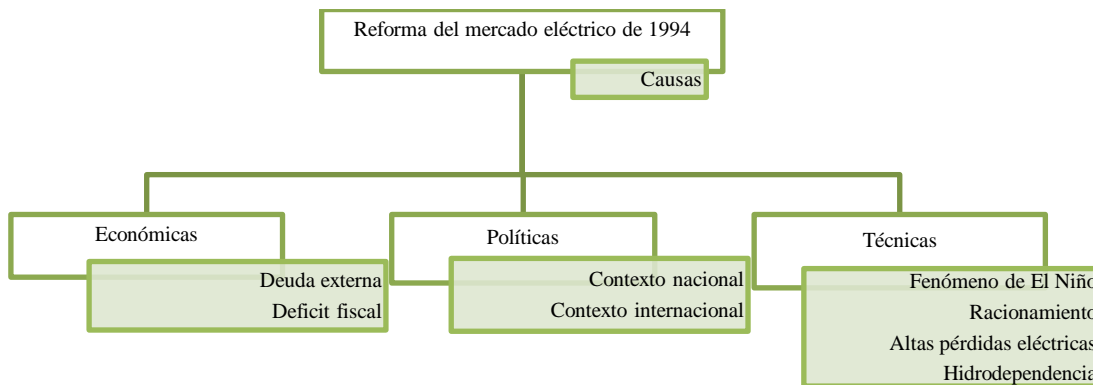


Fig. 6 Estructura de las causas de la reforma

1.3.1 Causas económicas

Durante la década de los ochenta, la crisis de la deuda estalló en los países latinoamericanos como resultado de las acciones llevadas a cabo durante la década anterior y principios de los ochenta. Impulsados por los precios de los hidrocarburos durante la década de 1970 y la disponibilidad y los costos del financiamiento externo a través de préstamos bancarios, los países latinoamericanos, especialmente los exportadores de hidrocarburos aumentaron su gasto. Sin embargo, la región no pudo continuar cumpliendo con los compromisos de pago externos por tres razones principales.

La primera fue el aumento insostenible de la deuda externa que en el caso de Colombia alcanzó un aumento del 107,9 %, como se muestra en la Tabla 3, la situación empeoró debido a que el peso colombiano tuvo una devaluación promedio anual del 18,56 % frente al dólar estadounidense durante aproximadamente veinte años hasta 1990. La segunda fue la liberalización de la cuenta de capital y el sistema financiero en un contexto de profundas fallas regulatorias y supervisión, como lo demuestra el crecimiento de la deuda externa privada, que en Colombia representó el 57,6 %. De igual modo, las empresas de electricidad aumentaron sus niveles de endeudamiento, alcanzando el 55 % de sus activos por lo que se consideró que la deuda era imposible de pagar (Méndez-Ávila, 2014).

Tabla 3 Deuda externa a final de cada año desde 1975-1980 en millones de dólares

	Public external debt ⁹		Deuda externa privada		Deuda externa total		Porcentaje de cambio de la deuda externa total	Porcentaje de contribución al incremento de la deuda externa	
	1975	1980	1975	1980	1975	1980	1975-1980	Public	Private
Colombia	2.348	3.980	1.224	3.438	3.572	3.572	107,7	42,4	57,6

Fuente: basado en la CEPAL (Ocampo, Stallings, Bustillo, Velloso, & Frenkel, 2014).

⁹ La deuda pública desembolsada está constituida por todas las obligaciones efectivamente contraídas o garantizadas por entidades públicas, pagaderas a no residentes, en moneda extranjera, con un plazo de vencimiento extendido original superior a un año.

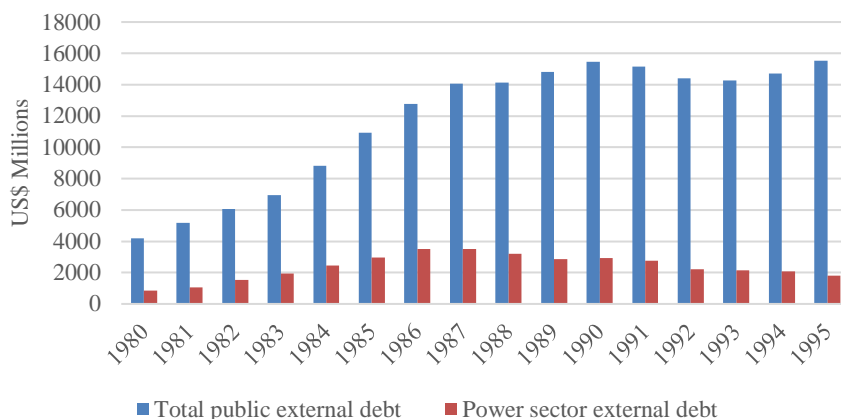


Fig. 7 Deuda externa del sector eléctrico y deuda externa total 1980-1995

Fuente: basado en Banco de la Republica de Colombia (Banco de la República de Colombia, 2019).

El tercero fue el aumento progresivo de las tasas de interés internacionales desde 1978, adoptado como medida de control por la Reserva Federal de los Estados Unidos, y una reducción de 17,1 años en el período de amortización entre 1970 y 1977 (Méndez-Ávila, 2014; Ocampo et al., 2014).

En términos generales, el Estado asumió las deudas de algunas empresas de servicios públicos a través de la Financiera Eléctrica Nacional adquiriendo una alta participación de activos en el sector eléctrico. Al mismo tiempo, en América Latina estalló la crisis de la deuda y, por lo tanto, las entidades de crédito multilaterales emitieron pautas basadas en la teoría económica neoliberal, cuyo principio es la reducción de la intervención del Estado en las actividades productivas. Estas dos situaciones facilitaron que el gobierno nacional realizara las reformas políticas para crear una base de mercado nacional de electricidad en la competencia y para transformar el Estado en una entidad reguladora. Como resultado, al Estado se le facilitó el camino para vender activos en el sector eléctrico que no estaba interesado en sostener y lo privatizó (Méndez-Ávila, 2014).

1.3.2 Causas políticas

El Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial, principalmente, promovieron el Consenso de Washington, formulado por el economista John Williamson en 1989. Este documento dio una serie de recomendaciones para guiar a los gobiernos de los países latinoamericanos y las organizaciones internacionales en el diseño de políticas económicas para superar la crisis de la deuda e impulsar el desarrollo económico (Martínez-Rangel & Reyes-Garmendia, 2012).

A lo largo de la década de 1990, este conjunto de recomendaciones de políticas para el desarrollo se convirtió en un programa general, que muchos consideraron como la "receta neoliberal" para superar el subdesarrollo. Algunas de las recomendaciones para reformas estructurales fueron: i) liberalizar el comercio y su orientación hacia el exterior, eliminando cualquier barrera arancelaria

y no arancelaria, ii) privatizar las empresas públicas, iii) desregular las actividades económicas (Martínez-Álvarez, 2014; Martínez-Rangel & Reyes-Garmendia, 2012).

El 7 de agosto de 1990, César Gaviria asumió la presidencia de la República de Colombia con la promesa de llevar a cabo una "revolución" estructural. La oportunidad de adoptar las recomendaciones emitidas por las instituciones internacionales se presentó cuando la Corte Suprema autorizó la consulta popular para cambiar la Constitución Nacional de 1886 en las elecciones del 27 de mayo de 1990. La consulta popular alcanzó el 86 % de aprobación. Como resultado, el 9 de diciembre de 1990, mediante elecciones convocadas por el Presidente, se creó la Asamblea Nacional Constituyente (ANC) ("Historia de la Constitución Política de Colombia," 2019).

La ANC se encargó de redactar la nueva constitución política de 1991, los principales cambios con respecto al sector eléctrico fueron:

- Por primera vez, la Constitución Política colombiana tenía un capítulo para los servicios públicos que establecía un marco legal, incluido en la sección económica del texto.
- El Estado colombiano debe ejecutar las funciones de regulación, control, y supervisión de los servicios públicos.
- Los actores privados podrían participar en la oferta de servicios públicos.
- Los servicios públicos tendrán su propio régimen legal que determina su competencia, responsabilidad, cobertura, calidad y financiamiento del suministro de servicios públicos y el sistema tarifario.
- La libre competencia se determinó como un derecho de la población colombiana.

La nueva constitución permitió que se llevara a cabo un proceso de apertura económica en Colombia. La competencia, como la libre entrada de un agente en la prestación del servicio público, se reconoció como un principio fundamental para lograr la eficiencia en los servicios públicos (Moreno, 2016a).

Tras el proceso de liberalización, en 1992 el abogado y economista Juan Camilo Restrepo (Ministro de Minas y Energía 1991-1992) y el economista Guido Nule Amín (Ministro de Minas y Energía 1992-1994) presentaron dos propuestas para reestructurar el sector eléctrico en El Congreso Nacional. Las leyes 142 y 143 comienzan con estos dos proyectos que incluyen un nuevo marco regulatorio para el sector basado en los principios económicos neoliberales de la economía marginal, según lo recomendado por el consenso de Washington (Martínez-Álvarez, 2014).

La Ley 142 de 1994 "*que establece el régimen de los servicios públicos nacionales*" fue el marco general para las reformas de los servicios públicos. La Ley 143 de 1992 "*que establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional*" fue la reglamentación de la reforma del mercado eléctrico. (Congreso de la República de Colombia, 1994a, 1994b)

Con respecto a las tarifas de los servicios públicos, la Ley 142 definió dos regímenes. En el primero, denominado libertad supervisada, la junta reguladora respectiva establece los criterios y la metodología para que los servicios públicos determinen las tarifas al consumidor final. En la libertad regulada, los servicios públicos determinan las tarifas a los clientes pequeños y medianos, informando a la junta reguladora respectiva sobre las decisiones tomadas. La Ley 143 determinó que para los clientes residenciales se aplicaba el régimen de libertad regulada, mientras que, para los grandes consumidores, el régimen de libertad supervisada. Para el primer caso, la Comisión Reguladora de Gas y Energía (CREG) fue la encargada de definir la metodología de cálculo de la tarifa eléctrica. (Romero-Roa, 2016a).

Los modelos de la teoría económica neoclásica, que fueron el soporte de la reforma del mercado de la energía eléctrica, presentaron fallas estructurales para coordinar el sector eléctrico y aumentaron la necesidad de una regulación más eficiente (Belyaev, 2011; Bhattacharyya, 2011; Pérez-Arriaga, 2013; Stoft, 2003). Este fenómeno es llamado *"desregular para regular"*. El economista Roger Noll dijo en que la regulación *"es una forma de lograr las ventajas del monopolio, pero sin sus posibles abusos"* (Noll, 1989).

Vale la pena señalar que en la reforma del mercado eléctrico colombiano no continuó con la tendencia de pensar en las necesidades sociales, por el contrario, la reforma atendió los requisitos de la banca multilateral para aplicar los modelos de teoría económica y establecer un negocio rentable en el sector (Arbeláez-Orozco & Montoya-Pardo, 2010). Por lo tanto, la libre competencia no se derivó de un proceso de cambio para mejorar el sector eléctrico. Por otra parte, el Gobierno argumentó que existían dificultades técnicas en la operación y planificación del sistema eléctrico. En la siguiente subsección se analizan las causas técnicas que promueven la reforma del mercado eléctrico.

1.3.3 Causas técnicas

La revisión de los documentos y los balances energéticos de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) fueron las principales fuentes para el análisis energético del sistema eléctrico colombiano para la etapa entre 1984 y 1995. Este análisis permitió concluir que: i) El sistema eléctrico colombiano era hidrod dependiente. (ii) los eventos climáticos tuvieron enormes consecuencias en la actividad energética (iii) las centrales termoeléctricas no pudieron hacer frente a los períodos de sequía. (iv) el sistema de energía era ineficiente, sus pérdidas equivalían a la electricidad suministrada por las centrales térmicas. Pero debe hacerse un análisis posterior para determinar cómo evolucionaron esas pérdidas después de la reforma. Cada uno de estos puntos se trata a continuación:

La Fig. 8 muestra la matriz eléctrica colombiana desde 1984 hasta 1995, la matriz eléctrica estaba compuesta principalmente por plantas de generación hidroeléctrica y en una menor cantidad de centrales térmicas. Lo anterior evidencia la alta dependencia de las fuentes de hídricas para generar

electricidad que durante todo el período tuvo una participación promedio del 60,03 %, como se muestra en la Fig. 9 (Unidad de Planeación Minero Energética, 2016a). A fines de 1991 y principios de 1992, Colombia se vio afectada por los efectos del fenómeno climatológico El Niño, que redujeron las precipitaciones en el centro del país. Esta situación fue una de las principales razones dadas por el Gobierno para decretar el racionamiento de electricidad el 2 de marzo de 1992, el cual "dejó partes del territorio con suministro intermitente de electricidad y, por lo tanto, requirió una disminución de la demanda total de energía hasta un tres por ciento". (Naranjo, 2012). Además, este evento también sirvió para argumentar que el sistema de energía no estaba preparado para los cambios ambientales que comprometían los recursos hídricos. Sin embargo, la Fig. 9 muestra que el 55 % de la electricidad provino de las centrales hidroeléctricas en 1992. Además, durante y después de la reforma del mercado eléctrico no hubo un cambio significativo en la combinación energética colombiana, como se muestra en la Fig. 9. En otras palabras, el Gobierno no tomó medidas para diversificar la matriz energética. Por lo tanto, el sector eléctrico continuó siendo vulnerable a los cambios ambientales que afectan la disponibilidad de agua.

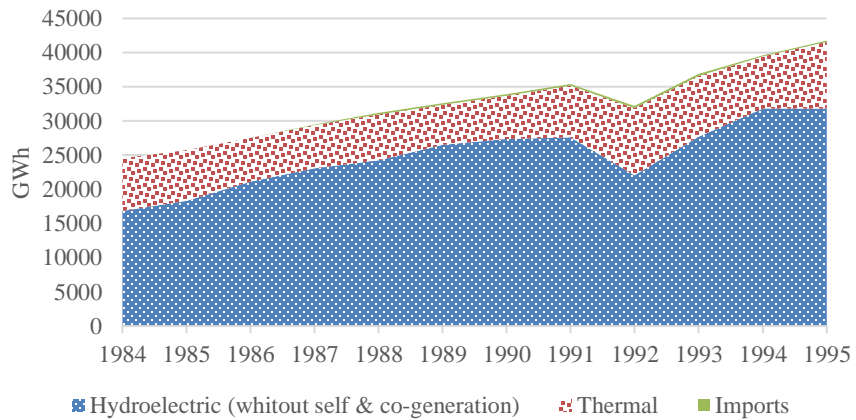


Fig. 8 Matriz eléctrica desde 1984 hasta 1995

Fuente: basado en Balance Energético de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética, 2016a).

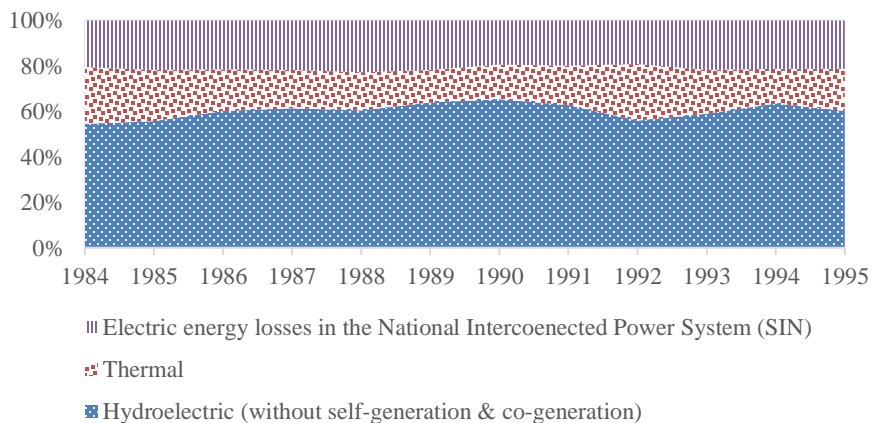


Fig. 9 Participación de por fuente de generación en la matriz eléctrica colombiana

Fuente: basado en Balance Energético de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética, 2016a).

La Fig. 9 muestra que el porcentaje de electricidad suministrada por las centrales térmicas, 20 % aproximadamente, fue similar a las pérdidas de energía eléctrica desde 1984 hasta 1995. En otras palabras, casi la electricidad total suministrada por las centrales térmicas durante la crisis solo cubrió las pérdidas de energía eléctrica, por lo tanto, fue la población colombiana quien ahorró energía para compensar las pérdidas de electricidad (Unidad de Planeación Minero Energética, 2016a).

El crecimiento de la participación de las centrales hidroeléctricas en la energía suministrada en 1993 tuvo un crecimiento de aproximadamente 4 %. Un valor bajo teniendo en cuenta que se había mostrado como un gran déficit de generación en el año de 1992, sin embargo, en 1993 no se presentaron apagones y los planes de racionamiento no fueron rigurosos.

1.4 Conclusiones

El análisis de las tarifas eléctricas durante 1913 a 1994 se caracterizó por tres períodos. En el primero (1913-1935), hubo un proceso heterogéneo en el establecimiento de las tarifas de electricidad, en otras palabras, cada compañía estableció la tarifa siguiendo un estándar diferente. Lo anterior debido a la falta de una entidad gubernamental efectiva que supervise la actividad de las empresas.

La siguiente etapa (1936-1967) tuvo dos hechos que marcaron su tendencia general. El primero fue el interés del gobierno nacional para regular la actividad económica de los servicios públicos. El segundo fue el comienzo del proceso de nacionalización. En este sentido, el gobierno nacional creó entidades responsables de regular y financiar la expansión del sector eléctrico, y aprobar las tarifas de electricidad. Además, apoyó la creación de compañías eléctricas regionales, con el fin de consolidar un sistema nacional de energía eléctrica.

El análisis de la última etapa (1968-1994) mostró que la regulación tarifaria en Colombia estuvo marcada por la interconexión eléctrica entre las principales compañías eléctricas regionales. Como consecuencia, se creó la Junta Nacional de Tarifas para establecer una política tarifaria homogénea. La creación de la entidad anterior fue el mayor avance, en términos regulatorios, para el sector eléctrico. Sin embargo, la Junta Nacional de Tarifas no tuvo el presupuesto suficiente para cumplir con todas sus funciones; La situación anterior permitió que las tarifas eléctricas se convirtieran en una herramienta para aumentar el número de votos en las campañas electorales en las regiones.

El Estado asumió las deudas de algunas empresas de servicios públicos a través de la Financiera Eléctrica Nacional adquiriendo una alta participación de activos en el sector eléctrico. Al mismo tiempo, en América Latina estalló la crisis de la deuda y, por lo tanto, las entidades de crédito

multilaterales emitieron pautas basadas en la teoría económica neoliberal, cuyo principio es la reducción de la intervención del Estado en las actividades productivas. Estas dos situaciones facilitan que el gobierno nacional haga las reformas políticas para crear una base de mercado nacional de electricidad en la competencia y para transformar el Estado en una entidad reguladora. Como resultado, el Estado vendió sus activos en el sector eléctrico y los privatizó.

La reforma del mercado eléctrico de 1994 siguió, principalmente, por una directriz internacional emitida por la Banca Multilateral, más que algunas de las causas publicitadas por el Gobierno para implementarla.

2. Evolución de las tarifas de electricidad después de la reforma del mercado eléctrico de 1994¹⁰

Resumen

La reforma del mercado eléctrico de 1994 es consecuencia de cambios en la política económica del país a inicios de la década de los noventa. Esta reforma cambió la estructura tarifaria aplicada a los usuarios finales, incluyendo a los usuarios residenciales. Por lo tanto, entender los cambios regulatorios que las tarifas de electricidad han tenido desde la reforma del mercado permite determinar el impacto que éstas tienen sobre la sociedad. El régimen tarifario de libertad regulada implantado a partir de 1994 obedece al establecimiento de un mercado desagregado de electricidad que incluyó la privatización de los activos que el estado poseía en el sistema eléctrico de potencia. Con esto, la participación del estado en la industria eléctrica se redujo a los ámbitos de regulación y supervisión, para lo cual se creó un ente regulador encargado de establecer fórmulas tarifarias generales para que los comercializadores realicen el cobro del servicio de electricidad a los usuarios finales. En este artículo, los autores analizan el establecimiento y la aplicación de las fórmulas tarifarias generales, para mostrar que los usuarios residenciales no perciben beneficios de los cambios en la política económica aplicada a la industria eléctrica en 1994.

Palabras clave

Reforma del mercado eléctrico; estructura tarifaria; política regulatoria; usuarios residenciales.

2.1 Introducción

El objetivo principal de esta investigación es mostrar la evolución de las tarifas de electricidad aplicadas a los usuarios residenciales desde la reforma del mercado eléctrico de 1994 en Colombia; debido a que las tarifas de electricidad constituyen un vínculo directo entre los usuarios finales y la

¹⁰ Este artículo tuvo la colaboración de J. M. Holguín-Guevara, L. S. Hoyos-Gómez y B. J. Ruiz

industria eléctrica. De ese modo, estudiar cómo estas han evolucionado permite determinar el impacto sobre la población de los cambios en la política económica sectorial.

La revisión de la literatura académica con respecto al régimen tarifario del sector eléctrico después de la reforma del mercado de 1994 permitió a los autores identificar diversos estudios económicos con diferentes enfoques. Los enfoques con los que los autores se identificaron principalmente fueron los trabajos realizados por el economista Luis Guillermo Vélez Álvarez en 2011, 2013 y 2015, el Grupo de Investigación del Sector Eléctrico (GRISEC), liderado por el ingeniero Germán Corredor Avella en 2006, y finalmente, el ingeniero Camilo Quintero Montaña para la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) en 2011 y 2015 respectivamente.

El primero, ha realizado diversos estudios sobre la evolución de las tarifas de electricidad desde 2003 hasta 2012 y desde 2012 hasta 2015. Estos estudios analizan las tendencias de cambio que tienen los precios de la electricidad y gas natural y los posibles impactos que tienen sobre usuarios industriales y residenciales (Vélez-Álvarez, 2013, 2015; Vélez-Álvarez et al., 2011). El segundo, mostró la evolución de los precios de la electricidad de los usuarios residenciales desde años previos a la reforma (1970) hasta 2004 y analizó el impacto que la reforma tuvo sobre el sector (Corredor-Avella, 2006). Finalmente, El tercero analiza los precios de la electricidad para determinar la concentración económica del sector eléctrico después de la reforma eléctrica (Quintero-Montaña, 2011, 2013).

Esta investigación muestra los cambios de las tarifas de electricidad desde 1994. Entendiendo estos cambios como una consecuencia de la coyuntura político-económica en el país a finales de la década de los ochentas e inicios de la década de los noventa. El proceso para elaborar la Constitución Política de 1991 es analizado para determinar cuál fue el modelo económico influyente sobre el nuevo esquema de gestión y por ende la política tarifaria del sector eléctrico, y cómo este modelo económico afectó a los usuarios residenciales.

Después, los autores analizan el establecimiento y aplicación de la política tarifaria del sector eléctrico desde un enfoque regulatorio, con el objetivo de determinar la finalidad con la que éstas fueron diseñadas y la concordancia que éstas tienen con lo establecido en las leyes de reglamentación de la constitución.

Posteriormente, los autores establecen una metodología para mostrar de forma clara y asertiva la evolución de las tarifas, usando la información reportada por las empresas comercializadoras en las bases de datos oficiales creadas por las instituciones que el Estado dispuso para la divulgación de los costos de prestación del servicio de electricidad. También, los autores buscaron fuentes adicionales de información que validara la metodología usada para mostrar los costos de prestación del servicio.

De esta forma, esta investigación se estructura en tres secciones principales. En la sección 2 los autores analizan la situación político-económica del país en los noventa con dos elementos. El primero es el proceso para la promulgación de la Constitución Política de 1991 y el segundo la expedición de las Ley 142 de 1994 sobre servicios públicos domiciliarios y Ley 143 de 1994 sobre el sector eléctrico. En la sección 3 los autores analizan la política regulatoria aplicada en las tarifas de electricidad a través de los periodos tarifarios y formulas tarifarias generales. En la sección 4 los autores establecen una metodología para mostrar la evolución de los costos de prestación del servicio de los usuarios residenciales, analizan los componentes de las fórmulas tarifas y cuestionan el impacto económico que la aplicación de política tarifaria tiene sobre la sociedad. Finalmente, en la sección 5 los autores exponen las conclusiones obtenidas.

2.2 La reforma del mercado eléctrico de 1994

Hacia mediados del siglo XX, en Colombia la energía eléctrica era suministrada por empresas estatales de carácter nacional y municipal verticalmente integradas. El Estado realizó grandes inversiones con el fin de consolidar un esquema de gestión de capital nacional. El principal apoyo financiero fue la banca multilateral para desarrollar el potencial hidroeléctrico y generar la electricidad que requería el crecimiento económico de más de 6 % anual y el aumento de la cobertura del servicio del 44 % de la población en 1970 hasta el 78 % en 1990 (Millán-Ángel, 2017).

Durante la década de 1960, la prestación del servicio se expandió alrededor de los grandes núcleos urbanos y a diferencia de otros países de la región el proceso de electrificación se realizó de manera descentralizada (De La Pedraja-Tomán, 1993). En aquella época, tanto las tarifas como los niveles de pérdidas eléctricas en distribución no eran motivo de mayor preocupación; en realidad, el desafío consistía en lograr una expansión de la generación en forma eficiente mediante la interconexión de los sistemas aislados. Esa interconexión permitió utilizar economías de escala y desarrollar el potencial hidroeléctrico de la región central buscando una optimización de los costos de generación (Hurtado-Hidalgo, 2014). Para ello, y bajo el auspicio del Banco Mundial, se realizaron los estudios de interconexión y se creó Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), de la cual inicialmente eran socios las empresas generadoras que abastecían el mercado nacional en la región central: Empresas Públicas de Medellín (EPM), Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB), Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca (CVC) y el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) en el resto del país (Corporación Andina de Fomento, 2006).

En los gobiernos de los años setenta se formuló un esquema híbrido de expansión integrada con proyectos de un plan económicamente óptimo en teoría, pero bajo la responsabilidad de empresas sin capacidad financiera ni técnica para ejecutarlos. En la segunda mitad de la década de 1970 y primeros años de 1980, la coyuntura de liquidez del mercado mundial permitió que la vía del endeudamiento con respaldo de la Nación fuera el procedimiento expedito para que todos pudieran desarrollar sus proyectos. Las aspiraciones de autosuficiencia eléctrica regional desvirtuaron el proceso de expansión de mínimo costo para el país y dieron cabida a proyectos

insuficientemente evaluados y pobremente financiados (Millán-Ángel, 2007). Se introdujo el concepto de consumo de subsistencia con el fin de garantizar el acceso a la electricidad como derecho fundamental pero las tarifas sirvieron como un instrumento político-electoral ya que para los políticos de las regiones aumentar las tarifas significaba disminuir votos (De La Pedraja-Tomán, 1993; Departamento Nacional de Planeación, 1981).

En la década de 1980, la regulación de las tarifas de los servicios públicos domiciliarios estaba a cargo de la Junta Nacional de Tarifas (creada mediante el Decreto 3069 de 1968) (Congreso de la República de Colombia, 1968b). Esta entidad jugó un papel importante en lo que el Banco Mundial llamó “la crisis financiera del sector eléctrico” debido a la baja rentabilidad de las empresas (The World Bank, 1990); pero como se mencionó anteriormente, para los gobiernos las tarifas significaban una gran herramienta electoral. Esta tendencia fue criticada desde varios puntos de vista y generó especulación acerca de mejores modelos de gestión que permitiera aumentar la rentabilidad y disminuir la responsabilidad fiscal del Estado en el sector (Comisión Nacional de Energía, 1991b, 1991a). A estas críticas se le sumaron voces que argumentaban que los subsidios, que eran reflejados en las tarifas, permitían que los contratistas y los políticos lucieran como intermediarios que garantizaban a los ciudadanos recibir un servicio al que ya tenían derecho (Bitu & Born, 1993; Cuervo, 1992).

Finalmente, algunos teóricos de política económica expusieron una nueva orientación monetarista y neoliberal, en la cual había que reducir la extensión del Estado en la economía. Según ellos, esto permitiría una mayor transparencia en el funcionamiento de las leyes de oferta y demanda para restaurar, profundizar y ampliar las leyes del mercado (Martínez-Álvarez, 2014). A este proceso de apertura económica se le añadieron argumentos que buscaban ajustes al funcionamiento burocrático del Estado con el fin de hacerlo flexible, austero, compacto y con una tendencia de pasar de lo cualitativo a lo cuantitativo. Es decir, pasar de una estructura estatal grande pero ineficiente a una más pequeña eficientemente organizada de una manera técnico-científica (Tobón-Sanín, 1991). Bajo esa nueva teoría económica y con la coyuntura sociopolítica que enfrentaba el país a finales de los años 1980 e inicios de los 1990, se estructuró la nueva constitución política de 1991, que afectaría directamente los servicios públicos domiciliarios incluyendo al sector eléctrico en una reglamentación posterior (Pizano, 2017).

2.2.1 La constitución política de 1991

El expresidente Virgilio Barco (1986-1990) propuso en 1988 iniciar un proceso para reformar totalmente la Constitución de 1886, la cual durante un siglo de vigencia había sufrido sucesivas reformas parciales; según Barco, se requería de una reforma más profunda para sentar las bases de un nuevo acuerdo político en el país (Biblioteca Luis Ángel Arango, 2005). Al mismo tiempo, un movimiento estudiantil universitario llamado “Todavía podemos salvar a Colombia” (Sánchez Russo, 2011) creó una propuesta llamada “la séptima papeleta”, el cual consiguió que se contara extraoficialmente un voto adicional en las elecciones parlamentarias de marzo de 1990, solicitando

una consulta popular para convocar a una Asamblea Constituyente (García, 2008). Este proceso tuvo como resultado una aprobación del 86 % de los electores. Como consecuencia, el Gobierno convocó a elecciones para el 9 de diciembre de 1990, para elegir los 70 delegatarios a la Asamblea; como una forma de sellar el proceso de paz que el gobierno adelantaba con diversos grupos insurgentes, se aprobó la inclusión de 4 constituyentes con voz pero sin voto en representación suya (dos por el Ejército Popular de Liberación (EPL), uno por el Partido Revolucionario de los Trabajadores (PRT) y otro por el Movimiento Armado Quintín Lame) (Pizarro, 2017).

Como resultado de ese proceso, en 1991 se promulgó la nueva constitución política de Colombia. En ella se incluyó todo un capítulo sobre servicios públicos domiciliarios donde, en el Artículo 365, establece que éstos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es su deber asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. También en el Artículo 366 dispuso que el bienestar general y el mejoramiento de la calidad de vida de la población son finalidades sociales del Estado (Congreso de la República de Colombia, 1991).

Finalmente, quienes defendían la reestructuración del Estado y su participación en los sectores productivos hicieron parecer que las condiciones político-económicas del país estaban dadas para realizar la reforma del mercado eléctrico de 1994 (Pombo & Ramírez, 2012). La constitución política anterior era proteccionista con los recursos naturales, declaraba de utilidad pública las fuentes hídricas para generar electricidad y siendo este el recurso energético más abundante del país limitaba el establecimiento de negocios privados para la generación eléctrica (Congreso de la República de Colombia, 1886). Pero la Constitución de 1991 permitió que los servicios públicos domiciliarios fueran prestados por particulares donde el Estado cumple funciones en las actividades de regulación, el control y la vigilancia (Newbery, 1995). Específicamente sobre las tarifas de los servicios públicos domiciliarios, la constitución establece que éstas deben fijarse con criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica y solidaridad. Con el fin de reglamentar lo anterior se estructuraron los proyectos legislativos que terminaron en la expedición de las leyes 142 de 1994 sobre los servicios públicos domicilios y 143 de 1994 sobre el sector eléctrico.

2.2.2 Las leyes 142 y 143 de 1994

Los “pro-reformistas” propusieron establecer un nuevo modelo de gestión de los servicios públicos domiciliarios y específicamente para el sector eléctrico bajo las siguientes premisas (Millán-Ángel, 2007; Urpelainen & Yang, 2019):

- Promover la competencia basada en la teoría económica marginalista para eliminar los monopolios estructurales y estimular la reducción en los precios de electricidad transferidos a los usuarios.
- Segmentar por renglones productivos la industria eléctrica con el fin de facilitar la regulación económica por los entes de control.
- Introducir competencia en la esfera de generación para realizar una expansión asegurada del sistema para todo el territorio nacional y diversificar la matriz energética para reducir

la dependencia de fuentes hídricas (Interconexión Eléctrica S.A. & Ministerio de Minas y Energía de Colombia, 1993).

Bajo esas premisas se diseñó la Ley 142 de 1994 que estableció, entre las competencias primordiales de la Nación, “asegurar que se realicen en el país, por medio de empresas oficiales mixtas o privadas, las actividades de generación e interconexión a las redes nacionales de energía eléctrica” y también definió como Empresa de Servicios Públicos Mixta “aquella en cuyo capital la Nación o las entidades territoriales tienen aportes iguales o superiores al 50 %”. También decretó que las empresas de servicios públicos podían tener aportes de inversionistas nacionales o extranjeros y estableció reglas especiales para que la Nación pudiera enajenar sus aportes, garantizando “adecuada publicidad y la democratización de la propiedad” (Congreso de la República de Colombia, 1994a). De igual manera, la Ley 143 de 1994 estableció el régimen para todas las actividades de la electricidad en Colombia, reglamentando la planeación de la expansión del sistema interconectado, su regulación, la construcción de plantas generadoras, la interconexión y operación del sistema eléctrico de potencia (Congreso de la República de Colombia, 1994b).

En lo concerniente a la actividad de comercialización, el Artículo 11º de la Ley 143 de 1994 definió que esta actividad consiste en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados. De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 7º, esta actividad sólo puede ser desarrollada por agentes económicos que realicen alguna de las actividades de generación o distribución, y por los agentes independientes que cumplan las disposiciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). El Artículo 42º de la misma Ley estableció un régimen tarifario de libertad supervisada para los usuarios no regulados, en el cual las transacciones de electricidad son remuneradas mediante precios acordados entre las partes. Para los usuarios regulados, en cambio, el régimen tarifario establecido fue de libertad regulada donde las ventas de electricidad deben ser retribuidas, sin excepción, por medio de tarifas sujetas a regulación (Mercados de Energía Consultoría, 2011).

Con respecto al sistema tarifario, las leyes 142 y 143, en sus Artículos 73.11º y 23º respectivamente, asignaron a la CREG la competencia de establecer las fórmulas tarifarias y aprobar la metodología para el cálculo de las tarifas aplicables a usuarios regulados. También, el Artículo 87º de la Ley 142 y el Artículo 44º de la Ley 143 establecieron que el régimen tarifario a ser aplicado en el sector estará orientado por los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, además de simplicidad y transparencia. Siguiendo el principio de eficiencia económica, el régimen de tarifas fue diseñado para que éstas se aproximaran a los precios de un mercado competitivo teniendo en cuenta que no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. El Artículo 90.2º de la Ley 142 dispuso que puede incluirse dentro de las fórmulas tarifarias un cargo fijo que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel de uso y el Artículo 91º de la misma ley dispuso que para establecer

las fórmulas tarifarias se calculará por separado, cuando fuera posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio, es decir, transferir explícitamente en el precio final del usuario todos los eslabones de la cadena productiva.

Por otra parte, el Artículo 9º de la Ley 142, señaló como uno de los derechos de los usuarios no regulados la libre elección del prestador del servicio y del proveedor de los bienes para su obtención o utilización. El Artículo 74º de la misma ley consagró como función de la CREG propiciar la competencia en el sector de minas y energía buscando la liberalización gradual de los mercados hacia la libre competencia.

Otras de las funciones asignadas a la CREG fueron:

- Definir los factores que deben aplicarse a las tarifas de cada sector de consumo con destino a cubrir los subsidios a los consumos de subsistencia de los usuarios de menores ingresos. Estos factores deben tener en cuenta la capacidad de pago de los usuarios de menores ingresos, los costos de la prestación del servicio y el consumo de subsistencia que deberá ser establecido de acuerdo con las regiones.
- Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), después de haber oído los conceptos del Consejo Nacional de Operación (CNO).

Finalmente, ambas leyes establecieron el marco y la tendencia regulatoria con la que se ha regido el sector eléctrico en los últimos 25 años; reestructurando el esquema organizacional y modelo de gestión económico teniendo a la competencia entre empresas de capital mixto y privadas como principal catalizador de la planificación y expansión del sistema eléctrico de potencia (Pombo & Ramírez, 2012).

2.3 Regulación y periodos tarifarios

A partir de la reforma del mercado eléctrico de 1994, el modelo regulatorio aplicado para el sector eléctrico en Colombia permitió la competencia en la comercialización tanto para usuarios regulados como para los no regulados (Moreno, 2016b). Esto significa que los comercializadores entrantes pueden prestar el servicio de energía eléctrica a usuarios con consumos pequeños, en competencia con el comercializador integrado al distribuidor al cual está conectado eléctricamente. Sin embargo, el precio por el servicio para los consumidores pequeños es regulado, esta solución regulatoria no es usual en la experiencia internacional (Romero-Roa, 2016b).

En algunos países en vía de desarrollo, como Argentina, Salvador, Perú, ente otros, la competencia en la comercialización se restringe a los usuarios de ciertas características de consumo. Pero los consumidores pequeños permanecen como clientes cautivos del distribuidor con tarifa regulada (Jamasp, 2006; Kessides, 2012; Price & Pham, 2009). En otros casos, como España, Alemania, Portugal, entre otros, la liberalización del mercado ha implicado la competencia en la etapa de

comercialización para todos los usuarios, y se espera que la competencia promueva tarifas eficientes (Fotouhi Ghazvini, Ramos, Soares, Castro, & Vale, 2019; Mulder & Willems, 2019; Ndebele, Marsh, & Scarpa, 2019; Tsai & Tsai, 2018).

El Artículo 126º de la Ley 142 definió que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cinco años, a esto se le llaman periodos tarifarios. Sin embargo, si la formula tarifaria expira sin que la comisión haya establecido una nueva, la anterior continuará rigiendo el periodo tarifario. De esta manera, en los 25 años de vigencia de la reforma del mercado eléctrico se han expedido dos fórmulas tarifarias generales para la prestación del servicio a los usuarios residenciales. Estas fórmulas fueron establecidas en la Resolución 031 de 1997 y Resolución 119 de 2007.

2.3.1 Resolución 031 de 1997: primer periodo tarifario

Para establecer la primera fórmula tarifaria general, la CREG inició el proceso con la expedición de la Resolución 112 de 1996, en la cual, indicó las bases que se tomaron en cuenta para establecer la fórmula tarifaria general, que permitiera a los comercializadores de energía eléctrica determinar los costos de prestación del servicio a los usuarios regulados, y fijó el cronograma de actividades para la aprobación de la fórmula (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1996a). Una vez publicada esta resolución se estableció el plazo para que los interesados en estas fórmulas y en los costos de comercialización presentaran sus observaciones. Se recibieron observaciones relativas al tratamiento propuesto para las pérdidas de energía, y sobre los costos de comercialización, de generación, de transmisión y de distribución. Finalmente, la CREG encontró pertinente ajustar las bases indicadas inicialmente sobre el tratamiento de las pérdidas de energía y la metodología para determinar los costos de la actividad de comercialización de electricidad a usuarios finales regulados. Después de esto expidió la Resolución 031 de 1997 el día 4 de abril de 1997.

La Resolución 031 de 1997 estableció las fórmulas generales que permitieron a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para el primer periodo tarifario. En la resolución se definió un mercado de comercialización como el conjunto de usuarios regulados conectados a un mismo Sistema de Transmisión Regional (STR) y/o Sistema de Distribución Local (SDL). También definió que las tarifas aplicadas a los usuarios finales regulados se sometían al régimen de libertad regulada, es decir, toda persona que preste el servicio público de comercialización de electricidad debía determinar el costo máximo de acuerdo con las diferentes opciones tarifarias, pero aplicando las fórmulas generales establecidas por la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1997).

Para establecer la tarifa general se tomó como base la metodología de cálculo económico de Costo Unitario (CU), esto permitió, por primera vez en el país, transferir a los usuarios el 100 % del costo de producción del kWh. Esto incluye los costos asociados a la generación, transmisión, distribución (dependiendo del nivel de tensión al cual está conectado el usuario), comercialización (aprobado

previamente por la comisión), operación y el porcentaje de pérdidas reportadas para el sistema de distribución y transmisión.

El CU del kWh resulta de aplicar la fórmula general de costos junto con el costo base de comercialización del respectivo prestador del servicio. Este es el costo máximo que el comercializador puede aplicar en cada una de las opciones tarifarias. En caso de que el comercializador aplique un valor inferior, debe tener razones económicas comprobables que expliquen la existencia de costos inferiores. En todo caso, al aplicar el régimen tarifario de libertad regulada el comercializador debía cumplir el principio de neutralidad establecido en la Ley 142 de 1994. Por otra parte, los comercializadores podían actualizar los costos de prestación del servicio, aplicando las variaciones en los índices de precios y debían hacer públicas las tarifas que aplican a los usuarios en forma simple y comprensible al público, por medio de un periódico de amplia circulación en los municipios donde prestaba el servicio, o en uno de circulación nacional.

El CU de prestación del servicio se estableció mediante la siguiente fórmula:

Eq. 1 Primera formula tarifaria general

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + T_{m,t,z}}{(1 - PR_{n,t})} + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t}$$

donde:

n	nivel de tensión
m	mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio
t	años transcurridos desde el inicio de la aplicación de la fórmula
z	zona eléctrica a la cual pertenece el comercializador, de acuerdo con la metodología vigente para los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN).
$CU_{n,m,t}$	costo unitario de prestación del servicio (COP/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m del año t .
$G_{m,t}$	costos de compra de energía (COP/kWh)
$T_{m,t,z}$	costo promedio por uso del STN (COP/kWh) correspondiente al mes m del año t en la zona z
$D_{n,m}$	costo de distribución (COP/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m
$O_{m,t}$	costos adicionales del mercado mayorista (COP/kWh), correspondiente al mes m del año t

$PR_{n,t}$ fracción (o porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n , reconocidas para el año t

$C_{m,t}$ costo de comercialización (COP/kWh) correspondiente al mes m del año t

La resolución también estableció que las equivalencias entre los costos monomios aquí establecidos y los costos correspondientes a otras opciones tarifarias que los comercializadores pueden ofrecer a sus usuarios, serán establecidas por la CREG en resolución de tarifas separada.

De la fórmula tarifaria general se pueden resaltar los siguientes componentes:

El precio de la generación $G_{m,t}$: se determinaba en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) en el que participan los generadores, los comercializadores y los usuarios no regulados, definidos como aquellos con una potencia mayor o igual a 0,1 MW o un consumo superior a 55 MWh/mes. Este mercado tiene dos componentes: la bolsa, donde participan generadores y comercializadores, y el mercado de contratos donde además concurren los usuarios no regulados. En la bolsa, los generadores compiten por el despacho con ofertas de precio y disponibilidad. En el mercado de contratos bilaterales se negocian libremente los precios y demás condiciones.

La transmisión $T_{m,t,z}$: es el transporte de energía eléctrica de niveles de tensión superiores a 220 kV. Se trataba como monopolio natural y tenía una regulación de ingreso máximo. Bajo esta modalidad de regulación, los transmisores no dependen de la demanda. El ingreso que remuneraba toda la red se dividía entre la totalidad de la demanda nacional y de allí resultaba el cargo que se trasladaba a la fórmula tarifaria.

La distribución $D_{n,m}$: transporte de energía eléctrica de niveles de tensión inferiores a 200 kV, era también tratada como monopolio natural. Hasta el nivel de 110 kV tenía una regulación de ingreso máximo y a niveles inferiores se regulaba por cargos máximos. En este último caso, el cargo se determinaba con la demanda proyectada, por lo tanto, los agentes distribuidores dependían del comportamiento de los consumidores finales. El cargo total que se trasladaba a la fórmula tarifaria resultaba de la suma del ingreso y cargo máximo.

Fracción reconocida para cubrir pérdidas $PR_{n,t}$: este valor representaba la fracción del costo asociado con el efecto de las pérdidas eléctricas (técnicas y no técnicas) acumuladas hasta el nivel de tensión n . Este costo era aplicado solo a las componentes de $G_{m,t}$ y $T_{m,t,z}$. Este era un parámetro único definido por la CREG con un valor inicial P_0 para todos los comercializadores en el nivel de tensión I , y se reducía anualmente en forma lineal hasta un valor final P_f de acuerdo con la Eq. 2:

Eq. 2 Función de pérdidas

$$PR_{I,t} = \begin{cases} PR_{I,0} \left(1 - t \frac{(P_{I,0} - P_{I,f})}{4P_{I,0}} \right) & 0 \leq t \leq 4 \\ 0,13 & t > 4 \end{cases}$$

Los niveles de pérdidas reconocidos eran los totales acumulados hasta el nivel de tensión uno, incluyendo las pérdidas por el STN, y sus valores se fijaron como $P_{I,0} = 0,20$ y $P_{I,f} = 0,13$ para el primer período tarifario. La Fig. 10 muestra la función de pérdidas $PR_{I,t}$ para el primer periodo tarifario.

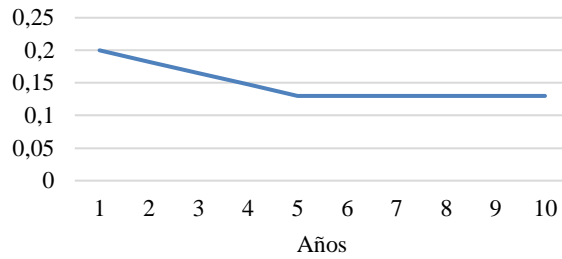


Fig. 10 Función de PR para el primer periodo tarifario

Costos de comercialización $C_{m,t}$: mediante este cargo se reconocían los costos máximos asociados con la atención de los usuarios regulados, en la siguiente forma:

Eq. 3 Costos de comercialización

$$C_{m,t} = \frac{C_0^*}{CFM_{t-1}} [1 - \Delta IPSE] \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

donde:

- $C_{m,t}$ costo de comercialización del mes m del año t , expresado en COP/kWh
- C_0^* costo base de comercialización expresado en COP/factura
- CFM_{t-1} consumo facturado medio de cada empresa en el año $t - 1$ a los usuarios conectados al sistema de distribución donde es aplicable el cargo. (Total kWh vendidos a usuarios regulados y no regulados dividido entre el total de facturas expedidas, sin considerar las debidas a errores de facturación).
- $\Delta IPSE$ variación acumulada en el Índice de Productividad del Sector Eléctrico (IPSE), desde la vigencia de la fórmula tarifaria específica de cada empresa. Para el primer periodo de regulación, esta variación se asumió del 1% anual.
- IPC_{m-1} índice de precios al consumidor del mes $m - 1$
- IPC_0 índice de precios al consumidor del mes al que está referenciado el C_0^*

Los comercializadores podían efectuar un cobro mínimo a cualquier usuario, residencial o no-residencial, por concepto de costos fijos de atención al cliente (Comisión de Regulación de Energía

y Gas, 1996b). Este cobro mínimo era equivalente al costo de comercialización que resultaba de la aplicación de la fórmula, valorado en COP/factura.

Costos de conexión y otros cobros: las empresas podían cobrar a sus usuarios, por una sola vez, en el momento de efectuar la conexión al servicio un cargo por conexión. Este cargo comprendía la acometida y el medidor y podría incluir, de autorizarlo la CREG, una proporción de los costos que recuperaran parte de la inversión nueva en las redes de distribución, de acuerdo con el Artículo 90º de la Ley 142 de 1994. Se prohibía el cobro de derechos de suministro, formularios de solicitud y otros servicios o bienes semejantes. En caso de que una solicitud de conexión implicara estudios particularmente complejos, su costo, justificado en detalle, podría cobrarse al interesado, salvo que se tratara de un usuario residencial perteneciente a los estratos 1, 2, 3, de acuerdo con el Artículo 95º de la Ley 142 de 1994.

Esta fórmula tarifaria tuvo una vigencia de 10 años y fue reemplazada por la Resolución 119 de 2007 que estableció una nueva fórmula tarifaria general.



Fig. 11 Consideraciones del primer periodo tarifario

2.3.2 Resolución 119 de 2007: segundo periodo tarifario

La Resolución 119 de 2007 reemplazó la Resolución 031 de 1997. El proceso para su expedición inició con la emisión de la Resolución 005 de 2000 y la Resolución 103 de 2000. La primera precisó las fuentes de información para calcular el costo de prestación del servicio y la segunda estableció la metodología para el cálculo y aplicación de los cargos por uso del STN (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2000a, 2000b). Un año después, mediante la Resolución 112 de 2001 se identificaron los índices de precios contenidos en las fórmulas tarifarias para los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2001). Posteriormente, la Resolución 082 de 2002 aprobó los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los STR y SDL (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2002b).

Después, mediante la Resolución 047 de 2002 se sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales se establecería la fórmula tarifaria (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2002a). Finalmente, este proyecto se consolidaría con la expedición de la Resolución 019 de 2005 que sometió a consulta un proyecto de resolución para la adopción de la fórmula tarifaria general (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2005).

Por otra parte, el gobierno nacional expidió el Decreto 387 de 2007 el cual estableció que la fórmula tarifaria debía reconocer el costo de la energía eléctrica adquirida por los comercializadores minoristas que atienden usuarios regulados, y que dicha energía debía ser adquirida a través de los mecanismos de mercado establecidos por la CREG (Ministerio de Minas y Energía de Colombia, 2007). También, este decreto estableció que la fórmula tarifaria incluiría un costo base de comercialización que remuneraría los costos fijos de los comercializadores minoristas y un margen de comercialización que reflejaría los costos variables de la actividad. Finalmente, el decreto determinó que la CREG le reconocería al Operador de Red (OR) el costo eficiente del Plan de Reducción de Pérdidas No Técnicas (PRPNT), el cual sería trasladado a todos los usuarios regulados y no regulados.

Con estas directrices por parte del gobierno nacional la CREG adelantó, entre otros, los estudios requeridos para:

- Definir el modelo del esquema de comercialización minorista para la prestación del servicio a usuarios regulados del SIN.
- Establecer el traslado al usuario final de costos eficientes de generación.
- Determinar los costos para los diferentes procesos de la actividad de comercialización minorista.

Como resultado de los estudios adelantados, la CREG adoptó esquemas de transición para el traslado del componente de generación, pérdidas de energía y estructura de costos de la actividad de comercialización al usuario final.

Por esta razón la CREG efectuó modificaciones a la propuesta contenida en la Resolución 019 de 2005 y realizó una nueva fórmula tarifaria general que sometió de nuevo a consulta y finalmente, después de adoptar las observaciones recibidas, se aprobó el 21 de diciembre de 2007. La Resolución 119 de 2007 continuó con la aplicación de la metodología del CU de prestación del servicio, la fórmula tarifaria para este periodo quedó de la siguiente forma (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2007):

Eq. 4 Segunda fórmula tarifaria general

$$CU = CUv + CUf$$

donde:

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

$$CUf_{m,j} = Cf_{m,j}$$

n nivel de tensión del usuario

m mes

i	comercializador minorista
j	mercado de comercialización
$CUv_{n,m,i,j}$	componente variable del CU (COP/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m , del comercializador minorista i , en el Mercado de Comercialización j
$Cf_{m,j}$	costo fijo, ha sido 0 en toda la serie de datos desde 2008 hasta 2018
$G_{m,i,j}$	costo de compra de energía (COP/kWh) al mes m , del comercializador minorista i , en el mercado de comercialización j
T_m	costo promedio por uso del STN (COP/kWh) correspondiente al mes m
$D_{n,m}$	costo de distribución (COP/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m
$Cv_{m,i,j}$	margen de comercialización correspondiente al mes m , del comercializador minorista i , en el mercado de comercialización j que incluye los costos variables de la actividad de comercialización expresado en (COP/kWh)
$R_{m,i}$	costo de restricciones y de servicios asociados con generación en COP/kWh asignados al comercializador minorista i en el mes m
$PR_{n,m,i,j}$	costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (COP/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n , correspondiente al mes m , del comercializador minorista i , en el mercado de comercialización j

Los cambios sustanciales de esta fórmula tarifaria con respecto a la Resolución 031 de 1997 son:

Esta nueva resolución definió un esquema de transición gradual para el traslado de costos de compra de electricidad y de los contratos bilaterales con la implementación del mercado organizado regulado.

Las pérdidas ahora se calculan mediante la siguiente ecuación y son expresadas en COP:

Eq. 5 Expresión de reducción de pérdidas

$$PR_{m,n,i,j} = \left(\frac{G_{m,i,j} * (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})} + \frac{T_m * IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + \frac{CPR_{m,i,j}}{V_{m,i,j}} \right)$$

donde:

$IPRSTN_{m-1}$	fracción de la demanda real del comercializador minorista i que corresponde a las pérdidas de energía por uso del STN asignadas por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) durante el mes $m - 1$
$IPR_{n,m,j}$	fracción de las pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG, para el mercado de comercialización j , en el mes m , acumulados hasta el nivel n del SDL respectivo
$CPRG_{i,j}$	costo anual, expresado en COP, asignado al comercializador minorista i , en el mercado de comercialización j , del PRPNT aprobado por la CREG para cada OR
$V_{m,i,j}$	ventas totales facturadas a regulados y no regulados del comercializador minorista i , en el mercado de comercialización j , calculadas en los doce meses anteriores al mes $m - 3$, expresadas en kWh

La CREG estableció que el PRPNT y sus costos deben ser definidos en resoluciones independientes para cada OR y hasta su aprobación se aplicarían las siguientes reglas:

- El término $CPRG_{i,j}$ era igual a cero
- El factor $IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1}$ corresponde a los niveles de pérdidas establecidos en la Resolución 031 de 1997

Una vez iniciado el PRPNT, el factor $IPR_{n,m,j}$ debe ser aprobado por la CREG para cada nivel de tensión que presenta el OR.

La Resolución 119 de 2007 también introdujo un nuevo término a la ecuación referente a las restricciones del sistema, su cálculo y comportamiento son similares al costo de operación de la resolución anterior.

Eq. 6 Término de restricciones

$$R_{m,i} = \frac{CRS_{m-1,i}}{V_{m-1,i}}$$

donde:

$R_{m,i}$	costo de restricciones y de servicios asociados con generación en COP/kWh asignados al comercializador minorista i en el mes m
$V_{m-1,i}$	valor de las ventas del comercializador minorista i en el mes $m - 1$, expresado en kWh a usuarios regulados y no regulados de los mercados en que participe
$CRS_{m-1,i}$	costo total de restricciones expresado en COP asignados por el ASIC al comercializador minorista i en el mes $m - 1$

Las restricciones incluidas en el término *CRS* son: i) las restricciones de las rentas de congestión por la aplicación de las Transacciones Internacionales de Energía (TIE), de acuerdo con la Resolución 014 de 2004 y el Decreto 160 de 2004; ii) el pago recibido por el comercializador minorista en caso de desviaciones de los generadores; iii) el costo por los servicios asociados con la generación que asume el comercializador minorista; iv) los costos por concepto de remuneración del proyecto línea de 230 kV a doble circuito, de 13.2 km, entre la Subestación Guatapé y la línea San Carlos – Ancón Sur, asignado por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), a todos los comercializadores del Sistema Interconectado Nacional, a prorrata de su demanda real, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG 147 de 2001.

Finalmente, después de revisar las fórmulas tarifarias, el análisis posterior es mostrar cómo el CU ha evolucionado desde 1998 hasta 2018. Para esto se calcula un Costo Unitario Promedio Nacional (CUPN) para los dos periodos tarifarios y se muestra la evolución de las tarifas por componentes. Posteriormente, se hace una comparación del CUPN con respecto al salario mínimo para mostrar el impacto que las tarifas tienen sobre los ciudadanos.

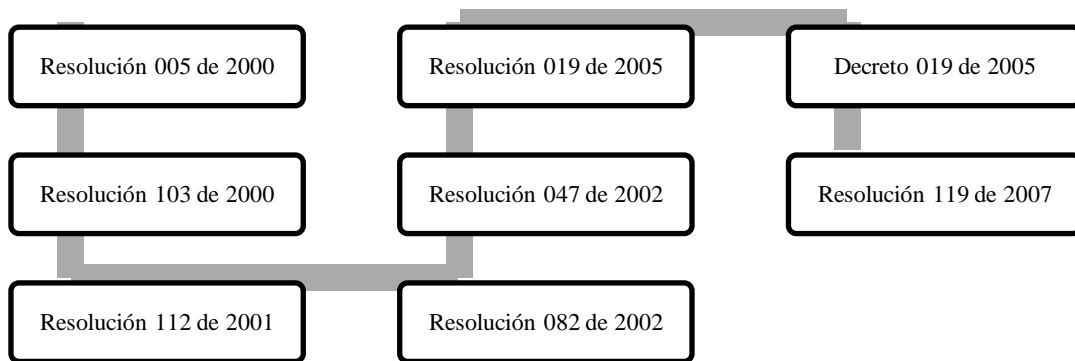


Fig. 12 Consideraciones del segundo periodo tarifario

2.4 Evolución de las tarifas reguladas

Para mostrar la evolución del precio transferido a los usuarios residenciales se calculó un CUPN. Este cálculo se realizó para los dos periodos tarifarios. La información para cada uno de los periodos se obtuvo de fuentes diferentes. Para la primera etapa, la información provino del reporte de costos máximos de prestación del servicio de los comercializadores en el Sistema de Información Eléctrico (SIEL) desde enero de 1998 hasta enero de 2008. Para la segunda etapa, la información provino de los pliegos tarifarios de las empresas comercializadoras y del Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios (SUI) desde febrero de 2008 hasta diciembre de 2018. La serie de datos que contiene la información reportada por los comercializadores para

ambos periodos depende directamente de los componentes establecidos en la Resolución 031 de 1997 y la Resolución 119 de 2007 respectivamente¹¹.

A pesar de que la CREG obliga a los comercializadores hacer públicos los costos máximos de prestación del servicio mensualmente, algunos de los comercializadores no cumplen con lo dispuesto en la Ley 142 de 1992 ya que existen vacíos en las series de datos. Por ejemplo, la Empresa Electrificadora del Caribe (Electricaribe) no reporta datos en el SUI desde 2010 y en su página web sólo se encuentran las tarifas del 2018 y 2019.

Actualmente en Colombia existen 130 agentes comercializadores de energía eléctrica, de los cuales 41 son también distribuidores y 32 de ellos OR regionales. Para el cálculo del CUPN se seleccionaron 12 empresas según los siguientes criterios:

El primero fue la participación por grupo económico en el mercado de generación. La Fig. 13 muestra la participación en el mercado de generación a 2018 y se evidencia que, sumando la participación de las empresas comercializadoras filiales del Grupo EPM, Grupo ENEL y Grupo ARGOS se abarca alrededor del 51 % del mercado. Además, la energía generada por ISAGEN es comercializada por otros agentes como EPM y la de Termobarranquilla en gran parte es comercializada por Electricaribe. Esto abarca un total del 80% del mercado de generación.

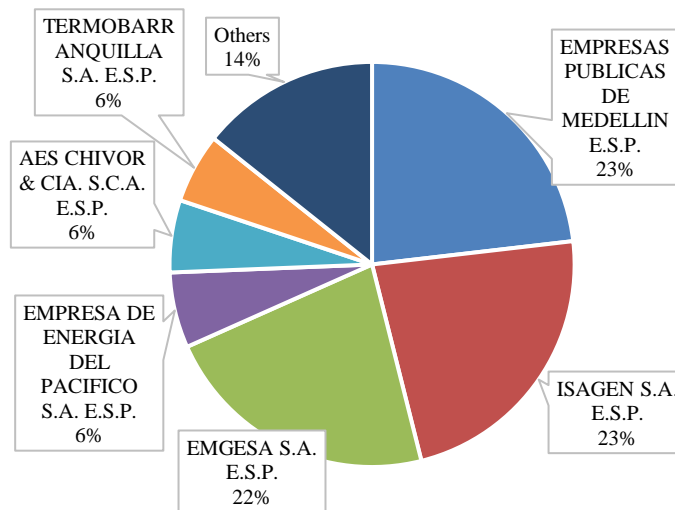


Fig. 13 Participación en el mercado de generación

Fuente: basado en XM (Expertos en mercados, 2017)

El segundo criterio de selección fue los datos de la demanda nacional y la participación en el mercado nacional de comercialización. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en el Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2017 - 2031 estableció las zonas de

¹¹ Se desestima el esquema de subsidios cruzados

distribución (con base en el Decreto 388 de 2007) y calculó su participación promedio respecto a la demanda nacional de energía eléctrica. En la Tabla 4. se muestra que las cinco regiones con mayor consumo son: Centro, Costa Caribe, Noroeste, Valle y Oriente. Estas zonas suman el 82,4 % del total de la demanda nacional en el período 2002 - 2016.

Tabla 4 Porcentaje promedio regional respecto a la demanda nacional

Región	2002-2006	2007-2011	2012-2016	2017-2021	2022-2026	2027-2031
Centro	24.0%	25.3%	24.8%	25.3%	25.8%	26.0%
Costa Caribe	19.8%	20.2%	22.8%	24.6%	25.9%	27.4%
Noroeste	15.7%	14.8%	14.1%	13.2%	12.6%	11.9%
Valle	12.6%	11.5%	10.9%	10.3%	9.6%	8.8%
Oriente	9.7%	10.2%	10.7%	10.7%	11.3%	11.9%
C-Q-R	5.0%	4.5%	4.1%	3.9%	3.5%	3.2%
Tolima grande	4.5%	4.4%	4.4%	4.6%	4.6%	4.6%
Sur	3.1%	3.0%	2.8%	2.9%	2.8%	2.8%
CG	4.1%	4.5%	4.0%	3.0%	2.6%	2.3%
Existentes						
Pérdidas	1.6%	1.6%	1.5%	1.6%	1.3%	1.2%

Fuente: basado en UPME (Unidad de Planeación Minero Energética, 2016b)

Por lo tanto, las empresas seleccionadas para calcular el CUPN para el primer periodo 1998-2008 fueron:

- Grupo EPM: Empresas Públicas de Medellín (EPM) Antioquia, Empresas Públicas de Medellín (EPM) Medellín, Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), Empresa de Energía del Quindío (EDEQ), Centrales Eléctricas del Norte de Santander (CENS) y la Electrificadora de Santander (ESSA).
- Grupo ENEL: Codensa, Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC).
- Grupo Argos (CELSIA): Electrificadora del Pacífico (EPSA), Comercializadora de Energía de Tuluá (CETSA), Empresa Energética del Tolima (ENERTOLIMA).
- Electricaribe: Compañía Electrificadora del Caribe (ELECTRICARIBE).

Y para el segundo periodo 2008-2018 fueron¹²:

- Grupo EPM: Empresas Públicas de Medellín (EPM) Antioquia, Empresas Públicas de Medellín (EPM) Medellín, Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), Empresa de Energía del Quindío (EDEQ).
- Grupo ENEL: Codensa, Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC).

¹² Los datos de Electricaribe, registrados en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos y en su página web, presentan vacíos de más de 5 años por lo tanto no se incluyeron en el cálculo para el segundo periodo 2008-2018.

- Grupo Argos (CELSIA): Electrificadora del Pacífico (EPSA), Comercializadora de Energía de Tuluá (CETSA), Empresa Energética del Tolima (ENERTOLIMA).

La Fig. 14 y la Fig. 15 muestran los promedios de CU por grupos económicos en COP/kWh corrientes para los periodos comprendido desde enero de 1998 hasta enero de 2008 y desde febrero de 2008 hasta diciembre de 2018 respectivamente.

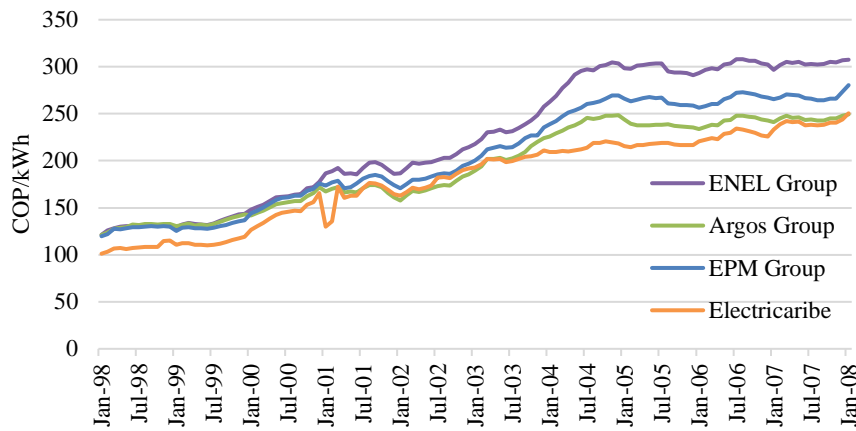


Fig. 14 Evolución del CU en el primer periodo tarifario en COP corrientes por grupos económicos

Fuente: basado en SIEL (Sistema de Información Eléctrico Colombiano, 2008)

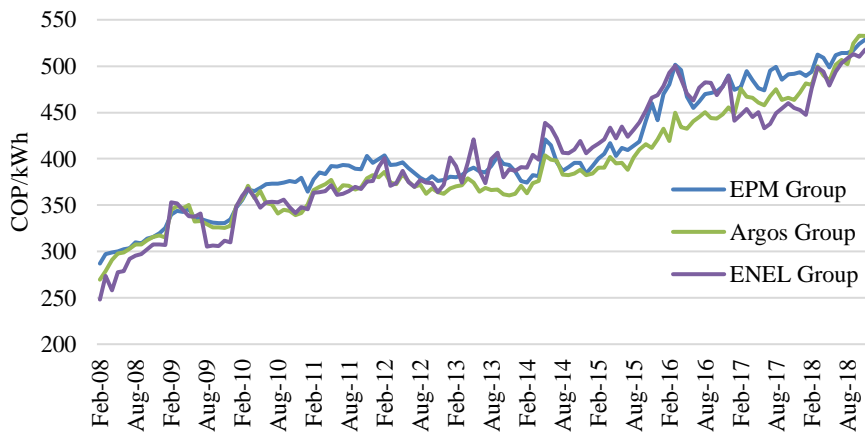


Fig. 15 Evolución del CU en el segundo periodo tarifario en COP corrientes por grupos económicos

Fuente: basado en SUI (Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios, 2018), pliegos tarifarios de las comercializadoras

Se puede evidenciar que los comportamientos de las tarifas en los principales grupos económicos del mercado de comercialización son similares y tienden al alza, siendo Electricaribe la que menores tarifas reporta en el primer periodo. Al comparar el comportamiento de la evolución del CU en la Fig. 14 y Fig. 15 se observa mayor volatilidad en el segundo periodo analizado. Esta volatilidad es consecuencia de que la CREG hizo automático el traspaso de los costos de las restricciones y de las

compras en bolsa (componente G de la fórmula tarifaria). A diferencia de la primer formula tarifaria, en la cual la CREG consideraba la utilización de los contratos estandarizados como la mejor forma de trasladar a los clientes regulados los precios de la generación.

2.4.1 Evolución del CUPN

Para analizar apropiadamente la evolución de los precios, es necesario considerar la inflación y la devaluación, por lo tanto, las series de datos se muestran en COP corrientes y COP constantes del 2018. Ahora, para calcular el CU en la serie de datos del primer periodo se necesita conocer el porcentaje reconocido de pérdidas PR que, como ya se mostró en la Fig. 10 es una función lineal para los primeros 5 años y una constante en los 5 años posteriores según la Resolución 031 de 1997. En la Fig. 16 y Fig. 17 se muestra el CUPN desde enero de 1998 hasta enero de 2008 en COP corrientes en COP constantes del 2018, respectivamente.

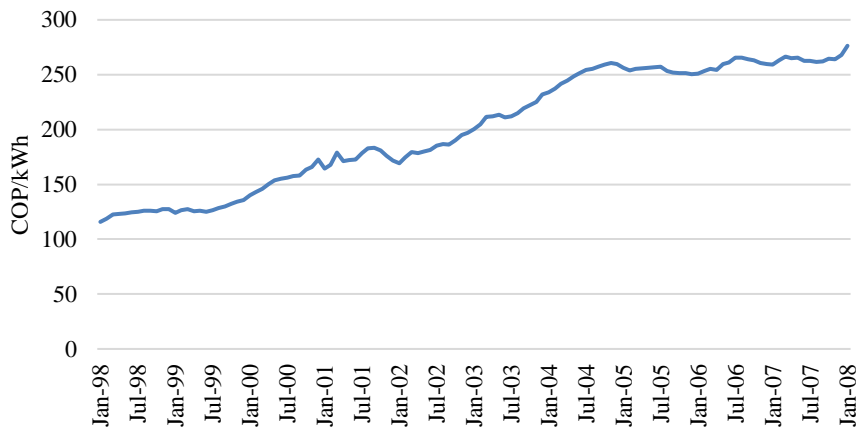


Fig. 16 Evolución del CUPN del primer periodo tarifario en COP corrientes

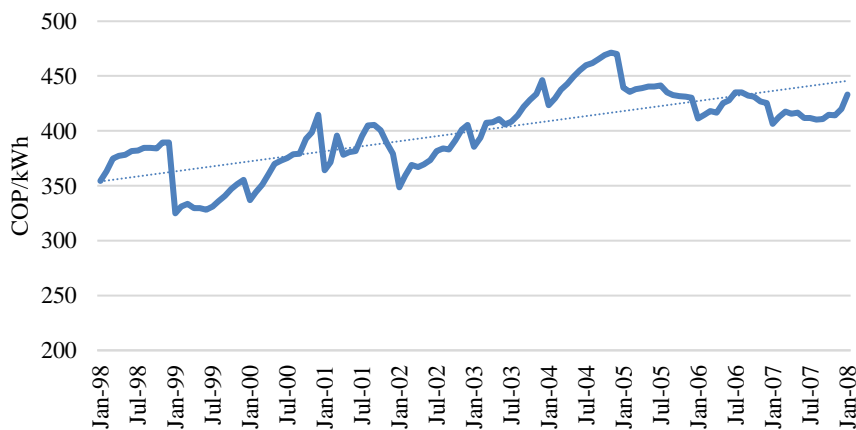


Fig. 17 Evolución del CU promedio nacional del primer periodo tarifario en COP constantes del 2018

Para el segundo periodo el cálculo consiste en sumar los componentes del CU como ya se mostró en la Eq. 4. En la Fig. 18 y Fig. 19 se muestra el CUPN desde febrero de 2008 hasta diciembre de 2018 en COP corrientes y en COP constantes del 2018, respectivamente.

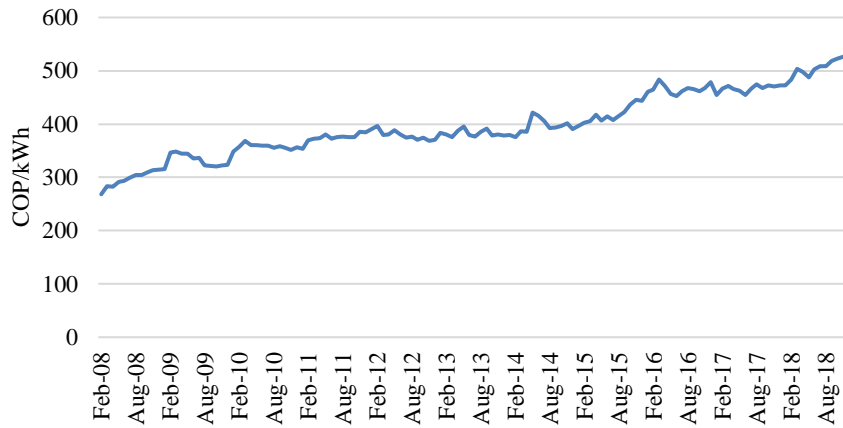


Fig. 18 Evolución del CUPN del segundo periodo tarifario en COP corrientes

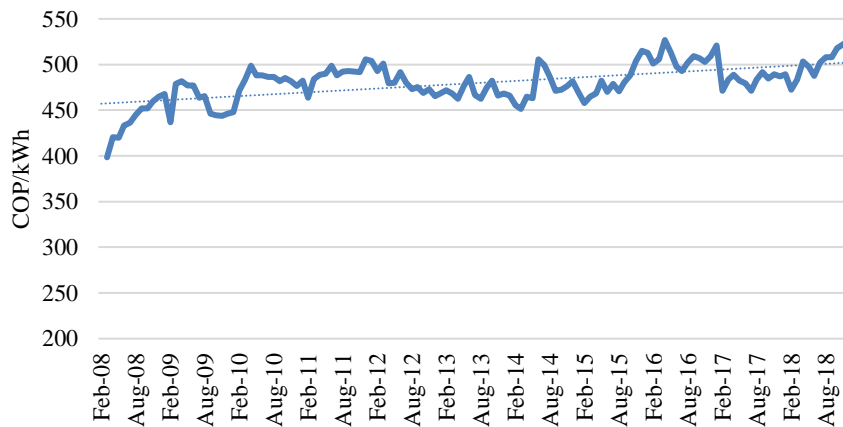


Fig. 19 Evolución del CUPN del segundo periodo tarifario en COP constantes del 2018

Finalmente, la serie de datos contiene el registro de ambos periodos desde enero de 1998 hasta diciembre de 2018 calculando cada periodo según la Resolución 031 de 1997 y Resolución 119 de 2007 respectivamente. La Fig. 20 muestra el CUPN desde febrero de 1998 hasta diciembre de 2018 COP constantes del 2018.

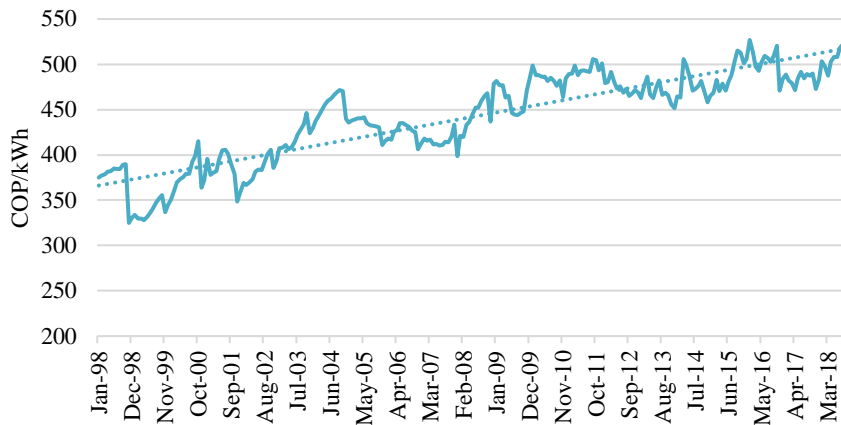


Fig. 20 Evolución del CUPN desde 1998 hasta 2018 en COP constantes de 2018

Se evidencia una tendencia alcista en todo el periodo de análisis y no hay cambio significativo de esta tendencia con la transición del primer periodo tarifario al segundo en 2008. Debido a esto se hace necesario realizar un análisis por componentes del CU en cada uno de los periodos por separado.

2.4.2 Análisis de componentes del CU

El termino de pérdidas PR de la primer formula tarifaria, como ya se mencionó anteriormente, es calculado mediante la fórmula que incluye los componentes de G y T reportados por las empresas. Para realizar el análisis de los componentes este término fue expresado en COP calculado de la diferencia entre el CU y la suma de los términos G, T, D, O y C.

En la Fig. 21 se muestra la diferencia entre el CU y la suma de los componentes.

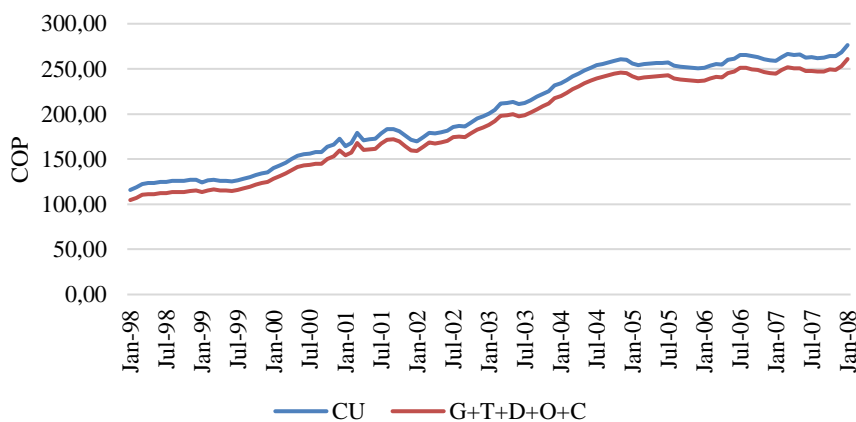


Fig. 21 Diferencia entre el CU y la suma de los componentes de la primera fórmula tarifaria en COP corrientes

Después de obtener esta diferencia en COP. El término *PR* será tenido en cuenta, como un término independiente, para realizar el análisis de los componentes del primer periodo. La Fig. 22 y la Fig. 23 muestran la evolución de los componentes del CU para el primer periodo de análisis y para el segundo periodo, respectivamente en COP corrientes.

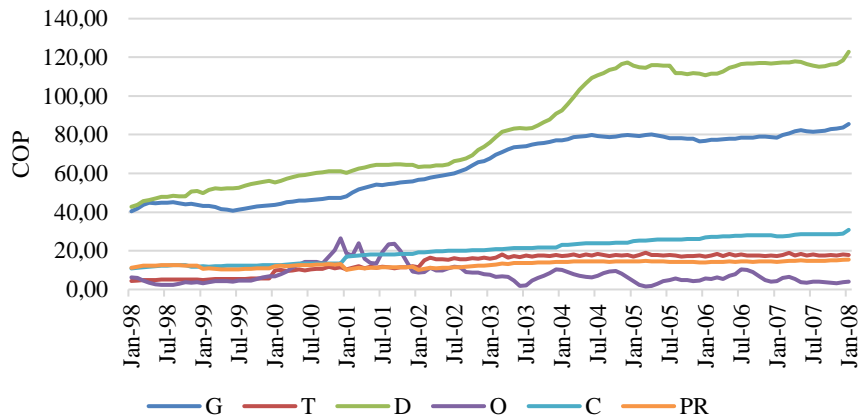


Fig. 22 Evolución de los componentes del CU para el primer periodo tarifario en COP corrientes

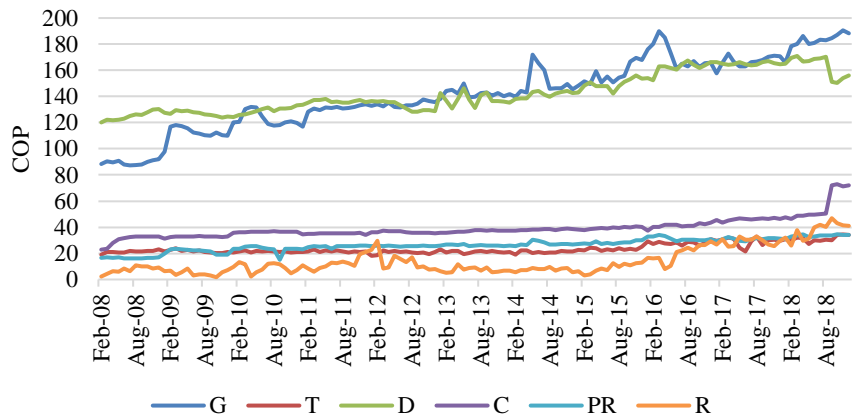


Fig. 23 Evolución de los componentes del CU para el segundo periodo tarifario en COP corrientes

Entre los años 2003 y 2004 la componente de distribución aumentó considerablemente sin encontrar una causa probable para este fenómeno. La componente de distribución es la más alta en todo el primer periodo, solo es superada por la componente de generación a mediados de 2012. Para analizar la participación de los componentes en la tarifa final se realizó la Fig. 24 que muestra la evolución de la participación de los componentes en ambos periodos de análisis.

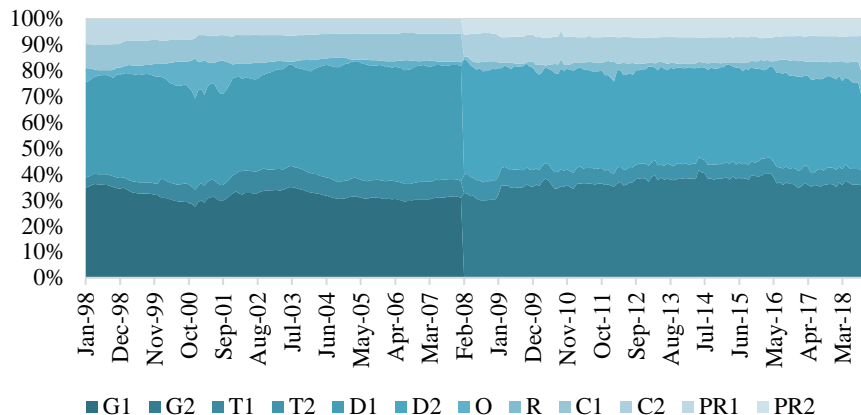


Fig. 24 Porcentaje de participación de los componentes de CU desde 1998 hasta 2018

Se puede evidenciar que las modificaciones realizadas a la fórmula tarifaria general en 2007, no ocasionaron cambios significativos en los porcentajes que representa cada componente en el CU.

2.4.3 Implicaciones sociales del alza de las tarifas de electricidad

El aumento del salario mínimo en Colombia está calculado, entre otros componentes, con base en el Índice de Precios al Consumidor (IPC), este índice representa el valor del costo de vida y se ajusta anualmente con respecto a la inflación (Congreso de la República de Colombia, 1996). Para comparar los efectos que el alza en las tarifas ocasiona sobre los ingresos de las personas se considera necesario realizar el análisis con este parámetro.

La Tabla 5 muestra la evolución del salario mínimo mensual y la evolución del promedio anual de CUPN, ambos desde 1998 en COP constantes del 2018.

Tabla 5 Relación entre el salario mínimo y el CUPN anual en COP constantes del 2018

Año	Salario mínimo mensual (2018 COP)	Cambio porcentual	CUPN anual (2018 COP/kWh)	Cambio porcentual
1998	623432		378,68	
1999	619690	-0,6%	336,61	-12,5%
2000	624833	0,8%	372,93	9,7%
2001	632613	1,2%	387,27	3,7%
2002	635692	0,5%	377,80	-2,5%
2003	639121	0,5%	413,74	8,7%
2004	647881	1,4%	453,04	8,7%
2005	654899	1,1%	436,31	-3,8%

2006	668278	2,0%	424,98	-2,7%
2007	680064	1,7%	413,60	-2,8%
2008	685525	0,8%	440,29	6,1%
2009	687480	0,3%	459,08	4,1%
2010	697199	1,4%	484,16	5,2%
2011	702208	0,7%	491,12	1,4%
2012	716052	1,9%	479,10	-2,5%
2013	725241	1,3%	471,00	-1,7%
2014	739948	2,0%	474,86	0,8%
2015	744797	0,7%	482,92	1,7%
2016	750598	0,8%	507,33	4,8%
2017	764533	1,8%	483,58	-4,9%
2018	781242	2,1%	504,64	4,2%
Promedio		1,1%		1,3%

Fuente: basado en el Banco de la República (Banco de la República de Colombia, 2018) y el promedio anual del CUPN en COP constantes de 2018

El promedio del cambio porcentual año a año desde 1998 hasta 2018 muestra que la tarifa presenta un aumento del 1,3 % frente a un 1,1 % del salario mínimo. Esto significa que los ciudadanos perciben un aumento mayor en la tarifa de electricidad que en sus ingresos.

Sin duda es interesante analizar la tendencia del alza en tarifas hacia los usuarios en mercados competitivos con alta concentración. Esto deja abierta la posibilidad de realizar estudios posteriores sobre las ganancias percibidas por los grupos económicos en aras de evitar la generación de cuasi rentas que repliquen crisis en los sectores eléctricos como la de ENRON Co. en California (2011); la cual se generó precisamente de una reestructuración sectorial (Hillary, 2002; Moriceau, 2005).

2.5 Conclusiones

La tarifa de la electricidad en Colombia para los usuarios residenciales ha incrementado desde la reforma del mercado eléctrico de 1994. Este hecho da indicios de la existencia de una falla en la metodología del cálculo de la tarifa general.

La constitución política de 1991 es clara en asegurar la prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional de los servicios públicos domiciliarios, pero con la posterior reglamentación en las leyes secundarias se pierde ese objetivo y termina favoreciendo un negocio privado por encima del bienestar social.

Las modificaciones realizadas a la fórmula tarifaria general en 2007, no ocasionaron cambios significativos en los porcentajes que representa cada componente en el CU. Las fórmulas son de

difícil entendimiento para el común de la población, en contravía al criterio de simplicidad dispuesto por la Ley 142 de 1994.

Las tarifas de electricidad han tenido mayor aumento porcentual que el salario mínimo en los periodos analizados. Esto puede ser un tema de estudio posterior con el fin de demostrar que las tarifas a usuarios residenciales desmejoran la calidad de vida de las personas y abre la discusión sobre la necesidad de una real competencia entre agentes comercializadores que estimule la reducción de los precios transferidos a los usuarios.

Los PRPNT aprobados por la CREG no incentivan la reducción efectiva de pérdidas. Esto se demuestra con la poca variación que ha presentado el componente de pérdidas transferido a los usuarios en los 21 años de vigencia de la regulación.

La Superintendencia de Servicios Públicos tiene deficiencias para supervisar el reporte de información en el SUI o en otros medios de divulgación de los costos máximos de prestación del servicio mensuales de algunos agentes. Esto es un problema para la investigación con fines académicos y para los usuarios finales ya que la carencia de información va en contra de los principios de un libre mercado.

3. Electricity tariffs evolution before the 1994 electricity market reform¹³

Abstract

Considering that the electricity market reform of 1994 was a breakthrough in the tariff system of the electricity sector in Colombia, understanding how tariffs are determined before and after the reform, facilitates the analysis of the impact of such changes in the industry itself and society. Therefore, in this paper, the authors will focus on studying the pre-reform period between 1913 and 1994. The analysis was done through the compilation and chronological organization of secondary laws, regulatory decrees and official resolutions for institutions, that allowed establishing the intention and interaction of State institutions and their legislature. There was performed a critical analysis of the legislative trajectory and the political-economic processes, making possible to understand the effects of the changes in tariff structures and the causes for electricity market reform, in order to identify its impact on society. The authors concluded that there were three periods, each one characterized by different governmental political decisions, that could be categorized under the management schemes in the electricity sector. The elements that sustained the electricity reform were not strong enough from a political, economic, and technical view. Finally, it was found that the tariff scheme before the reform did not satisfy the social needs that were kept in mind by the National Tariff Board; on the contrary, this laid the foundations to raise the electricity reform.

Keywords

Electricity tariffs; tariffs structure; electricity market reform; residential customers; legislative process; regulation policy.

¹³ This paper had the collaboration of L. S. Hoyos-Gómez C. E. Murillo-Sánchez and B. J. Ruiz

3.1 Introduction

The main objective of this research is to show the electricity tariffs evolution of the residential customers, before the electricity sector reform of 1994, from a regulatory view. Since the electricity tariff is the link between the electricity industry and the final customers, therefore, the analysis of this relationship allows to understand how the electricity tariffs have impacted the social dimension, as well as how the economic and political aspects affect the electricity tariffs. Since there was not only one State institution responsible for the electricity sector regulation, the analysis is based on the study of the political, economical and social decisions coming from companies or from residential customers.

A review of the academic literature that analyzes tariff systems before 1994, let the authors identifying two kinds of studies. The first one deals with short periods from two to five years. In the second one, there was certain correspondence among the authors' approaches, so, they were taken as a research basis.

One of these papers contained the economic history of the Bogota electricity company from 1896 until 2007, providing general information about the company, such as the electricity tariffs establishment process. Besides that, it also had some examples about the electricity tariff establishment of other companies (Flórez-Enciso & Barreto-Nieto, 2007; Rodríguez-Gómez et al., 1999, 2000a, 2000b).

In addition to that, the *Bariloche* Foundation analyzed the Colombian energy prices from 1970 to 2005, performing a description of the energy matrix, economic and energy policies, prices structure by energy consumption sector, among others. This study highlights the methodologies, technical capacities, and strategies developed in Colombia in the 1980s, which allowed increasing the electricity access (Fundación Bariloche, 2005).

One of the most relevant documents for our research was the one performed by René de la Pedraja-Tomán, since he made a critical review of the economic history of the electricity sector (De La Pedraja-Tomán, 1985, 1993). This research shows the evolution of electricity tariff, from the creation of local electricity markets, to the consolidation of the national electricity market.

Our approach allows analyzing the impact of the energy policies in the long term on the electricity tariff and understanding how these policies have impacted the population. We have identified three periods, with different trends in the electricity sector. In the first one, we found that the regional monopolies were responsible for the electricity tariff establishment, without a national intervention. In the second one, the Government started their arbitration in the tariffs creating national regulatory bodies and implementing a nationalization plan, among others. The final period is characterized by the change in the national policy regarding the electricity sector.

Namely, in the first period, economic affairs were more important for electricity companies than the social and policy aspects, which changed in other stages. Those changes produced approaches for establishing the different tariffs systems.

This paper has four sections: Section 1, covering the introduction. Section 2 presents the evolution of electricity tariffs in three periods, each one in a subsection, as follows: Section 2.1 contains the beginning of the electricity sector. Section 2.2 shows the State intervention with the regulation and supervision for the creation of entities. Section 2.3 presents the consolidation of the State in the electricity tariff regulation. Section 3 has an explanation of the causes motivating the electricity market reform. Section 4 shows the conclusions.

3.2 How were the electricity tariffs established before the electricity sector reform in 1994?

Three main stages comprised the electricity tariff evolution before the 1994 market reform. The first stage was from 1913 until 1935, in which the local utilities set the electricity service price depending on the service that was provided, by that time it was only the street lighting service, since electrical consumption was measured in W/month. During this period, each utility set its prices without any state regulation, due to the lack of a regulatory body responsible for that matter in the nation.

In the second stage, from 1936 until 1967, the Colombian State and the Economy Regulation Superintendence (SRE) established some economic regulations to electricity tariffs, in order to control the rising in the basic needs and public services tariffs. Consequently, the SRE became a powerful instrument of supervision and regulation of the electricity prices in Colombia, allowing the Government to use the SRE as an anti-inflationary mechanism (Superintendencia de Industria y Comercio, 2010).

The last stage (1968 - 1993) began with the construction of the transmission network in the period of the former president Carlos Lleras-Restrepo. The transmission network interconnected the main cities like Cali, Medellín, and Bogotá. Therefore, with the purpose of unifying the electricity tariffs, the National Tariff Board of Public Services was created.

3.2.1 The electricity tariffs fixed by local and regional companies (1913-1935): regional non-regulated monopoly

At the end of the 19th century, electricity in Colombia, as in the rest of the world, began to be used as a substitute for less efficient technologies for heating, lighting and power generation. This transition strengthened over time to become in a big lucrative business. Particularly in Colombia, the electricity business model was regionally and electrically isolated; because this activity began as a private initiative of wealthy families from each region, promoting the local electricity

generation. The small independent and municipal utilities, some founded with national capital and others with foreign capital¹⁴, were in charge of providing this new service in the main cities at that time. This process gave rise to local electricity markets and to two types of utilities, the first one constituted with local investors by either or both Government or private, and the second one with international investors (De La Pedraja-Tomán, 1985). As a consequence, the management scheme of the Colombian electricity companies is a regulated monopoly according to authors like Rothwell et al. who defined it as a single utility providing electricity to its service area, being vertically integrated (Rothwell & Gómez, 2010).

There are three clear examples of such companies and the local markets. The first example could be the Bogotá companies, where the first power companies were founded, such as the Bogota Electric Light Co, the Samper Brush y Cía company, which transformed into the Electric Power Company of Bogota¹⁵, and the National Electricity Company, respectively. The last two companies were merged in the United Electric Energy Companies of Bogota, in order to supply the total demand and to expand the installed capacity.

Another example is the Electric Installation Company of Antioquia, which had the participation of the local administration and private investors; however, for increasing the installed capacity, the local government acquired all the shares of the company and transformed it into the Electric Power Company of Medellin in 1918.

The final example is the Colombian Electricity Company, which was a foreign company that started its operation in the Atlantic and Pacific coasts. It attempted to monopolize the electricity supply in the country and to construct a transmission system to interconnect Colombia¹⁶ and Ecuador. To increase the profits, the company sought the expansion of its operation towards Bogotá, by purchasing the United Electric Energy Companies of Bogota (De La Pedraja-Tomán, 1985).

As the companies were regional monopolies, their development was disjointed and heterogeneous, due to the lack of a national guideline and the national government participation. This fact could be explained with the following example: The Ibagué Electricity Company determined for an indoor lightning a monthly tariff of COP 60, and for an outdoor lightning a tariff of COP 80 in 1910. While in the EEB, the tariff was linked to the capacity of lightning and the time of use, for example for a 32 candelas¹⁷ lamp during one night the cost was of COP 0,30 (Rodríguez-Gómez et al., 1999). Leading to the first national intervention on this matter by the National Parliament with the Law 13th/1913 (Tabarquino-Muñoz, 2011). This Law was the first regulatory

¹⁴As the Colombian Electricity Company local subsidiary of the American and Foreign Power Company (De La Pedraja-Tomán, 1985).

¹⁵EEB by its Spanish name.

¹⁶The Colombian companies were located in: Barranquilla, Santa Marta, Ciénega, Aracataca, Cali, Buenaventura, Palmira, Honda, Girardot, and Zipaquirá.

¹⁷The unit used in the past, to measure the visual intensity (National Physical Laboratory, 2019).

framework to establish the electricity tariff prices without using a formula. The next announcement is an example describing the process of the electricity tariff fixing in the EEB in 1920:

“The Electric Power Company of Bogota notifies that the next street lighting tariffs will apply from July the 1st of 1920. The street lighting service will cost COP 1,00 (equivalent to USD 1 at that time) (for energy consumption less than COP 30 W/month; further consumption will entail a surcharge of COP 0,30/month. For each ampere consumed during the night time, the cost will be COP 6,00/month (...). Notes: special or transitional services will require contracts. Industrial services supplying power or heating will have the same prices. The leasing of materials for street lighting will cost COP 0,10/month for each luminaire”(Rodríguez-Gómez et al., 1999).

The above shows that the company determined differentiated electricity prices according to the type of service, nevertheless the cost was steady for the industrial service. Whereas for the lighting service, the announcement provided a 100 % increase in the tariff. Such growth was supported, mainly, in two reasons; the first one was that the worldwide gold depreciation reduced the profit of the investors and increased the cost of materials; the second one was that the new projected expansion requires a high investment. However, the rising electricity tariffs mainly affected the people of low incomes, because the electricity had become an essential service for both indoor and outdoor lighting, improving the security perception in the population, and as a drive in the local industries (Rodríguez-Gómez et al., 1999).

This situation caused people requiring for the first time the municipalization of the utility, but in order to calm the population, the company responded to these claims expressing that:

- iv) The new tariffs were fixed based on the operation and maintenance costs
- v) The tariffs could be differentiated to encourage or discourage the energy demand growth for a specific activity
- vi) The competition was a deciding factor in establishing the new tariffs (Rodríguez-Gómez et al., 1999).

Another intervention by the national government took place in 1928, by the issuance of Law 113th to declare of public interest, the currents and falls of water for the electricity development. Besides, this law determined that the national government is responsible of approving the license for using public properties for departmental and municipal governments, and for natural and juridical persons, including the piped water networks for power plants (Congreso de la República de Colombia, 1928). Therefore, this Law regulated the water property for electricity generation. Consequently, the new utilities must obtain a license for the water use with the national government. This Law was the first intervention of the national government in the electricity sector, and some authors consider it to be the first electricity law (Tabarquino-Muñoz, 2011).

Summarizing, during this stage emerged local utilities as an initiative of private actors or local government or both, giving rise to local electricity markets in some regions of the country. Consequently, there was an unequal electrification process in the country, due to the lack of a national guideline, the same situation occurs with the electricity tariffs. In other words, each

company established the tariff following a different standard and being linked to the type of investor, i.e., if the company was a property of the municipality, the tariff was fixed by the municipal council; in other cases, the management board of each company determined the tariff. During the period of the former president Alfonso López-Pumarejo this situation was supposed to change, by issuing the Law 109th/1936, in order to have the electricity tariffs approved under the same criteria for all utilities, but it did not have any effect. In Fig. 25, there is a summary of the Colombian legislation process for the electricity sector from 1913 to 1935.

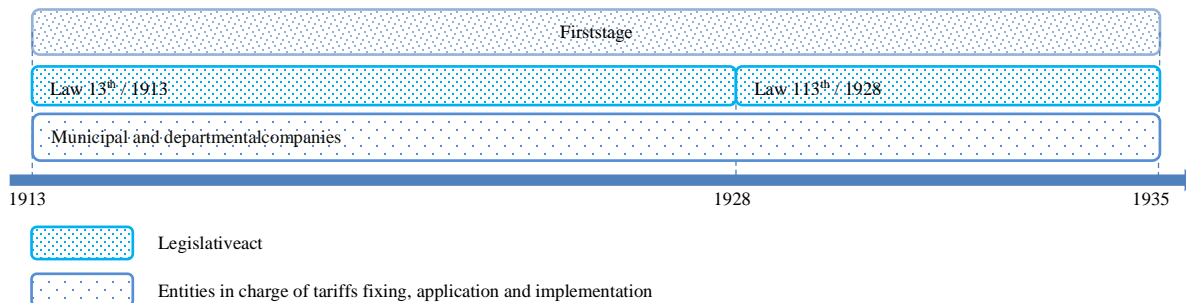


Fig. 25 The legislative process between 1913 and 1935

Source: Created by the authors.

3.2.2 An attempt for regulating the electricity tariffs by the Central government (1936-1967): regional regulated monopoly

During this period, the national government made the first attempt for regulating the electricity tariff of the local utilities, which was not considered in the Law 113th/1928. Hence, this stage started with the issuance of the Law 109th/1936, which established that *"the tariffs shall be subject to approval of the Government and may not apply without their authorization. This approval shall be intended to ensure that in no case, such companies may impose conditions and charge fees that exceed the fair limits of collective convenience and commercial morale"* (Congreso de la República de Colombia, 1936).

The Law caused discomfort in the American and Foreign Power Company, therefore, the company sued the State to declare this law as unconstitutional; nevertheless, the judicial system approved the legislation. However, due to the intervention of the US government, the foreign company managed to issue an exclusive decree during the period of the former president Eduardo Santos-Montejo, to have better conditions than the local companies. This action allowed the company to make charges in the tariff freely. In the case of the Bogota company, the Law 109 caused conflict between the local and national governments to have the control of electricity tariff. The intervention of the national government trigger disputes between government officials and the private investors to take control of the company. As a result, the electricity tariffs were affected according to personal interests (De La Pedraja-Tomán, 1993).

The Regulatory Decree 1606th/1937, issued to regulate the Law 109, classified the utilities in two groups, the utilities located in municipalities with a population less than 10.000 residents and the utilities in areas with a population higher than 10.000 residents. For the first group, the electricity tariff had to be justified by specifying the generation, transmission and supply voltage, power capacity, frequencies, the number of phases, and percentage of voltage fluctuation allowed in distribution networks. For the second group of companies, the factors determining the electricity tariff were the invested capital, gross income, maintenance and operation costs, interest payment, capital repayment, taxes, and depreciation of assets. On the other hand, the companies in the second group had to classify their users, taking into account the daily load curve (Congreso de la República de Colombia, 1937). The classification of the utilities and differentiated rules for the electricity tariff establishment was the first attempt of the State for regulating the companies of the electricity sector.

Since the National Economy Ministry¹⁸ considered insufficient the former regulation, and the national government questioned the financial capacity of private investors for the expansion of the installed capacity, the National Congress issued the Law 126th/1938. This Law decreed the electrical energy supply as a fundamental public service where the Nation, the department, and the municipalities co-operated to establishment, development and financing the sector, through funds destined for electrification projects. Moreover, this Law declared as a public interest the State purchasing the existing generation and distribution power companies. This new legal framework encourages the governmental intervention in the matter of provision of public services, beginning the process of nationalization of the electricity sector (Congreso de la República de Colombia, 1938).

In order to regulate and to institutionalize this Law, it was issued the Regulatory Decree 354th/1939 during the period of the former president Santos-Montejo, with the purpose of strengthening the institutional aspect, creating the Public Utilities Department¹⁹, associated with the MEN. The main objective of this entity was to organize and to centralize in one administrative body, the establishment of the electricity prices for the residential customers and to control the economic activities of the companies (Congreso de la República de Colombia, 1939). From that moment, the DSP was responsible for monitoring the business activity of companies providing the electricity services.

However, the task of the DSP to set the tariffs was useless, because of pressures by local politicians, and also, because the annual budget approved by the National Congress was insufficient and irregular for accomplishing with this and another assigned tasks. Additionally, the method of distribution of financial resources was not efficient, since it was limited to the purchase of small diesel or gasoline generators in many towns and small cities. As a result, the DSP did not have a

¹⁸ MEN Spanish Acronym

¹⁹ DSP Spanish Acronym

tangible effect on the country electrification, due to the funds being spent in the creation of regional public utilities, that have a limited scope in the supply of electricity demand. Therefore, the Government sought to build big hydroelectric projects that will meet the demand of various regions. However, at that time, the workforce was not qualified to undertake projects of that magnitude. Finally, the action plan implemented by the DSP postponed the purchase of the larger electric power companies, limiting the consolidation of a model of economies in this sector and in the nationalization process (De La Pedraja-Tomán, 1993). This process drove the enactment of a new Law to solve the issues that were being faced.

By the Law 80th/1946, it was created the National Institute of Water Exploration and Electricity Development²⁰ as an autonomous entity, responsible for approving the electricity tariffs and rules presented by the public utilities, for controlling the power of regional monopolies. Besides, Electraguas was in charge of continuing the expansion of the supply, by using public funds following the electricity sector nationalization process (Congreso de la República de Colombia, 1946). In order to accomplish with the plan of the national government, it was necessary to establish an action plan for the expansion of the electricity sector; nevertheless, the new entity could not formulate a long-term strategy, since Electraguas did not have the technical and engineering capacities for facing the challenges of formulating a long-term strategy. Besides, the financial aspect was a barrier for undertaking projects, because the entity did not have enough funds, because the priority was the flood-control and irrigation projects execution (De La Pedraja-Tomán, 1993).

Eight years later in 1954, it was presented the first National Electrification Plan, as a guideline for implementing the nationalization initiative. This plan projected the expansion of installed capacity from 1955 to 1970, as well as the electrical interconnection of the regional electrical power companies. For achieving the first target, Electraguas created sixteen departmental public utilities²¹ from 1955 until 1958. For the second target, there were created the National Economic Planning Council in 1952, and the Electrical Technical Mission in 1954. Nevertheless, this goal was not carried out, because the regional companies were against it by arguing loss in their autonomy (Cuervo, 1992; De La Pedraja-Tomán, 1993; Sandoval, 2004).

Subsequently, to establish a robust institutional regulatory framework that solved the problems related to the management scheme of public services, the national government issued the Law 19th/1958. This Law was an administrative reform to align the State organizations in charge of economic management and planning (Congreso de la República de Colombia, 1958). The Regulatory Decree 1653th/1960 regulated this Law, which among other issues, created the

²⁰Electraguas in Spanish

²¹Electrohuila (Huila), CHEC (Caldas), Hilebrija (Santander), Centrales Eléctricas del Norte de Santander (Norte de Santander), Electrobol (Bolívar), Electrotolima (Tolima), Electroboyacá (Boyacá), Cedelca (CaribbeanCoast), Cedenar (Nariño), Electrosincelejo (Sucre), Electranta (Atlántico), Electromag (Magdalena), ElectroCórdoba (Córdoba), ElectroCund (Cundinamarca), ElectroChocó (Chocó) and Electroantioquia (Antioquia).

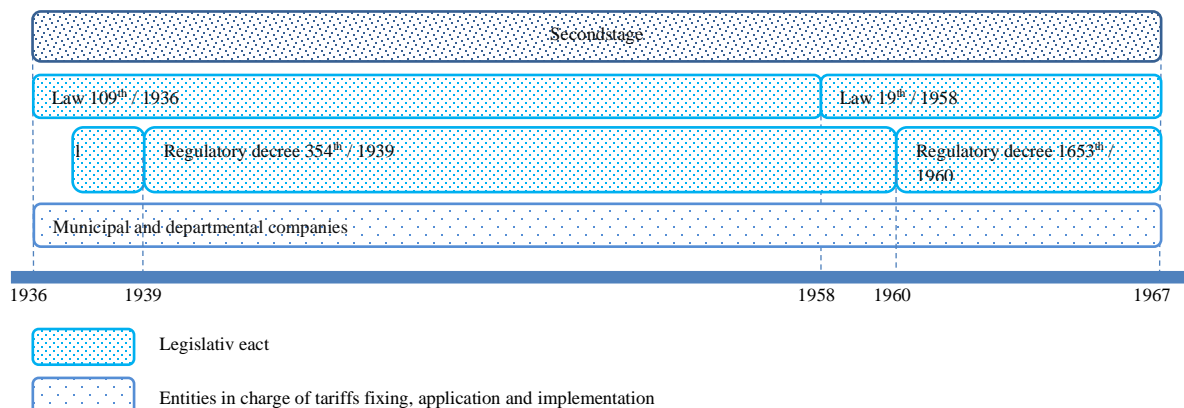
Superintendence of Economic Regulation²². The SRE was responsible for overseeing the study and approving, with economic and technical criteria, the tariffs and regulations of public services such as electricity, aqueduct, sewage and similar, as well as the tariffs of public shows, cinemas, and hotels (Congreso de la República de Colombia, 1960). Also, it was the function of the SRE to intervene in cost studies and to regulate the prices of the basic food basket.

During a period of two years, between the issue of Law 59 and its regulation with the Decree 1653, the companies continued to establish the tariffs and their adjustments; as in the case of the EEB, where it was determined the rise of COP 1,37²³ per month in a medium-size residence with a bi-monthly consumption of 189 kWh in 1959, meaning that the electricity bill went from COP 13,25 to COP 16 (Rodríguez-Gómez et al., 2000a). Once the regulatory decree that created the SRE was set, the tariff was approved by the national entity, generating discomfort in the companies, causing an audience with the President of the Republic, to expose what they considered “the tariff problem.” Despite the effort made to regulate the public services tariffs, the fact that a single organization was in charge to supervise all these economic activities, allowed the electricity companies to continue establishing independently the electricity tariffs.

During this stage, the national government attempted to regulate the electricity sector to expand the installed capacity and to unify the public utility property. In addition to that, the Government established a unique methodology for fixing the electricity tariff. However, it did not achieve these objectives, because there was strong opposition from the dominant regional companies that were supported by the local politicians. Also, the budget assigned to the DSP and subsequently to Electraguas to carry out the national electrification was not enough to achieve the coverage objectives. Therefore, the lack of an effective methodology of financial resource distribution, a long-term planning of the sector, and the regulatory instability linked to Government policies, allowed that the public utilities continued establishing the electricity tariffs. In Fig. 26, we can observe a summary of the legislative process of this stage, showing the entities responsible for setting, applying, and implementing electricity tariffs. During the next stage, the necessary reforms were made to create the conditions that allow an electrical interconnection between the regional companies and as a consequence, the creation of a unified tariff.

²²SRE in Spanish. It is currently called Superintendency of Industry and Commerce.

²³In 1959 the average USD price was COP 6,40



¹ Regulatorydecree 1606th / 1937

Fig. 26 The legislative process between 1936 and 1967

Source: Created by the authors.

3.2.3 National Tariff Board of Public Services (1968-1993): national regulated monopoly

During this stage, the Government issued nine Regulatory Decrees and three Resolutions, creating and modifying national and regional entities following the guidelines of the Law 19th/1958 for consolidating a national power system, and also, the Constitutional amendment that sought the modernization of public administration mechanism and that redistributed the public authorities functions (Superintendencia de Industria y Comercio, 2010).

The constitutional reform of 1968 that took place during the period of the former president Lleras-Restrepo and the administrative changes that were analyzed in the Section 2.2 lead to the Regulatory Decree 2562th/1968. This Decree transformed the SRE in the National Prices Superintendency²⁴, as an affiliate of the Ministry of Development, later transformed into the Ministry of Economic Development. The SNP was temporarily in charge of controlling the goods and costs of services classified as basic, whereas the Government was able to determine the role of a specific entity for the evaluation and establishment of the public services tariffs (Congreso de la República de Colombia, 1968a). The Government until now, just monitored the economic activity of the utilities, without regulating the way that utilities transferred the electricity costs to the end-users.

²⁴ SNP in Spanish

As a result, the Government issued the Regulatory Decree 3069th/1968 which created the National Tariff Board²⁵, dependent on the National Planning Department with the following functions:

- To control and to supervise the tariff of the public services.
- To advice to the national government to unify the criteria for the public services tariff establishment.
- To determine the terms and the information that the municipalities must communicate to this entity regarding the tariff adjustments.
- To determine the justifiable operating expense for each public service, and to suggest actions to maintain the financial balance of the municipalities providing the electricity service. Until that moment, the utility companies established the tariff, causing distortion and a wide dispersion of tariff levels(Lobo et al., 1990).

Moreover, the Government established as a basic criteria to set tariffs the following factors: cost-effectiveness production, profitability, financial balance, administrative efficiency, economic capacity. However, this order let the companies to decide whether to use it or not; in other words, the utilities continued to control the rates (Congreso de la República de Colombia, 1968b).

On the other hand, to consolidate a national power system, the Government encouraged the electrical interconnection between the dominant regional utilities. Institutions as the World Bank, the Regional Autonomous Corporation of Cauca²⁶, the Anchicayá River Hydroelectric Power Plant²⁷, the EEB, the Public Companies of Medellín²⁸, the Electraguas, and the Caldas Hydroelectric Power Plant²⁹ supported and funded the construction of the transmission network of 230 kV and 576 km. Administratively the manager of the new power system was Electrical Interconnection Co³⁰, a new company that would be responsible for the construction, maintenance, and administration of the high-voltage transmission network.

Six years later the Regulatory Decree 201th/1974 gave to the JNT the necessary tools to formulate a single procedure for setting the tariffs nationally. The same Decree transformed the SNP into the National Superintendency of Production and Prices³¹ responsible for designing and setting the tariff policy (Congreso de la República de Colombia, 1974). The adopted measures were the starting point in the public services price regulation, empowering the JNT with the mechanisms to set the electricity tariffs in a mandatorily to all public utilities. To unify the legal framework of the utility tariff, during the period of the former president Alfonso López-Michelsen was noted the Regulatory Decree 149th/1976, to consolidate the JNT as the only State entity responsible for setting, executing

²⁵JNT in Spanish

²⁶ CVC in Spanish

²⁷ CHIDRA in Spanish

²⁸ EPM in Spanish

²⁹ CHEC in Spanish

³⁰ ISA in Spanish

³¹ SNPP in Spanish

and supervising the utility tariffs (Congreso de la República de Colombia, 1976). Despite the issued regulations, the JNT could not integrate tariffs nationally, so the regional companies continued to set them, as shown in Fig. 27.

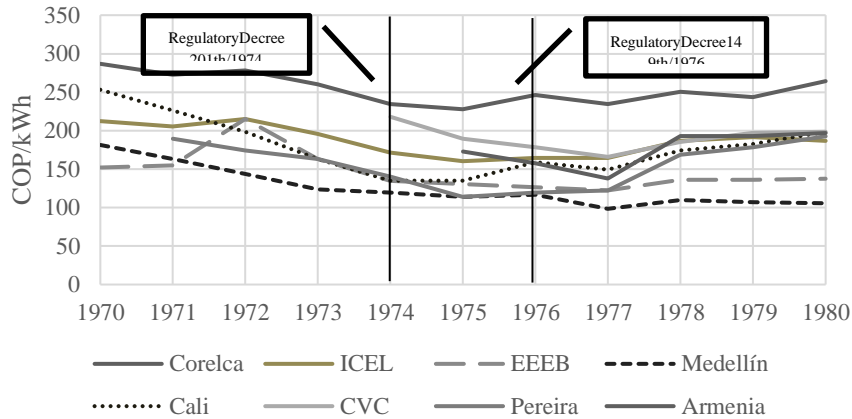


Fig. 27 Average electricity tariffs evolution (constant 2018 COP)

Source: Based on DNP (Departamento Nacional de Planeación, 1981).

Law 14th/1983 prohibits the use of cadastral appraisal as a basis for establishing the rates of public services (Congreso de la República de Colombia, 1983). Therefore, the Government enacted the Regulatory Decree 2545th/1984 uploading the Decrees 3069th/1968 and 149th/1976, thus creating a single structure of electricity tariffs valid abroad the Colombian territory; besides, introducing the concepts of socioeconomic stratification and fixed charges (Congreso de la República de Colombia, 1984). The criterion to establish the tariff was consumption; however, people with lower incomes paid the same as people with higher incomes, this meant that people in the first group had to spare a higher percentage of their income to the payment of the electricity service (Cabra, 2008a)(Cabra, 2008b). Therefore, with the new system, the Government sought that the monthly tariff had a basic monthly charge, independently of consumption and determined by the socioeconomic strata³². The measure was the first social policy introduced into the electricity sector favoring the people with lower incomes (Azüero-Zúñiga et al., 2012).

Moreover, the Regulatory Decree 2545th/1984 classified the users into the residential and non-residential customers, determining differentiated tariffs for each one. For the residential users, both, socioeconomic strata and consumption differentiation established the tariff. Besides, when the energy consumption increases, the tariff of each kWh also grows to encourage energy savings

³² The socioeconomic stratum is a classification by strata of the property that must receive utilities. This classification is made, mainly, for the established in a differential way the utility fee by socioeconomic strata, in order to set subsidies and additional contributions into an area. Until 1990 each public utility was responsible for the stratification of their final users, with different criteria and methodologies, making impossible to compare the stratum in different regions (Departamento Administrativo Nacional de Estadística, 2019).

(Congreso de la República de Colombia, 1984). The Decree set six socioeconomic strata and five consumption ranges; however, it was not clear how to calculate the electricity tariff linking these two criteria. Besides, according to some analysts, this tariff did not work for Colombia, since in Bogotá, for example, 35% of the economically active population were tenants. As a result, one electricity meter measures the consumption of several users; therefore, the kWh price is higher than the corresponding to the income level of users (Grupo Editorial Semana, 1983).

The lack of clarity in the regulation generated an increase in the electricity bill of a 3,5 % monthly, having an increase of 47 % in one-year, causing discomfort in the population. This led to the JNT to study the applicability of the Regulatory Decree 2545th/1984. As a result, the same entity enacted the JNT Resolution 086th/1986, introducing the Long-Run Incremental Cost (LRIC)³³ methodology, as a framework for the public utilities, setting three main objectives:

- To establish five consumption blocks for the residential sector with increasing tariffs.
- To set targets, as a share of LRIC, for each consumption block and non-residential consumption.
- To unify the fixed charge at the national level, differentiated by socioeconomic strata, making it the most crucial instrument of cross-subsidies (Junta Nacional de Tarifas, 1986).

Table 1 shows the tariff structure based on the consumption block and its respective LRIC goal.

Table 1 Share of the LRIC by consumption block

Residential	Consumption block	Consumption range (kWh/month * user)	Tariff goal relative to LRIC (%)
	Subsistence consumption with energy replacement	0 - 100	20 - 30
	Subsistence consumption without energy replacement	0 - 200	
	Basic consumption	201 - 400	50 - 80
	Intermediate consumption	401 - 800	90 - 125
	Superior consumption	over 801	100 - 125

Source: JNT Resolution 086th/1986 (Junta Nacional de Tarifas, 1986).

It is important to note that this Resolution introduced the subsistence consumption concept, where accessing electricity for the first time in the country is conceived as a fundamental right and not as a commodity, following the political position adopted by the different Governments from 1960 regarding the public services (Vélez-Álvarez et al., 2011). Also, the Government took a subsidiary system for users with lower consumption, which commonly coincide with the lower incomes, so

³³ The LRIC is the quotient of the present value of increases in total cost required to satisfy demand, the sum of investment costs plus administration, operation and maintenance costs of generation, transmission and distribution systems and the present value of the corresponding increases in demand. In other words, given a company offering different products or services, the incremental cost is the change determined by the increase in the supply (delivery) of a given product or service, including all direct costs and indirectly attributable to that change or increase, which implies also considering the indivisibilities proper to that increase. The incremental cost includes a reasonable return on invested capital and it is calculated for the long term, ie, for a discrete period (Klein, 2007)

they assume between a 20 % to an 80 % of the LRIC of the electricity tariff, while the users with the highest consumption should pay a 25 % additional of the LRIC.

The above measure was one of the factors that unleashed the conflict between the Colombian government and the World Bank. According to Trevor Byer, energy consultant for the World Bank's Economic Development Department, another reason argued by the World Bank was a low or no raising at all, of the tariffs between 1970 and 1987, which according to the international entity reached 1% a year. Due to the freezing of tariffs in the period of the former president Misael Pastrana-Borrero, they attributed this situation to the currency devaluation of 1985. Quoting Byer, "the JNT began the long process of reducing the virtual state of anarchy that had prevailed in electricity tariffs in Colombia" (Comisión Nacional de Energía, 1991a). Consequently, the JNT faced a massive budget deficit that triggered the so-called "power sector economic crisis" in the mid-1980s (The World Bank, 1990).

The financial problems, associated with the politicization of the power sector, led to the issuance of Law 51th/1989 establishing the National Energy Commission³⁴. The CNE was created to organize and to regulate the rational and integral use of the different energy sources, according to the requirements of the country and its specific functions with the electric power subsector, which were:

- To approve the plans, programs, and projects for the generation and transmission of the interconnected electrical system.
- To approve unconventional power generation programs.
- To coordinate power generation programs in non-interconnected areas, and
- To recommend criteria to the JNT for the determination of electric power service tariffs throughout the country (Congreso de la República de Colombia, 1989).

The Regulatory Decree 1555th/1990 and the JNT Resolution 090th/1990 respectively, replaced the Decree 2545th/1984 and the JNT Resolution 086th/1986. The first two documents established:

- The tariff levels were set based on the costs of the economic structure of the power sector, being calculated by using the LRIC methodology, which was calculated by ISA and approved by the JNT.
- Residential and non-residential were the classifications for the consumers. The first one has six socioeconomic strata and four categories or blocks of consumption, which were subject to increase tariffs, while for the second one, there was no differentiation by consumption blocks.
- The consumption ranges for the residential sector were as follows: Subsistence up to 200 kWh/month when there is no possibility of energy substitution and up to 100 kWh/month,

³⁴ CNE in Spanish

otherwise basic between 201 and 400 kWh/month, between 401 and 600 kWh/month and above for over 600 kWh/month (Congreso de la República de Colombia, 1990)(Junta Nacional de Tarifas, 1990).

The main change of the new legal framework regarding the Resolution 086 was that the socioeconomic stratum determines both, the fixed and consumption charges. In other words, the socioeconomic stratum became the main parameter for defining electricity tariffs. Also, the Decree 1555th/1990 established four consumption ranges for each socioeconomic strata based on the LRIC. Likewise, for each consumption range were set new LRIC goals. Consequently, for each company, an adjustment program was established to overcome the lags between the current tariffs and the new goals. Table 2 shows the tariffs structure in 1990, the residential consumption ranges and the tariff goals as an LRIC percentage.

Table 2 Unified electricity tariff structure in 1990. Residential customers consumption ranges tariffs goals as a share of LRIC

Share of LRIC		Consumption ranges			
		Subsistence up to 200 kWh/month	Basic between 201 and 400 kWh/month	Intermediate between 401 and 600 kWh/month	Superior over 600 kWh/month
Residential (socioeconomic strata)	Low – low	20%	70%	110%	125%
	Low	30%	70%	110%	125%
	Medium – low	40%	80%	110%	125%
	Medium	50%	80%	110%	125%
	Medium – high	60%	90%	110%	125%
	High	70%	90%	110%	125%

Source: JNT Resolution 090th/1990 (Junta Nacional de Tarifas, 1990).

In the process for unification of electricity tariffs, the JNT reached its institutional capacity limit given the activities performed by the entity. Therefore, the JNT issued resolutions that could not apply, since its control capacity just reached a few cities; because on the one hand, the JNT did not have the infrastructure to perform those functions, and at the end of 1990 the JNT Executive Secretary did not have more than seven or eight support officers, and on the other hand, their budget was not enough to fulfill all of their functions. In addition to that, there was a political transformation taking place in the country, to subsequently issue the 1991 Political Constitution, which led to structural reforms in the electricity sector (Wiesner-Durán, 1992).

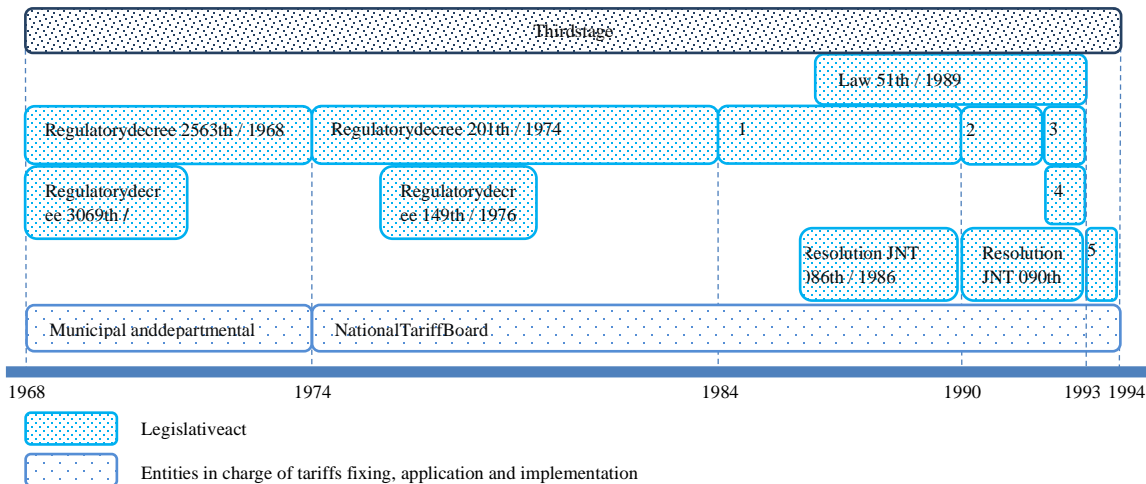
As a consequence of the political changes started in the beginning 1990s, and the crisis confronted in the electricity sector by political, technical, and economic factors analyzed in Section 3. The national government decided to abolish the JNT using the Regulatory Decree 2167th/1992 (Congreso de la República de Colombia, 1992b). This Decree transferred the JNT functions to the Commission for Energy Regulation³⁵, which is a body attached to the Ministry of Mines and

³⁵ CRE in Spanish

Energy³⁶. The Decree 2119th/1992 created this last entity; also, it suppressed the CNE, arguing that it was not useful in depoliticizing the electricity tariffs (Congreso de la República de Colombia, 1992a). This shows the political instability in the electricity sector from 1992 to 1994, since the JNT was suppressed and the CRE had the same functions at the same time.

Since the CRE did not have the technical or administrative capacities to regulate the electric sector tariffs, the JNT had to continue issuing transitional resolutions during the electricity sector crisis. That is why the JNT published the Resolution 070th/1993 replacing the JNT Resolution 090th/1990 to promote energy savings, to obtain financial resources to carry out expansion plans, and to reach the 100 % tariff goals of the LRIC in 1997 (Junta Nacional de Tarifas, 1993). Fig. 28 summarizes the legislative process of this stage and shows the entities responsible for setting and implementing electricity tariffs.

As a conclusion, during this stage, the national government took part in the electricity tariff regulation in 1974, following the policy of achieving a nationalized power sector, where the electricity is considered a fundamental right. However, the entity, created to achieve this target, could not control, supervise and establish the tariffs in the country. This situation with the political changes at the beginning 1990s triggered changes in the electricity sector perception by the State, leading to have a structural reform.



¹Regulatory decree 2545th / 1984
²Regulatory decree 1555th / 1990
³Regulatory decree 2119th / 1992
⁴Regulatory decree 2167th / 1992
⁵Resolution JNT 070th / 1993

Fig. 28 The legislative process between 1967 and 1993

³⁶ MME in Spanish

Source: Created by the authors.

In Fig. 29, there is a synthesis of the tariffs and structural changes in the Colombian electricity sector, which were analyzed in this section from 1913 to 1994. In stage one, it is essential to highlight that electricity supply in Colombia began with local government or private initiatives; therefore, no there was a homogeneous development in the electricity supply through the country, as well as in the electricity tariffs. In the second stage, in order to overcome the issues faced by the electricity sector, regarding the electricity supply and the electricity tariffs among other matters, the national government started their intervention following a policy of nationalization of the electricity sector. During the beginning of the third stage, the Government followed the policy of the former period, i.e., continued the nationalization process. However, in the late 1980s and in the beginning of 1990s, there were some changes in the State economic policy concerning the electricity sector, along with other causes presented in Section 3, which motivated the electricity sector reform.

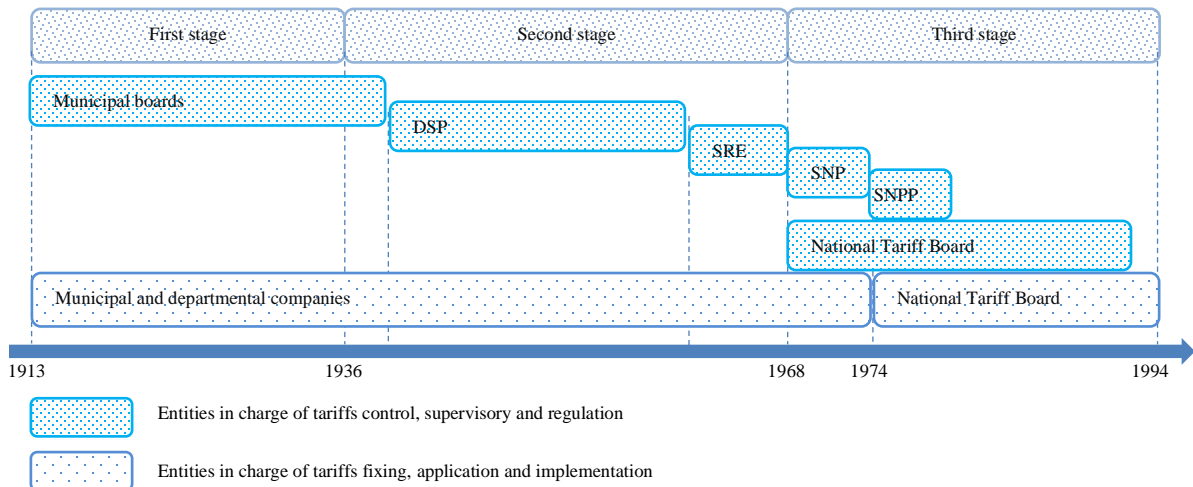


Fig. 29 Institutional evolution of electricity tariff in Colombia from 1913 to 1994

Source: Created by the authors.

3.3 Causes to electricity market reform in 1994

The period between 1990 and 1994 was decisive for redefining Colombian electricity sector. The authors have identified as causes several economic, political and technical events that converged in the electricity market reform of 1994. The first cause covers the economic opening process, justified by the debt crisis, led by President Cesar Gaviria (1990-1994). The second cause refers to the political changes consolidated in the 1991 Constitution. Finally, the main factor identified in technical causes is the electricity rationing (Moreno, 2016a, 2016b). Fig. 30 shows the structure of the 1994 electricity market reform causes.

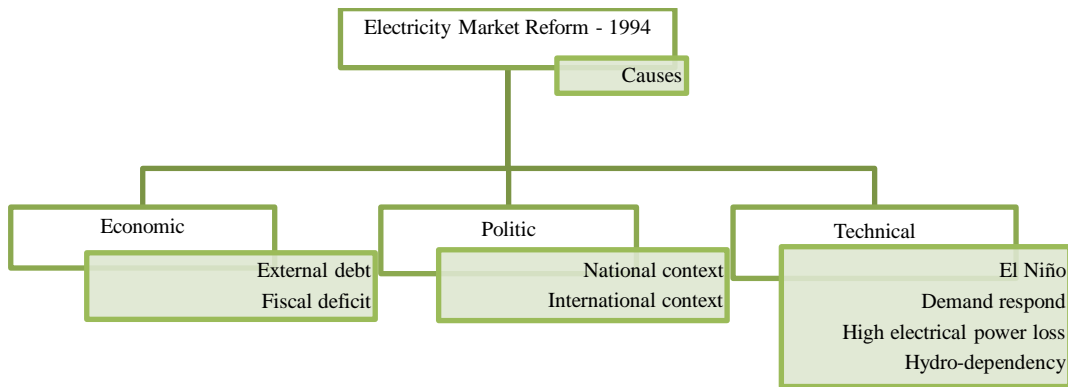


Fig. 30 Structure of EMR Causes

Source: Created by the authors.

3.3.1 Economic causes

During the decade of the eighties, the debt crisis broke out in Latin American countries as a result of the actions carried out during the previous decade and the beginning of the eighties. Driven by hydrocarbon prices during the 1970s and the availability and costs of external financing through bank loans, Latin American countries, especially hydrocarbon exporters, increased their expenses. However, the region could not continue to comply with external payment commitments for three main reasons.

The first reason was the unsustainable increases in external debt, that in the case of Colombia reached a 107,9 %, as shown in Table 3, the situation worsens because the Colombian peso had an annual average devaluation of 18,56 % against the American dollar during twenty years approximately until 1990. The second reason was the liberalization of the capital account and the financial system, in a context of profound regulatory failures and supervision, as evidenced by the growth of private external debt, which in Colombia represented a 57,6 %. The electricity utilities increased their levels of indebtedness, reaching the 55 % of their assets (Méndez-Ávila, 2014). However, the external electricity sector debt was an annual gross rate from 1987 to 1995 of -0,091 %, as shown in Fig. 31; in other words, the electricity sector share in the external debt was reduced from 25,02 % in 1987 to an 11,61 % in 1995.

Table 3 External debt stock at the end of each year 1975-1980 in US millions

	Public external debt ³⁷		Private external debt		Total external debt		Percentage change of the total external debt	Percentage contribution to external debt increase	
	1975	1980	1975	1980	1975	1980	1975-1980	Public	Private
Colombia	2.348	3.980	1.224	3.438	3.572	3.572	107,7	42,4	57,6

Source: Based on CEPAL (Ocampo et al., 2014).

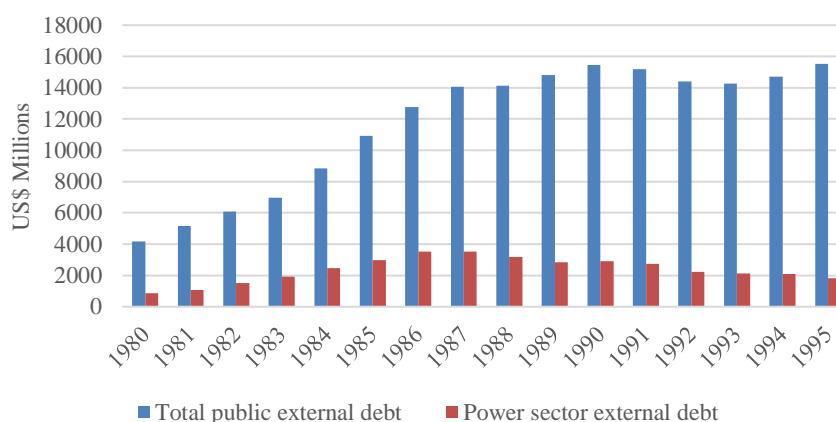


Fig. 31 Electricity sector debt against the total external debt 1980-1995

Source: Based on Banco de la Republica de Colombia (Banco de la República de Colombia, 2019).

The third reason was the progressive rise in international interest rates since 1978 adopted as a control measure by the Federal Reserve of the United States, and a reduction of 17,1 years in the amortization period between 1970 until 1977 (Méndez-Ávila, 2014; Ocampo et al., 2014). The last cause had a high impact on the electricity sector, because the multilateral banks became a strategic actor in policy decisions. The bank imposed conditions to the Government for granting credits to refinance the electricity sector projects. Some of these conditions were appointed in order to reduce the electricity power losses, to improve the distribution network system and to change the procedure for establishing the electricity tariffs. Certainly, changes in the electricity tariffs require a transition period, and the companies confronted issues implementing the restructuring programs. The impossibility for maintaining the subsidized electricity tariffs affected the electricity sector, because the residential customers users reduce their consumption; therefore, the companies received less revenues (Méndez-Ávila, 2014).

Despite the lack of a clear administration model, and some failures in the regulation and supervision of the power utilities; the main factor in the economic crisis of the electricity sector is

³⁷The public debt disburse is constituted by all the obligations effectively drawn by or guaranteed by public entities, payable to non-residents, in foreign currency, with an original extended term of maturity exceeding one year

directly linked with the changes in the debt conditions of the banks, changing the perception of the electricity supply from a fundamental right to a commodity (Méndez-Ávila, 2014).

3.3.2 Political causes

The International Monetary Fund and the World Bank promoted the Washington Consensus, formulated by the economist John Williamson in 1989. This document gave a set of economic policy recommendations to guide the governments of Latin American countries and international organizations in designing economic policies to overcome the debt crisis and drive economic development (Martínez-Rangel & Reyes-Garmendia, 2012).

Throughout the 1990s, this set of policy recommendations for development became a general program, which many considered as the "neoliberal recipe" to overcome underdevelopment. Some of the recommendations for structural reforms were: i) To liberalize trade and its outward orientation, eliminating any tariff and non-tariff barriers, ii) To privatize public enterprises, iii) To deregulate economic activities (Martínez-Álvarez, 2014; Martínez-Rangel & Reyes-Garmendia, 2012).

On August 7, 1990, César Gaviria assumed the presidency of the Republic of Colombia with the promise to carry out a structural "revolution." The opportunity to adopt the recommendations issued by international institutions took place, when the Supreme Court authorized the popular consult to change the 1886 National Constitution on 27 May 1990 elections. The popular consult reached 86 % of approval. As a result, on 9 December 1990 through the elections called by the President, it was created the National Constituent Assembly³⁸ ("Historia de la Constitución Política de Colombia," 2019).

The ANC was in charge of drafting the new political constitution of 1991, the main changes regarding the electricity sector were:

- For the first time, the Colombian constitution had a chapter for the public services establishing a legal framework, included in the economic section of the text.
- Colombian State remained the regulation, control the supervision of the public services.
- Private actors could take part in the public services supply.
- Public services will have their own legal regime which determines their competency, responsibility, coverage, quality, and financing of the public service supply and the tariff system.

³⁸The ANC was formed by 70 members, who came from diverse political currents. Because of the diversity of the political parties, a tripartite presidency was constituted with leaders of the three political parties that obtained the most quantity of votes: The Colombian Liberal Party, the Democratic Alliance M-19 (a political group that arose from the peace process with the guerilla Movement 19 April - M19) and the National Salvation Movement. The sessions of the ANC were held between 5 February 1991 and 5 July of the same year.

- The free competition was determined as a right for the Colombian population.

The new constitution allowed a process of an economic opening to be carried out in Colombia. Competence, as the free entry of an agent in the public service provision, was recognized as a fundamental principle for the achievement of efficiency in public services (Moreno, 2016a).

Following the liberalization process, in 1992 the lawyer and economist Juan-Camilo Restrepo (Minister of Mines and Energy 1991-1992) and economist Guido Nule-Amín (Minister of Mines and Energy 1992-1994) presented two proposals for restructuring the electricity sector at the National Congress. The Law 142th and 143th began with these two projects, which included a new regulatory framework for the sector based on neoliberal economic principles from the marginal economy, as recommended by the Washington consensus (Martínez-Álvarez, 2014).

The Law 142th/1994 "Established the regime of the domestic public services" being the general framework for the reforms of the public services. The Law 143th/1992 "Established the regime for the generation, interconnection, transmission, distribution, and commercialization of electricity in the national territory" being the support of the electricity market reform (Congreso de la República de Colombia, 1994a, 1994b)

Concerning to public services tariffs, the Law 142th defined two regimes. In the first one, named regulated freedom, the respective regulation board established the criteria and methodology for the public utilities, determining the tariffs to the final consumer. In the supervised freedom, the public utilities determined the tariffs to small and medium customers, reporting these decisions to the respective regulation board. The Law 143th determined that for the residential customers it would be used the regulation freedom regime, while for large consumers the supervised freedom regime would be used. For the first case, the Gas and Energy Regulatory Commission³⁹ is responsible for defining the electricity tariff calculation methodology (Romero-Roa, 2016a).

The neoclassical economic theory models, which were the support of the reform of the electric power market, presented structural failures to coordinate the electricity sector, making greater the need for a more efficient regulation (Belyaev, 2011; Bhattacharyya, 2011; Pérez-Arriaga, 2013; Stoft, 2003). This phenomenon is called "deregulate to regulate." The economist Roger Noll said in Economics Perspectives on the Politics of Regulation, that regulation "*is a way of achieving the advantages of monopoly, but without its potential abuses*" (Noll, 1989).

It is worth noting that in the Colombian electricity market reform did not followed the trends of social needs, it rather attends the requirements from the multilateral banks (Arbeláez-Orozco & Montoya-Pardo, 2010). Therefore, free competition was not derived from a change process in order to improve the electricity sector, it was an imposition of the Government arguing technical

³⁹ CREG in Spanish

difficulties in the operation and planning of the power system. In the next section there will be analyzed the technical causes promoting the electricity market reform.

3.3.3 Technical causes

The review of documents and the energy balances of the Planning Unit Energy Mining⁴⁰ were the main sources for the energy analysis of the Colombian power system between 1984 and 1995. This analysis allows to conclude that: i) the Colombian electrical system was hydro-dependent. (ii) the climatic events had enormous consequences on energy activity. (iii) the thermoelectric power stations were unable to cope with periods of drought. (iv) the power system was inefficient, its losses equaled the electricity supplied from thermal power plants.

Fig. 32 shows the Colombian electrical matrix from 1984 to 1995, the energy matrix was composed mainly of hydroelectric generation plants and in a lesser amount, thermal power plant. Thus evidencing the high dependence of the water sources to generate electricity, with an average share of 60,03 %, as shown in Fig. 33 (Unidad de Planeación Minero Energética, 2016a). In late 1991 and early 1992, Colombia was impacted by the El Niño effects, that reduced the rainfalls in the center of the country. This situation was one of the main reasons given by the Government to decree the electricity rationing on March 2, 1992, *"which left parts of the territory with an intermittent electricity supply and thus guarantee to decrease in the total energy demand until three percent"* (Naranjo, 2012). Furthermore, this event could be also used to argue that the power system was not prepared for environmental changes that compromised the water resources. However, Fig. 33 shows that 55 % of electricity came from the hydropower plants in 1992, representing a reduction of 8 % with the previous year. Besides, during and after the electricity market reform, there was not a significant change in the Colombian energy mix, as shown in Fig. 33. In other words, the Government did not take action to diversify the energy mix. Therefore, the electricity sector continued to be vulnerable to environmental changes that affect water availability. Similarly, Fig. 34 shows that there was not a deficit in the electricity supply compared with the electricity demand in 1992, as the Government stated.

⁴⁰ UPME in Spanish

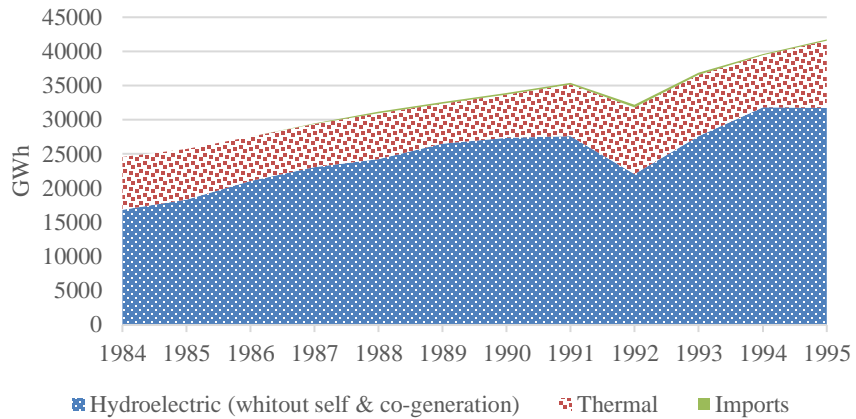


Fig. 32 Electric power matrix 1984 – 1995

Source: Based on Balance Energético by UPME (Unidad de Planeación Minero Energética, 2016a).

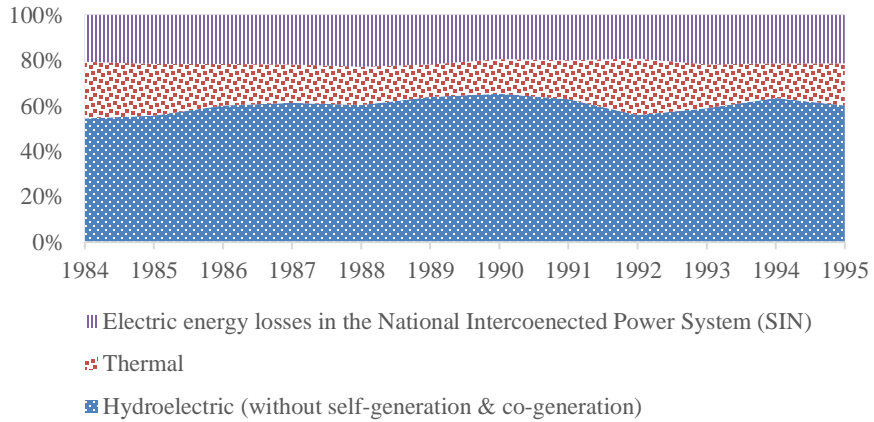


Fig. 33 Share of components of the Colombian electrical power matrix

Source: Based on Balance Energético by UPME (Unidad de Planeación Minero Energética, 2016a).

Fig. 34 shows that the percentage of electricity supplied by the thermal power plants, 20 % approximately, was similar to the electric power losses from 1984 until 1995. In other words, almost the total of electricity supplied by the thermal power plants during the crisis only covered the electric power losses, i.e., the Colombian population saved energy to compensate for electricity losses (Unidad de Planeación Minero Energética, 2016a).

This shows that the electricity market reform did not change the Colombian energy mix, on the contrary, from 1993 the share of the hydropower plants grew a 4 % approximately. Furthermore, during the rainfalls reduction, Colombia did not have a deficit in the electricity offer, and the contingency plan that was implemented was only useful to compensate for the electric power losses.

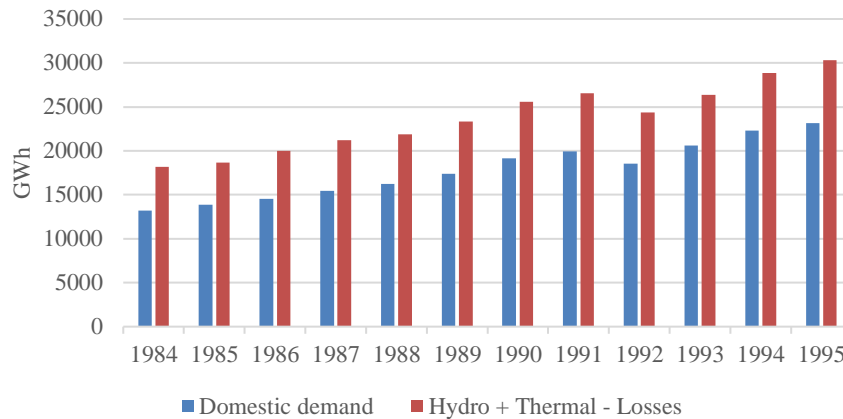


Fig. 34 Domestic demand against domestic supply (without losses)

Source: Calculations based on Balance Energético by UPME (Unidad de Planeación Minero Energética, 2016a).

3.4 Conclusions

The analysis of the electricity tariff from 1913 to 1994 was characterized by three periods. In the first one (1913-1935), there was a heterogeneous process in the electricity tariffs, in other words, each company established the tariff following different standards, due to the lack of an effective governmental entity that oversaw the activity of the companies.

The following stage (1936-1967) had two facts that marked its general trend. The first one was the interest of the national government to regulate the economic activity of the public utilities. The second one was the beginning of the nationalization process. In this sense, the national government created entities responsible for regulating and financing the expansion of the electricity sector, and approved the electricity tariffs. Also, it supported the creation of regional electricity companies, in order to consolidate a national electric power system.

The analysis of the last stage (1968-1994) showed that the tariff regulation in Colombia was marked by the electrical interconnection between the main regional electricity companies. As a consequence, the National Tariff Board was created to establish a homogenous tariff policy. In regulatory terms, the creations of these entities were the biggest advances, since the National Tariff Board was endowed with the necessary administrative tools to carry out its functions. The evolution of average electricity tariffs between 1970 until 1980 showed that there was not a rise in constant prices. Therefore, this situation showed the trend of establishing the electricity tariffs following a social criterion. Nevertheless, in the later years, this trend was dismantled in the 1994 electricity market reform.

The 1994 electricity market reform followed an international guideline issued by the multilateral bank, being some of the causes promoted by the Government to implement it. In the economical

causes, the evolution of the total external debt showed that the share of the electricity sector had a decreasing trend since 1989. Then, the argument that the electricity sector represented a great fiscal burden by the State requested detailed studies. In the technical causes, the electricity rationing was the main support promoting the electricity market reform. Nevertheless, the energy balance showed that in 1992 the electricity supply, without considering the electrical losses, exceeds its demand by a 23,8 % approximately.

4. Electricity tariffs evolution after the 1994 electricity market reform⁴¹

Abstract

In this research, the authors analyzed the establishment and application of the electricity tariff regime emerged by changes in the economic policy, which were introduced to the electric power industry in 1994. Regarding the utilities, this reform changed the role of the State from being the provider to become the regulator and supervisor. These transformations modified the tariff structure applied to end-users. Therefore, the analysis of the regulatory changes allowed to determine the impact on end-users. The authors found that residential customers do not perceive the benefits of changes in the economic policy applied to the electrical industry since 1994.

Keywords

Electricity market reform, electricity tariffs, tariff structure.

4.1 Introduction

The main objective of this research is to show the evolution of electricity tariffs applied to residential customers after the electricity market reform in Colombia, from 1994 to 2018. In order to achieve this objective, the tariff periods established by the Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) and the information reported by the electricity retailers was considered.

The review of the academic literature regarding the tariff regime of the electricity sector after the market reform of 1994, allowed the authors to identify different approaches, especially in this case some approaches were concordant with the objective of this work, some of them are highlighted below. The economist Luis Guillermo Vélez Álvarez made 3 researches about the electricity tariff evolution in 2011, 2013 and 2015 respectively. These researches analyze the changing trends that electricity and natural gas prices have. The studies also analyze the possible price impact on industrial and residential users (Vélez-Álvarez, 2013, 2015; Vélez-Álvarez et al., 2011). The Grupo

⁴¹ This paper had the collaboration of J. M. Holguín-Guevara, L. S. Hoyos-Gómez and B. J. Ruiz

de Investigación del Sector Eléctrico (GRISEC), led by engineer Germán Corredor Avella, showed in 2006 the evolution of electricity prices for residential customers and also, analyzed the impact that the reform had on the sector. Avella's research consider years before there form, having a final period from 1970 to 2004 (Corredor-Avella, 2006). Finally, the engineer Camilo Quintero Montaña working for the Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) in 2011 and for the Latin American Energy Organization (OLADE) in 2015, analyzed electricity prices to determine the economic concentration of the electricity sector after the reform (Quintero-Montaña, 2011, 2013).

This research shows the changes in electricity tariffs since 1994. Understanding these changes as a consequence of the political-economic situation that occurred in the late eighties and early nineties. In addition, to understand the political context of that time, the Political Constitution of 1991 was analyzed, with the objective of determining which was the influential economic model on the new state management scheme, and therefore the tariff policy of the electricity sector.

Once the political-economic context of the country is showed, the authors analyzed the establishment and application of the electricity sector tariff policy from a regulatory approach. The aforementioned analysis was performed in order to determine the purpose of the sectoral policies, regarding electricity tariffs and their concordance with what was established in the regulation laws of the constitution. Therefore, there was established a methodology to show the tariff evolution, where the information reported by retail companies in the official databases was used for it. These databases were created by state institutions with the final purpose of disclosing the electricity service costs. In order to validate the applied methodology, it was necessary to compare additional sources of information.

Finally, this research is structured in five sections. Section 1 covers the introduction. In section 2, the authors analyzed the nineties political-economic situation of the country based on two elements. The first is the 1991 Political Constitution process, and the second one is the Law 142 of 1994 on utilities and Law 143 of 1994 on the electricity sector. In section 3, the authors analyzed the regulatory policy applied to electricity tariffs, through the tariff periods and general tariff formulas. In section 4, the authors established a methodology to show the evolution of costs in the provision of the electricity service to residential customers. Also, the authors analyzed the tariff formula components and they disputed the economic impact that the tariff policy application has on society. Finally, in section 5, the authors present the conclusions obtained.

4.2 The Electricity Market Reform of 1994

By the middle of the 20th century in Colombia, the electricity was supplied by the national state and local utilities. The Government led the planning and expansion of the electricity sector to promote regional development. Also, the Government made significant investments to consolidate a management scheme based on vertically integrated state-owned companies. The multilateral bank was the primary financial supporter to develop the hydroelectric potential. Then, the increase

of the installed capacity allowed to supply the electricity required by the economic sector (more than 6% per year), as well as an increase for the coverage service in the 44% of the population in 1970 to a 78% of the population in 1990 (Millán-Ángel, 2017).

During the 1960s, the electrification process was carried out in a decentralized way, i.e., around the large urban centers (De La Pedraja Tomán, 1993). At that time, both the tariffs and electrical losses in distribution were not a major concern. The real challenge was to achieve an efficient expansion of the generation through the interconnection of isolated systems (Hurtado-Hidalgo, 2014). This interconnection would allow the country to reach economies of scale and to develop the hydroelectric potential of the central region, seeking optimization of generation costs.

In this sense, the World Bank encouraged the creation of Interconexión Eléctrica S.A. (ISA). The ISA partners were the main electricity generating companies of the central region: Empresas Públicas de Medellín (EPM), Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEMB), Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca (CVC) and the Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) (Corporación Andina de Fomento, 2006).

In the 1970s, the government formulated a hybrid expansion scheme composed by projects of an economically optimal plan, but under the responsibility of companies without financial or technical capacity to execute the projects. In the second half of the 1970s and early 1980s, the liquidity situation of the world market allowed companies to acquire a debt backed by the Nation, being the fast procedure way for everyone to develop their projects. The aspirations of regional electric self-sufficiency distorted the idea of a minimum cost expansion process for the country, allowing insufficiently evaluated and poorly funded projects to be carried out (Millán-Ángel, 2007). Despite this, the government developed a social management scheme focused on social aspects; this was reflected in the tariffs applied to residential users, who remained stable in the 70s. The government introduced concepts such as consumption of subsistence in order to guarantee access to electricity as a fundamental right (Departamento Nacional de Planeación, 1981).

In the 1980s, the Junta Nacional de Tarifas (JNT) was responsible for the regulation of the domiciliary public services tariffs (Congreso de la República de Colombia, 1968b). This entity played an essential role in what the World Bank called “the financial crisis of the electricity sector” due to the low profitability of companies (The World Bank, 1990). But as mentioned earlier, for the governments of that time, the success of the sector is not measured by economic profitability, other benefits were considered such as the maximization of social benefits reflected in the tariff structure. This trend caused speculation about better management models that would increase profitability and decrease the fiscal responsibility of the State in the electricity sector (Comisión Nacional de Energía, 1991b, 1991a). To these criticisms were added voices arguing that tariff subsidies allowed contractors and politicians to look like intermediaries that guaranteed citizens receiving a service to which they were already entitled (Bitu & Born, 1993; Cuervo, 1992).

Finally, some theorists of economic policy presented a new monetarist and neo-liberal orientation arguing that the extent of the State in the economy must be reduced. According to them, this

orientation would allow greater transparency in the application of the laws of supply and demand (Martínez-Álvarez, 2014). To this economic openness, some processes were added to the arguments that sought adjustments to the bureaucratic functions of the state in order to make them flexible, austere, compact and with a tendency to move from the qualitative concepts to the quantitative concepts. That is, moving from a large but inefficient State to a smaller one, being efficiently organized in a technical-scientific way (Tobón-Sanín, 1991). Under this new economic theory and with the socio-political situation faced by the country in the late 1980s and in the early 1990s, the new political constitution of 1991 was structured, which would directly affect utilities in a subsequent electricity regulation (Pizano, 2017).

4.2.1 The Political Constitution of 1991

Former President Virgilio Barco proposed in 1988 to initiate a process to completely reform the Constitution of 1886, which after a century of validity had undergone successive partial reforms. According to Barco, a deeper reform was required to lay the foundations for a new political agreement in the country (Biblioteca Luis Ángel Arango, 2005). At the same time, a university student movement called "Todavía Podemos salvar a Colombia" (Sánchez Russo, 2011) created a proposal called "la séptima papeleta", the proposal found that an additional vote was counted unofficially in the parliamentary elections of March 1990, requesting a widespread consultation to call a Constituent Assembly (García, 2008). This process resulted to be approved by the 86% of the electors. As a consequence, elections were called for December 9, 1990, to elect the 70 delegates for the Assembly; also, as a way to seal the peace process that the government was advancing with various insurgent groups, the inclusion of 4 constituents with voice but without vote on their behalf was approved (two by the Ejército Popular de Liberación (EPL), one by the Partido Revolucionario de los Trabajadores (PRT), and another one for the Movimiento Armado de Quintín Lame) (Pizarro, 2017).

In 1991, the new political constitution of Colombia was established. It included a whole chapter of utilities, where Article 365 establishes that these are inherent to the social purpose of the State and must ensure its efficient provision to all of the national territory. Also, in Article 366, it was established that the general well-being and the improvement of the population's quality of life are social purposes of the State (Congreso de la República de Colombia, 1991).

Finally, those who defended the restructuring of the State and its participation in the productive sectors, suggested that the political-economic conditions of the country were proper to carry out the reform of the electricity market of 1994 (Pombo & Ramírez, 2012). The previous political constitution was protectionist with natural resources, the water sources were declared a public utility to generate electricity, since they essentially were the most abundant energy resource in the country. However, the source limited the establishment of private businesses for electricity generation (Congreso de la República de Colombia, 1886). The 1991 constitution allows utilities to be provided by individuals, where the government fulfills functions in regulation, control, and

supervision activities (Newbery, 1995). For the tariffs of the utilities, the constitution specifically establishes that these must be fixed with criteria of financial and economic sufficiency, as well as solidarity. In order to regulate the utilities, the legislative projects were structured. Eventually, the Law 142th/1994 about utilities and the Law 143th/1994 about the electricity sector were established.

4.2.2 Law 142th/1994 and Law 143th/1994

The "pro-reformist" people proposed to establish a new management model for residential areas, public utilities, and specifically for the electricity sector under the following premises (Millán-Ángel, 2007; Urpelainen & Yang, 2019):

- Promote the competition based on marginal economies to end structural monopolies and stimulate the reduction in electricity prices transferred to users.
- Unbuilt the electricity industry by productive lines with the purpose of easing economic regulation by the control entities.
- Introduce competition in the generation sphere will allow the safe expansion of the system for the entire national territory and it also will diversify the energy matrix to reduce dependence on water sources.

Under these premises, Law 142th/1994 was designed and established among the main competences of the Nation, "guaranteeing that the generation and interconnection activities to the national electricity networks will be carried out in the country, through official mixed or private companies" and also defined as a "Mixed Public Services Company" that in whose capital the Nation and territorial entities would have contributions equal to or greater than 50 %. The Law also decreed those public utilities could have contributions from national or foreign investors. Special rules were established, allowing the Nation to alienate their contributions, guaranteeing "adequate publicity and democratization of property" (Congreso de la República de Colombia, 1994a). Similarly, Law 143th/1994 established the regime for all electricity activities in Colombia regulating the planning of the interconnected system expansion, its regulation, the construction of power plants, and the interconnection and operation of the electric power system (Congreso de la República de Colombia, 1994b).

Regarding the commercialization activity, the Article 11 of Law 143th/1994 defined commercialization as the activity consisting of the purchase of electric energy and its sale to end-users, regulated or non-regulated. By the provisions of the Article 7, commercialization activity can only be carried out by economic agents implied on any of the generation or distribution activities, including independent agents that comply with the provisions of the CREG. The Article 42 of the same Law established a tariff regime of supervised freedom for non-regulated users, however, electricity transactions must be paid through prices agreed between the parties. On the other hand, about regulated users, the established tariff regime was regulated freedom where electricity sales

must be paid, without exception, through tariffs are subject to regulation (Mercados de Energía Consultoría, 2011).

Regarding the tariff system, the Law 143 and 142 on Articles 73.11 and 23 respectively, assigned CREG the competence to establish the tariff formulas and approve the methodology for the calculation of the tariffs applicable to regulated users. Also, the Article 87 of Law 142 and the Article 44 of Law 143 established that the tariff regime applied in the sector will be guided by *“the criteria of economic efficiency, financial sufficiency, neutrality, solidarity, and income redistribution, as well as simplicity and transparency”*. Then, Following the economic efficiency principle, the tariff regime was designed to approach the prices of a competitive market, considering that they cannot transfer the costs of inefficient management to users or allow companies to appropriate profits from competition restrictive practices. The Article 90.2 of Law 142 provided that a fixed charge may be included in the tariff formula, it means that regardless of the level of use, the cost that guarantees the permanent availability of the service to the user may be included. Nevertheless, the Article 91 provides that in order to establish the tariff formulas, each stage of the service will be calculated separately, transferring explicitly all the production chain in the final price of the user.

About free competition and free choice, the Article 9 of Law 142, indicated as one of the rights of the non-regulated users, the free choice of the service provider; besides, the Article 74 enshrined as a function of the CREG to promote competition in the mining and energy sector and to seek the gradual liberalization of markets towards free competition.

Other functions of the CREG are:

- Define the factors that should be applied to the tariffs of each consumer covering subsidies for subsistence consumption of lower-income users. These factors must consider the payment capacity of lower-income users, the costs of providing the service and subsistence consumption that must be established according to the regions.
- Establish the operating regulations for planning and coordinating the operation of Sistema Interconectado Nacional (SIN), after hearing the concepts of the Consejo Nacional de Operación (CNO)

Finally, it is concluded that both laws established the framework and the regulatory trend that the electricity sector followed in the last 25 years. These laws restructured the organizational scheme and economic management as a model with competition, between mixed and private capital companies. The previous model became the main catalyst for the planning and expansion of the electric power system (Pombo & Ramírez, 2012).

4.3 Regulation and Tariff Periods

Since the electricity market reform in 1994, the regulatory model applied to the electricity sector in Colombia to have competition in the wholesale and retail markets (Moreno, 2016b). The

residential customers can be supplied with electricity from distributor or retail agents. Regardless of the decision taken by the small users, the electricity tariff is regulated. This regulatory solution is not usual in other international electricity markets (Fundación Bariloche, 2005; Romero-Roa, 2016a; Vélez-Álvarez et al., 2011).

For example, in Argentina, El Salvador, and Peru there are competition in the wholesale market; but the small users are captive customers with regulated tariff (Campo-Pinzón, 2015; Nepal & Jamasb, 2015)(Jamasb, 2006; Kessides, 2012; Price & Pham, 2009). In other cases, such as Spain, Portugal, and Germany, among others, market liberalization has involved competition in wholesale and retail market, in order to reach efficient tariffs through competition (Fotouhi Ghazvini et al., 2019; Mulder & Willems, 2019; Ndebele et al., 2019; Tsai & Tsai, 2018).

In the Colombian case, the Article 126 of Law 142 defined that the tariff formulas will be valid for five years; this is called tariff periods. Although, when the validity of the tariff formulas expired, it will continue being valid until the commission fixes the new tariff. Thus, in the 25 years of the electricity market reform, two general tariff formulas have been issued for the provision of the service to residential customers. These formulas were established in the Resolution 031th/1997 and the Resolution 119th/2007.

4.3.1 Resolution 031th/1997: First tariff period

For the issuance of the first general tariff formula, the CREG enacted the Resolution 112th/1996 with the bases for establishing the general tariff formula, in order for the retailers to determine the costs of providing the service to regulated users. Subsequently, the CREG established the schedule for the approval of the formula (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1996a). Once this resolution was published a deadline was established, where the interested agents presented their comments about the bases for establishing the general tariff formula.

The CREG received comments regarding all of the elements that compose the general tariff formula. The regulatory body found appropriate to adjust the bases indicated initially on the treatment of energy losses and the methodology, to determine the costs of the electricity commercialization activity to regulated users. After this, the CREG issued the Resolution 031th/1997.

The Resolution 031th/1997 established the first electricity general tariff formula, since this resolution allowed the retailers to establish the costs of providing the service to regulated users in the National Interconnected System. The resolution defined a retail market as an ensemble of regulated users connected to either the regional transmission system or to the local distribution system. Also, the resolution defined that the tariff applied to regulated users was subject to the regulated freedom regime. The regulated freedom regime means that, the retailers should determine the maximum cost of providing the service according to the different tariff options, but

applying the general formulas established by the CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1997).

To establish the general tariff, the Unitary Cost economic calculation methodology was established; this allowed, for the first time in the country to transfer 100 % of the production cost per kWh to users. The tariff includes the costs associated with the generation, transmission, distribution (depending on the level of tension to which the user is connected), commercialization (previously approved by the commission), operation and the percentage of electric power losses reported by the distribution and transmission system.

The Unit Cost (UC) of the kWh results from the application of the general tariff formula, with the base commercialization cost of the respective service provider. This is the maximum cost for each of the tariff options. It allows the retailer to apply a lower value only if it has a verifiable economic cost reason that explains the existence of lower costs. In any case, when the retailer applies the regulated freedom tariff regime, the retailer must comply with the neutrality principle established by the Law 142th/1994. Retailers could update the cost of providing the service, applying variations in the price indices and making public the tariffs applied to users understandably, through a newspaper of large circulation in the corresponding cities, or in a newspaper of national circulation.

The UC was established using the following formula:

Eq. 7 First general tariff formula

$$UC_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + T_{m,t,z}}{(1 - PR_{n,t})} + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t}$$

where:

n	power level
m	month which the unit cost of service provision is calculated
t	years since the beginning of the new formula
z	electrical zone where the marketer belongs to, following the current methodology for charges for the use of the National Transmission System.
$UC_{n,m,t}$	the unit cost of service provision (COP/kWh) for users connected to voltage level n , corresponding to month m of year t .
$G_{m,t}$	energy purchase costs (COP/kWh)
$T_{m,t,z}$	the average cost per use of the STN (COP/kWh) corresponding to month m of year t in zone z

$D_{n,m}$	distribution cost (COP/kWh) corresponding to voltage level n per month m
$O_{m,t}$	additional costs of the wholesale market (COP/kWh), corresponding to month m of year t
$PR_{n,t}$	fraction (or percentage expressed as a fraction) of accumulated energy losses up to the voltage level n , recognized for year t
$C_{m,t}$	retailing cost (COP/kWh) corresponding to month m of year t

The resolution also established that the equivalences between the monomial costs and the costs corresponding to other tariff options will be established in a separate tariff resolution.

The following components can be highlighted from the general tariff formula:

The price of the $G_{m,t}$ generation: It was determined in the Wholesale Energy Market (MEM⁴²) where the electricity generators, retailers and non-regulated users participate. Non-regulated users were defined as those with a power greater than or equal to 0,1 MW or more than a 55 MWh/month consumption. This market has two components: The spot market, where generators and retailers participate, and the agreement market where non-regulated users also attend. In the spot market, the generators compete for the dispatch with offers of price and availability. In the bilateral contract market, prices and other conditions are freely negotiated.

The transmission $T_{m,t,z}$: Defined as the transport of power energy at voltage levels over 200 kV. It is treated as a natural monopoly and it has a maximum income regulation. Under this regulation mode, the transmission operators do not depend on demand. The income paid by the entire network is divided by the total national demand. The above calculation is the charge that is transferred to the tariff formula.

The distribution $D_{n,m}$: Defined as the transportation of power energy at voltage levels under 200 kV. It is treated as a natural monopoly. It has a maximum income regulation for levels of up to 110 kV. In lower voltage levels, it is regulated by maximum charges. In the last case, the charge is determined by the projected demand, therefore, the distribution agents depend on consumer behavior. The total charge that is transferred to the tariff formula results from the sum of maximum charge and income.

Fraction recognized to cover losses $PR_{n,t}$: This value represents the fraction of the associated cost with the effect of losses (technical or non-technical) accumulated up to the voltage level n . This cost was applied only to $G_{m,t}$ and $T_{m,t,z}$ components. It is a unique parameter defined by the CREG

⁴² Spanish name

for an initial value P_0 for all retailers at voltage level l , being reduced annually in a linear way to a final value P_f according to the Eq. 2.

Eq. 8 Electrical losses function

$$PR_{l,t} = \begin{cases} PR_{l,0} \left(1 - t \frac{(P_{l,0} - P_{l,f})}{4P_{l,0}} \right) & 0 \leq t \leq 4 \\ 0,13 & t > 4 \end{cases}$$

The recognized loss levels were accumulated up to voltage level one, including losses by the STN, and their values were set as $P_{l,0} = 0,20$ and $P_{l,f} = 0,13$ for the first tariff period. Fig. 35 shows the application of the formula for the first tariff period

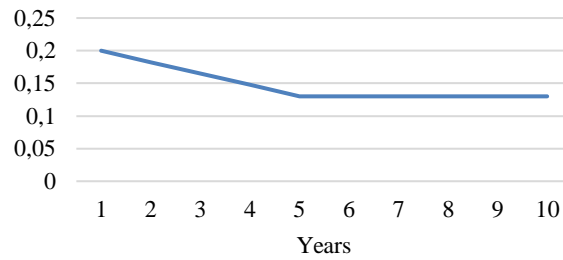


Fig. 35 PR Function for the first tariff period

Retailing cost $C_{m,t}$: This charge recognizes the maximum costs associated with the attention of regulated users, as follows:

Eq. 9 Retail cost

$$C_{m,t} = \frac{C_0^*}{CFM_{t-1}} [1 - \Delta IPSE] \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

where:

$C_{m,t}$ retailing cost for month m and year t , expressed in COP/kWh

C_0^* base retailing cost expressed in COP/bill

CFM_{t-1} average billed consumption of each company in year $t - 1$ to users connected to the distribution system, where the charge is applicable (total kWh sold to regulated and non-regulated users divided by the total bills issued, without considering those due to billing errors).

$\Delta IPSE$	accumulated variation in the Productivity Index of the Electric Sector, based on the validity of the specific tariff formula of each company. For the first period of regulation, this variation was assumed in a 1 % per year
IPC_{m-1}	the Consumer Price Index for the month $m - 1$
IPC_0	the Consumer Price Index for the month which C_0^* is referenced

The retailers could apply a minimum payment to any user, residential or non-residential, to fix customer attention cost (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1996b). This minimum cost was equivalent to the cost of commercialization that results from the application of the formula, valued in COP/bill.

About connection costs and other charges: Companies could charge their users only once, at the time of connection to the service. This charge includes the supply connection and the electricity meter, and it may include if it is authorized by the CREG, a proportion of the costs that will be used to recover part of the new investments performed in the distribution networks, by the Article 90 of Law 142th/1994. The cost of supply rights, application forms, and other services or similar goods is prohibited. If a connection request involves particularly complex studies, its cost, justified in detail, may be charged to the interested party, unless it is a residential user belonging to strata 1, 2, 3, following the Article 95 of Law 142th/1994.

This tariff formula was valid for ten years and it was replaced by the Resolution 119th / 2007 that established a general tariff formula.



Fig. 36 First tariff period consideration

4.3.2 Resolution 119th/2007: Second tariff period

The Resolution 119th/2007 replaced the Resolution 031th/1997. The process began with the issuance of the Resolution 005th/2000 and the Resolution 103th/2000. The first resolution specified the information source used to calculate the cost of service provision, the second resolution, established the methodology for calculating the charges for using the STN (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2000a, 2000b). A year later, through the Resolution 112th/2001, the price indices contained in the tariff formulas for gas and electric energy utilities were identified (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2001). Subsequently, the Resolution 082th/2002 approved the general principles and methodology for establishing charges for the use of the Regional Transmission and Local Distribution Systems (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2002b).

Then, through the Resolution 047th/2002, the bases established for the next tariff period formula were submitted for consideration by the agents, users and interested third parties (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2002a). Finally, this project would be consolidated with the issuance of the Resolution 019th/2005, which submitted a resolution project for consultation on the adoption of the general tariff formula (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2005)

On the other hand, the national government issued the Decree 387th/2007, which established that the tariff formulas must recognize the cost of the energy acquired by the retailers, also, the energy used to supply regulated users must be acquired through the mechanisms of market established by the CREG (Ministerio de Minas y Energía de Colombia, 2007). The decree also established that the tariff formula would include a cost that will remunerate the fixed costs of the retailers, moreover, the tariff formula would include a retail margin that reflects the variable costs of the activity. Finally, it established that the CREG will recognize to the network operator (OR⁴³) the efficient cost of the Non-Technical Loss Reduction Plan (PRNPT⁴⁴), which will be transferred to all regulated and non-regulated users connected to the respective OR.

With these guidelines appointed by the national government, the CREG advanced, among others, the studies required to:

- Define the model of the retail scheme for the service provision to regulated users of the SIN.
- Establish the transference to the end-user an efficient generation costs.
- Determine the costs for the different processes of the retailing activity.

From the results of advanced studies, the CREG adopts transition schemes for the transference of the generation component, energy losses and the structure cost of retailing.

The CREG made modifications to the proposal contained in the Resolution 019th/2005 and made a new general tariff formula, that again submitted to consultation and finally, after analyzing the comments received, it was approved on December 21st of 2007.

The Resolution 119th/2007 continued with the application of the unit cost methodology for providing the service, the tariff formula for this tariff period was as follows (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2007):

Eq. 10 Second general tariff formula

$$UC = UCv + UCf$$

⁴³ Spanish name

⁴⁴ Spanish name

where:

$$UCv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

$$UCf_{m,j} = Cf_{m,j}$$

n user voltage level

m month

i retailer

j retail market

$UCv_{n,m,i,j}$ the variable component of the unit service delivery cost (COP/kWh) for users connected to the voltage level n , corresponding to month m , of the retailer i , in the retail market j

$Cf_{m,j}$ fixed cost, it has been 0 from 2008

$G_{m,i,j}$ energy purchase cost (COP/kWh) for month m , of retailer i , on the retail market j

T_m the average cost per use of the STN (COP/kWh) corresponding to month m

$D_{n,m}$ distribution cost (COP/kWh) corresponding to voltage level n for month m

$Cv_{m,i,j}$ commercialization margin corresponding to month m , from retailer i , on the retail market j which includes the variable costs of the retailing activity expressed in (COP/kWh)

$R_{m,i}$ cost of restriction and services associated with generation COP/kWh assigned to retailer i in month m

$PR_{n,m,i,j}$ purchase cost, transport, and reduction of energy losses (COP/kWh) accumulated up to the level of voltage n , corresponding to month m , of the retailer i , in the retail market j .

The substantial changes of this tariff formula in the Resolution 031th/1997 are:

This new resolution defined a gradual transition scheme for the transference of energy purchase costs and bilateral contract, with the implementation of the Regulated Organized Market (MOR)

Losses are now calculated using the following equation and are expressed in COP:

Eq. 11 Reduction losses term

$$PR_{m,n,i,j} = \left(\frac{G_{m,i,j} * (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})} + \frac{T_m * IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + \frac{CPR_{m,i,j}}{V_{m,i,j}} \right)$$

where:

- $IPRSTN_{m-1}$ the fraction of the real demand of the retailer and corresponding to the energy losses, due to the use of the National Transmission System assigned by the ASIC during the month $m - 1$
- $IPR_{n,m,j}$ the fraction of efficient energy losses recognized by the CREG, for the Marketing Market j , in month m , accumulated up to level n of the respective Distribution System
- $CPROG_{i,j}$ the annual cost, expressed in COP, assigned to the retailer and, in the retail market j , of the Non-Technical Loss Reduction Program approved by the CREG for each OR
- $V_{m,i,j}$ total sales billed to regulated and non-regulated retailers i , in the retail market j , calculated in the twelve months before month $m - 3$, expressed in kWh

The CREG established that the Non-Technical Loss Reduction Program and its costs should be defined in independent resolutions for each OR and until they are approved, the following rules were applied:

- The term $CPROG_{i,j}$ was equal to zero
- The factor $IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1}$ corresponds to the loss levels established in the Resolution 031th/1997

Once PRPNT began, the $IPR_{n,m,j}$, then the CREG must approve the factor for each voltage level presented in the OR.

The Resolution 119th/2007 also introduces a new factor to the equation regarding the system restrictions. The calculation and behavior are similar to the operating cost of the previous resolution.

Eq. 12 Constrains term

$$R_{m,i} = \frac{CRS_{m-1,i}}{V_{m-1,i}}$$

where:

- $R_{m,i}$ restriction cost and associated generation costs in COP/kWh assigned to retailer i in the month m
- $V_{m-1,i}$ retail sales i during the month $m - 1$, in kWh to regulated and non-regulated users of the retail market

$CRS_{m-1,i}$ total restriction costs in COP assigned by ASIC to retailers i during the month $m - 1$

The restrictions included in the term CRS are: i) the restrictions from the congestion income for the application of international energy transactions, according to the Resolution 014th/2004 and the Decree 160th/2004; ii) the payment received by the retailer in case of deviations will come from the generators; iii) the cost for the associated services with generation are assumed by the retailer; iv) the remuneration costs of the project of 230 kV double-circuit line, of 13,2 km, between the Guatapé Substation and the San Carlos - Ancón Sur line are assigned by the Liquidator and Account Manager (LAC⁴⁵) to all the retailers of the National Interconnected System, in proportion to their real demand, according to the provisions of the CREG Resolution 147th/2001.

Finally, after reviewing the tariff formulas, the subsequent analysis shows how the CU has evolved over time from 1998 to 2018.

In order to achieve the afore mentioned analysis, a National Average Unit Cost (NAUC) was calculated on both tariff periods showing their evolution by components. Subsequently, a comparison between NAUC and the minimum wage was calculated to determine the impact that tariffs have on citizens.

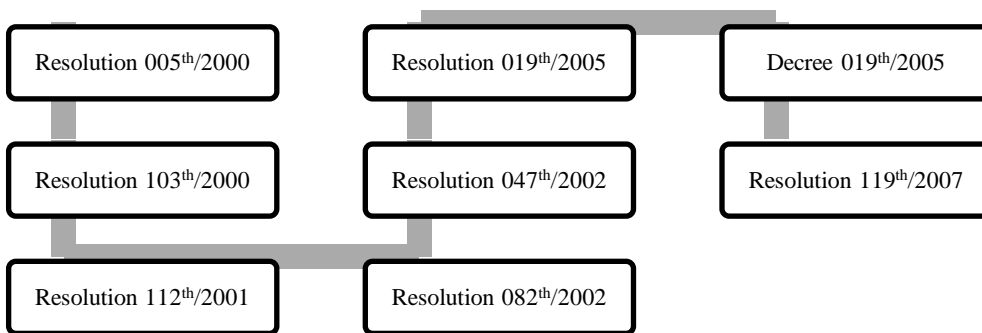


Fig. 37 Second tariff period considerations

4.4 Tariffs Evolution for Residential Users

To show the evolution of the price transferred to residential users, a NAUC was calculated. This calculation was made for two different periods. The information for each of the periods came from different sources. For the first period, the information was obtained from the maximum cost of providing service reported by the retailers in the Sistema de Información Eléctrico (SIEL) from

⁴⁵ Spanish name

January/1998 to January/2008. For the second period, the information came from tariff documents reported by the retailers and from Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios (SUI) from February/2008 to December/2018. The data series that contain the data reported by the retailers for both periods depends directly on the established components in the Resolution 031th/1997 and the Resolution 119th/2007, respectively.

Although, it is mandatory for the retailers⁴⁶ to reports the information monthly, some of them do not comply with what is noted by the Law 142th/1994. For that reason, the data series has missing values. For example, Electricaribe has not reported data in the SUI since 2010, and on the website is only for public access the data from 2018 to 2019.

For the calculation of the NAUC, 12 companies were selected following the criteria below:

Participation in the generation market by economic groups: Fig. 38 shows the participation in the generation market of 2018, it is evidenced that taking the affiliated commercial companies of the EPM Group, ENEL Group and ARGOS Group covers about 51 % of the market. Furthermore, the energy generated by ISAGEN is commercialized by other retailers such as EPM, and the electricity of Termobarranquilla mainly by Electricaribe (ISAGEN, 2017; Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2014). The sum of the participation of these companies reaches approximately an 80 % of the generation market.

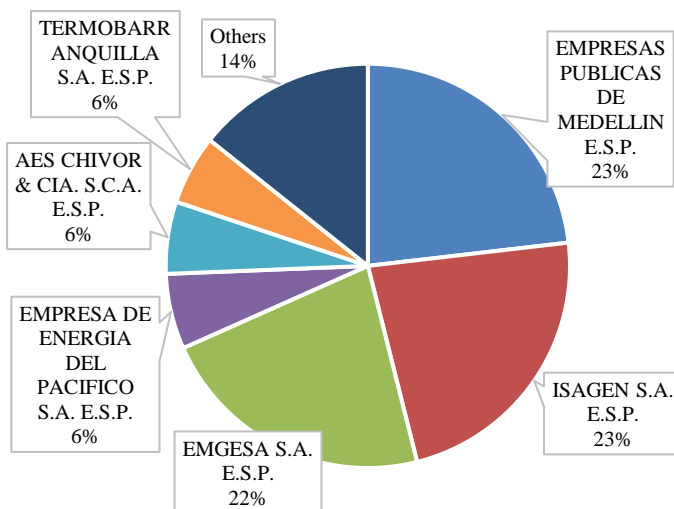


Fig. 38 Share of generation market

Source: Based on XM data (Expertos en mercados, 2017)

⁴⁶Currently, in Colombia there are 130 electricity retailers, 41 of them are also distributors and 32 of the distributors are regional network operators (Información inteligente XM, 2019).

The second selection criteria was the national demand data and participation in the national retail market. The Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) in the Generation and Transmission Reference Expansion Plan 2017 - 2031 established the distribution zones (based on Decree 388th/2007) and calculated its average participation in the national demand for electric energy. Table 4 shows that the five regions with the highest consumption are: Centro, Costa Caribe, Noreste, Valle and Oriente. These areas represent the 82,4 % of the total national demand during the period 2002 - 2016.

Table 4 Regional average share in the electricity national demand

Region	2002-2006	2007-2011	2012-2016	2017-2021	2022-2026	2027-2031
Centro	24,0%	25,3%	24,8%	25,3%	25,8%	26,0%
Costa Caribe	19,8%	20,2%	22,8%	24,6%	25,9%	27,4%
Noroeste	15,7%	14,8%	14,1%	13,2%	12,6%	11,9%
Valle	12,6%	11,5%	10,9%	10,3%	9,6%	8,8%
Oriente	9,7%	10,2%	10,7%	10,7%	11,3%	11,9%
CQR	5,0%	4,5%	4,1%	3,9%	3,5%	3,2%
Tolima Grande	4,5%	4,4%	4,4%	4,6%	4,6%	4,6%
Sur	3,1%	3,0%	2,8%	2,9%	2,8%	2,8%
CG	4,1%	4,5%	4,0%	3,0%	2,6%	2,3%
Existentes						
Electrical losses	1,6%	1,6%	1,5%	1,6%	1,3%	1,2%

Source: Based on UPME (Unidad de Planeación Minero Energética, 2016b)

Therefore, considering the above criteria, the companies selected to calculate the NAUC in the first period were:

- Grupo EPM: Empresas Públicas de Medellín (EPM) Antioquia, Empresas Públicas de Medellín (EPM) Medellín, Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), Empresa de Energía del Quindío (EDEQ), Centrales Eléctricas del Norte de Santander (CENS) and the Electrificadora de Santander (ESSA).
- Grupo ENEL: Codensa, Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC).
- Grupo Argos (CELSIA): Electrificadora del Pacífico (EPSA), Comercializadora de Energía de Tuluá (CETSA), Empresa Energética del Tolima (ENERTOLIMA).
- Electricaribe: Compañía Electrificadora del Caribe (ELECTRICARIBE).

For the second period 2008-2018 were⁴⁷:

- Grupo EPM: Empresas Públicas de Medellín (EPM) Antioquia, Empresas Públicas de Medellín (EPM) Medellín, Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), Empresa de Energía del Quindío (EDEQ).
- Grupo ENEL: Codensa, Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC).

⁴⁷ The data of Electricaribe, registered in the Unique Information System of the Superintendence of Public Services and on its website, present gaps of more than 5 years, therefore they were not included in the calculation for the second period (2008-2018).

- Grupo Argos (CELSIA): Electrificadora del Pacífico (EPSA), Comercializadora de Energía de Tuluá (CETSA), Empresa Energética del Tolima (ENERTOLIMA).

Fig. 39 and Fig. 40 show the UC average by economic groups in current COP/kWh for the periods from January/1998 to January/2008 and from February/2008 to December/2018, respectively.

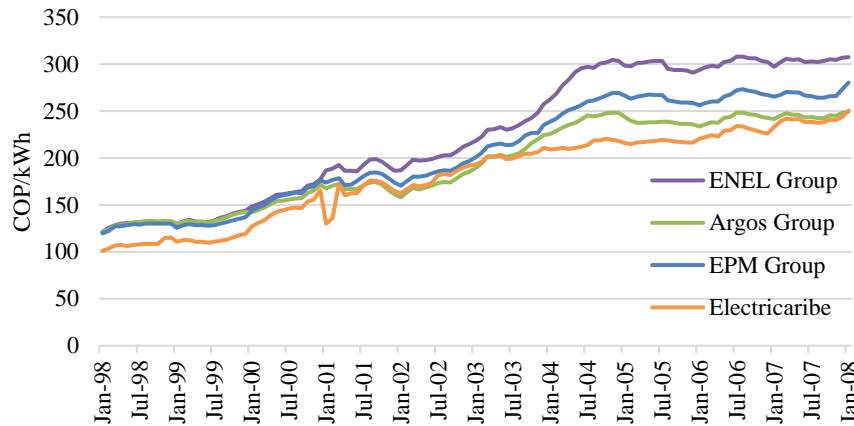


Fig. 39 First period of UC evolution by economic groups in current COP

Source: Based on SIEL (Sistema de Información Eléctrico Colombiano, 2008)

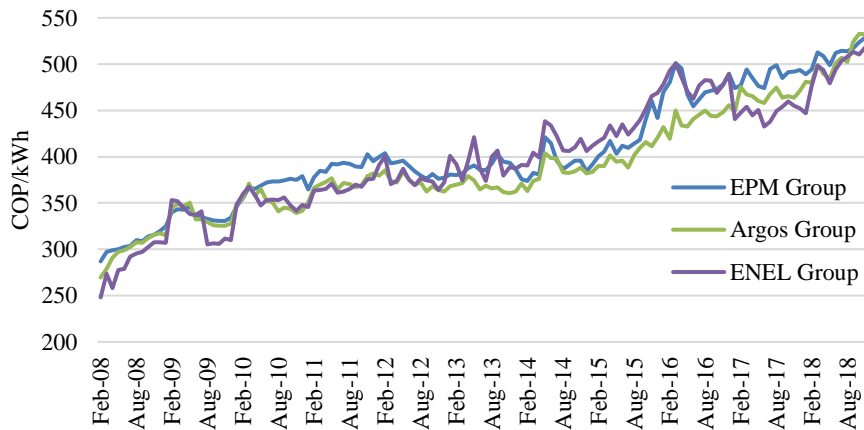


Fig. 40 Second period of UC evolution by an economic group in current COP

Source: Based on SUI (Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios, 2018), public utility tariffs report.

The electricity tariff behavior in the leading economic groups of the retail market is similar and it has an upward trend. Electricaribe has the lowest tariffs in the first period. The second period that was analyzed has more volatility than the first period, since the CREG made the process of transferring the restrictions and spotting market purchases (*G* component of the electricity tariff) automatic, see Fig. 5 and Fig. 6. On the contrary, the CREG considered in the first tariff formula, the

use of standardized agreements as the best way to transfer the generation prices to regulated users.

4.4.1 NAUC Evolution

To analyze the price evolution, it is required to consider the inflation and devaluation. Therefore, the data series are shown in current and constant prices of 2018. Now, in order to calculate the data series of the first period, it is necessary to know the recognized percentage of PR losses, which, as it was already shown in Fig. 35 is a linear function for the first five years and a constant in the subsequent five years, according to the Resolution 031th/1997. Fig. 41 and Fig. 42 show the NAUC from January/1998 to January/2008 in current COP and constant COP of 2018, respectively.

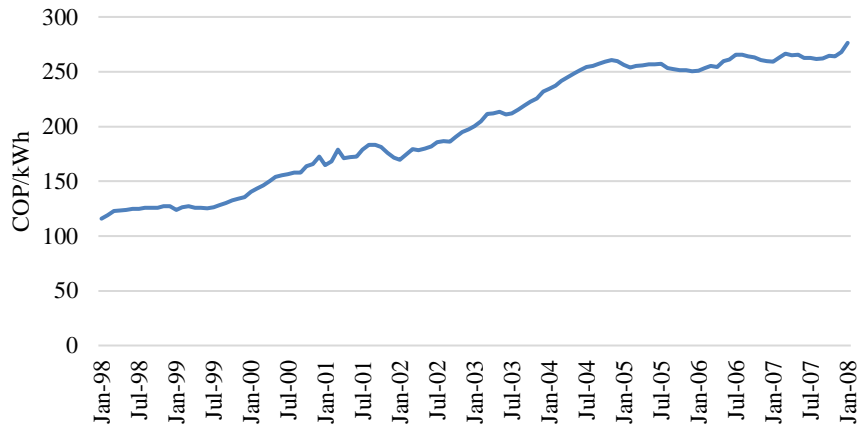


Fig. 41 First-period NAUC evolution in current COP

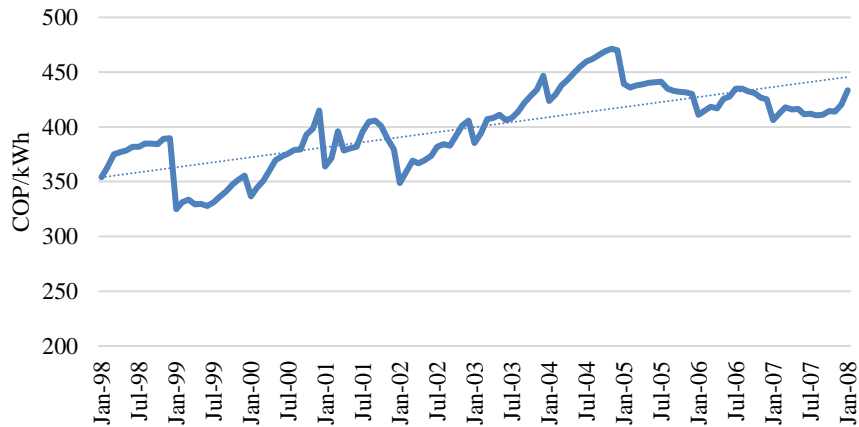


Fig. 42 First-period NAUC evolution in constant 2018 COP

For the second period, the calculation is composed by the sum of the components of the UC established in the Resolution 119th/2007. Fig. 43 and Fig. 44 show the NAUC from February/2008 to December/2018 in current COP and constant COP of 2018, respectively.

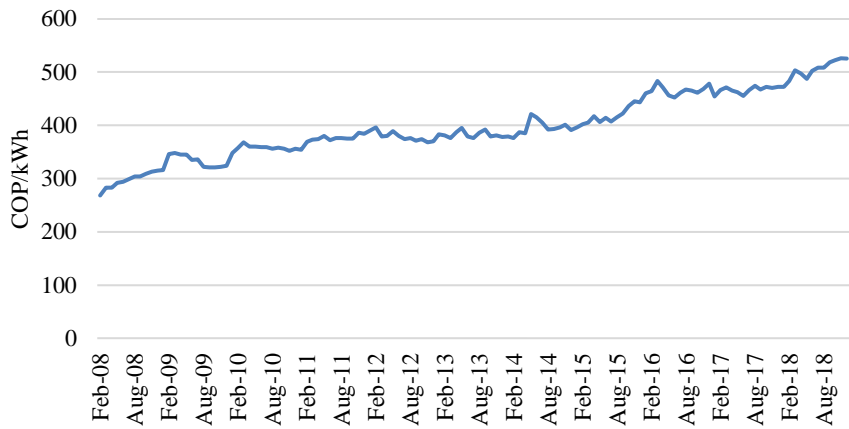


Fig. 43 Second-period NAUC Evolution in current COP

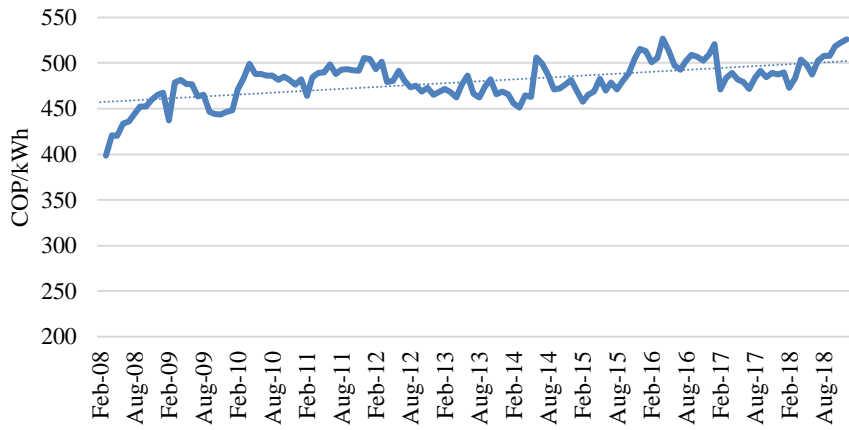


Fig. 44 Second-period NAUC evolution in constant 2018 COP

Finally, the data series contains the record of both periods from January/1998 to December/2018, calculating each period according to the Resolution 031th/1997 and the Resolution 119th/2007, respectively. Fig. 45 shows the NAUC from February/1998 to December/2018 in constant COP of 2018.

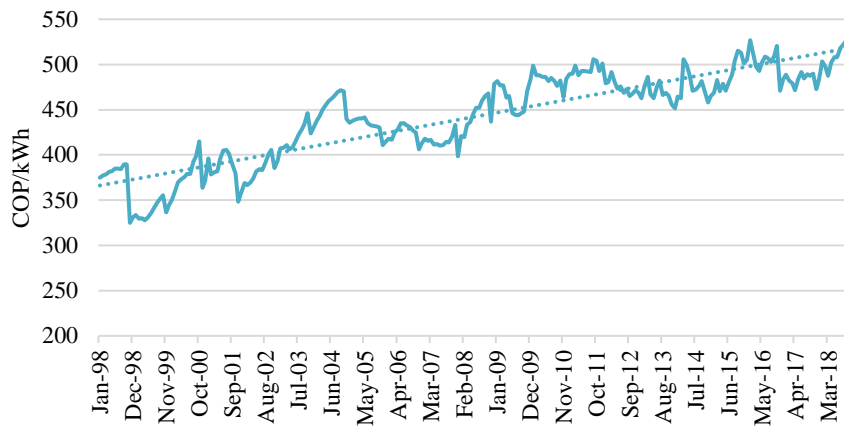


Fig. 45 NAUC evolution from 1998 to 2018 in 2018 constant COP

An upward trend is evident throughout the analysis period, and there is no significant change in this trend with the tariff change in 2008. Due to this, the authors carried out an analysis based on components of the UC in each of the periods separately.

4.4.2 Analysis of the UC Components

The PR losses term of the first tariff formula was calculated by using the formula that includes the G and T components reported by the companies. To perform the analysis of the components, this term was expressed in COP calculated from the difference between the UC and the sum of the terms G, T, D, O, and C.

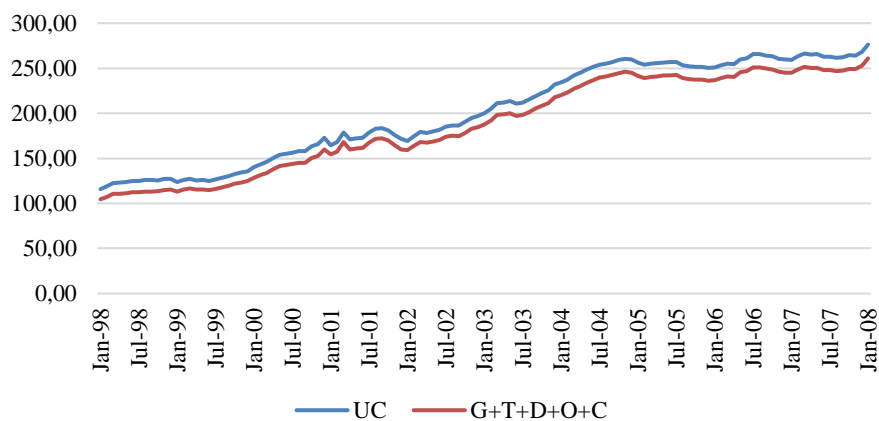


Fig. 46 Difference between UC and G+T+D+O+C in current COP

After obtaining the difference in COP of the above-mentioned terms. The PR will be considered as an independent component to perform the analysis of the first period. Fig. 47 and Fig. 48 show the evolution of the UC components for the first and second analysis period, respectively in current COP.

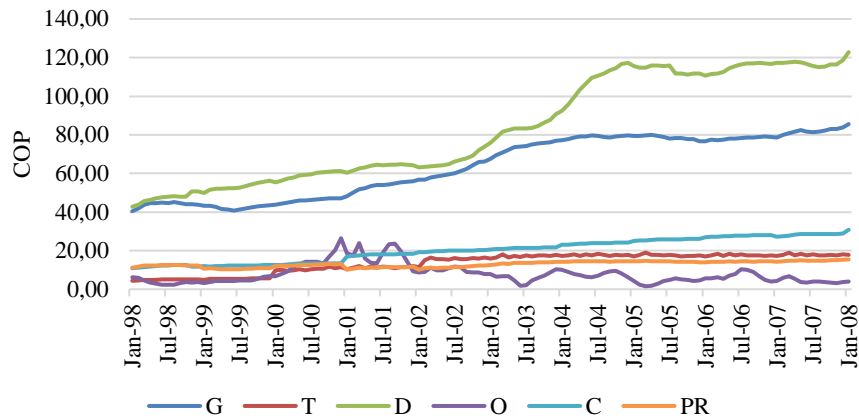


Fig. 47 First-period UC components evolution in current COP

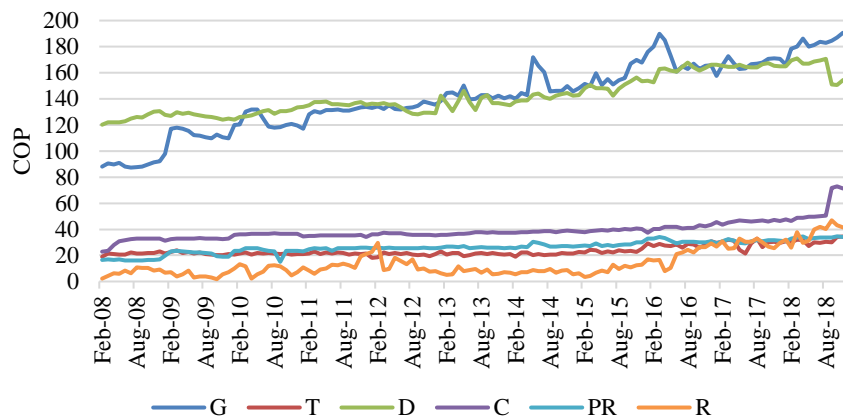


Fig. 48 Second-period UC components evolution in current COP

From 2003 to 2004, the distribution component increased considerably without finding a probable cause for this phenomenon. The distribution component is the highest in the entire first period; only the generation component in mid-2012 surpasses it. In Fig. 49 it was analyzed the participation of the components in the final tariff for both periods.

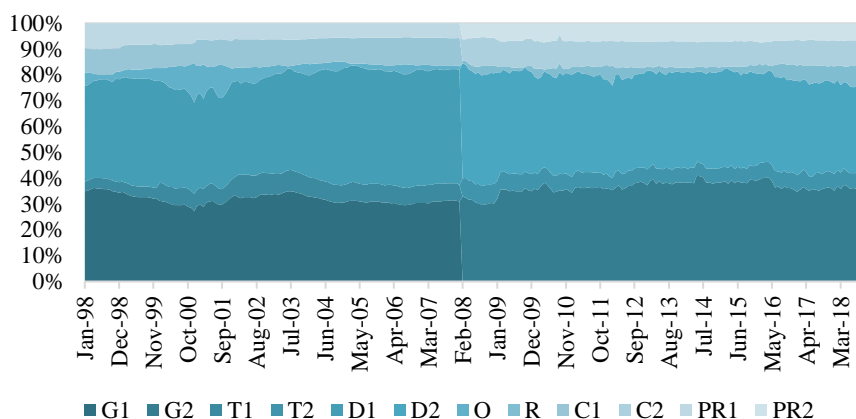


Fig. 49 Share of UC components from 1998 to 2018

The general tariff formula of 2007 did not cause significant changes in the percentages represented by each component in the UC.

4.4.3 Social implications from tariffs raising

The minimum wage rise in Colombia is calculated considering five components, one of these is the Consumer Price Index (CPI). This index measures people's cost of living and it is adjusted annually with the inflation (Congreso de la República de Colombia, 1996). In order to compare the effects that the rise in tariffs causes on people's income, it was considered to perform the analysis with the minimum wage per year.

Table 5 shows the evolution of the monthly minimum wage per year since 1998 and the evolution of the annual NAUC since 1998 in constant COP of 2018.

Table 5 Relation between minimum wage and annually NAUC in 2018 constant COP

Year	Minimum monthly wage (2018 COP)	Percentage change	Average CU (2018 COP/kWh)	Percentage change
1998	623.432		378,68	
1999	619.690	-0,6%	336,61	-12,5%
2000	624.833	0,8%	372,93	9,7%
2001	632.613	1,2%	387,27	3,7%
2002	635.692	0,5%	377,80	-2,5%
2003	639.121	0,5%	413,74	8,7%
2004	647.881	1,4%	453,04	8,7%
2005	654.899	1,1%	436,31	-3,8%
2006	668.278	2,0%	424,98	-2,7%
2007	680.064	1,7%	413,60	-2,8%

2008	685.525	0,8%	440,29	6,1%
2009	687.480	0,3%	459,08	4,1%
2010	697.199	1,4%	484,16	5,2%
2011	702.208	0,7%	491,12	1,4%
2012	716.052	1,9%	479,10	-2,5%
2013	725.241	1,3%	471,00	-1,7%
2014	739.948	2,0%	474,86	0,8%
2015	744.797	0,7%	482,92	1,7%
2016	750.598	0,8%	507,33	4,8%
2017	764.533	1,8%	483,58	-4,9%
2018	781.242	2,1%	504,64	4,2%
Average		1,1%		1,3%

Source: Based on Banco de la República (Banco de la República de Colombia, 2018) and CU annual average until 2018 in COP

The annual average percentage change from 1998 to 2018 shows that electricity tariff has an increase of 1,3 % compared to 1,1 % of the minimum wage. Consequently, the users have perceived a higher increase in the electricity tariff than in their incomes.

It is interesting to analyze the upward tariff trend phenomenon towards users in competitive markets with high concentration, because, this situation leaves open the possibility of carrying out further studies on the profits obtained by economic groups in order to avoid the generation of quasi-rents that could replicate crisis in the electrical sectors, such as ENRON Co in California (2011); which was generated precisely with the restructuring of the sector (Hillary, 2002; Moriceau, 2005).

4.5 Conclusions

The electricity tariffs in Colombia for residential users have increased since the 1994 electricity market reform. This fact indicates a flaw in the methodology for calculating the general electricity tariff.

The political constitution of 1991 ensures the efficient provision of utilities to all inhabitants. However, the secondary regulation did not follow the provision established in the constitution and ends-up favoring a private business over the social welfare.

The general tariff formula applied since 2007 until 2018 did not cause significant changes in the percentages represented by each component in the UC.

The formulas are difficult to understand for most of the population, contrary to the provisions of the Law 142th/1994 on utilities.

Electricity tariffs have had a greater percentage increase than the minimum wage in the periods analyzed. This may be a subject for further study, in order to demonstrate that tariffs for residential customers deteriorate people's quality of life and opens a discussion about the necessity of real competition between retailers, that stimulate the reduction of the prices transferred to end-users.

The non-technical losses plan approved by CREG does not encourage the effective power losses reduction. This affirmation is demonstrated by the low variation presented in the power losses component transferred to end-users during the 21 years, since the first tariff formula came into effect.

The Superintendence of Public Services has deficiencies supervising the information of the provision of the maximum service cost, which is reported by some agents in the Unique Information System (SUI) or in a different dissemination method. This situation is a problem for performing a research with academic purposes and for end-users, also the lack of information goes against the principles of a free market.

5. Conclusiones y trabajo futuro / Conclusions and future work

5.1 Conclusiones / Conclusions

Las conclusiones corresponden a los resultados obtenidos en los dos artículos desarrollados en esta tesis. La primera parte se muestran los principales hallazgos del análisis de la evolución tarifaria antes de la reforma del mercado eléctrico. En la segunda parte, se presentan las conclusiones de estudio realizado a los dos periodos tarifarios que han regido después de la reforma del mercado eléctrico.

Artículo [I]

El análisis de las tarifas eléctricas durante 1913 a 1994 se caracterizó por tres períodos. En el primero (1913-1935), hubo un proceso heterogéneo en el establecimiento de las tarifas de electricidad, en otras palabras, cada compañía estableció la tarifa siguiendo un estándar diferente. Lo anterior debido a la falta de una entidad gubernamental efectiva que supervise la actividad de las empresas.

La siguiente etapa (1936-1967) tuvo dos hechos que marcaron su tendencia general. El primero fue el interés del gobierno nacional para regular la actividad económica de los servicios públicos. El segundo fue el comienzo del proceso de nacionalización. En este sentido, el gobierno nacional creó entidades responsables de regular y financiar la expansión del sector eléctrico, y aprobar las tarifas de electricidad. Además, apoyó la creación de compañías eléctricas regionales, con el fin de consolidar un sistema nacional de energía eléctrica.

El análisis de la última etapa (1968-1994) mostró que la regulación tarifaria en Colombia estuvo marcada por la interconexión eléctrica entre las principales compañías eléctricas regionales. Como consecuencia, se creó la Junta Nacional de Tarifas para establecer una política tarifaria homogénea. La creación de la entidad anterior fue el mayor avance, en términos regulatorios, para el sector eléctrico. Sin embargo, la Junta Nacional de Tarifas no tuvo el presupuesto suficiente para cumplir con todas sus funciones; La situación anterior permitió que las tarifas eléctricas se convirtieran en una herramienta para aumentar el número de votos en las campañas electorales en las regiones.

El Estado asumió las deudas de algunas empresas de servicios públicos a través de la Financiera Eléctrica Nacional adquiriendo una alta participación de activos en el sector eléctrico. Al mismo tiempo, en América Latina estalló la crisis de la deuda y, por lo tanto, las entidades de crédito multilaterales emitieron pautas basadas en la teoría económica neoliberal, cuyo principio es la reducción de la intervención del Estado en las actividades productivas. Estas dos situaciones facilitan que el gobierno nacional haga las reformas políticas para crear una base de mercado nacional de electricidad en la competencia y para transformar el Estado en una entidad reguladora. Como resultado, el Estado vendió sus activos en el sector eléctrico y los privatizó.

La reforma del mercado eléctrico de 1994 siguió, principalmente, por una directriz internacional emitida por la Banca Multilateral, más que algunas de las causas publicitadas por el Gobierno para implementarla.

Artículo [II]

La tarifa de la electricidad en Colombia para los usuarios residenciales ha incrementado desde la reforma del mercado eléctrico de 1994. Este hecho da indicios de la existencia de una falla en la metodología del cálculo de la tarifa general.

La constitución política de 1991 es clara en asegurar la prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional de los servicios públicos domiciliarios, pero con la posterior reglamentación en las leyes secundarias se pierde ese objetivo y termina favoreciendo un negocio privado por encima del bienestar social.

Las modificaciones realizadas a la fórmula tarifaria general en 2007 no ocasionaron cambios significativos en los porcentajes que representa cada componente en el costo unitario. Las fórmulas son de difícil entendimiento para el común de la población, en contravía al criterio de simplicidad dispuesto por la Ley 142 de 1994.

Las tarifas de electricidad han tenido mayor aumento porcentual que el salario mínimo en los periodos analizados. Esto puede ser un tema de estudio posterior con el fin de demostrar que las tarifas a usuarios residenciales desmejoran la calidad de vida de las personas y abre la discusión sobre la necesidad de una real competencia entre agentes comercializadores que estimule la reducción de los precios transferidos a los usuarios.

Los programas de reducción de pérdidas no técnicas aprobados por la CREG no incentivan la reducción efectiva de pérdidas. Esto se demuestra con la poca variación que ha presentado el componente de pérdidas transferido a los usuarios en los 21 años de vigencia de la regulación.

La Superintendencia de Servicios Públicos tiene deficiencias para supervisar el reporte de información en el sistema único de información o en otros medios de divulgación de los costos máximos de prestación del servicio mensuales de algunos agentes. Esto es un problema para la

investigación con fines académicos y para los usuarios finales ya que la carencia de información va en contra de los principios de un libre mercado.

Paper [I]

The analysis of the electricity tariff during 1913 to 1994 was characterized by three periods. In the first one (1913-1935), there was a heterogeneous process in the electricity tariffs, in other words, each company established the tariff following different standard. The above because the lack of an effective governmental entity that oversaw the activity of the companies.

The following stage (1936-1967) had two facts that marked its general trend. The first one was the interest of the national government to regulate the economic activity of the public utilities. The second one was the beginning of the nationalization process. In this sense, the national government created entities responsible for regulate and financed the expansion of the electricity sector, and approved the electricity tariffs. Also, it supported the creation of regional electricity companies, in order to consolidate a national electric power system.

The analysis of the last stage (1968-1994) showed that the tariff regulation in Colombia was marked by the electrical interconnection between the main regional electricity companies. As a consequence, the National Tariff Board was created to establish a homogenous tariff policy. In regulatory terms, the creations of the above entity were the biggest advance. Because of the National Tariff Board was endowed with the necessary administrative tools to carry out its functions. The evolution of average electricity tariffs between 1970 until 1980 showed that there was not a rise in constant prices. Therefore, this situation showed the trend of establish the electricity tariffs following a social criterion. Nevertheless, in the later years, this trend was dismantled until finishing in the 1994 electricity market reform.

The 1994 electricity market reform followed, mainly, an international guideline issued by the multilateral bank, more than some of the causes promoted by the Government to implement it. In the economical causes, the evolution of the total external debt showed that the share of the electricity sector from 1989 had a decreasing trend. Then, the argument that the electricity sector represented a great fiscal burden by the State requested detailed studies. In the technical causes, the electricity rationing was the main support promoting the electricity market reform. Nevertheless, the energy balance showed that in 1992 the electricity supply, without consider the electrical losses, exceeds demand by approximately 23,8

Paper [II]

The electricity tariff in Colombia for residential users has increased since the 1994 electricity market reform. This fact indicates a flaw in the methodology for calculating the general electricity tariff.

The political constitution of 1991 that order ensuring the efficient provision to all the inhabitants of the national territory of the domiciliary public services, but with the subsequent regulation in

the secondary laws that objective is lost and ends up favoring a private business over the social welfare.

The modifications made to the general tariff formula in 2007 did not cause significant changes in the percentages represented by each component in the CU. The formulas are difficult to understand for the common of the population, contrary to the provisions of Law 142th/1994 on utilities.

Electricity tariffs have had a greater percentage increase than the minimum wage in the periods analyzed. This may be a subject for further study in order to demonstrate that tariffs to residential users deteriorate people's quality of life and opens a discussion about the necessity of real competition between retailers that stimulate the reduction of the prices transferred to users.

The NTLP approved by CREG does not inactivate the effective power losses reduction. This is demonstrated by the low variation presented in the power losses component transferred to the users during the 21 years of the regulation agency.

The Superintendence of Public Services has deficiencies supervising the information reported by some agents in the SUI or a different divulgation method of the maximum service cost providing. This is a problem for performing research with academic purposes and for end-users as the lack of information goes against the principles of a free market.

5.2 Trabajo futuro / Future work

En este trabajo se concluye que las políticas tarifarias son consecuencia del modelo de gestión de la industria eléctrica; por lo tanto, un trabajo futuro puede estar orientado hacia el estudio de las tarifas aplicadas a los usuarios residenciales en países con modelos de gestión de la industria diferentes al colombiano. Con el fin de determinar cuáles elementos de los modelos de gestión de los sectores eléctricos benefician en mayor medida a los usuarios a través de la política tarifaria. Posteriormente, con los hallazgos obtenidos se podría diseñar una metodología para la aplicación los precios transferidos a los usuarios que tenga como principal objetivo el beneficio social sin afectar la calidad en la prestación del servicio.

Un factor de estudio del aumento de las tarifas puede estar orientado hacia determinar cuál es el papel que juega el Cargo por Confiabilidad dentro de los costos económicos del sector eléctrico. Por otra parte, el negocio de la generación y la transmisión de electricidad ahora es bastante rentable; ISA y empresas de generación como EPM tienen gran éxito alcanzando incluso inversiones internacionales. Lo cual genera las preguntas ¿Los usuarios están pagando de más por estos componentes de la cadena productiva del sector eléctrico? ¿Cómo se explica el éxito de estas empresas cuando finalizando la década de 1980 estaban casi quebradas? Son preguntas que pueden abordarse en investigaciones posteriores.

A. Anexo: promedios de inflación hasta 2018

Para actualizar los precios que se encontraban inicialmente en valores corrientes se calcularon los promedios de la inflación desde 1998 hasta 2018.

Tabla 6 Promedios de inflación hasta 2018

Año	Inflación (%)	Inflación	Promedio de inflación hasta 2018
1995	19,47	0,19470	0,07480
1996	21,64	0,21640	0,06959
1997	17,68	0,17680	0,06291
1998	16,7	0,16700	0,05749
1999	9,23	0,09230	0,05202
2000	8,75	0,08750	0,04989
2001	7,65	0,07650	0,04781
2002	6,99	0,06990	0,04612
2003	6,49	0,06490	0,04463
2004	5,5	0,05500	0,04328
2005	4,85	0,04850	0,04244
2006	4,48	0,04480	0,04198
2007	5,69	0,05690	0,04174
2008	7,67	0,07670	0,04036
2009	2	0,02000	0,03673
2010	3,17	0,03170	0,03859
2011	3,73	0,03730	0,03945
2012	2,44	0,02440	0,03976
2013	1,94	0,01940	0,04232
2014	3,66	0,03660	0,04690
2015	6,77	0,06770	0,04948
2016	5,75	0,05750	0,04340
2017	4,09	0,04090	0,03635
2018	3,18	0,03180	0,03180

6. Bibliografía / Bibliography

- Arbeláez-Orozco, L.-E., & Montoya-Pardo, M.-F. (2010). Límites a la participación horizontal en la actividad de generación de energía eléctrica en Colombia. In , Universidad Externado de Colombia (Ed.), *Regulación de energía eléctrica y gas: estudio jurídico y económico* (Primera, pp. 91–113). Retrieved from <http://www.uexternado.edu.co>
- Azuero-Zúñiga, F., González-León, A. C., & Gutiérrez-Botero, M. L. (2012). *Tendencias en la administración: gerencia y academia* (1st ed.; Ediciones Uniandes, Ed.). Bogotá, Colombia: Universidad de los Andes.
- Banco de la República de Colombia. (2018). *Histórico del salario mínimo en Colombia*. Retrieved from http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/paginas/mercado_laboral.xls
- Banco de la República de Colombia. (2019). Sector público y deuda pública. Retrieved September 25, 2019, from Banco de la República, el banco central de Colombia website: http://www.banrep.gov.co/es/series-estadisticas/see_finanzas_publi.htm
- Belyaev, L. S. (2011). Electricity market reforms: Economics and policy challenges. In *Electricity Market Reforms: Economics and Policy Challenges*. <https://doi.org/10.1007/978-1-4419-5612-5>
- Bhattacharyya, S. C. (2011). Energy economics: Concepts, issues, markets and governance. In *Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance*. <https://doi.org/10.1007/978-0-85729-268-1>
- Biblioteca Luis Ángel Arango. (2005). *Guías temáticas de política*. Retrieved from https://web.archive.org/web/20100723203428/http://www.lablaa.org/blaavirtual/ayudade_tareas/poli/poli56.htm
- Bitu, R., & Born, P. (1993). Tarifas de energía eléctrica: aspectos conceptuales y metodológicos. In *Organización Latinoamericana de Energía*. Retrieved from <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0297.pdf>
- Cabra, L. A. (2008a). Estructura tarifaria y medición del servicio, una aproximación microeconómica. *Con-Texto*, (24 SE-Artículos). Retrieved from <https://revistas.uexternado.edu.co/index.php/contexto/article/view/1976>
- Cabra, L. A. (2008b). Modelo tarifario, subsidios cruzados y eficiencia económica en el sector de saneamiento básico. *Con-Texto*, (25 SE-Artículos). Retrieved from <https://revistas.uexternado.edu.co/index.php/contexto/article/view/2543>
- Campo-Pinzón, R. (2015). *Estudio comparativo de modelos de mercado eléctrico, estructura institucional, métodos de regulación y estructuras tarifarias*. Retrieved from <http://www.olade.org/wp-content/uploads/2015/08/Estudio-Comparativo-modelos-mercado-eléctrico-metodos-de-regulación-y-estructura-tarifaria-6-paises.pdf>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Resolución 112*. , (1996).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Resolución 113*. , (1996).

- Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Resolución 031.* , (1997).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Resolución 005.* , (2000).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Resolución 103.* , (2000).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Resolución 112.* , (2001).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Resolución 047.* , (2002).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Resolución 082.* , (2002).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Resolución 019.* , (2005).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Resolución 119.* , (2007).
- Comisión Nacional de Energía. (1991a). *Evaluación del desempeño del sector eléctrico colombiano 1970-1990.* Retrieved from <https://repositoriobi.minminas.gov.co/handle/123456789/1993>
- Comisión Nacional de Energía. (1991b). *Modelos internacionales de organización del sector eléctrico.* Retrieved from <https://biblioteca.upme.gov.co/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=600>
- Congreso de la República de Colombia. *Constitución Política de la República de Colombia.* , (1886).
- Congreso de la República de Colombia. *Ley 113 sobre el estudio técnico y aprovechamiento de corrientes y caídas de agua.* , (1928).
- Congreso de la República de Colombia. *Ley 109 sobre tarifas y reglamentos de empresas de energía eléctrica y de acueductos a domicilio.* , (1936).
- Congreso de la República de Colombia. *Decreto 1606 por el cual se reglamenta la Ley 109 de 1936.* , (1937).
- Congreso de la República de Colombia. *Ley 126 sobre suministro de luz y fuerza eléctrica a los municipios, adquisición de empresas de energía eléctrica, de teléfonos y de acueductos e intervención del Estado en la prestación de los servicios de las mismas empresas.* , (1938).
- Congreso de la República de Colombia. *Decreto 354 por el cual se crea el Departamento de Empresas de Servicios Públicos en el Ministerio de la Economía.* , (1939).
- Congreso de la República de Colombia. *Ley 80 por la cual se crea el Instituto Nacional de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico y se dictan otras disposiciones.* , (1946).
- Congreso de la República de Colombia. *Ley 19 sobre la reforma administrativa.* , (1958).
- Congreso de la República de Colombia. *Decreto 1653 por medio del cual se crea la Superintendencia de Regulación Económica.* , (1960).
- Congreso de la República de Colombia. *Decreto 2562 por el cual se reorganiza la Superintendencia de Regulación Económica y se incorporan algunas normas sobre control de precios.* , (1968).
- Congreso de la República de Colombia. *Decreto 3069 por el cual se crea la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos, se establecen los criterios básicos para la aprobación de las mismas y se dictan otras disposiciones.* , (1968).
- Congreso de la República de Colombia. *Decreto 201 por el cual se revisa la organización administrativa de la Superintendencia Nacional de Precios.* , (1974).
- Congreso de la República de Colombia. *Decreto 149 por el cual se suprime la Superintendencia Nacional de Producción y Precios, se redistribuyen sus funciones y se revisa la organización.* , (1976).
- Congreso de la República de Colombia. *Ley 11 de 1982 por la cual se autoriza las empresas descentralizadas del sector eléctrico, la creación de una empresa para la financiación del desarrollo del sector.* , (1982).
- Congreso de la República de Colombia. *Ley 14 por la cual se fortalecen los fiscos de las entidades territoriales y se dictan otras disposiciones.* , (1983).

- Congreso de la República de Colombia. *Decreto 2545 por el cual se reglamentan los Decretos 3069 de 1968 y 149 de 1976 y se establece a nivel nacional la estructura de tarifas para la prestación del servicio de energía eléctrica.* , (1984).
- Congreso de la República de Colombia. *Ley 51 por la cual se crea la Comisión Nacional de Energía y se dictan otras disposiciones.* , (1989).
- Congreso de la República de Colombia. *Decreto 1555 por el cual se reglamenta el Decreto 3069 de 1968 y el Capítulo V de la ley 81 de 1988 y se establece una estructura nacional de tarifas para el servicio de energía eléctrica.* , (1990).
- Congreso de la República de Colombia. *Constitución Política de la República de Colombia.* , (1991).
- Congreso de la República de Colombia. *Decreto 2119 por el cual se reestructura el Ministerio de Minas y Energía, el Instituto de Asuntos Nucleares, IAN y Minerales de Colombia S.A., MINERALCO.* , (1992).
- Congreso de la República de Colombia. *Decreto 2167 por el cual se reestructura el Departamento Nacional de Planeación.* , (1992).
- Congreso de la República de Colombia. *Ley 142 por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.* , (1994).
- Congreso de la República de Colombia. *Ley 143 por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, trasmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones.* , (1994).
- Congreso de la República de Colombia. *Ley 278 de 1996 por la cual se crea la comisión permanente de concertación de políticas salariales y laborales creada por el Artículo 56 de la Constitución Política.* , (1996).
- Corporación Andina de Fomento. (2006). Colombia. Análisis del sector eléctrico. In 3. Retrieved from <http://publicaciones.caf.com/media/1167/17.pdf>
- Corredor-Avella, G. (2006). *Evaluación de los impactos de la reforma del sector eléctrico.* Retrieved from <http://historico.unperiodico.unal.edu.co/Ediciones/89/05.htm>
- Cuervo, L. M. (1992). *De la vela al apagón: 100 años de servicio eléctrico en Colombia.* Bogotá, Colombia: Cinep.
- Currie, L. (1951). *Bases de un programa de fomento para Colombia: informe de una misión* (Segunda). Retrieved from https://books.google.com.co/books/about/Bases_de_un_programa_de_fomento_para_Col.html?id=O6zImgEACAAJ&redir_esc=y
- De La Pedraja-Tomán, R. (1985). *Historia de la energía en Colombia 1537-1930.* Retrieved from <https://books.google.com.co/books?id=%7BJNW3AAAAIAAJ%7D>
- De La Pedraja-Tomán, R. (1993). *Petróleo, electricidad, carbón y política en Colombia.* Retrieved from <https://books.google.com.co/books?id=%7BCT20AAAAIAAJ%7D>
- De La Pedraja Tomán, R. (1993). *Petróleo, Electricidad Carbón Y Política En Colombia (spanish Edition)* (1st ed.). Retrieved from <https://books.google.com.co/books?id=%7BCT20AAAAIAAJ%7D>
- Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2019). Estratificación socioeconómica. Retrieved September 24, 2019, from Estratificación socioeconómica para servicios públicos domiciliarios website: <https://www.dane.gov.co/index.php/servicios-al-ciudadano/servicios-informacion/estratificacion-socioeconomica>
- Departamento Nacional de Planeación. (1981). *Actividades de la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos.* Retrieved from <https://colaboracion.dnp.gov.co/%7BCDT%7D/Conpes/Económicos/1854.pdf>

- Expertos en mercados. (2017). *Informe de operación del SIN y administración del mercado*. Retrieved from <http://informesanuales.xm.com.co/2017/SitePages/operacion/3-12-Generacion-por-agente.aspx>
- Flórez-Enciso, L. B., & Barreto-Nieto, C. A. (2007). *Historia de la Empresa de Energía de Bogotá IV 1997-2007* (J. A. Valderrama, Ed.). Bogotá, Colombia: Empresa de Energía de Bogotá.
- Fotouhi Ghazvini, M. A., Ramos, S., Soares, J., Castro, R., & Vale, Z. (2019). Liberalization and customer behavior in the Portuguese residential retail electricity market. *Utilities Policy*, 59. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2019.05.005>
- Fundación Bariloche. (2005). *Análisis histórico de la formación de precios de los energéticos en Colombia desde 1970 a 2005*. Retrieved from https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/001/897/2/UPME_370 V 2
- García, W. A. (2008). Séptima papeleta. Retrieved September 23, 2019, from Séptima Papeleta website: <http://septimapapeleta.blogspot.com/>
- Grupo Editorial Semana. (1983). Servicios públicos: tarifas al ataque. *Revista Semana*. Retrieved from <https://www.semana.com/nacion/articulo/servicios-publicos-tarifas-al-ataque/3978-3>
- Hillary, R. (2002). What Enron's collapse means to future power markets. *Corporate Environmental Strategy*, 9(3), 311–317. [https://doi.org/10.1016/S1066-7938\(02\)00067-2](https://doi.org/10.1016/S1066-7938(02)00067-2)
- Historia de la Constitución Política de Colombia. (2019). Retrieved August 28, 2019, from <http://www.constitucioncolombia.com/historia.php>
- Hurtado-Hidalgo, J. I. (2014). Cronología del sector eléctrico colombiano. *Revista de Santander*, 9, 22. Retrieved from <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistasantander/article/download/8864/8757/>
- Información inteligente XM. (2019). Agentes del mercado eléctrico. Retrieved from <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Documento Visionamiento/Listado de Agentes.xls>
- Interconexión Eléctrica S.A., & Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (1993). *Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión: revisión*. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/1993/Plan-expansion-1993-2000.pdf
- ISAGEN. (2017). *Informe de gestión, comercialización de energía*. Retrieved from https://www.isagen.com.co/informe-de-gestion/2016/pdf/comercializacion_energia.pdf
- Jamasb, T. (2006). Between the state and market: Electricity sector reform in developing countries. *Utilities Policy*, 14(1), 14–30. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2004.11.001>
- Junta Nacional de Tarifas. *Resolución 086*. , (1986).
- Junta Nacional de Tarifas. *Resolución 090*. , (1990).
- Junta Nacional de Tarifas. *Resolución 070*. , (1993).
- Kessides, I. N. (2012). The Impacts of Electricity Sector Reforms in Developing Countries. *Electricity Journal*, 25(6), 79–88. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2012.07.002>
- Klein, G. (2007). *Estudio sobre la aplicación de modelos de costos en América Latina y El Caribe*. Retrieved from [https://www.itu.int/ITU-%0AD/finance/costmodels/Klein study-SP.pdf](https://www.itu.int/ITU-%0AD/finance/costmodels/Klein%20study-SP.pdf)
- Lobo, Á., Tamayo, M., Pino, M., & Valencia, D. (1990). *Manual de tarifas de servicios públicos domiciliarios*. Retrieved from <http://www.valenciad.com/Libros/ServPublicos.pdf>
- Martínez-Álvarez, J. J. (2014). Impacto de las reformas económicas neoliberales en Colombia desde 1990. *In Vestigium Ire*, 8(1), 78–91.
- Martínez-Rangel, R., & Reyes-Garmendia, E. S. (2012). El Consenso de Washington: la instauración de las políticas neoliberales en América Latina. *Política y Cultura*, 35–64. Retrieved from

- http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0188-77422012000100003&nrm=iso
- Méndez-Ávila, L. F. (2014). *Políticas públicas del sector eléctrico colombiano 1990-2009* (Universidad Nacional de Colombia). Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/40959/1/6700571.2014.pdf>
- Mercados de Energía Consultoría. (2011). *Estudio de costo de comercialización - Parte I*. Retrieved from http://www.cac.org.co/estudios/2011/Costo_de_Comercializacion_2011_inicial.pdf
- Millán-Ángel, J. (2007). *Market or State?: Three Decades of Reform in the Latin American Electric Power Industry*. Retrieved from <https://publications.iadb.org/en/publication/16299/market-or-state-three-decades-reform-latin-american-electric-power-industry>
- Millán-Ángel, J. (2017). El sector eléctrico en Colombia: ¿Estado o mercado? *Economía Colombiana*, 349, 16–32. Retrieved from https://www.contraloria.gov.co/documents/20181/825472/REC349_int_web.pdf/59b3346d-1885-49f9-84eb-150392767b9e
- Ministerio de Minas y Energía de Colombia. *Decreto 387 Por medio del cual se establecen las políticas generales en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones.* , (2007).
- Moreno, L. F. (2016a). *Regulación del mercado de energía eléctrica en América Latina: la convergencia entre libre competencia e intervención estatal*. <https://doi.org/10.4000/books.uec.125>
- Moreno, L. F. (2016b). Segunda parte. El modelo de libre competencia: el caso de Colombia. In *Regulación del mercado de energía eléctrica en América Latina* (pp. 93–230). <https://doi.org/10.4000/books.uec.138>
- Moriceau, J. L. (2005). What can we learn from a singular case like Enron? *Critical Perspectives on Accounting*, 16(6), 787–796. <https://doi.org/10.1016/j.cpa.2003.08.009>
- Mulder, M., & Willems, B. (2019). The Dutch retail electricity market. *Energy Policy*, 228–239. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.010>
- Naranjo, S. (2012). Hace 20 años Colombia sufrió el apagón. *El Colombiano*. Retrieved from http://www.elcolombiano.com/historico/hace_20_anos_colombia_sufrio_el_apagon-%0AJVEC_180119
- National Physical Laboratory. (2019). Candela (cd). Retrieved September 23, 2019, from SI Units website: <https://www.npl.co.uk/si-units/candela>
- Ndebele, T., Marsh, D., & Scarpa, R. (2019). Consumer switching in retail electricity markets: Is price all that matters? *Energy Economics*, 83, 88–103. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.06.012>
- Nepal, R., & Jamasb, T. (2015). Caught between theory and practice: Government, market, and regulatory failure in electricity sector reforms. *Economic Analysis and Policy*, 46, 16–24. <https://doi.org/10.1016/j.eap.2015.03.001>
- Newbery, D. M. (1995). *A template for power reform*. Retrieved from <http://documents.worldbank.org/curated/en/305121468782109926/A-template-for-power-reform>
- Noll, R. (1989). Economics Perspectives on the Politics of Regulation. In *Handbook of Industrial Organization* (p. Vol. II, págs. 1253-1287). Palo Alto, California, Estados Unidos: Orebro University School Of Business.
- Ocampo, J. A., Stallings, B., Bustillo, I., Velloso, H., & Frenkel, R. (2014). *La crisis latinoamericana de la deuda desde la perspectiva histórica*. Retrieved from

- <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/36761>
- Pérez-Arriaga, I. J. (2013). Regulation of the power sector. In I. J. Pérez-Arriaga (Ed.), *Power Systems* (Vol. 61). <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5034-3>
- Pizano, E. (2017). Apertura y privatización en los años noventa. *Economía Colombiana*, 349, 78–31. Retrieved from https://www.contraloria.gov.co/documents/20181/825472/REC349_int_web.pdf/59b3346d-1885-49f9-84eb-150392767b9e
- Pizarro, E. (2017). *Cambiar el futuro : historia de los procesos de paz en Colombia (1981-2016)*. Bogotá, Colombia: Penguin Random House.
- Pombo, C., & Ramírez, M. (2012). Privatization in Colombia: A Plant Performance Analysis. *SSRN Electronic Journal*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.1814715>
- Price, C. W., & Pham, K. (2009). The impact of electricity market reform on consumers. *Utilities Policy*, 17(1), 43–48. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2008.02.007>
- Quintero-Montaña, C. (2011). Estudio de mercado. Análisis del mercado relevante y concentración del mercado en el sector de energía eléctrica. *Superintendencia de Industria y Comercio*. Retrieved from [http://www.sic.gov.co/drupal/masive/datos/estudios-economicos/Documentos elaborados por la Delegatura de Protección de la Competencia/2012/E3.pdf](http://www.sic.gov.co/drupal/masive/datos/estudios-economicos/Documentos%20elaborados%20por%20la%20Delegatura%20de%20Proteccion%20de%20la%20Competencia/2012/E3.pdf)
- Quintero-Montaña, C. (2013). Modelos de mercado, regulación económica y tarifas del sector eléctrico en América Latina y el Caribe - Colombia. *Organización Latinoamericana de Energía*. Retrieved from [http://www.olade.org/sites/default/files/CIDA/Informe final COLOMBIA.pdf](http://www.olade.org/sites/default/files/CIDA/Informe%20final%20COLOMBIA.pdf)
- Rodríguez-Gómez, J. C., Acosta-Peñalosa, C. E., Ramírez, H. H., & Villamizar, N. (1999). *Historia de la Empresa de Energía de Bogotá Tomo I 1896-1927* (Universidad Externado de Colombia, Ed.). Bogotá, Colombia: Empresa de Energía de Bogotá.
- Rodríguez-Gómez, J. C., Acosta-Peñalosa, C. E., Ramírez, H. H., & Villamizar, N. (2000a). *Historia de la Empresa de Energía de Bogotá Tomo II 1927-1959* (Universidad Externado de Colombia, Ed.). Bogotá, Colombia: Empresa de Energía de Bogotá.
- Rodríguez-Gómez, J. C., Acosta-Peñalosa, C. E., Ramírez, H. H., & Villamizar, N. (2000b). *Historia de la Empresa de Energía de Bogotá Tomo III 1959-2000* (Universidad Externado de Colombia, Ed.). Bogotá, Colombia: Empresa de Energía de Bogotá.
- Romero-Roa, C. F. (2016a). Colombia: Energy Policy (Electricity). In G. Tiess, T. Majumder, & P. Cameron (Eds.), *Encyclopedia of Mineral and Energy Policy* (pp. 1–5). https://doi.org/10.1007/978-3-642-40871-7_31-1
- Romero-Roa, C. F. (2016b). Colombia: Energy Policy (Electricity). In *Encyclopedia of Mineral and Energy Policy* (pp. 1–5). https://doi.org/10.1007/978-3-642-40871-7_31-1
- Rothwell, G., & Gómez, T. (2010). Electricity Regulation and Deregulation. In *Electricity Economics*. <https://doi.org/10.1109/9780470544495.ch1>
- Sánchez Russo, D. (2011). Memorias de una revolución. Retrieved September 23, 2019, from El espectador website: <https://www.elespectador.com/content/memorias-de-una-revolucion>
- Sandoval, A. M. (2004). *Monografía del sector de electricidad y gas colombiano: condiciones actuales y retos futuros*. Retrieved from <https://colaboracion.dnp.gov.co/%7BCDT%7D/Estudios%5C%25%7B20Economicos%7D/272.pdf>
- Sistema de Información Eléctrico Colombiano. (2008). *Componentes del CU estimación del Costo*

- Unitario de prestación del servicio*. Retrieved from http://www.upme.gov.co/generadorconsultas/Consulta_Series.aspx?idModulo=2&tipoSerie=123&fechainicial=01/01/1998&fechafinal=31/01/2008
- Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios. (2018). *Costos máximos aplicables*. Retrieved from http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele_com_102
- Stoft, S. (2003). Power System Economics: Designing Markets for Electricity. In *IEEE Power and Energy Magazine* (Vol. 99). <https://doi.org/10.1109/MPAE.2003.1180363>
- Superintendencia de Industria y Comercio. (2010). *Historia de la Superintendencia de Industria y Comercio*. Retrieved from http://www.sic.gov.co/recursos_user/documentos/Conozcanos/Filosofia/Filosofia/Historia.pdf
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2014). *Reporte de gestión Termobarranquilla*. Retrieved from https://www.superservicios.gov.co/system/files_force/Energia_y_gas_combustible/Energía/2018/Sep/2012informeejecutivodegestiontermobarranquillasaesppdf?download=1
- Tabarquino-Muñoz, R. A. (2011). *Los servicios públicos domiciliarios en Colombia: una mirada desde la ciencia de la política pública y la regulación*. Retrieved from <http://www.eumed.net/libros-gratis/2011c/997/index.htm>
- The World Bank. (1990). *Colombia - The power sector and the World Bank, 1979-1987, Report No. 8893*. Retrieved from <http://documentos.bancomundial.org/curated/es/795481468913838904/Overview>
- Tobón-Sanín, G. (1991). La reestructuración del Estado Colombiano. *Ensayos de Economía*, 2(4), 127–247. Retrieved from <https://revistas.unal.edu.co/index.php/ede/article/view/23681>
- Tsai, C. H., & Tsai, Y. L. (2018). Competitive retail electricity market under continuous price regulation. *Energy Policy*, 114, 274–287. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.12.012>
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2016a). *Balance Energético Colombiano - BECO 1975 - 2015*. Retrieved from <http://www1.upme.gov.co/balance-energetico-colombiano-1975-2015>
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2016b). *Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión PERGT (2017 - 2031)*. Retrieved from https://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Plan_GT_2017_2031_PREL.pdf
- Urpelainen, J., & Yang, J. (2019). Global patterns of power sector reform, 1982–2013. *Energy Strategy Reviews*, 23(November 2018), 152–162. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.12.001>
- Vélez-Álvarez, L. G. (2013). *Análisis del impacto de la regulación y de las estructuras productiva e industrial del sector de energía eléctrica sobre el nivel final de las tarifas y precios del servicio de energía eléctrica en Colombia*. Retrieved from https://www.acolgen.org.co/wp-content/uploads/documentos/ANÁLISIS_DEL_IMPACTO_DE_LA_REGULACIÓN_Y_DE_LAS_ESTRUCTURAS_PRODUCTIVA_E_INDUSTRIAL_DEL_SECTOR_DE_ENERGÍA_ELÉCTRICA SOBRE EL NIVEL FINAL DE LAS TARIFAS Y PRECIOS DEL.pdf
- Vélez-Álvarez, L. G. (2015). *El precio de la electricidad en Colombia y comparación con referentes internacionales 2012-2015*. Retrieved from http://www.andeg.org/sites/default/files/El_precio_de_la_electricidad_en_colombia_2012-2015_julio_31_Versión_7.pdf
- Vélez-Álvarez, L. G., Ramírez-Hassan, A., Londoño-Sierra, L. J., Giraldo-Pérez, Y. H., & Londoño-Cano, D. (2011). Regulación y bienestar económico: evaluación de la regulación de servicios

públicos domiciliarios de acueducto y electricidad en Colombia en los noventa. El caso de Empresas Públicas de Medellín. *Lecturas de Economía*, 74, 231–270. Retrieved from <https://aprendeenlinea.udea.edu.co/revistas/index.php/lecturasdeeconomia/article/view/10001/17990>

Wiesner-Durán, E. (1992). *Plan energético nacional: política energética y estructura institucional en Colombia*. Retrieved from https://books.google.com.co/books/about/Plan_energético_nacional.html?id=9PspnQAACA&redir_esc=y