



# **Expert Report of Dr. Fernando Barrera-Rey and Carlos Fernando Barrientos**

*In the matter of **TECO Guatemala Holdings, LLC v.  
Republic of Guatemala** (ICSID Case No. ARB/10/23)*

May 2012

# Expert Report of Dr. Fernando Barrera-Rey and Carlos Fernando Barrientos

<b>1</b>	<b>Introduction and summary of conclusions.....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Overview of price regulation in electricity distribution.....</b>	<b>7</b>
	<i>Objectives of regulation.....</i>	<i>7</i>
	<i>Approaches to regulation.....</i>	<i>8</i>
	<i>Risks of the VNR method.....</i>	<i>14</i>
	<i>Translating the VNR into payments to the company.....</i>	<i>16</i>
<b>3</b>	<b>The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions.....</b>	<b>23</b>
	<i>Discrepancy No. 1: The Bates White Model.....</i>	<i>25</i>
	<i>Discrepancy No. 2: Stage A – Demand Study.....</i>	<i>26</i>
	<i>Discrepancy No. 3: Stage B – Reference Prices.....</i>	<i>27</i>
	<i>Discrepancy No. 4: Stage C – Optimization of the Distributor’s Grid.....</i>	<i>37</i>
	<i>Discrepancy No. 5: Stage D – Annuity of the Investment.....</i>	<i>50</i>
	<i>Discrepancy No. 6: Stage E – Balance of Energy and Capacity..</i>	<i>52</i>
	<i>Discrepancy No. 7: Stage F – Operating Costs.....</i>	<i>55</i>
	<i>Discrepancy No. 8: Stage G – VAD Costs Components and Consumer Charge.....</i>	<i>64</i>
	<i>Discrepancy No. 9: Stage I – Tariff Study.....</i>	<i>65</i>
	<i>Mr. Damonte’s recalculation of the Bates White 5 May 2008 report is unreliable.....</i>	<i>65</i>
<b>4</b>	<b>The reasonableness of Bates White’s VNR and VAD.....</b>	<b>71</b>
	<i>The CNEE benefitted from certain decisions of the EC that reasonably could have been made wholly in favour of EEGSA.....</i>	<i>72</i>
<b>5</b>	<b>Mr. Damonte’s and Mercados Energéticos’ benchmarking analyses are unreliable.....</b>	<b>77</b>
	<i>Background regarding benchmarking in electricity distribution.....</i>	<i>77</i>
	<i>Mr. Damonte’s VNR benchmark is unreliable.....</i>	<i>79</i>
	<i>Mercados Energéticos’ VAD benchmark is unreliable.....</i>	<i>86</i>
<b>6</b>	<b>The low value of Sigla’s VNR and VAD.....</b>	<b>89</b>

## Expert Report of Dr. Fernando Barrera-Rey and Carlos Fernando Barrientos

### Figures

<b>Figure 1.</b> International real price of copper, US\$/tonne .....	19
<b>Figure 2.</b> International price of aluminium, US\$/tonne .....	20
<b>Figure 3.</b> Mr. Damonte's Figure 9 with elasticity adjusted to the 0.58 figure used in Mr. Damonte's original report.....	82
<b>Figure 4.</b> Range of asset bases of companies used in Mr. Damonte's sample (US\$).....	83
<b>Figure 5.</b> Sigla's purported use of 2006 reference prices .....	92

### Tables

<b>Table 1.</b> Examples of Mr. Damonte's failures to implement the Expert Commission's decisions .....	68
<b>Table 2.</b> Number of urban transformers used in the Bates White, Damonte, and Sigla models as compared to actual network.....	69
<b>Table 3.</b> Benchmarking approaches.....	80

# 1 Introduction and summary of conclusions

1. Counsel for Claimant TECO Guatemala Holdings, LLC (“TECO”) have requested that we provide expert analysis and a report in *TECO Guatemala Holdings, LLC v. Republic of Guatemala* (ICSID Case No. ARB/10/23) concerning **(i)** the basic principles of electricity regulation as they relate to Guatemala’s regulatory framework for electricity distribution and the tariff reviews of Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (“EEGSA”), including in light of the expert report by Respondent’s expert Mr. Damonte;<sup>1</sup> **(ii)** whether the 28 July 2008 Bates White study<sup>2</sup> implemented the decisions of the Expert Commission rendered in its Report dated 25 July 2008 (the “EC Report”)<sup>3</sup> with respect to the discrepancies that arose and persisted between EEGSA and the Guatemalan electricity regulator, the National Electric Energy Commission (“CNEE,” an acronym of the Spanish “*Comisión Nacional de Energía Eléctrica*”), in connection with Bates White’s study of EEGSA’s New Replacement Value (“VNR,” an acronym of the Spanish “*Valor Nuevo de Reemplazo*”) and Value Added for Distribution (“VAD”) dated 5 May 2008,<sup>4</sup> and in light of Mr. Damonte’s expert report and comments made by the CNEE’s consultant Mercados Energéticos Consultores (“*Mercados Energéticos*”);<sup>5</sup> **(iii)** the reasonableness of the US\$ 1,053 million VNR and the approximately US\$ 232 million annual VAD calculated in the 28 July 2008 Bates White study, particularly in light of the Expert Commission’s decisions; **(iv)** the reliability of the purported benchmarking analyses provided by Mr. Damonte and Mercados Energéticos; and **(v)** whether the 28 July 2008 tariff study prepared by the company Sigla<sup>6</sup> and relied upon by the CNEE for setting EEGSA’s tariffs for the 2008-2013 tariff period complies with the decisions of the Expert Commission rendered in the EC Report, and whether the VNR and VAD calculated in the Sigla study are reasonable from an economic and engineering perspective.

---

<sup>1</sup> Expert Report of Mario C. Damonte dated January 2012 (“Damonte”) (**RER-2**).

<sup>2</sup> Bates White Revised Study dated 28 July 2008 and accompanying model (**C-255 to C-265, C-564**).

<sup>3</sup> EC Report (**C-246**). I relied on the Spanish versions of the EC Report and the relevant Bates White reports as they were originally written in Spanish. For ease of reference, the page citations herein are to the English translation, unless specified otherwise.

<sup>4</sup> Bates White Study dated 5 May 2008 and accompanying model (**C-196 to C-206**).

<sup>5</sup> Witness Statement of Alejandro Alberto Arnau Sarmiento, Mariana Álvarez Guerrero, and Edgardo Leandro Torres of Mercados Energéticos Consultores dated 24 January 2012 (**RWS-3**); Mercados Energéticos Consultores, Review of the Audit Reports of the Independent Consultants in Relation to the “Review of the EEGSA Distribution Value Added Study in Relation to the Decision of the Expert Commission”, July 2009 (“*Mercados Energéticos Report*”) (**C-582**).

<sup>6</sup> Sigla Report dated 28 July 2008 (**C-267**); Sigla model (**C-589**).

2. As set forth in this report, our principal conclusions are as follows:
- (i) The Guatemalan regulatory framework is based on a form of incentive regulation whereby tariffs are set based on assets that an efficient model company would need to service the distributor's area, which assets are valued using the new replacement value (VNR) method, *i.e.*, as if the assets were always new. Mr. Damonte makes a number of incorrect observations as to how this method is applied and what impacts it has on tariffs in successive tariff reviews.
  - (ii) The 28 July 2008 Bates White study fully implemented the EC Report decisions, and Guatemala's assertions to the contrary are unfounded. Moreover, Mr. Damonte's purported recalculation of the 5 May 2008 Bates White study based on the EC Report is unreliable and Mr. Damonte's resulting VNR and VAD are significantly understated and unjustified.
  - (iii) Several of the Expert Commission's decisions that were in favour of the CNEE, in whole or in part, reasonably could have been in favour of EEGSA. Because Bates White incorporated all of the Expert Commission's decisions into its 28 July 2008 study, the VNR and VAD calculated in that study were lower than they otherwise reasonably could have been. In addition, in each instance where the Expert Commission ruled wholly in favour of EEGSA, its decision was proper.
  - (iv) Mr. Damonte's and Mercados Energéticos' benchmarking analyses are based on improper methodologies, flawed samples, and incorrect or undisclosed data; consequently, they do not provide any meaningful benchmarks that could be used to assess the reasonableness of EEGSA's VNR and VAD.
  - (v) The 28 July 2008 tariff study prepared by Sigla does not comply with the EC Report in a number of major respects; moreover, it contains some of the same features that Guatemala criticises with respect to the Bates White studies. The VNR and VAD calculated in the Sigla study are unjustifiably low, from both an economic perspective and an engineering perspective.
3. I, Dr. Fernando Barrera Rey, am Associate Director of Frontier Economics Limited ("Frontier") in Madrid, an economics consultancy focusing on government policies and regulation in regulated industries such as the electricity sector. Frontier and its staff have worked for many of the leading energy companies, regulators and governments in Europe and Latin America. I head Frontier's electricity regulation practice in Iberia and Latin America. Prior to joining Frontier, I worked as a consultant for leading consultancies in the United Kingdom and Spain, including Europe Economics in London and NERA Economic Consulting in Madrid.

## Introduction and summary of conclusions

4. I hold a BSc. degree in Economics from Universidad Javeriana, Bogotá, Colombia (1987); a Diploma in Development Studies from Cambridge University (1988); an MSc. degree in Economics from Sussex University (1989); and a PhD degree in Economics from Oxford University (1994).
5. I am an industrial economics specialist with particular expertise in the regulation of electricity distribution. I have more than fifteen years of experience advising companies, regulators, investors, tribunals, and multilateral agencies in the electricity and gas industries. I have direct experience with the liberalisation of electricity markets, including as regards the design of tariff formulae, capacity remuneration, benchmarking, wholesale market design, vertical integration policies, and energy trading.
6. I have extensive experience in the regulatory process relating to electricity distribution and the setting of electricity tariffs, and have conducted a number of studies for regulators and private companies in this area. Among other things, I acted as Member of the Board of the Colombian electricity regulator, *Comisión de Regulación de Energía y Gas*, and handled various regulatory matters relating to electricity distribution in Colombia, Brazil, the United Kingdom, Italy, Portugal and Spain.
7. Among my academic experience, I served as a researcher at the Oxford University Institute for Energy Studies in Oxford, England, and as lecturer in regulation and microeconomics at Universidad de Los Andes in Bogotá, Colombia.
8. In developing this report, I had the support of two consultants at Frontier Economics' Madrid office, who worked under my close supervision.
9. I, Carlos Fernando Barrientos, am an electrical engineer with more than 36 years of experience, 25 as an independent consultant. I specialise in the design of transmission lines at 500 kV, 230 kV, and 115 kV, power planning in transmission and distribution systems, and the application of electricity regulatory frameworks. I previously collaborated with Dr. Barrera on work for the Colombian electricity regulator, *Comisión de Regulación de Energía y Gas*. I have provided the analysis and opinions in this report relating to electrical engineering matters.
10. This report is based on information available as of the date of this report. This report is intended solely for use in the above referenced arbitration and is not to be used for any other purpose. Our fees are not contingent upon the opinions expressed herein, and neither we nor Frontier Economics Limited or any of its principals or employees has a financial interest in this arbitration.
11. The *curricula vitae* for Dr. Barrera and Mr. Barrientos are enclosed to this report as Annex 1. Our calculations underlying this report accompany this report in electronic format as Annex 2. The documents we relied upon for the purposes of this report are cited herein.

## Introduction and summary of conclusions



## 2 Overview of price regulation in electricity distribution

### Objectives of regulation

12. The electricity markets of many countries today, including a number of countries in Latin America, consist of three distinct segments that operate as separate markets: generation, involving the production of electricity at power plants; transmission, involving the bulk transfer of electricity from power plants to power substations via transmission lines; and distribution, involving the transfer of electricity from substation to end users via distribution networks.
13. Electricity distribution is a natural monopoly. This means that in terms of the overall cost for the economy, a single distribution firm will serve the market more efficiently than multiple competing firms. This is because electricity distribution involves very significant costs relating to the installation of the distribution network, which makes it uneconomical for competitors to set up parallel networks.
14. Due to their status as natural monopolies, electricity distributors do not face competition. Consequently, the prices they charge (also referred to as rates) must be regulated by the State, for two main reasons. First, without price regulation (also referred to as tariff regulation), the distribution company could set prices above marginal and average costs and make excessive profits, causing consumers to purchase less than optimal quantities of electricity. This is known as allocative inefficiency. Second, without price regulation, the distribution company could operate inefficiently, which would inflate its costs, resulting in higher prices. This is known as technical inefficiency. Price regulation thus typically aims to achieve allocative and technical efficiency by ensuring that the regulated prices correspond to those that would exist in a competitive market.
15. At the same time, in order for a regulated distribution company to be able to attract capital, the regulated prices must allow the company to generate similar capital returns – adjusted for risk, including regulatory risk – as those generated by companies in other industries. Otherwise, investors and lenders would put their money elsewhere.
16. For this reason, it is important that the regulatory framework provide safeguards against opportunistic behaviour by the regulator, including in particular the manipulation of tariffs by the regulator for political gain. The main reason why regulators may be tempted to act opportunistically is that, as noted above, electricity distribution involves very significant capital investment relating to the installation of the network. Once these capital investments are made, the



distributor is motivated to continue operating as long as its revenues exceed its operating costs. In other words, even if the regulator sets prices below those that would exist in a competitive market and thereby prevents the distributor from recovering its investment in full, the distributor will be motivated to continue to operate. Without safeguards against such opportunistic behaviour by regulators, the risk of investing in the distribution company would rise, resulting in a high cost of capital for the distributor or driving capital away altogether. It is thus particularly important that the regulatory framework be predictable so that distributors and investors understand how a regulator may and may not behave and what costs the regulator will recognise and allow the distributor to recover in regulatory reviews.

17. Similar considerations apply when an investor acquires an electricity distributor for an upfront payment in a privatisation. As with sunk costs, once the government receives the proceeds of the privatisation, the regulator may be tempted to set prices at artificially low levels that will not allow the investor to recover its investment and/or return on the investment. This again highlights the importance of a predictable regulatory framework with appropriate safeguards against opportunistic behaviour by the regulator.
18. In sum, by simulating a competitive market and providing safeguards against opportunistic behaviour by the regulator, tariff regulation can achieve allocative and technical efficiency as well as attract capital to the regulated companies.

## Approaches to regulation

### Cost of service regulation and incentive regulation

19. There are two basic methods of price regulation of utilities, such as electricity distributors: cost of service regulation and incentive regulation. A key consideration under both methods is what costs the distributor will be permitted to recover through the regulated prices in a given regulatory period. The key differences between the two methods are how these costs are determined and how often they are set.
20. Under the cost of service method, the costs used for setting prices follow closely the distributor's actual historical costs. Because of this, cost of service regulation will not give the distributor sufficient incentives to reduce its actual costs and thus will not achieve technical efficiency. Nevertheless, it will achieve allocative efficiency every time the distributor's most recent costs are used to update prices. To ensure that prices do not move away from costs, cost of service regulation requires frequent resetting of rates. The typical regulatory period under cost of service regulation is one year.
21. By contrast, under incentive regulation, the costs used for setting prices are determined based on costs that an efficient company would incur during the

## Overview of price regulation in electricity distribution

upcoming regulatory period in serving the distributor's area. This creates an incentive for the distributor to reduce its actual costs. In theory, incentive regulation therefore allows the regulator to achieve both technical and allocative efficiency. Compared to cost of service regulation, incentive regulation requires less frequent rate revisions and the typical regulatory period is three to five years.

22. In assessing costs under incentive regulation, it is important to analyse the costs related to the expansion of the network or the so-called long-term marginal costs. Marginal cost is an economic concept referring to the cost of producing one additional unit (the so-called incremental cost) or the cost saved if one less unit is produced (the so-called avoided cost). It is a central recommendation of microeconomics that prices be set at marginal costs. This is because the resources available in a particular economy are limited, and by allocating resources for a particular use, one precludes the use of the same resources for other purposes. In that sense, all economic costs are opportunity costs. Because consumers, including electricity users, make choices based on prices, it is important that regulated electricity prices correspond to economic costs. If consumers were required to pay more than marginal cost for electricity, some of them would choose to consume less electricity and would put the resources thus saved to more economical uses.
23. This creates tension within incentive regimes because technical efficiency weighs in favour of not using all of the company's actual costs in setting regulated prices whereas allocative efficiency points in the opposite direction, given that the important costs to the economy are the costs of the company in question. Consequently, the vast majority of incentive methods use a combination of actual company costs and other companies' costs to estimate the costs of a model efficient company.
24. Whereas cost of service regulation relies solely on the company's costs for the setting of utility rates, regulators using incentive approaches do not only rely solely on the actual company's historical financial information concerning costs – which requires proper regulatory cost accounting – but tend to rely on other information as well. Regulators, however, need to do this in a way that is in line with the need to attract investment, that is, they need to act in a predictable manner and ensure that rates converge with the long-term marginal costs of an efficient company.

### Valuing the regulatory asset base in incentive regulation: net asset base method and new replacement value (VNR) method

25. As electricity distribution is capital-intensive, capital costs (in terms of the investments of the distribution company) are an important component of determining rates. As electricity is a mature industry, a large part of the network is already in place and, thus, existing assets – or the initial asset base – account for the lion's share of the company costs. Different countries use different

methods to value the distributor's initial asset base and to update the asset base.<sup>7</sup> The two main methods are the net asset base method and the method of new replacement value (or "VNR," which is an acronym of the Spanish "*Valor Nuevo de Reemplazo*").

26. Net asset base should be understood – in contrast to gross asset base – as net of depreciation or obsolescence of the assets in place. The net asset base method involves valuing – by means of accounts or any other method – the initial asset base of the company, adding investments and subtracting depreciation. This presupposes that the distributor maintains reliable accounting so that the regulator can track asset values as they enter and exit the asset base as investment and depreciation.
27. An example of a net asset base method is the building block approach used by a number of European countries. This approach involves establishing an initial asset base, updating it by inflation, deducting depreciation, and adding new investments. This approach recognises that the existing asset base loses value due to depreciation, and that the distributor needs to make investments to replace the assets used for serving existing customers as well as to make new investments to serve new demand. The distributor receives an amount of capital, which is the sum of the return of capital of its existing asset base and the return on capital (the asset base times the rate of return) or the financial cost of having a large amount of capital invested. Thus, under this method, the asset base depreciates over time, but efficient capital additions, in the form of approved new investments to replace the existing network and to expand it, are also included in the asset base.
28. The VNR method is different. It involves valuing the asset base of the distribution company as if all of the efficient assets were *new*; in other words, the replacement cost of all of the company's efficient assets is calculated. Put differently, the VNR corresponds to the total costs that the company would incur if it were to replace the assets comprising its network with new assets. The VNR method allows the regulator to identify and value the regulatory asset base in a single process: the assets necessary to provide the service are determined using the model company approach and the replacement cost of those assets is determined based on cost estimates.
29. The VNR method assumes that as the assets comprising the regulatory asset base depreciate, they are simultaneously replaced. In other words, the VNR method assumes that the assets are always new. This means that at the end of the asset's useful life, the regulatory asset base is the same. Consequently, under the VNR

---

<sup>7</sup> The assets that are taken into account when setting rates are sometimes referred to as the regulatory asset base.

method, the asset's replacement value differs from its accounting value, sometimes – when the asset is old – significantly.

30. The VNR method, in various forms, is widely used in Latin America, including in Guatemala,<sup>8</sup> but not in other jurisdictions.<sup>9</sup> This is due to a number of reasons. First, power distribution markets in Latin America historically have been controlled by State-owned companies that did not maintain reliable bookkeeping.<sup>10</sup> Second, net asset base methods require the creation of good regulatory accounts, and this has proven to be difficult in the region. Third, many Latin American State-owned electricity companies that have been privatised had inefficient and insufficient networks.
31. This latter fact explains to a large degree why countries with State-owned companies that restructure their industries may decide to adopt the VNR method. In that case, the regulator may not know the number of assets that require replacement and would not want to choose a method that affected this decision, but would prefer to leave this decision to the new private owner. By doing so, it would increase the revenues for the regulated company and would obtain higher proceeds for the government than those that would be obtained with a cost of service method.
32. Due to non-economic decisions, State-owned companies that are being privatised often have not maintained state-of-the-art networks; those networks tend to be in need of repair and investment. Thus, the value of the net asset base of those companies is rather low. If a VNR method is used, however, the asset base of that State-owned company is valued at its replacement cost value, as if all of the assets of the company were new, thereby increasing the value of the company and the proceeds that the government can obtain when privatising the company.

### Determining the regulatory asset base: top-down and bottom-up approaches

33. An important aspect of price regulation is identifying the assets that will be valued for the purposes of setting prices, in other words, identifying the

---

<sup>8</sup> LGE Art. 67 (C-17) (stating that the “investment annuity shall be calculated based on the New Replacement Value of the optimally designed facilities .... The New Replacement Value is the cost involved in building the works and physical assets of the authorization with the technology available on the market to provide the same service. The concept of economically adapted installation involves recognizing in the New Replacement Value only those facilities or parts of facilities that are economically justified to provide the required service.”).

<sup>9</sup> One exception is telecommunications where this method is used by the European Commission and the Federal Communications Commission in the United States.

<sup>10</sup> A similar problem existed in the United Kingdom and many European countries. The starting asset values were a combination of book values and other indices, but very clear rules on depreciation and bookkeeping were adopted in the initial stages of regulation.

regulatory asset base. In incentive regulation, in order to motivate the distribution company to achieve technical efficiency, the regulatory asset base typically does not fully overlap with the actual assets of the distribution company. Regulators applying the VNR method often rely on engineering designs called reference network models to determine the regulatory asset base. There are two basic approaches to constructing a reference network model.

34. The first approach involves building the reference network from scratch. Such models are referred to as bottom-up models or scorched earth models. The models can be built at different scales, from the extreme of representing every customer connection to the network to the point where only low voltage connection points are modelled. Similarly, models can vary in terms of how closely they follow restrictions arising from the conditions on the ground, such as existing buildings, roads, landscape characteristics, etc. A “pure” scorched earth model largely disregards such restrictions. In contrast, a scorched earth model with restrictions follows the conditions on the ground more closely. Depending on the location of connection points relative to the restrictions incorporated into the model, the results can vary drastically, exposing distributors to a great deal of discretion from opportunistic regulators. Bottom-up models have been criticized for ignoring the fact that the distributor’s existing network will constrain the distributor’s options in terms of developing a cost-efficient network. As Alfred Kahn explains: “*The blank-slate basis for marginal costing of individual network components ignores the fact that the most efficient or lowest marginal cost growth path for a firm with capacity already in existence will be constrained by the totality of its existing facilities; that will be true of each investment it makes henceforward in either additions to or replacements of existing facilities or equipment.*”<sup>11</sup>
35. Guatemala used a bottom-up model in the 2008-2013 tariff review. However, Guatemala did not use a “pure” scorched earth model (and, indeed, no Latin American country uses a pure scorched earth model). Instead, in 2003, Guatemala used a top-down model (discussed below), and, in 2008, a bottom-up model with restrictions.<sup>12</sup>

---

<sup>11</sup> Alfred E Kahn, *Whom the Gods Would Destroy, or How Not to Deregulate*, AEI-Brookings Joint Center First Distinguished Lecture, AEI-Brookings Joint Center for Regulatory Studies Washington, D.C. 2001, at p. 4 (C-559).

<sup>12</sup> In particular, in 2008, Guatemala used a block-based model where the medium voltage transmission connections corresponded to actual connections and low voltage connections were based on georeferencing the customers’ locations (and, where that was not possible, aggregating users at the connection to the network). In urban areas, low-voltage asset optimisation was not scorched earth but followed the restrictions of the street block. See Terms of Reference, Jan. 17, 2008, at p. 55 (C-417). Mr. Damonte acknowledges that “*in 2008, CNEE revised the methodology to apply for the VNR estimation to the Urban Area Checkerboard (AUD), which uses the bottom-up model.*” Damonte ¶ 37 (RER-2).

36. The second approach involves building the reference network by optimizing the existing network. Such models are referred to as top-down models or incremental network models. Using this approach, economists generally agree that engineering models should be used to identify new investments that depart from existing installations. This approach is preferred from an economist's perspective because it takes into account the actual marginal cost for the company – an important factor to both the company and the regulator – which is dependent on the company's current network. Guatemala used a top-down model in the 2003-2008 tariff review.<sup>13</sup>
37. In terms of how the two approaches compare as regards the resulting VNR, a “pure” scorched earth model – with no restrictions on topography – generally results in fewer VNR assets than a top-down model. The reason for this is that the top-down model is built using historic demand growth, but historic demand location may not coincide with future demand location. Conversely, using a top-down model generally will result in a larger VNR than using a bottom-up model. And the VNR when using a scorched earth model, is lower than the VNR using a

---

<sup>13</sup> In contrast, in the 1998-2003 tariff review, as Dr. Giacchino explains, the tariffs were established based on a tariff study prepared by the Chilean company Synex, which did not follow the methodology of the LGE but adopted the VAD used in El Salvador, with minor adjustments. *See Giacchino I ¶ 5 (CWS-4)*. We note that the residential tariffs adopted by the CNEE for the 1998-2003 tariff period were approximately 21% lower than those calculated by Synex. In particular, Synex calculated the fourth-quarter cost for a residential customer consuming 50 kWh per month at US\$ 7.13; however, in setting the tariffs, the CNEE assumed that this cost would amount to US\$ 5.62 per month, approximately 21.2% lower than the US\$ 7.13 figure. *See Synex, Determination of Electric Rates at Generation Levels – Transmission and Distribution in Guatemala, at Executive Summary, p. 5, Table 5/p. 22 in the pdf file (listing the energy charge as 0.10781 \$/kWh and the customer charge as 1.742 \$/customer/month for residential low voltage (BTS); to calculate the monthly rate for 5 kWh, the 0.10781 \$/kWh must be multiplied by 50 and added to the fixed customer charge of 1.742 \$/customer/month, resulting in US\$ 7.13 per month for 50 kWh) (C-22); Resolution No. CNEE-15-1998, at p. 6 (in the table at the top of the page, the energy charge is expressed by the formula “0.51302+0.021968Tri;” multiplied by four to adjust it to the fourth quarter, this yields 0.60089 Q/kWh, which, divided by the Q6.3383 exchange rate, yields US\$ 0.09480 \$/kWh; the customer charge is calculated using the formula “0.153776\*4^2+0.836\*4-0.224896,” which yields 5.57952 Q/customer/month; divided by the Q6.3383 exchange rate, this yields 0.88029 \$/customer/month; the adopted rate for monthly usage of 50 kWh then must be calculated in order to compare with the Synex values, which, similarly to the Synex calculation, is done by multiplying the energy charge per kWh (0.9480 \$/kWh) by 50 kWh, and adding the result to the fixed customer charge of 0.88029 \$/customer/month, resulting in \$5.62 per month for 50 kWh) (C-35)*. Similarly, *the Synex VAD was significantly lower than the VAD adopted by the CNEE*. In particular, Synex calculated the VAD per kilowatt hour for medium voltage as US\$ 5.54 per month; however, the CNEE set it at US\$ 3.64 (peak) and US\$ 2.46 (off-peak). For low voltage, Synex calculated the VAD per kilowatt hour at US\$ 7.44 per month; however, the CNEE set it at US\$ 4.80 (peak) and US\$ 3.24 (off-peak). *See Synex, Determination of Electric Rates at Generation Levels – Transmission and Distribution in Guatemala, at Chapter 3, p. 14, Table 3.13/p. 97 in the pdf file (listing the low- and medium-voltage VAD figures as US\$ 5.54/kW/month and US\$ 7.44/kW/month, respectively) (C-22); Resolution No. CNEE-15-1998, at p. 10 (table listing the peak and off-peak VADs for medium- and low-voltage at GTQ 23.08/kW/month, GTQ 15.59/kW/month, GTQ 30.42/kw/month, and GTQ 20.55/kw/month, respectively) (C-35)*. The amounts in quetzales (GTQ) were converted into United States dollars using the Q6.3383 exchange rate in place as of 1 August 1998.

scorched earth model with restrictions. Similarly, the VNR of the actual company generally will be larger than the VNR that is calculated using a top-down model.

38. It is possible that a bottom-up model may give very different results – in terms of the number and composition of assets – from a top-down model and/or from the actual assets of the distribution company. There could be various reasons for this. There may be model error (the bottom-up model may not contain sufficient restrictions on the topography of the company’s distribution zone, for instance), or the model may contemplate the existence of assets that may not be used and useful. Where there are large differences between the asset base of the model company and the actual company, the regulator would need to assure itself that there were objective justifications for this departure and that this was not the result of model errors. Otherwise, the regulator may end up regulating a virtual company that has very little to do with the reality of the costs of the actual company and failing in the process to comply with one of the objectives of regulation: allocative efficiency, *i.e.*, setting prices that are related to costs.

## Risks of the VNR method

39. Because the VNR method values the regulatory asset base as new and involves relatively infrequent resetting of tariffs, this method entails risks to both distributors and regulators.

### Risks assumed by investors in a VNR system

40. An investor buying into EEGSA would be subject to two different risks in the calculation of its asset base using the VNR system that is in place in Guatemala. The risks faced by the investor would be: (i) the change in the cost of materials and inputs of the construction units; and (ii) changes to the assets of the model efficient company, such as due to technological advancements or the model chosen. Regarding the first risk, the change in the cost of materials is a reflection of what it would cost the company to expand its network and a reflection of the economic cost to society of these decisions. Companies are used to valuing their assets at economic – opportunity – costs, and not at acquisition costs. The same way that companies and individuals value assets at the value they could obtain for them and not at the value that they paid for them,<sup>14</sup> it is common that companies value their assets at market prices in a practice known as market-to-market. Thus, the investor is exposed to the risk that subsequent to the determination of the VNR and tariffs for the next tariff period, the cost of materials and inputs

---

<sup>14</sup> An inheritance is a clear example of large differences between acquisition and market values.

changes, impacting the real-life value of the company's assets and the company's actual costs.

41. The second risk is that there are technological advances that would make the asset base of the model company differ in significant respects from that of the actual company. Changes in the model company method are more difficult to appreciate, but companies that invested in Guatemala would have expected regulators to behave reasonably and predictably. That is, investors would have been entitled to expect that the Guatemalan regulator would try to accomplish the objectives of regulation. This would translate first, into attracting capital or, in this context, not behaving opportunistically by respecting the promises made at privatisation. Second, it would translate into setting prices close to the marginal cost of the regulated company or not departing radically from the actual assets. That is, investors would have expected that the number and types of assets recognised through the model company approach would not differ significantly from the company's existing asset base absent objective justification.
42. Reasonable behaviour also would have meant conforming to certain rules of the VNR method. This means that assets would have been valued as new (not in a net asset form); that the rate of return would need to be between 7 and 13 per cent as the Guatemalan General Electricity Law (*Ley General de Electricidad* or LGE) mandates;<sup>15</sup> that assets would need to be valued with the latest information – as the model implies instant replacement; that the prices applied would be those of Guatemala as they would apply to EEGSA, and not to a company abroad; etc. More generally, investors also would have expected the regulator to try to achieve the objectives of regulation, namely capital attraction, and technical and allocative efficiency.

### Risks assumed by the regulator in a VNR system

43. When the government of Guatemala adopted a VNR model it also assumed a number of risks. First, it assumed the risk, inherent with replacement cost methods, that prices of raw materials and inputs could change from one regulatory period to another due to scarcity in international and national markets. Thus, if the prices of materials increased dramatically, the VNR also would increase and the difference between the net historic asset value of the company and the VNR would increase. Secondly, and related to this, as rates do not reflect the cost of service, new rates would have to be set at replacement cost and there is the real possibility that these costs could be greater than historical costs. The cost of assets included in the asset base valued at replacement would exceed

---

<sup>15</sup> See Decree No. 93-96, General Electricity Law dated 16 Oct. 1996, entered into force on 15 Nov. 1996 (“LGE”), Art. 79 (C-17).



the historic cost of assets – where assets are valued at acquisition cost and depreciated – to the extent that the latter had been amortised and not updated by inflation.

44. Using the historical cost methodology, in 1998, EEGSA's existing assets were valued by PriceWaterhouseCoopers – Guatemala's advisors for EEGSA's privatisation – at US\$ 78.3 million.<sup>16</sup> In contrast, those same assets were roughly valued implicitly at US\$ 724 million in 1998, given the purchase price paid at privatisation.<sup>17</sup> EEGSA's VNR in 2003 was calculated to be US\$ 583.7 million, and in 2008, it was calculated at US\$ 1,053 million in 2008 (according to the Expert Commission's rulings as implemented by Bates White). Even Sigla calculated EEGSA's VNR at that same time at US\$ 465.3 million in the study that was used by Guatemala to set the tariffs in 2008.<sup>18</sup> Clearly, the replacement cost of assets greatly exceeded the assets' historical costs. This is a result of the value of assets at different times in the two methods, as we explore below.
45. Guatemala's risks when using the VNR instead of historic asset costs would be compensated, however, by higher privatisation proceeds. Investors would have expected that EEGSA's value would be a function of the VNR as it would determine future allowed revenues. The value of the company was a function of expected cash flows, which included expected revenues, which are a function of the VNR, and costs – which include payments to acquire the company and expected cost reductions. Insofar as the VNR is a prime driver of regulated revenues, it is a prime component of the value of the company.
46. Clearly, rates set on a historic cost of US\$ 78.3 million would have meant much lower VAD rates in 1998, 2003, and 2008 than rates set using a VNR.

## Translating the VNR into payments to the company

47. As noted above, under incentive regulation using the VNR, the VNR corresponds to the replacement cost of all of the company's efficient assets, *i.e.*, the capital expenditures (CAPEX) that the company would incur if it were to replace the assets comprising the model network with new assets. Once the amount of the VNR is established, it needs to be converted into a flow of payments to the distribution company. In Guatemala, this is accomplished

---

<sup>16</sup> PriceWaterhouseCoopers, "Limited Scope Analysis to Estimate the Fair Market Value of Certain Intangible Assets, as of September 10, 1998," 13 April 1999, Exhibit 1 (C-43).

<sup>17</sup> PriceWaterhouseCoopers, "Limited Scope Analysis to Estimate the Fair Market Value of Certain Intangible Assets, as of September 10, 1998," 13 April 1999, Exhibit 1 (C-43).

<sup>18</sup> Sigla Report dated 28 July 2008, Phase D, at p. 6, Table 4 (C-267).

through the so-called capital recovery factor (or “FRC,” which is an acronym for the Spanish *Factor de Recuperación de Capital*), as follows: the VNR is multiplied by the FRC; operating costs are added; and the resulting amount serves as the basis to set the prices that the distribution company will charge the customers. Multiplying the VNR by the FRC produces a return of capital and a return on capital for the distribution company.

48. With respect to the return on capital, Article 73 of the LGE provides: “*The cost of capital per unit of power shall be calculated as the constant annuity of cost of capital corresponding to the New Replacement Value of an economically sized distribution network.*”<sup>19</sup> In other words, compensation for return on capital each year on the regulatory asset base is constant. The combination of a fixed annual payment and the valuation of the regulatory asset base as new raises specific considerations that distinguish the VNR method from standard accounting approaches to fixed payments. The following section provides an overview of such standard approaches and the distinguishing features of the VNR method.
49. At the outset, however, we note that in any regulatory system that uses the concept of an FRC, the concept needs to be applied in a coherent way so that whatever method of asset valuation is chosen (in the case of Guatemala, the VNR), the regulatory assets will be paid in their entirety as long as they remain used and useful. An important part of the regulatory risk, then, is the application of the used and useful test. In Guatemala, the LGE provides that the assets to be included in the regulatory asset base are to be determined using the model efficient company approach and valued using the VNR.<sup>20</sup> As explained above, while the efficient company model may take different forms, a regulator should behave in a way that is reasonable so that investment is attracted to fund the business while also achieving technical and allocative efficiency.

### Rates resulting from the use of the VNR method and net asset base method

50. Because electricity distribution is a capital intensive activity, capital expenditures are a very important component of a distribution company’s total costs and, therefore, of regulated prices. By the same token, different methods of asset valuation (and their updating formula) have different impacts on regulated prices.
51. Guatemala’s expert, Mr. Damonte, draws a number of conclusions with regard to the rates that Guatemala (and investors) could have expected based on Guatemala’s decision to use the VNR method of asset valuation. In order to

---

<sup>19</sup> LGE Art. 73 (C-17).

<sup>20</sup> LGE Art. 67 (C-17).

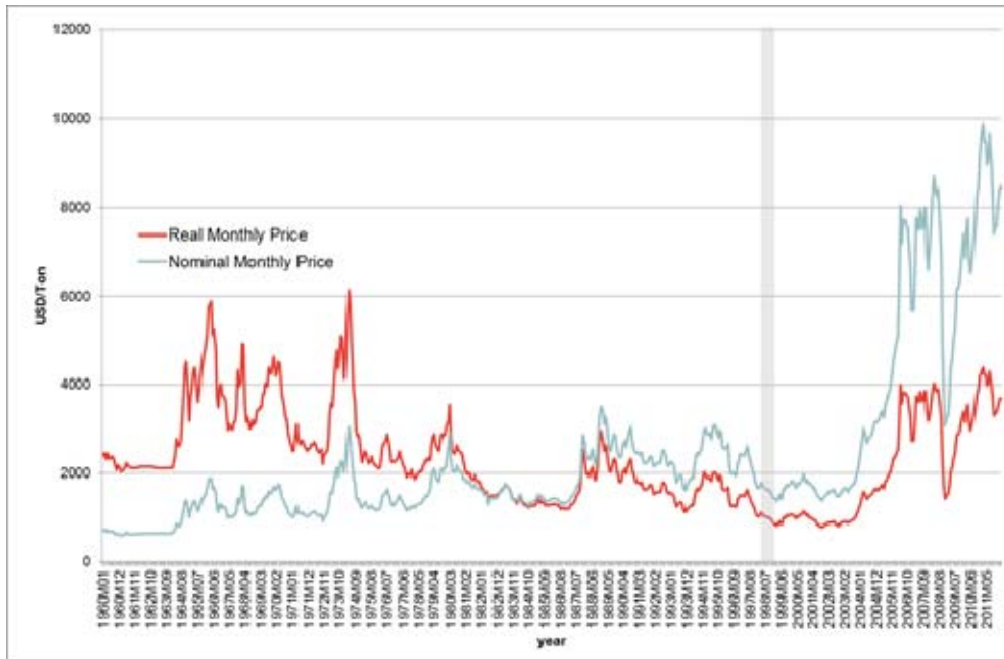
discuss the conclusions he reaches, it is relevant to discuss the factors that impact the amount of a VNR.

52. As a general matter, the return of capital component of regulated prices is a function of the assets regarded as used and useful (as determined using the efficient company model), the cost of replacing them, and the chosen asset valuation method. As discussed above, given that the regulatory asset base under the VNR method is assumed to be always new, the VNR method almost always will produce higher rates than net asset methods because the value of the asset base consisting of new assets generally will be higher than the value of an asset base consisting of depreciated assets.
53. The only time when the value of the regulatory asset base under the VNR could be lower is when there has been significant technological change so that the same product can be produced with fewer resources and costs. Historically, this has not been the case in the electricity distribution industry, where innovations have been few and far between.<sup>21</sup>
54. At the same time, electricity distribution is intensive in copper and aluminium (used in medium and low voltage wires) and in copper (used in transformers). This makes it highly sensitive to changes in prices in these materials. Consequently, changes in the prices of copper and aluminium generally result in changes to the VNR.<sup>22</sup>
55. As is illustrated by the following Figure, at the time of EEGSA's privatisation in 1998, copper and aluminium prices were stable and at their lowest level, but, since that time, as with many other commodities, prices have become highly unstable.

---

<sup>21</sup> This is expected to change with large-scale deployment of smart meters, structural change in the industry, and the green agenda. See, e.g., McDonald, *Adaptive intelligent power systems: active distribution networks*, Report for the UK Government Department for Business Innovations and Skills (2008) (C-580).

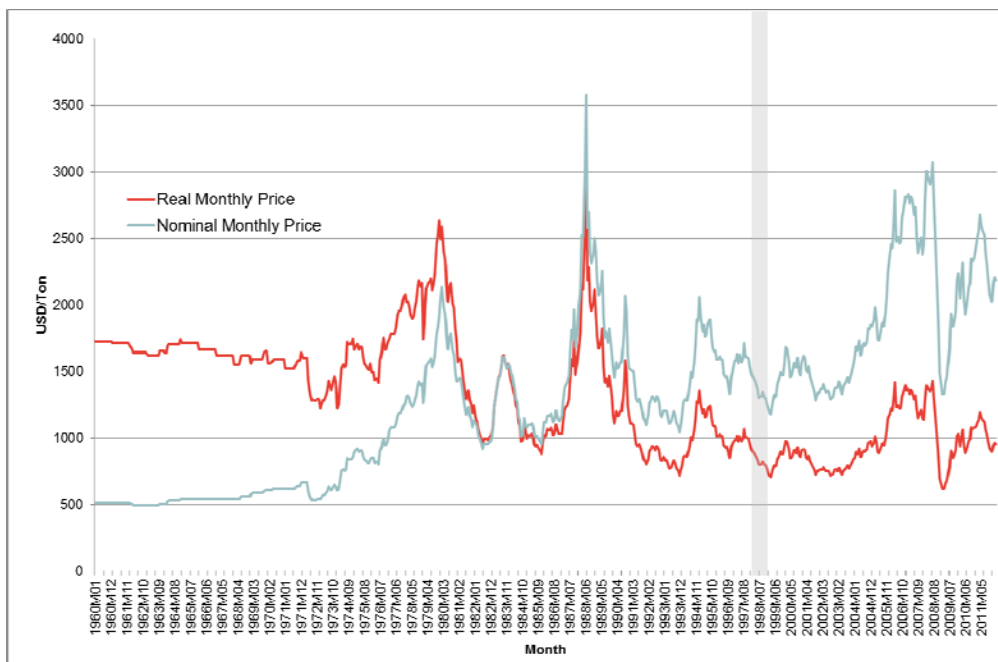
<sup>22</sup> The impact of changes in the prices of materials upon the VNR is illustrated by Dr. Giacchino who explained in his first witness statement that the increase in the cost of raw materials (primarily copper and aluminium) caused a US\$ 314.4 million increase in the VNR between 2003 and 2008. Giacchino I ¶ 75 (CWS-4).

**Figure 1.** International real price of copper, US\$/tonne

Source: For copper prices, The World Bank; for US Consumer Price Index, Bureau of Labor Statistics<sup>23</sup>

56. The same is true for aluminium, as can be seen from the following Figure.

<sup>23</sup> Pink Sheet – World Bank Commodity Price Data, copper prices (C-594); US Bureau of Labor Statistics, CPI databases, available at <http://www.bls.gov/cpi/data.htm>.

**Figure 2.** International price of aluminium, US\$/tonne

Source: For aluminium prices, The World Bank; for US Consumer Price Index, Bureau of Labor Statistics<sup>24</sup>

57. In the environment of low price volatility and low price level (as existed at the time of privatisation), the main risk arising out of the adoption of the VNR method would be the CNEE's determination, using the efficient company model, as to which assets would be regarded as used and useful.
58. Mr. Damonte quite reasonably states that the regulator, in spite of using a model company approach, always takes into account the situation of the "real" company when it assesses the reasonableness of its VNR estimate and costs to set rates for the regulated company.<sup>25</sup> In this respect, we agree with Mr. Damonte that large discrepancies between the assets actually in place and the assets regarded as used and useful by a model company could not be reasonably expected.
59. If, at the time of privatisation, as we have shown (i) prices of materials were at an all-time low; (ii) price volatility was low by historical standards; (iii) using a VNR method results in higher CAPEX for existing assets; (iv) there have not been significant technological advancements in electricity distribution; and (v) absent objective justification, the number and types of assets calculated using an efficient

<sup>24</sup> Pink Sheet – World Bank Commodity Price Data, aluminium prices (C-594); US Bureau of Labor Statistics, CPI databases, available at <http://www.bls.gov/cpi/data.htm>.

<sup>25</sup> Damonte ¶ 27 (RER-2).

company model should not differ significantly from the actual number and type of assets used by the actual company, it is clear that rates would have been higher with a VNR method than with a cost of service method. Mr. Damonte nevertheless concludes that it is untrue that the VNR method used in Guatemala results in a higher value of the distribution company and in higher regulated prices.<sup>26</sup>

60. The reason, Mr. Damonte argues, is that the method chosen by Guatemala leads to lower tariff rates the first time it is used and incentivises firms to be more efficient each year – pursuing greater profit – and thus generates cost reductions (technical efficiency) that are shared by customers (allocative efficiency). We agree that the incentive model, if well applied, leads to allocative and technical efficiency, but the real issue here is the effect of using the VNR method, as compared with an asset accounting method. As we have shown, using a VNR method was bound to lead to higher rates.
61. Mr. Damonte also asserts that the real costs (and installations) of the distribution company allegedly constitute a cap on the costs of the model company.<sup>27</sup> Crucial here is what he means by the real costs of the company, because, as we have seen, the VNR can, in many circumstances, lead to higher tariffs than a methodology that uses the book value of the assets. Presumably recognizing this, Mr. Damonte focuses primarily on the installations and not on their costs, essentially arguing that the model company never would have more installations than the actual company.<sup>28</sup> As we have explained, reality is always a check for the reasonableness of the used and useful test. In other words, we agree that, absent objective justification, the number and types of assets of the model company would not differ greatly from that of the actual company.
62. That said, as also discussed above, the choice of the efficient company model may lead to different results, as a “pure” scorched earth model generally results in fewer assets than a top-down model. As also discussed above, the VNR of the actual company generally will be larger than the VNR calculated using a top-down model, and a top-down model generally will result in a larger VNR than a bottom-up model. Mr. Damonte’s conclusions are based on these general assumptions. Mr. Damonte’s conclusions, however, are unwarranted because he does not take into account the fact that, as also discussed above, Guatemala has not used a pure scorched earth model, but instead used a block-based model using the Medium Voltage (MV) assets of the actual company and only modelling

---

<sup>26</sup> Damonte ¶ 31 (RER-2).

<sup>27</sup> Damonte ¶ 28 (RER-2).

<sup>28</sup> Damonte ¶¶ 29-31 (RER-2).

the Low Voltage (LV) assets bottom up, subject to the restrictions of the street block.

63. At the time of the privatisation, it was legitimate for investors to expect that rates would increase and would be greater than rates that would be in place had Guatemala not adopted a VNR method. Investors typically know that, in practice, regulators find it difficult to disallow a large number of assets of the regulated company. They also know that a system of incentive regulation that differs significantly from economic reality is not sustainable. That is the reason why so many *ad hoc* decisions are accepted by regulated companies and regulators, and blind adherence to models that differ from reality is not accepted in practice.
64. In summary, a number of factors account for why a VNR method, as compared to an accounting method, may produce a higher value of the regulatory asset base (and hence higher regulatory revenues and privatisation values). Whether the VNR method allows the State to obtain greater proceeds at privatisation will depend on the state of the network being privatised. Because EEGSA's network was in disrepair at the time of privatisation, the VNR method allowed Guatemala to obtain higher proceeds than it would have obtained with a cost of service method. With respect to tariffs, using the efficient company model generally would result in a somewhat lower number of assets being included in the regulatory asset base as compared with the actual company (the model effect). On the other hand, the VNR method would produce a higher capital flow than the accounting method (the VNR effect). Finally, material prices could produce a higher or lower value of the regulatory asset base depending on how the current prices compare to acquisition costs (the price effect). It is reasonable to expect that the VNR effect would outweigh the model effect because, for the reasons discussed above, in practice, absent objective justification, the model should not differ significantly from reality, as that would not achieve the objectives of price regulation. As regards the price effect, because copper and aluminium prices were at historically low levels in 1998 when EEGSA was privatised and a casual look at history would have suggested that price increases were likely, the price effect would have been expected to produce a higher regulatory asset base.

### 3 The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission's decisions

65. We have been asked to analyse whether the 28 July 2008 Bates White study<sup>29</sup> implemented the decisions of the Expert Commission rendered in the EC Report<sup>30</sup> with respect to the discrepancies that arose and persisted between EEGSA and the CNEE in connection with Bates White's VAD study dated 5 May 2008.<sup>31</sup> On the basis of our analysis discussed below, we conclude that the 28 July 2008 Bates White study fully implemented the EC Report decisions, and that Guatemala's assertions to the contrary are unfounded.
66. We also analysed the report dated July 2009 by Mercados Energéticos Consultores ("Mercados Energéticos")<sup>32</sup> addressing certain aspects of the 28 July 2008 Bates White study. As we discuss further below, Mercados Energéticos' criticisms of the study are incorrect, go beyond the scope of the EC Report decisions, and/or relate to minuscule issues that are immaterial to both Bates White's model as a whole and the resulting VNR and VAD. In our experience in many tariff reviews, due to the complex nature of tariff models, it is to be expected that a tariff model may contain some minor issues or errors; no tariff model is perfect, as Mr. Damonte has acknowledged.<sup>33</sup> Indeed, if any regulator or consultant were to have one year to review a model and tariff study with the aim of finding errors, it would be surprising if none were found. The existence of minor errors is not a reason for the regulator to discard the model (we understand that in this case the regulator did not discard the Bates White study on account of any alleged errors, as the Mercados Energéticos report was prepared approximately one year after the CNEE rejected Bates White's 28 July 2008 study and decided to rely on the Sigla study to set the tariffs). The Mercados Energéticos report thus does nothing to change our conclusion that the Bates White 28 July 2008 report fully implemented the EC Report decisions.

---

<sup>29</sup> Bates White Revised Study dated 28 July 2008 and accompanying model (C-255 to C-265, C-564).

<sup>30</sup> Expert Commission's Report dated 25 July 2008 (C-246).

<sup>31</sup> EC Report at pp. 9-13 (C-246); Bates White Study dated 5 May 2008 and accompanying model (C-196 to C-206).

<sup>32</sup> Mercados Energéticos Report (C-582).

<sup>33</sup> Mr. Damonte testified in the case *Iberdrola v. Guatemala* that "models ... are simplifications of reality. And as you know simplifications of reality have errors that depend on the level of sophistication that models can have .... [I]t is very difficult to review someone else's model, I must clarify, and even more so if we do not have at hand the detail of how the model works." See Transcript of testimony of Mario C. Damonte, *Iberdrola Energía, S.A. v. Republic of Guatemala* (ICSID Case No. ARB/09/5), p. 1281 (C-540).

**The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission's decisions**



67. Further, we analysed Mr. Damonte's limited comments regarding Bates White's 28 July 2008 study. We note that although Mr. Damonte commented on the 28 July 2008 Bates White study in the Executive Summary section of his expert report, Mr. Damonte's report contains only a few brief, isolated assertions about the 28 July 2008 Bates White study, devoid of any analysis.<sup>34</sup> Indeed, Mr. Damonte's description of his scope of work confirms that he was not asked to analyse the 28 July 2008 Bates White study, but instead was asked to analyse Bates White's 5 May 2008 study.<sup>35</sup> We thus conclude that Mr. Damonte's expert report is not a basis to draw any conclusions about the 28 July 2008 Bates White study.
68. We also analysed Mr. Damonte's "recalculation" of the 5 May 2008 Bates White model whereby he purports to incorporate the EC Report decisions into the 5 May 2008 Bates White model.<sup>36</sup> We determined that Mr. Damonte variously ignored many of the EC Report decisions, made serious errors in implementing others, and failed to provide information necessary to verify certain aspects of his analysis. We thus conclude that Mr. Damonte's purported implementation of the EC Report decisions into the 5 May 2008 Bates White model is entirely unreliable.
69. As part of our analysis of the 28 July 2008 Bates White Excel model submitted to the CNEE,<sup>37</sup> we consulted with Dr. Leonardo Giacchino, the author of the Bates White studies. This facilitated our understanding how the model operates and how the individual Excel spreadsheets comprising the model work together.
70. In our experience in many tariff reviews involving tariff models, the type of assistance we received from Dr. Giacchino is routinely provided by consultants to clients and regulators, and often is an important part of the regulatory review process. This is because tariff models usually are quite complex and it is in the interest of all parties that the regulator and the consultant interact so that the regulator obtains a proper understanding of the model. In our experience, regulators often request presentations by consultants concerning the model, seek guidance and/or manuals as to how the model operates and how changes to

---

<sup>34</sup> See Damonte ¶ 8(d) (**RER-2**) (stating that the 28 July 2008 Bates White study "did not comply properly with incorporating all the pronouncements of the Expert Commission"). Among his limited other comments concerning the 28 July 2008 Bates White study, Mr. Damonte suggests that because his own attempt to incorporate the decisions of the Expert Commission into the Bates White 5 May 2008 study yielded different results than the 28 July 2008 Bates White study, the 28 July 2008 study failed to implement the EC Report. See Damonte ¶ 173 (**RER-2**). This assertion is unfounded, as we explain further below.

<sup>35</sup> See Damonte ¶ 2 (**RER-2**).

<sup>36</sup> See Damonte § 5 entitled "Recalculation of the Bates White Study Based on the Expert Commission Opinion," ¶ 161; § 6 entitled "Recalculation of the Bates White Study Correcting the FRC Proposed by the EC" (**RER-2**).

<sup>37</sup> 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE (**C-564**).

The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission's decisions

various parameters would impact the model, and generally remain in contact with the consultant throughout the regulatory process.

71. We understand that during the tariff review for the 2008-2013 tariff period, the CNEE allowed Bates White to give only a single presentation regarding the Stage A report (the first of the nine main stages of the review) and refused to hold any further meetings or discussions with Bates White.<sup>38</sup> In our experience, this is extremely unusual and at odds with what we would expect from a regulator acting in good faith.
72. In the following subsections, we explain how the EC Report decisions were implemented in the 28 July 2008 Bates White study. Following the structure of the EC Report, our discussion is divided into nine parts, addressing the discrepancies related to the model and each stage report:

Discrepancy No. 1:	Models
Discrepancy No. 2:	Stage A – Demand Study
Discrepancy No. 3:	Stage B – Reference Prices
Discrepancy No. 4:	Stage C – Optimization of the Distributor’s Grid
Discrepancy No. 5:	Stage D – Annuity of the Investment
Discrepancy No. 6:	Stage E – Balance of Energy and Capacity
Discrepancy No. 7:	Stage F – Operating Costs
Discrepancy No. 8:	Stage G – VAD Cost Components and Consumer Charge
Discrepancy No. 9:	Stage I – Tariff Study

In each subsection, we also address at the same time the related assertions of Mercados Energéticos. We conclude by analysing Mr. Damonte’s purported implementation of the Expert Commission decisions into the 5 May 2008 Bates White model. For the sake of brevity, we sometimes refer to “Bates White’s” implementation of the Expert Commission’s decisions. This is a reference to the relevant 28 July 2008 Bates White stage reports and the underlying 28 July 2008 Bates White model.

## Discrepancy No. 1: The Bates White Model

73. Discrepancy No. 1 related to the Excel model that was submitted to the CNEE as part of the 5 May 2008 Bates White study and affected the manner in which the Excel model would need to be submitted as part of the revised Bates White study (*i.e.*, the 28 July 2008 study).<sup>39</sup> The Expert Commission ruled as follows:

---

<sup>38</sup> Giacchino I ¶¶ 22-25 (CWS-4).

<sup>39</sup> See EC Report at pp. 13-15 (C-246).

**The 28 July 2008 Bates White report fully  
implemented the Expert Commission’s decisions**

*“The Expert Commission (EC) has decided some of the following discrepancies in favor of CNEE’s observations, regarding modifications that must be made to the Tariff Study. When such corrections are made, the models shall necessarily suffer modifications. In the end, all calculations in same must be verifiable by CNEE, with the links between all models performed in a way that such calculations may be reproduced.”<sup>40</sup>*

74. The “following discrepancies” mentioned by the Expert Commission are not spelled out in the decision on Discrepancy No. 1 itself, but clearly are a reference to the remaining decisions in favour of the CNEE that are in the text of the EC Report after the section discussing Discrepancy No. 1. Accordingly, in analysing whether the 28 July 2008 Bates White study complied with the Expert Commission’s decisions on the other discrepancies, we also analysed whether Bates White’s changes to the 28 July 2008 model as compared with the 5 May 2008 model can be verified through the links in the 28 July 2008 model. In conducting this analysis, we traced the relevant links and calculations in the Excel model. This process was facilitated by our consultations with Dr. Giacchino, as discussed above. Through our analysis, we confirmed that the relevant calculations are verifiable through links in accordance with the Expert Commission’s decision. We provide additional information concerning our analysis regarding the individual discrepancies in the sections below.
75. We note that Mercados Energéticos asserts that the 28 July 2008 Bates White model is not traceable or auditable.<sup>41</sup> For the reasons stated above, we consider that assertion unfounded. We note, moreover, that Mercados Energéticos’ observations go far beyond the scope of the Expert Commission’s decision on Discrepancy No. 1, which, as noted above, concerned the verifiability of calculations through links in the model as regards changes to the model made in response to the Expert Commission’s decisions in favour of the CNEE.

## **Discrepancy No. 2: Stage A – Demand Study**

76. This discrepancy related to Bates White’s Stage A Report dealing with projected demand. The Expert Commission rejected all of the CNEE’s objections in this category.<sup>42</sup> Accordingly, Bates White was not required to make changes to the Stage A Report. We verified that the 28 July 2008 Bates White study complied

---

<sup>40</sup> EC Report at p. 15 (C-246).

<sup>41</sup> Mercados Energéticos Report at pp. 7, 16, 17 (C-582). For the same reason, we disagree with Mr. Damonte’s assertion that “BW did not put the EC’s pronouncement into practice in the presentation of 28-7-2008, since this model is not traceable or auditable either.” Damonte ¶ 108 (RER-2). Mr. Damonte does not provide any analysis whatsoever in support of the foregoing assertion.

<sup>42</sup> EC Report at pp. 16-28 (C-246).

**The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions**

with this decision. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>43</sup>

## Discrepancy No. 3: Stage B – Reference Prices

77. This discrepancy related to Bates White’s Stage B Report dealing with the prices of materials, labour, etc. used in the calculation of the model company’s costs.

### B.1.a. Reference prices

#### *The Expert Commission’s decision*

78. The Expert Commission ruled that Bates White must add two international prices for each material and adopt the lowest of the local price and the two international prices. The Expert Commission also ruled that where it was not possible to obtain international price references, the prices should be interpolated from the prices of similar materials, particularly as regards cables and poles. For medium- and low-voltage transformers for which international prices were not available, Bates White was to compare unit prices of transformers that had equal nominal capacity but different loss figures and adjust the prices to account for the difference in the losses between the compared transformers.<sup>44</sup>

#### *Bates White’s compliance*

79. We verified that, as can be seen in the file “Precios Representativos 05May08.xls,” tab “Resumen,” Bates White compiled two international prices for each major material and selected in column O the lowest of the national price and these two international prices.<sup>45</sup> There are twelve major materials for which less than two international prices were added. These are at rows 23, 24, 395, 396, 397, 441, 442, 443, 483, 484, and 485. For eight of them, an explanation is provided.<sup>46</sup> The remaining four (rows 395, 483, 484, and 485) are not used in subsequent calculations and thus did not require any adjustment.<sup>47</sup>

---

<sup>43</sup> Mercados Energéticos Report at pp. 16, 17 (C-582).

<sup>44</sup> EC Report at pp. 30, 31 (C-246).

<sup>45</sup> 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE (C-564).

<sup>46</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE (C-564), file “Precios representativos 05May08.xls,” tab “Resumen,” column AA.

<sup>47</sup> In the following way, we verified that these four materials were not used: (i) we identified the material code in column A of tab “Resumen” in the file “Precios representativos 05May08.xls;” (ii) we checked if that material code was present in column B of tab “Base” in the file “Materiales\_Agrupados\_9\_con\_cambio\_\$y desc,” which would indicate that the material is being used in a group of costs. If it was, we found in column A of the same tab the code group of the groups in which

**The 28 July 2008 Bates White report fully  
implemented the Expert Commission’s decisions**

80. We also verified that, as explained in column AA of tab “Resumen” in file “Precios Representativos 05May08.xls,” Bates White used interpolations for cables and poles as required by the Expert Commission.<sup>48</sup> Finally, we verified that Bates White chose the least expensive transformers, taking losses into account. This can be seen in file “COMPARACION\_TRAFOS.xls,” column AA of tab “Resumen.” We thus conclude that Bates White complied with the Expert Commission’s decision regarding this discrepancy.

### *Mercados Energéticos’ comments*

81. Mercados Energéticos makes six comments regarding this discrepancy. First, Mercados Energéticos asserts that transportation costs were added to the prices of poles, notwithstanding that it was not clear that these costs had not already been included in the price, and that these costs are unsupported.<sup>49</sup> Contrary to these assertions, as can be seen in column “O” of tab “Ajustes para Miami y Veracruz” in the file “Precios Representativos 05May08,” transportation costs are added only for wooden poles.<sup>50</sup> Because the price of domestic wooden poles – even with transportation costs included – is lower than the international price of wooden poles, the model uses domestic wooden poles. Mercados Energéticos’ comment about the international transportation costs for wooden poles thus is irrelevant.
82. Second, Mercados Energéticos asserts that there is no supporting evidence or calculations for the costs of customs clearance for Miami and Veracruz in tab “Partidas” of file “Precios representativos 18Jul08TRANS.xls.”<sup>51</sup> The Expert Commission’s decision did not require Bates White to provide such minute details in support of its calculations; in any event, the irrelevance of this alleged issue is apparent from the fact that the costs of customs clearance in the Sigla

---

the material under examination was being used; (iii) we checked if any of the group codes in step 2 above was being used in the file “COSTOS\_BASICOS.xls.” We then checked that the four materials were not used in any groups of costs or that the group(s) of costs to which they belong were not used in “COSTOS\_BASICOS.xls.”

<sup>48</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE (C-564), file “Precios representativos 05May08.xls,” tab “Resumen,” column AA.

<sup>49</sup> Mercados Energéticos Report at p. 17 (C-582).

<sup>50</sup> This is because, as Bates White explains in the Stage B Report, concrete poles include delivery at the installation site (and thus include transportation costs as part of the price), while wooden poles are delivered to EEGSA’s warehouses and, therefore, EEGSA incurs transportation costs for transporting wooden poles from the warehouse to the installation site. See Bates White Stage B Report, 28 July 2008 at p. 47 (C-256).

<sup>51</sup> Mercados Energéticos Report at p. 17 (C-582).

**The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions**

study, which was accepted by the CNEE, also are not supported at the level of detail that Mercados Energéticos seeks.<sup>52</sup>

83. Third, Mercados Energéticos states that there is a mistake in column P of tab “Ajustes para Miami y Veracruz” in the file “18Jul08TRANS.xls”.<sup>53</sup> In that column, the import costs of Veracruz are assigned to Miami products. This is immaterial because it impacts only two materials (codes 310015 and 310024) out of 166, in the range of approximately one or two cents on the dollar; moreover, these materials are not used in subsequent calculations and this issue thus has no impact on the VNR or the VAD.<sup>54</sup>
84. Fourth, Mercados Energéticos states that some international prices, in particular those from the catalogue of the Mexican company CFE, are excluded in an arbitrary and biased way.<sup>55</sup> This is incorrect. Only one such material is excluded (a cable with material code 310391), and Bates White explained in the Stage B Report that this was due to the CFE’s bargaining power with providers.<sup>56</sup> We find that excluding a material whose price is not representative of market conditions is appropriate.
85. Fifth, according to Mercados Energéticos, there is no backup for the losses used for international transformers.<sup>57</sup> However, for Miami transformers, these were taken from the commercially available CostWorks database.<sup>58</sup> For Mexico, as we

---

<sup>52</sup> See Sigla model, folder “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subfolder “EEGSA Etapa B - Precios de Referencia,” file “Precios Guatemala.xls,” tab “Costo Materiales,” columns AJ, AM, AR, AV (C-589).

<sup>53</sup> Mercados Energéticos Report at p. 18 (C-582).

<sup>54</sup> The material code 310015 is used in three cables (“urban compact conductor cable 1/0 AWG,” “center cable 3F with protected conductor 1/0AWG,” and “center cable 1F with protected conductor 1/0AWG”), none of which are used in the low voltage or medium voltage networks. Thus, the material code 310015 does not affect the VAD. See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Materiales\_Agrupados\_9\_con\_cambio\_5y desc.xls,” tab “Pre.Mat Final,” cell D39, which is linked from cell Q40 in the files “Precios representativos 05May08.xls” and “Precios representativos 18Jul08TRANS.xls,” tab “Resumen,” and then linked to cell F113 in the files “COSTOS\_BASICOS.xls” and “COSTOS\_BASICOS TRANS.xls,” tab “LINEA TRIF. COMPACTA;” see also files “COSTOS\_BASICOS.xls” and “COSTOS\_BASICOS TRANS.xls,” tab “LÍN. RURAL 4-01-0 Y PROT,” cells F152 and F185; see also files “BT alta densidad MTa.xls,” “BT baja densidad.xls,” “BT media densidad.xls,” “BT muy alta densidad 1 MTa.xls,” “BT muy alta densidad 2 MTa.xls,” “BT rural.xls,” “MT alta densidad.xls,” “MT Baja densidad.xls,” “MT Media densidad.xls,” “MT muy alta densidad.xls,” “Muestras BT Rurales.xls” (C-564). The material code 310024 is not used in any cables. See *id.*, file “Materiales\_Agrupados\_9\_con\_cambio\_5y desc.xls,” tab “Pre.Mat Final,” cell D40, which is linked from cell Q41 in the files “Precios representativos 05May08.xls” and “Precios representativos 18Jul08TRANS.xls,” tab “Resumen,” but not linked to any cells in the files “COSTOS\_BASICOS.xls” or “COSTOS\_BASICOS TRANS.xls,” tab “LINEA TRIF. COMPACTA.”

<sup>55</sup> Mercados Energéticos Report at p. 19 (C-582)

<sup>56</sup> See Bates White Stage B Report, 28 July 2008 at p. 78 (C-256).

<sup>57</sup> Mercados Energéticos Report at p. 19 (C-582)

<sup>58</sup> See Bates White Stage B Report, 28 July 2008 at p. 77 (C-256).

**The 28 July 2008 Bates White report fully  
implemented the Expert Commission’s decisions**

understand from Dr. Giacchino, the losses were obtained from the Mexican State-owned distribution company.<sup>59</sup> We also understand from Dr. Giacchino that these losses were discussed with and approved by Mr. Riubrugent during the work of the Expert Commission.<sup>60</sup> Based on the foregoing, we disagree with Mercados Energéticos' assertion.

86. Sixth, according to Mercados Energéticos, there is no backup for the losses used for national transformers. These losses, however, are established by Guatemalan regulations.<sup>61</sup>

### B.1.b. Age of the prices

87. This discrepancy related to whether Bates White correctly used the most recent available reference prices in its study, contrary to the Terms of Reference, which provided that 2006 reference prices should be used. The Expert Commission rejected the CNEE's objections in this category, finding that Bates White was correct in using the most recent data available because the purpose is to determine the replacement cost of the grid, and using 2006 prices and simply adjusting them for inflation would not accurately reflect market conditions. We verified that the 28 July 2008 Bates White study complied with this decision. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission's decision.<sup>62</sup>

### B.1.c. Reference price database

88. The Expert Commission limited its decision to the statement that "*this issue has been subsumed with what is set forth with respect to Discrepancy [B].1.a.*"<sup>63</sup> Accordingly, as Bates White complied with discrepancy B.1.a., we conclude that it also complied with discrepancy B.1.c.
89. Mercados Energéticos asserts without elaboration that Bates White did not comply and refers generally to the Expert Commission's decisions regarding discrepancies B.1 and 1.<sup>64</sup> We disagree with this unexplained assertion by Mercados Energéticos.

---

<sup>59</sup> Giacchino II ¶ 28 (CWS-10).

<sup>60</sup> Giacchino II ¶ 28 (CWS-10).

<sup>61</sup> See, e.g., Norm NE 16.01.01 issued by Empresa Eléctrica de Guatemala 15, Table 10, Section 7.10 (C-584).

<sup>62</sup> Mercados Energéticos Report at p. 18 (C-582).

<sup>63</sup> EC Report at p. 33 (C-246). This section of the EC Report contains an apparent typographical error, referring to "Discrepancy A.1.a." It is clear from the context of the EC Report that this is a reference to Discrepancy B.1.a.

<sup>64</sup> Mercados Energéticos Report at p. 18 (C-582).

**The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission's decisions**

### B.1.d. Exclusion of prices

90. This discrepancy related to whether 2007 national reference prices may be included in the model. The Expert Commission rejected the CNEE's objection. Bates White thus did not need to make any changes to its study in this respect. Mercados Energéticos agrees that Bates White's study complied with the Expert Commission's decision.<sup>65</sup>

### B.1.e. Adjustment index

91. This discrepancy related to adjusting certain prices in time. The Expert Commission rejected the CNEE's objection regarding a Guatemalan wholesale price index.<sup>66</sup> It nevertheless ruled that the prices of materials for underground installations should be held constant for all years in the model. We verified that Bates White complied with this decision, as is apparent from the rate of growth of the prices of materials for underground installations in cells D2 and D3 of tab "Grilla subterránea" of file "Precios representativos 05May08.xls," where the value relevant to price changes is set to zero.<sup>67</sup> Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission's decision.<sup>68</sup>

## B.2. Labour

### *The Expert Commission's decision*

92. This discrepancy related to labour costs, including whether Bates White should calculate EEGSA's costs of using its own employees and compare these costs to the costs it would incur if the same tasks were performed by contractors. The calculation of such labour costs of one's own employees is sometimes referred to as a "*baremo*". The Expert Commission ruled that Bates White should provide such calculations, "*to have a comparison between the contracts actually performed and the cost of such task if the work is performed under the company's administration, to have a reference that justifies the prices taken.*"<sup>69</sup>

### *Bates White's compliance*

93. We verified that Bates White complied with this decision by providing *baremos* that identified the quantity and cost of labour for the different tasks. These

---

<sup>65</sup> Mercados Energéticos Report at pp. 18, 19 (C-582).

<sup>66</sup> EC Report at p. 38 (C-246).

<sup>67</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE (C-564).

<sup>68</sup> Mercados Energéticos Report at p. 19 (C-582).

<sup>69</sup> EC Report at p. 42 (C-246).



*baremos* are included in the file “Baremo Construcción y Montaje – Informe final - 28.07.08. xls,” which provides an estimate of labour costs for construction and assembly activities, and the file “Baremo O&M Comercial para Informe final 28.07.08.xls,” which provides an estimate of labour costs for Operations and Maintenance (O&M) and commercial activities.<sup>70</sup>

94. The required man-hours per activity are identified in column G of tab “Baremo Constr.” in file “Baremo Construcción y Montaje – Informe final - 28.07.08.xls” and in columns G, H and I of tabs “Baremo Mant. En la red,” “Baremo At. Averías,” and “Baremo Act. Comerciales” in the file “Baremo O&M Comercial para Informe final 28.07.08.xls.”<sup>71</sup> The required salaries paid per activity are calculated in the same tabs<sup>72</sup> and are the product of multiplying the estimate of man-hours by the unit labour costs. Unit labour costs, in turn, are calculated as follows: salaries are taken from the General Survey of Salaries prepared by the firm Profesionales Consultores Asociados (PCA);<sup>73</sup> the different categories of EEGSA’s employees are assigned salaries from the survey according to their skills (see tab “Salarios encuesta” in the file “Baremo Construcción y Montaje - Informe Final - 28.07.08.xls”); then, benefits are added to the salaries.<sup>74</sup> Finally, using the number of hours worked per year, a cost per minute per employee (or group of employees) is calculated. We thus conclude that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.

### *Mercados Energéticos’ comments*

95. Mercados Energéticos asserts that the allocation of certain employee positions to salary categories shown in Table 14 in the Stage B Report<sup>75</sup> is not justified because it cannot be verified.<sup>76</sup> Contrary to Mercados Energéticos’ assertion, the verification can be performed. In the file “Baremo O&M y Comercial para

---

<sup>70</sup> 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE (C-564).

<sup>71</sup> 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE (C-564).

<sup>72</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, Column J in file “Baremo Construcción y Montaje – Informe final - 28.07.08. xls” and column L in file “Baremo O&M Comercial para Informe final 28.07.08.xls” (C-564).

<sup>73</sup> We understand from Dr. Giacchino that the salary survey, entitled “General Survey of Wages and Benefits” (“*Encuesta General de Salarios y Beneficios a Junio 2007*”) was provided by Bates White to the CNEE among the hard-copy supporting documentation accompanying the 28 July 2008 Bates White study. See Giacchino II ¶ 29 (CWS-10).

<sup>74</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, cell C14 of tab “Calculo MO construcción” in “Baremo Construcción y Montaje - Informe final - 28.07.08. xls” and row 13 of the first four tabs in “Baremo O&M Comercial para Informe final 28.07.08.xls” (C-564).

<sup>75</sup> See Bates White Stage B Report, 28 July 2008 at p. 83, Chart 14 (C-256).

<sup>76</sup> Mercados Energéticos Report at p. 20 (C-582).

**The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions**

Informe final,” tab “Salarios encuesta,” there is a description of the positions considered in the salary survey, which are then used for the different categories of EEGSA’s employees. Moreover, Bates White’s unit labour costs are generally lower than those calculated during the same time period by the firm Quantum for the tariff studies for DEORSA and DEOCSA, which Quantum prepared under Mr. Damonte’s direction and which the CNEE accepted in connection with setting the tariffs for those two companies.<sup>77</sup> This underscores the reasonableness of Bates White’s figures.

96. Second, Mercados Energéticos asserts that there is no justification for the efficiency losses of workers regarding the different tasks specified in Table 16 in the Stage B Report.<sup>78</sup> We note that the corresponding figures are located in the file “Baremo O&M y Comercial para Informe final,” tab “MO Cuadrilla Camión Canasta.”<sup>79</sup> We understand from Dr. Giacchino that these figures were based on the experience of the Bates White engineers.<sup>80</sup> Moreover, Quantum (working under Mr. Damonte’s direction) calculated the number of effective working hours for the 2008 DEORSA and DEOCSA tariff reviews as 1,673 hours per year,<sup>81</sup> within Bates White’s range of 1,414 to 1,814 hours,<sup>82</sup> which again underscores the reasonableness of Bates White’s figures.
97. Third, Mercados Energéticos asserts that the files “Costos de Mano de Obra 05Mar08 vs Baremo v22Jul08TRANS.xls” and “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls” do not compare all tasks carried out by subcontractors.<sup>83</sup> We consider it unnecessary to compare all of these 379 tasks. Calculating an individual *baremo* for every single task is not necessary for obtaining a basis for comparison against contractor costs when the relevant tasks are similar and a

---

<sup>77</sup> See Quantum, 2008 Database of Prices for DEORSA and DEOCSA, file “Archivo referencias.xls,” tab “MO PCA,” cells C30 to E34 (R-51); compare 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Baremo Construccion y Montaje – Informe Final – 28.07.08.xls,” tab “Comparativo vs. UF,” cells B4 to D9 (C-564). The only salary category that is higher in the Bates White model than in the Quantum report – by a mere 0.37% – is the top category.

<sup>78</sup> See Bates White Stage B Report, 28 July 2008 at p. 84, Chart 16 (C-256).

<sup>79</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE (C-564).

<sup>80</sup> Giacchino II ¶ 29 (CWS-10).

<sup>81</sup> See Quantum, 2008 Database of Prices for DEORSA and DEOCSA, file “Archivo referencias.xls,” tab “MO PCA,” cells C6 to E6 (R-51).

<sup>82</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Baremo O&M y Comercial para Informe Final 28.07.08,” tab “MO Cuadrilla Camión Canasta,” row 32 (C-564).

<sup>83</sup> Mercados Energéticos Report at p. 20 (C-582).

*baremo* for one of them turns out higher than the contractor cost for the similar tasks.<sup>84</sup>

98. This can be illustrated with respect to one of the most significant *baremos*, *i.e.*, the installation of new connections. The file “Baremo O&M Comercial para Informe Final 28.07.08.xls,” tab “Baremo Act. Comerciales,” row 18, shows the calculation of the installation of a meter (Code 001).<sup>85</sup> The *baremo* value is US\$ 21.28 (cell Q18), which is higher than the contractor cost shown in row 37 of tab “Comparativo O&M y Comercial” in the file “Baremo Construcción y Montaje O&M Comercial para - Informe Final - 28.07.08.xls.” Accordingly, Bates White used the contractor costs for the installation of new connections and there was no need to calculate *baremos* for the other similar activities.

### B.3. Vehicles and installation

#### *The Expert Commission’s decision*

99. This discrepancy related to hourly costs of vehicles and installation equipment, such as trucks and cranes. As with labour costs, the Expert Commission held that an element of comparison was needed to determine whether it was more efficient to use contractors’ vehicles and equipment for installations, or EEGSSA’s own vehicles and equipment.<sup>86</sup>

#### *Bates White’s compliance*

100. We verified that Bates White complied with this decision by providing *baremos* that identified the quantities and costs of vehicles and installation equipment. These *baremos* are included in the file Baremo Construcción y Montaje – Informe final - 28.07.08. xls,” which includes an estimation of the cost of vehicles for construction and assembly activities, and “Baremo O&M Comercial para Informe final 28.07.08.xls,” which includes an estimation of vehicles for Operations and Maintenance (O&M) and commercial activities.<sup>87</sup>
101. The required estimates of time are provided in column G of tab “Baremo Constr.” in the file “Baremo Construcción y Montaje – Informe final - 28.07.08. xls” and in column G, H and I of tabs Baremo Mant. En la red,” “Baremo At.

---

<sup>84</sup> Mercados Energéticos also asserts that it is not possible to verify the calculation support for the number of man-hours for the different categories of workers. It is unclear what type of verification Mercados Energéticos seeks. We do not find the man-hours problematic.

<sup>85</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Baremo O&M Comercial para Informe Final 28.07.08.xls,” tab “Baremo Act. Comerciales” (C-564).

<sup>86</sup> EC Report at p. 43 (C-246).

<sup>87</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE (C-564).

**The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions**

Averías,” and “Baremo Act. Comerciales” in the file “Baremo O&M Comercial para Informe final 28.07.08.xls.” The required costs of vehicles and installation equipment per activity are calculated in the same tabs<sup>88</sup> and are the product of multiplying the time estimate by vehicle/piece of installation equipment cost per minute. Cost per minute, in turn, is calculated separately for each vehicle/piece of installation equipment, taking into account their price, useful life, cost of capital, maintenance cost, fuel cost, and insurance cost. We thus conclude that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.

### *Mercados Energéticos’ comments*

102. Mercados Energéticos makes the following assertions,<sup>89</sup> all of which are baseless. First, Mercados Energéticos asserts that there is no support to verify that vehicle prices are competitive, and that there is no justification for maintenance costs. These assertions do not concern the specific discrepancy at issue or the Expert Commission’s decision, and thus go beyond what Bates White was required to do in order to comply with the Expert Commission’s decision. In any event, the Sigla study accepted by the CNEE to set EEGSA’s tariffs set out the prices of vehicles based on prices in Peru and (to a limited extent) Guatemala, without any backup.<sup>90</sup>
103. Second, Mercados Energéticos asserts that there is no justification for annual cost of fuel indicating the amount of kilometres considered, consumption per kilometre, and fuel cost. This assertion is incorrect, because the Bates White model does include this information.<sup>91</sup> Third, Mercados Energéticos asserts that there is no justification for annual number of hours worked. The number of annual hours worked is calculated using the number of hours effectively worked per day and the number of working days. As mentioned above, this is reasonable and, in any event, in line with Quantum’s approach accepted by the CNEE. Finally, Mercados Energéticos asserts that installation equipment is not included.

---

<sup>88</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, column N in file “Baremo Construcción y Montaje – Informe final - 28.07.08. xls” and in column O in file “Baremo O&M Comercial para Informe Final 28.07.08.xls” (C-564).

<sup>89</sup> Mercados Energéticos Report at p. 20 (C-582).

<sup>90</sup> See Sigla model, “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subfolder “EEGSA Etapa B - Precios de Referencia,” file “Precios actualizados por pais V2.xls,” tab “Indices,” cells B91 to G91 (C-589). Sigla uses a cost per hour of US\$ 15.69, lower than Bates White and Mr. Damonte. However, Sigla’s cost is understated due to Sigla’s use of a very low price based on Peruvian prices, an unreasonably high assumption of hours of use (2,112 hours per year), and a mistake in Sigla’s spreadsheet which switched the prices of trucks in cells D52 and D53.

<sup>91</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, starting at rows 34 of tabs “Calculo camion lineero” and “Calculo Pick up” in file “Baremo Construcción y Montaje – Informe Final – 28.07.08. xls,” file “Baremo O&M y Comercial para Informe Final 28.07.08.xls,” tabs “Cálculo camión canasta,” “Calculo Pick up” and “Calculo moto” (C-564).

**The 28 July 2008 Bates White report fully  
implemented the Expert Commission’s decisions**

This is incorrect; the model includes installation equipment such as “camión lineero” and “camión canasta.”<sup>92</sup>

#### B.4.a. Engineering

104. The Expert Commission ruled that the 1.15 factor applied in the 5 May 2008 Bates White study to the costs of materials and labour in order to account for engineering costs should be changed to 1.12.<sup>93</sup> We verified that Bates White complied with this decision. In particular, in Column G of tab “Resumen” in file “Costos básicos.xls,” the relevant factor was changed to 1.12.<sup>94</sup> Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>95</sup>

#### B.4.b. Contingencies

105. The Expert Commission rejected the CNEE’s objection, but nevertheless required Bates White to use a 1.05 factor for cost contingencies, with the exception of labour, for which a factor of 1.15 was to be used.<sup>96</sup> We verified that Bates White complied with this decision. In particular, in Column F of tab “Resumen” in file “Costos básicos.xls,” the factor applied to labour contingencies is 1.15 and a factor of 1.05 is used for the remaining contingencies.<sup>97</sup> Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>98</sup>

#### B.4.c. Intercalating interests

106. The Expert Commission ruled that Bates White must apply intercalating interest only to investments in the specified period, and that the interest must be calculated on the basis of the rate established in Resolution CNEE-04-2008.<sup>99</sup> We verified that Bates White complied with this decision. In particular,

---

<sup>92</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Baremo Construcción y Montaje – Informe Final – 28.07.08. xls,” tab “Calculo camion lineero;” file “Baremo O&M y Comercial para Informe Final 28.07.08.xls,” tab “Cálculo camión canasta” (C-564).

<sup>93</sup> EC Report at p. 46 (C-246).

<sup>94</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “COSTOS\_BASICOS.xls,” tab “Resumen,” column G (C-564).

<sup>95</sup> Mercados Energéticos Report at p. 20 (C-582).

<sup>96</sup> EC Report at p. 47 (C-246).

<sup>97</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “COSTOS\_BASICOS.xls,” tab “Resumen,” column F (C-564).

<sup>98</sup> Mercados Energéticos Report at p. 20 (C-582).

<sup>99</sup> EC Report at p. 48 (C-246).

**The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions**

intercalating interest is calculated in file “Inversiones 2008-2013”, tabs “VNR MT” and “VNR BT” and the percentage of intercalating interest applied corresponds to Resolution CNEE-04-2008.<sup>100</sup> Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>101</sup>

#### B.4.e. Costs of easements

107. The Expert Commission ruled that no costs for easements should be recognised.<sup>102</sup> We verified that Bates White complied with this decision. In particular, easements are calculated in cells G11 and D11 of tab “Servidumbres” of file “Modelo VAD 28Abr08.xls” and the values in these cells are set to zero.<sup>103</sup> Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>104</sup>

## Discrepancy No. 4: Stage C – Optimization of the Distributor’s Grid

108. This discrepancy related to Bates White’s Stage C Report dealing with various aspects of optimising the model company’s grid, such as zoning, construction units, service quality, and easements.

#### C.1. Zoning

109. This discrepancy related to objections by the CNEE concerning the division of the model company’s service area into various types of zones. The Expert Commission rejected all of the CNEE’s objections in this category.<sup>105</sup> We verified that Bates White complied with this decision. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>106</sup>

---

<sup>100</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Inversiones 2008-2013,” tabs “VNR MT” and “VNR BT” (C-564).

<sup>101</sup> Mercados Energéticos Report at p. 21 (C-582).

<sup>102</sup> EC Report at p. 50 (C-246). There was no Discrepancy B.4.d. addressed in the EC Report.

<sup>103</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Modelo VAD 28Abr08.xls,” tab “Servidumbres,” cells G11 and D11 (C-564).

<sup>104</sup> Mercados Energéticos Report at p. 21 (C-582).

<sup>105</sup> EC Report at pp. 55-57 (C-246).

<sup>106</sup> Mercados Energéticos Report at p. 28 (C-582) Mercados Energéticos nevertheless asserts that the tracking of the estimates was difficult due to the lack of integration of the calculation spreadsheets. We note that Mercados Energéticos clearly was able to verify the calculations in these spreadsheets, as it concluded that “[i]t was verified that the consultant did not modify the Tariff Study, in this point complying with CNEE’s indication.” *Id.*

**The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions**

### C.2.a. Economic technologies

110. This discrepancy related to whether efficient technologies were used in the design of the model company. The Expert Commission granted the CNEE's objection, but limited its decision to a single sentence stating that "*this issue was dealt together with A.1 and the same considerations apply herein.*"<sup>107</sup> However, discrepancy A.1 related to the demand study and the Expert Commission rejected the CNEE's objections in that category. It thus appears that the reference to discrepancy A.1 in fact is a reference to Discrepancy No. 1 relating to the Bates White models.
111. We confirmed that Bates White's calculations relating to the most efficient technology can be verified as required by the Expert Commission's decision on Discrepancy No. 1. This is done in the files for the individual density levels of medium voltage (MT) and low voltage (BT), the file names of which start with "MT" and "BT." The tab "Análisis" in these files permits a comparison among five different options to identify the most efficient alternative.<sup>108</sup>
112. In this connection, Mercados Energéticos raises various assertions regarding supporting documentation,<sup>109</sup> which are beyond the scope of the Expert Commission's decision on this discrepancy. Mercados Energéticos also asserts that there are pasted values and formulas it could not understand. It is unclear what Mercados Energéticos is referring to. As one example, Bates White uses the value of 0.774 ohm per kilometre for the resistance of a low voltage cable.<sup>110</sup> This is a standard value for this type of cable and the same value is used without any link, explanation, or backup in the Sigla model accepted by the CNEE.<sup>111</sup>

### C.2.b. Price changes

113. For this discrepancy, the Expert Commission issued the same decision as for discrepancy C.2.a.<sup>112</sup> We verified that the changes in prices in the 28 July 2008 Bates White model are verifiable through links and that Bates White therefore complied with this decision. For example, cell H9 in file "BT rural.xls" is linked to cell F22 in file "COSTOS\_BASICOS.xls," tab "Resumen," and cells P4 to P6 are linked to cells P77 to P79 in tab "Resumen." Similarly, cell C11 in file "BT

---

<sup>107</sup> EC Report at p. 60 (C-246).

<sup>108</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, files starting with "MT" and "BT" (C-564).

<sup>109</sup> Mercados Energéticos Report at p. 29 (C-582).

<sup>110</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file "BT media densidad.xls," tab "Datos Componentes," cell K8 (C-564).

<sup>111</sup> See Sigla model, folder "EEGSA Archivos de Soporte Jul08," subfolder "EEGSA Etapa C - Optimización Red Distribuidor," file "Modelo Urbano Guatemala EEGSA.xls," tab "Inputs MODELO," cell C59 (C-589) (listing the same 0.774 value as Bates White).

<sup>112</sup> EC Report at p. 61 (C-246).

The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission's decisions

baja densidad.xls,” tab “Datos Componentes” is linked to cell F30 in tab “Resumen” and cells J8 and J9 are linked to cells F19 and F20 in tab “Resumen.”<sup>113</sup> We thus conclude that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.

114. As with the previous discrepancy, Mercados Energéticos comments on the supporting documentation,<sup>114</sup> which is beyond the scope of this discrepancy. Mercados Energéticos also asserts that the model contains pasted values without justification. Mercados Energéticos does not specify the alleged pasted values and we were not able to identify them. We thus disagree with Mercados Energéticos’ assertions.

### C.2.c. Links and unit costs

115. For this discrepancy, the Expert Commission issued the same decision as for discrepancy C.2.a.<sup>115</sup> We verified that the calculations of the costs of construction units relevant to this discrepancy can be reproduced in the Bates White model and that Bates White therefore complied with this decision. In particular, these costs, which consist of material costs and assembly costs, are provided for the different construction units in rows B and C of tab “Resumen” in the file “COSTOS\_BASICOS.xls.” The “Resumen” tab is a summary spreadsheet that is linked to other tabs in the file “COSTOS\_BASICOS.xls.” These tabs are linked from “Costos de Mano de Obra 05Mar08 vs Baremo v22Jul08.xls” and “Precios representativos 05May08.xls” that calculates the price of materials and labour costs.<sup>116</sup>
116. Mercados Energéticos asserts that in the files starting with “MT” and “BT,” there are unjustified pasted values relating to maintenance costs.<sup>117</sup> However, these are standard values which are assumed in order to avoid circularity of the calculation. Mercados Energéticos also asserts that the file “Acometidas.xls” is linked to the file “Costos de Mano de Obra 05Mar08 vs Baremo v22Jul08.xls” that could not be found, and that the similarly named file “Costos de Mano de Obra 05Mar08 vs Baremo v22Jul08TRANS.xls” contains different values. However, the relevant values are found not in the file identified by Mercados Energéticos but

---

<sup>113</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, files “BT rural.xls,” “COSTOS\_BASICOS.xls,” “BT baja densidad.xls” (C-564).

<sup>114</sup> Mercados Energéticos Report at p. 29 (C-582).

<sup>115</sup> EC Report at p. 63 (C-246).

<sup>116</sup> The file with the file name “Costos de Mano de Obra 05Mar08 vs Baremo v22Jul08.xls” is not part of the model, however, the relevant values are found in the file “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls.” See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, files “COSTOS\_BASICOS.xls,” “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls” (C-564).

<sup>117</sup> Mercados Energéticos Report at p. 30 (C-582).



in the file “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls,” as can be seen from the fact that when this file is linked with “Acometidas.xls,” the values in the “Acometidas.xls” file remain the same.<sup>118</sup> Moreover, the relevant values in the “TRANS” file cited by Mercados Energéticos are identical to those in “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls.” Finally, Mercados Energéticos asserts that there are no unit labour costs or costs of vehicles and installation equipment. As discussed above with respect to discrepancies B.2 and B.3, that is incorrect because Bates White did provide the *baremos* for construction, installation, and Operations and Maintenance (O&M), detailing unit labour costs and costs of vehicles and installation.

### C.2.d. Justification

117. This discrepancy related to the CNEE’s objection that the Bates White models presented parameters and values without justification. As the Expert Commission observed, the CNEE made this objection “*without ... detailing which it refers to,*” and Bates White offered to “*link any remaining ones if CNEE points them out.*”<sup>119</sup> The CNEE did not specify the links to which its objection related. The Expert Commission nevertheless upheld the objection and issued the same ruling as for discrepancy C.2.a., *i.e.*, that “*this issue was dealt together with A.1 [sic – Discrepancy No. 1] and the same considerations apply herein.*”<sup>120</sup> This discrepancy thus overlaps with Discrepancy No. 1. Accordingly, we conclude that because Bates White complied with the Expert Commission’s decision on Discrepancy No. 1, it also complied with the decision on discrepancy C.2.d.
118. Notwithstanding that the CNEE did not elaborate its objection, Mercados Energéticos provided its own list of alleged issues in this category.<sup>121</sup> The Expert Commission was not called upon to make a decision on any of these particular issues, as none of them was raised by the CNEE and, thus, Mercados Energéticos’ comments cannot cast doubt on Bates White’s compliance with the Expert Commission’s decision. In any event, none of these alleged issues alter our conclusion that Bates White complied with the Expert Commission’s decision. Moreover, to the extent these alleged issues presented any concern for the CNEE, they could have been easily clarified by Bates White, had the CNEE interacted with Bates White as is typical in tariff reviews and as we would expect from a regulator acting in good faith. In particular:

---

<sup>118</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, files “Acometidas.xls,” “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls,” “Costos de Mano de Obra 05Mar08 vs Baremo v22Jul08TRANS.xls” (C-564).

<sup>119</sup> EC Report at p. 63 (C-246).

<sup>120</sup> EC Report at p. 63 (C-246).

<sup>121</sup> Mercados Energéticos Report at pp. 30, 31 (C-582).

The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions

- Mercados Energéticos asserts that in the file “Zonas protegidas.xls-M10,” the total lengths of the lines are unjustified, pasted values. However, we understand from Dr. Giacchino that these are outputs from the database Sigre, which was a custom-built database reflecting EEGSA’s actual network.<sup>122</sup> We also understand that the Sigre database was not in Excel format and thus could not be linked to the Bates White model.<sup>123</sup>
- Mercados Energéticos asserts that the file “COSTOS\_BASICOS.xls-M4” contains unjustified, pasted values, such as at cells E143 to E153 in column “CANTIDAD” (quantity) and at cells F143 to F153 in column “MATERIALES” (materials) of the tab “CENTROS DE TRANS”. However, these cells refer to basic, uncontroversial units of construction, as illustrated by the fact that the equivalent section of the Sigla study accepted by the CNEE for the purpose of setting EEGSA’s tariffs also contains what Mercados Energéticos characterises as “pasted” values.<sup>124</sup> Moreover, for some materials for which prices were unavailable, the values were interpolated, which was in accordance with the Expert Commission’s decision on discrepancy B.1.a, as discussed above.
- Mercados Energéticos asserts that the file “COSTOS\_BASICOS.xls-M4” contains a link to the file “Costos de Mano de Obra 05Mar08 vs Baremo v22Jul08.xls,” which could not be found. However, as discussed above, the relevant values are found in the file “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls.”<sup>125</sup> In any event, the impact of this alleged issue is immaterial because the relevant values in “COSTOS\_BASICOS.xls” and “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls” are the same.
- Mercados Energéticos asserts that the file “Capacitores.xls-M3,” tab “Capacitores,” cell R7 does not have the corresponding link and contains a formula that Mercados Energéticos did not understand. We note that this formula interpolates the cost of an unusual capacitor, for which market prices were not available, based on the costs of other capacitors.

---

<sup>122</sup> Giacchino II ¶ 30 (CWS-10).

<sup>123</sup> Giacchino II ¶ 30 (CWS-10).

<sup>124</sup> See Sigla model, folder “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subfolder “EEGSA Etapa B - Precios de Referencia,” file “Precios Guatemala.xls,” tab “Costo Materiales,” column I (C-589).

<sup>125</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, files “COSTOS\_BASICOS.xls,” “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls” (C-564).

This approach was approved by the Expert Commission<sup>126</sup> and was also used by Sigla and Quantum, under the direction of Mr. Damonte.<sup>127</sup>

- Mercados Energéticos asserts that the files “MT muy alta densidad.xls-M7,” “MT alta densidad.xls-M7,” “MT media densidad.xls-M7,” and “MT baja densidad.xls.M7” contain unjustified annual maintenance cost values. We understand from Dr. Giacchino that this data was included by the Bates White engineers based on industry standards, in order to avoid the circularity of the O&M costs formula (otherwise, the O&M costs would depend on the selected technology, and the selected technology would depend on the O&M costs). We find this approach reasonable.
- Mercados Energéticos asserts that the files “BT muy alta densidad 1 MTa.xls-M3,” “BT muy alta densidad 2 MTa.xls-M3,” “BT alta densidad MTa.xls-M3,” “BT media densidad.xls-M3,” “BT baja densidad.xls-M3,” and “BT rural.xls-M3” also contain unjustified annual maintenance cost values. We understand from Dr. Giacchino that the answer to these assertions is the same as to the previous point; again, we find Bates White’s approach reasonable.

### C.3.a. Methodology

119. The Expert Commission rejected various objections by the CNEE concerning the methodology for determining optimum technologies.<sup>128</sup> Accordingly, Bates

---

<sup>126</sup> See EC Report at p. 31 (C-246).

<sup>127</sup> For example, in Sigla’s file “Precios-Guatemala.xls,” tab “Costo Materiales,” column K, prices are entered manually and then used to calculate the prices for which references are not available, such as the material “Underground Cable NYY One-Pole 25 mm2” at row 181. In order to obtain three references for this material, Sigla manually entered the value US\$ 0.9163 per meter (cell K181) and then used factors to estimate the references in Ecuador, Nicaragua, and Panama (cells M181 to O181). See Sigla model, folder “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subfolder “EEGSA Etapa B - Precios de Referencia,” file “Precios Guatemala.xls,” tab “Costo Materiales” (C-589). Similarly, Quantum interpolated prices for which references were not available in the file “Archivo referencias.xls,” tab “Reguladores.” For example to calculate the price for the material “Voltage Regulator 34.5 kV 600 Amperes,” Quantum relied on an interpolation based on two unsupported figures (cells M39 and M40) that were entered into the spreadsheet manually. It used the same figures to estimate the price of the material “Voltage Regulator 34.5 kV 700 Amperes.” Moreover, Quantum’s formulas calculating the prices of both of these materials rely on the quantity of kVA, which in turn is calculated at cells E5 to E17 for all materials in this tab based on manually entered figures for which Quantum provided no support. See Quantum, 2008 Database of Prices for DEORSA and DEOCSA, file “Archivo referencias.xls,” tab “Reguladores” (R-51). Notwithstanding that the Quantum database contains a number of such pasted values that are neither supported nor linked, Mr. Damonte cited the Quantum database in his expert report as an example of a database that would “give the Tribunal an idea of what an electronically linked database is, as established in the 2007/8 ToR.” See Damonte ¶ 130 (citing R-51).

<sup>128</sup> EC Report at p. 66 (C-246).

The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions

White was not required to make any changes to the 5 May 2008 Bates White study in connection with this decision. We verified that the 28 July 2008 Bates White report complied with this decision. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>129</sup>

### C.3.b. Underground feeder outputs

120. The Expert Commission ruled that underground feeder outputs should be modelled as aerial. We verified that Bates White complied with this decision. This can be seen from the file “VNR 2006.xls,” tab “MT,” cells E7 and E8 where the values corresponding to underground feeder outputs are set to zero,<sup>130</sup> whereas in the 5 May 2008 model, these values were positive. Mercados Energéticos nevertheless asserts incorrectly that it is not possible to verify whether the underground feeder outputs have been removed.<sup>131</sup>
121. Mercados Energéticos also asserts that in the file “VNR 2006.xls,” tab “MT,”<sup>132</sup> Bates White reduced the length of the aerial network by 30.3 kilometres and the length of the underground network by 10.4 kilometres, and further, that there is a 49.6-kilometre increase under the column “Adic. Cable.”<sup>133</sup> Mercados Energéticos’ comments are misleading. The 28 July 2008 model reduces the *total* length of the network by 30.3 kilometres, not just the *aerial* network. In light of the reallocation of some of the underground lines to aerial lines, this is a reasonable reduction. Similarly, the 10.4-kilometre reduction in the underground network is due to the removal of the underground feeder outputs and the allocation of some of the underground lines to aerial lines. Finally, we understand from Dr. Giacchino that the column “Adic. Cable” was expanded to separate out already undergrounded lines in historically protected areas from the general category of undergrounded lines, which was eliminated as a result of the Expert Commission’s decision, and that the inclusion of the 49.6 kilometres under “Adic. Cable” is a mere relocation of the length of the undergrounded network at the historical zone of Antigua from the general category of undergrounded lines.<sup>134</sup>

---

<sup>129</sup> Mercados Energéticos Report at p. 31 (C-582).

<sup>130</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “VNR 2006.xls,” tab “MT” (C-564).

<sup>131</sup> Mercados Energéticos Report at p. 31 (C-582).

<sup>132</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “VNR 2006.xls,” tab “MT” (C-564).

<sup>133</sup> Mercados Energéticos Report at p. 31 (C-582).

<sup>134</sup> Giacchino II ¶ 30 (CWS-10).

**The 28 July 2008 Bates White report fully  
implemented the Expert Commission’s decisions**

### C.3.c. Outputs through the transformation centre

122. The Expert Commission ruled that Bates White must consider geometric alternatives for the configuration of transformer outputs, including in particular a configuration that places the transformer close to the intersection, with four outputs, one per each street.<sup>135</sup>
123. We verified that Bates White complied with this decision. In particular, as explained in the 28 July 2008 Stage C Report, Bates White considered locating the poles with transformers directly on a corner – which would allow running four lines from the transformer directly to customers on each corner – but concluded that this configuration could not be implemented because it would violate Guatemala’s technical regulations.<sup>136</sup> We note in this connection that Norm 18.9.B.2 of the Guatemalan Technical Norms of Design and Operation of Distribution Facilities (known as “NTDOID,” by its Spanish acronym) provides specifically as follows: “*Horizontal Distance from structures to street corners. Structures, including its supports, must be installed as far as possible from the beginning of the curvature.*”<sup>137</sup> We also note that locating a transformer pole directly on a corner presents a hazard due to an increased risk of vehicles colliding with the pole, among other things.
124. Bates White also considered three other configurations, including placing transformers at an optimal random location with two outputs, at an optimal random location with four outputs, and near a corner with three outputs.<sup>138</sup> The latter configuration involved using an additional pole to split one of the three lines in two for a total of four lines.<sup>139</sup> This was because locating the pole with the transformer near a corner, but not directly on a corner, made it physically impossible to connect one of the four lines directly from the transformer to the customers. Bates White compared the costs of these alternatives in the file “Comparación CT en esquina.xls”<sup>140</sup> and reproduced the results in the Stage C Report.<sup>141</sup> As these calculations demonstrate, the most cost-efficient alternative

<sup>135</sup> EC Report at p. 70 (C-246).

<sup>136</sup> See Bates White Stage C Report, 28 July 2008 at p. 202 (C-257) (“[i]ransformation centers or structures cannot be installed at the corners due to security reasons and the distributor’s standards”).

<sup>137</sup> Guatemalan Technical Norms of Design and Operation of Distribution Facilities (NTDOID), Norm 18.9.B.2 (C-573). Another limitation stems from the CNEE’s Norm No. 47-99, which provides that “[i]n urban settlements, all structures shall be aligned at one side of the sidewalk or of the street only, for the entire network, both longitudinally and transversally.” See CNEE’s Norm No. 47-99, Head II, Chapter I, Article 11.2 (C-566).

<sup>138</sup> See Bates White Stage C Report, 28 July 2008 at pp. 202-206 (C-257).

<sup>139</sup> See Bates White Stage C Report, 28 July 2008 at p. 205 (C-257).

<sup>140</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Comparación CT en esquina.xls” (C-564).

<sup>141</sup> See Bates White Stage C Report, 28 July 2008, table at pp. 205, 206 (C-257).

The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions

was the one using a transformer in the middle of the block with two outputs, which is what Bates White implemented in the model. We thus conclude that Bates White complied with the Expert Commission's decision on this discrepancy.

125. Mercados Energéticos asserts that Bates White in its Report mischaracterised this decision as in favour of EEGSA.<sup>142</sup> However, as Dr. Giacchino explained, this was a mere typographical error, and the required change was made in the model.<sup>143</sup> As explained above, Bates White in fact did implement the Expert Commission's decision. Mercados Energéticos also asserts that none of the alternatives considered by Bates White complied with the Expert Commission's decision. As explained above, that is incorrect.

#### C.3.d. Optimization of rural feeders

126. The Expert Commission rejected the CNEE's objection; nevertheless, it required Bates White to provide analyses showing that the methodology for selecting the sample for the optimization of rural feeders was adequate.<sup>144</sup> We verified that the 28 July 2008 Bates White study complied with this decision. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission's decision.<sup>145</sup>

#### C.3.e. Model for the calculation of losses and voltage drops

127. The Expert Commission rejected the CNEE's objection.<sup>146</sup> Accordingly, Bates White was not required to make any changes to the 5 May 2008 Bates White study in connection with this decision. We verified that the 28 July 2008 Bates White study complied with this decision. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission's decision.<sup>147</sup>

#### C.3.f. Underground installations

128. The Expert Commission upheld the CNEE's objection that lines modelled as underground must be modelled as aerial if they existed as aerial in EEGSA's actual network.<sup>148</sup> We verified that Bates White complied with this decision.

---

<sup>142</sup> Mercados Energéticos Report at p. 31 (C-582).

<sup>143</sup> Giacchino I ¶ 65 n.141 (CWS-4).

<sup>144</sup> EC Report at p. 71 (C-246).

<sup>145</sup> Mercados Energéticos Report at p. 32 (C-582).

<sup>146</sup> EC Report at p. 72 (C-246).

<sup>147</sup> Mercados Energéticos Report at p. 32 (C-582).

<sup>148</sup> EC Report at p. 74 (C-246).

**The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission's decisions**

This can be seen in cells C10 and C11 of tab “MT” in the file “VNR 2006.xls” in the 28 July 2008 model. In the 5 May 2008 model, these cells were linked to files that calculated the length of the underground network. In the 28 July 2008 model, these cells are linked to files that calculate the length of the aerial network.<sup>149</sup>

129. Mercados Energéticos asserts that Bates White mischaracterised this decision as in favour of EEGSA.<sup>150</sup> However, as noted above, this was a mere typographical error,<sup>151</sup> and we confirmed that Bates White did revise the model in accordance with the Expert Commission’s decision. Mercados Energéticos also asserts that it is not possible to verify from the “VNR 2006.xls” file that the underground installations were removed. As explained above, that is incorrect. Finally, Mercados Energéticos raises several other assertions identical to those it raised in connection with discrepancy C.3.b. As we demonstrated above in connection with discrepancy C.3.b, these assertions are unfounded.

#### C.4. Investments in the tariff period

130. The Expert Commission ruled that assets corresponding to transportation (transmission) facilities should be eliminated from the model.<sup>152</sup> We verified that Bates White complied with this decision. In particular, as discussed above in connection with discrepancy C.3.b, while the 5 May 2008 Bates White model included medium voltage (MT) underground feeder outputs that, according to the CNEE’s objection, belonged to the transmission company and not to EEGSA, the 28 July 2008 model eliminated these feeder outputs. The resulting elimination of these feeder outputs from the calculation of investments in the 28 July 2008 Bates White model can be seen in the file “Inversiones 2003-2008.xls,” tabs “MT 2007” through “MT 2013,” where cells J7 and J8, which in the 5 May 2008 version included the cost of underground feeder outputs, return a value of zero.<sup>153</sup>
131. Mercados Energéticos raises four criticisms in connection with this discrepancy.<sup>154</sup> First, Mercados Energéticos repeats the misleading comment addressed above regarding Bates White’s alleged mischaracterisation of the

---

<sup>149</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “VNR 2006.xls,” tab “MT,” cells C10, C11 (C-564).

<sup>150</sup> Mercados Energéticos Report at p. 32 (C-582).

<sup>151</sup> Giacchino I ¶ 65 n.141 (CWS-4).

<sup>152</sup> EC Report at p. 75 (C-246).

<sup>153</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Inversiones 2003-2008.xls,” tabs “MT 2007” through “MT 2013,” cells J7, J8 (C-564).

<sup>154</sup> Mercados Energéticos Report at pp. 33 (C-582).

**The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions**

Expert Commission's decision as in favour of EEGSA. Second, Mercados Energéticos asserts that the growth rate for very high voltage urban installations for the 2008-2013 period in tab "Índices" of file "Inversiones 2008-2013.xls" are pasted values and their source cannot be found. However, these growth values correspond to those established in the file "Crecimiento dameros.xls."<sup>155</sup> Third, Mercados Energéticos asserts that in the file "VNR 2006.xls-M10," tab "MT," 63,128 meters are excluded from the total existing underground network of 256,285 meters and instead appear under the heading "Adic. Cable," and it is unclear whether they are part of the optimized network. However, as explained above in connection with discrepancy C.3.b, the column under the heading "Adic. Cable" reflects the already undergrounded lines in historically protected areas (as opposed to the undergrounded lines disallowed by the Expert Commission), and they were properly included in the optimized network. Fourth, Mercados Energéticos asserts that it is not possible to conclude from the information presented that underground feeder outputs were excluded from the model. That is incorrect, as is apparent from the fact that in the 5 May 2008 version of the model, the cost of underground feeder outputs was included in file "VNR 2006.xls", tab "MT.xls," cells E7 and E8, while in the 28 July 2008 version of the model, these cells are set to zero, as noted above in connection with discrepancy C.3.b.<sup>156</sup>

### C.5. Service quality

132. The Expert Commission rejected the CNEE's objections relating to this discrepancy.<sup>157</sup> Accordingly, Bates White was not required to make any changes to the 5 May 2008 Bates White study in connection with this decision. We verified that the 28 July 2008 Bates White study complied with this decision. Nevertheless, Mercados Energéticos claims that Bates White did not comply because in the file "MT Baja densidad.xls," tab "Cálculos 4," cell F11, the number of MT outputs was changed from 60 to 50. However, we consider this change justified as it results in lowest costs.

---

<sup>155</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file "Crecimiento dameros.xls" (C-564). The rates in "Crecimiento dameros.xls" seem slightly higher (by about 0.5%) than the rates used in the file "Inversiones 2008-2013.xls." In terms of the resulting VNR, this difference is negligible and, in any event, the VNR calculation is based on the rate that is more beneficial to the CNEE. Moreover, Mercados Energéticos confirms that the growth rates for other installations are correctly linked.

<sup>156</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file "VNR 2006.xls," tab "MT.xls" (C-564).

<sup>157</sup> EC Report at p. 77 (C-246).

**The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission's decisions**



## C.6. Working capital

133. The Expert Commission rejected the CNEE's objections concerning this discrepancy.<sup>158</sup> Accordingly, Bates White was not required to make any changes to the 5 May 2008 Bates White study in connection with this decision. We verified that the 28 July 2008 Bates White study complied with this decision. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission's decision.<sup>159</sup>

## C.7. Shared structures

134. The Expert Commission rejected the CNEE's objections concerning this discrepancy.<sup>160</sup> Accordingly, Bates White was not required to make any changes to the 5 May 2008 Bates White study in connection with this decision. We verified that the 28 July 2008 Bates White study complied with this decision. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission's decision.<sup>161</sup>

## C.8. Meters and connections

135. This discrepancy related to the CNEE's objections concerning the unit costs of meters and connections. The Expert Commission ruled that "*[t]he discrepancy regarding the price of the meters is related to the considerations made by CNEE in discrepancy B.1 ... the same procedure as with the rest of the materials [is to] be carried out, electing the lesser of all compared prices and adding to that price the expected installation costs, with the reference labor costs backed by the survey of salaries. In this case, neither engineering or additional contingency costs need be considered.*"<sup>162</sup>
136. We verified that Bates White complied with this decision. In particular, Bates White conducted the required price comparison in the file "Precios representativos 05May08.xls," tab "Resumen," rows 437 to 451 (and others),<sup>163</sup> determined the installation/labour costs based on a comparison of contractor cost and *baremos*,<sup>164</sup> and did not include engineering or additional contingency

---

<sup>158</sup> EC Report at p. 78 (C-246).

<sup>159</sup> Mercados Energéticos Report at p. 34 (C-582).

<sup>160</sup> EC Report at p. 79 (C-246).

<sup>161</sup> Mercados Energéticos Report at p. 34 (C-582).

<sup>162</sup> EC Report at p. 81 (C-246).

<sup>163</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file "Precios representativos 05May08.xls," tab "Resumen," rows 437 to 451 (C-564).

<sup>164</sup> As an example, labour costs relating to meters are provided in the file "Medidores.xls." For one of the most frequently used meters, the labour cost is identified in cell X7 as US\$ 20.04. The same amount is identified as a contractor cost in the file "Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls," tab "Precios M.O. US\$,"

The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission's decisions

costs. In this connection, Mercados Energéticos repeats some of the assertions it made in connection with discrepancy B.1.a, which are unfounded, as we explained above.

### C.9.a. Base information

137. The Expert Commission rejected the CNEE's objections concerning this discrepancy.<sup>165</sup> Accordingly, Bates White was not required to make any changes to the 5 May 2008 Bates White study in connection with this decision. We verified that the 28 July 2008 Bates White study complied with this decision. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission's decision.<sup>166</sup>

### C.9.b. Resulting values

138. The Expert Commission ruled that the number of installations must correspond to the adjustments made per the previous discrepancies.<sup>167</sup> We verified that the 28 July 2008 Bates White study complied with this decision, which follows from Bates White's compliance with the other discrepancies. Mercados Energéticos asserts that Bates White did not comply but fails to provide any explanation in support of this assertion.<sup>168</sup> We thus consider Mercados Energéticos' assertion unfounded. Finally, with respect to discrepancy C.9 as a whole, Mercados Energéticos repeats the misleading comment addressed above regarding Bates White's alleged mischaracterisation of the Expert Commission's decision as in favour of EEGSA.

### C.10. Energy price

139. The Expert Commission ruled that the energy price used in the model should be US\$ 127.32/MWh plus certain additions.<sup>169</sup> We verified that Bates White complied with this decision. This can be seen in the file "Costo de Pérdidas Estudio Tarifario.xls," tab "Resultados," where all of the required changes are

---

cell G290, which is part of a table calculating the *baremo* for a group of similar tasks in cell H284 as US\$ 21.55. Moreover, the file "Baremo O&M y Comercial para Informe Final 28.07.08.xls," tab "Baremo Act. Comerciales," cell Q18 shows a meter-specific *baremo* cost of US\$ 21.28. The *baremo* cost relating to the installation of the meter thus is higher than the US\$ 20.04 contractor cost. See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE (C-564).

<sup>165</sup> EC Report at p. 82 (C-246).

<sup>166</sup> Mercados Energéticos Report at p. 35 (C-582).

<sup>167</sup> EC Report at p. 83 (C-246).

<sup>168</sup> Mercados Energéticos Report at p. 35 (C-582).

<sup>169</sup> EC Report at 85 (C-246).

**The 28 July 2008 Bates White report fully  
implemented the Expert Commission's decisions**

made.<sup>170</sup> Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>171</sup>

### C.11. Easements

140. The Expert Commission upheld the CNEE’s objection, by reference to discrepancy B.4.d.<sup>172</sup> Because Bates White complied with the Expert Commission’s decision regarding discrepancy B.4.d, we conclude that it also complied with the decision regarding discrepancy C.11. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>173</sup>

## Discrepancy No. 5: Stage D – Annuity of the Investment

141. This discrepancy related to Bates White’s Stage D Report dealing with the prices of materials, labour, etc. used in the calculation of the model company’s costs.

### D.1. Capital recovery factor

142. The Expert Commission ruled that Bates White must adjust the capital recovery factor (FRC) calculation.<sup>174</sup> We verified that Bates White complied with this decision. In particular, the calculation set out by the Expert Commission is used in the file “Modelo VAD 28Abr08.xls,” tab “Componente de capital,” cells C11 and D11.<sup>175</sup> Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>176</sup>

### D.2. Replacement of third party assets

143. The Expert Commission ruled that a change must be made to the annuity of the replacement of assets donated by third parties.<sup>177</sup> We verified that Bates White complied with this decision. In particular, the formula set out by the Expert

---

<sup>170</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Costo de Perdidas Estudio Tarifario.xls,” tab “Resultados” (C-564).

<sup>171</sup> Mercados Energéticos Report at p. 35 (C-582).

<sup>172</sup> EC Report at p. 88 (C-246).

<sup>173</sup> Mercados Energéticos Report at p. 36 (C-582).

<sup>174</sup> EC Report at p. 93 (C-246).

<sup>175</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Modelo VAD 28Abr08.xls,” tab “Componente de capital,” cells C11, D11 (C-564).

<sup>176</sup> Mercados Energéticos Report at p. 35 (C-582).

<sup>177</sup> EC Report at pp. 97, 98 (C-246).

The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions

Commission is used in the file “Modelo VAD 28Abr08-julio,” tab “Componente Capital,” cells C16 and D16.<sup>178</sup> Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>179</sup>

### D.3. VNR of replacement and return

144. The Expert Commission rejected the CNEE’s objections, stating that “*the analysis made shows a total algebraic equivalence, and therefore the Study need not be modified.*”<sup>180</sup> We confirmed that Bates White complied with this decision. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>181</sup>

### D.4. Analysis of the methodology applied in the Study

145. The Expert Commission rejected the CNEE’s objections but nevertheless required Bates White to revise the capital recovery factor (FRC) calculation. It also ruled that the calculation must reflect the expected inflation of the United States dollar.<sup>182</sup> We confirmed that Bates White complied with this decision. This can be seen in the file “Modelo VAD 28Abr08-julio,” tab “Componente Capital,” cells C15 and D15.<sup>183</sup> Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>184</sup>

### D.5. Service lives considered

146. The Expert Commission ruled that for computer equipment and certain protective/manoeuvring equipment, Bates White must adopt the service lives set forth by the Terms of Reference.<sup>185</sup> We verified that Bates White complied with this decision. In particular, the 7-year service life for computer equipment and the 15-year service life for the equipment set forth by the Terms of Reference are used in the file “Modelo VAD 28Abr08-julio,” tab “Componente Capital,” cells

---

<sup>178</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Modelo VAD 28Abr08-julio,” tab “Componente Capital,” cells C16, D16 (C-564).

<sup>179</sup> Mercados Energéticos Report at p. 35 (C-582).

<sup>180</sup> EC Report at p. 100 (C-246).

<sup>181</sup> Mercados Energéticos Report at p. 35 (C-582).

<sup>182</sup> EC Report at pp. 104-106 (C-246).

<sup>183</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Modelo VAD 28Abr08-julio,” tab “Componente Capital,” cells C15, D15 (C-564).

<sup>184</sup> Mercados Energéticos Report at p. 35 (C-582).

<sup>185</sup> EC Report at p. 107 (C-246).

**The 28 July 2008 Bates White report fully  
implemented the Expert Commission’s decisions**

C6 and C7.<sup>186</sup> Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>187</sup>

### D.6. Donations

147. The Expert Commission ruled that donations must be subtracted from the calculation of the VAD.<sup>188</sup> We verified that Bates White complied with this decision. In particular, donations are subtracted in the file “Modelo VAD 28Abr08-julio.xls,” tab “Resumen base,” row 14 and in the file “VNR 2006.xls,” tab “Resumen,” row 14.<sup>189</sup> Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>190</sup>

### D.7. Working capital

148. The Expert Commission rejected the CNEE’s objections concerning this discrepancy.<sup>191</sup> Accordingly, Bates White was not required to make any changes to the 5 May 2008 Bates White study in connection with this decision. We verified that the 28 July 2008 Bates White study complied with this decision. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>192</sup>

## Discrepancy No. 6: Stage E – Balance of Energy and Capacity

149. This discrepancy related to Bates White’s Stage E Report dealing with the balance of energy in and the capacity of the model network.

### E.1. Balance of energy and capacity

150. The Expert Commission rejected the CNEE’s objections concerning this discrepancy.<sup>193</sup> Accordingly, Bates White was not required to make any changes

---

<sup>186</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Modelo VAD 28Abr08-julio,” tab “Componente Capital,” cells C6, C7 (C-564).

<sup>187</sup> Mercados Energéticos Report at p. 36 (C-582).

<sup>188</sup> EC Report at p. 108 (C-246).

<sup>189</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Modelo VAD 28Abr08-julio.xls,” tab “Resumen base,” row 14 and file “VNR 2006.xls,” tab “Resumen,” row 14 (C-564).

<sup>190</sup> Mercados Energéticos Report at p. 36 (C-582).

<sup>191</sup> EC Report at p. 109 (C-246).

<sup>192</sup> Mercados Energéticos Report at p. 36 (C-582).

<sup>193</sup> EC Report at pp. 110, 111 (C-246).

**The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions**

to the 5 May 2008 Bates White study in connection with this decision. We verified that the 28 July 2008 Bates White study complied with this decision. Mercados Energéticos nevertheless asserts that Bates White did not comply with this decision because it made unjustified changes in its 28 July 2008 study, in that the percentage of losses in medium and low voltage in the 28 July 2008 study differs from that in the 5 May 2008 study.<sup>194</sup> This assertion is unfounded, as the allegedly unjustified changes are merely the consequence of other revisions to the model that were made pursuant to the Expert Commission's other decisions, such as regarding the prices of materials. This can be seen in the file "Informe Pérdidas 05May08.xls," tab "Balance Adaptada Real," cells L8, L9, M8 and M9 in the 28 July 2008 and 5 May 2008 models, which both use the same formulas for calculating the percentage of the value of losses for energy and capacity in the medium and low voltage networks.<sup>195</sup>

### E.2. Technical losses in rural BT (low voltage)

151. The Expert Commission rejected the CNEE's objections concerning this discrepancy.<sup>196</sup> Accordingly, Bates White was not required to make any changes to the 5 May 2008 Bates White study in connection with this decision. We verified that the 28 July 2008 Bates White study complied with this decision. As with discrepancy E.1, Mercados Energéticos nevertheless asserts that Bates White did not comply with this decision because it made unjustified changes in its 28 July 2008 model.<sup>197</sup> Again, this assertion is unfounded because these changes are merely the consequence of other revisions to the model made pursuant to the Expert Commission's other decisions. This can be seen in file "Informe Pérdidas 05May08.xls," tabs "MT rurales," columns F and G in the May 5 and 28 July 2008 models, which use the same formula to calculate these losses.<sup>198</sup>

### E.3. Losses at the MT/BT transformation centres

152. The Expert Commission rejected the CNEE's objections concerning this discrepancy.<sup>199</sup> Accordingly, Bates White was not required to make any changes to the 5 May 2008 Bates White study in connection with this decision. We

---

<sup>194</sup> Mercados Energéticos Report at p. 36 (C-582).

<sup>195</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file "Informe Pérdidas 05May08.xls," tab "Balance Adapada Real," cells L8, L9, M8, M9 (C-564); same in the 5 May 2008 model (C-206).

<sup>196</sup> EC Report at p. 113 (C-246).

<sup>197</sup> Mercados Energéticos Report at p. 36 (C-582).

<sup>198</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file "Informe Pérdidas 05May08.xls," tab "MT Rurales," columns F, G (C-564); same in the 5 May 2008 model (C-206).

<sup>199</sup> EC Report at p. 114 (C-246).

**The 28 July 2008 Bates White report fully  
implemented the Expert Commission's decisions**

verified that the 28 July 2008 Bates White study complied with this decision. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission's decision.<sup>200</sup>

#### E.4. Losses in the public lighting ballasts

153. The Expert Commission granted the CNEE's objections concerning this discrepancy, ruling, however, that the relevant tariff formulas in the Bates White model already included the relevant charges, and therefore, "*the inclusion of the losses in the public lighting ballasts in the balance of energy and capacity by the consultant has been performed correctly.*"<sup>201</sup> Accordingly, Bates White was not required to make any changes to the 5 May 2008 Bates White study in connection with this decision. We verified that the 28 July 2008 Bates White study complied with this decision. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission's decision.<sup>202</sup>

#### E.5. Non-technical losses of energy and capacity

154. The Expert Commission ruled that the percentage of non-technical losses should be limited to 2.2% and that no non-technical losses should be applied to the medium voltage network.<sup>203</sup> We verified that Bates White removed the non-technical losses in the medium voltage (MT) network, as can be seen by comparing cells C6, C7, and C8 of tab "Balance Adaptada Real" in the file "Informe Pérdidas 05May08.xls," tab "Balance Adaptada Real" with the corresponding cells in the 5 May 2008 version of the model.<sup>204</sup> Regarding the 2.2% non-technical loss factor for the low voltage network, Bates White split the low voltage commercial losses into recognised non-technical losses, which are calculated applying the 2.2% factor, and non-recognised technical losses. We consider Bates White's approach reasonable.
155. Mercados Energéticos asserts that Bates White did not comply with the Expert Commission's decision and presents a table showing its own figures for the balance of capacity and energy. However, Mercados Energéticos fails to provide any explanation of how it came to this conclusion or how it obtained these figures. We consider Mercados Energéticos' assertions unfounded.

---

<sup>200</sup> Mercados Energéticos Report at p. 36 (C-582).

<sup>201</sup> EC Report at p. 117 (C-246).

<sup>202</sup> Mercados Energéticos Report at p. 36 (C-582).

<sup>203</sup> EC Report at pp. 120, 121 (C-246).

<sup>204</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file "Informe Pérdidas 05May08.xls," tab "Balance Adaptada Real," cells C6, C7, C8 (C-564).

**The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission's decisions**

## E.6. Determination of mean loss factors

156. The Expert Commission ruled that Bates White must recalculate the mean loss factors, taking into account the Expert Commission's decision regarding discrepancy E.5.<sup>205</sup> We verified that Bates White recalculated the mean loss factors in the file "Informe pérdidas 05May08.xls," tab "Balance adaptada real," cells L14 to L17, in line with the Expert Commission's decision. For example, non-recognised losses are excluded from the calculation, as can be seen in cells L15 and L17.<sup>206</sup>
157. Mercados Energéticos asserts that the mean loss factors take into account all commercial losses and do not utilise the 2.2% limit required by the Expert Commission.<sup>207</sup> As explained above, Bates White does utilise the 2.2% limit.

## Discrepancy No. 7: Stage F – Operating Costs

158. This discrepancy related to Bates White's Stage F Report dealing with the operating costs of the model company.

### F.1. Proposed operating costs

159. The Expert Commission ruled that Bates White must provide additional information regarding other special indirect costs,<sup>208</sup> a sub-category of operating costs that, according to the Terms of Reference, include payments to institutions specified in the LGE as well as other indirect efficient costs of the company not specifically included in the Terms of Reference. We verified that Bates White complied with this decision. Most of the relevant costs were subject to other discrepancies, including the treatment of fixed costs (discrepancy F.11), operator's fee (discrepancy F.8), cost of the VAD consultancies (discrepancy F.9), and cost of real estate property (discrepancy F.6). We refer to the sections below addressing these discrepancies.
160. Mercados Energéticos refers to its comments on discrepancies F.11, F.8, F.9, and F.6, which we address in the relevant sections. Mercados Energéticos also asserts<sup>209</sup> that indemnification payments (which are made to customers for network failures) listed in Table 42 in Bates White's 28 July 2008 Stage F

---

<sup>205</sup> EC Report at pp. 122, 123 (C-246).

<sup>206</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file "Informe Pérdidas 05May08.xls," tab "Balance adaptada real," cells L14 to L17 (C-564).

<sup>207</sup> Mercados Energéticos Report at pp. 37, 38 (C-582).

<sup>208</sup> EC Report at p. 124 (C-246).

<sup>209</sup> Mercados Energéticos Report at p. 21 (C-582).

**The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission's decisions**



Report<sup>210</sup> do not correspond to those listed in the file “BW-Gerencia Comercial Administrativos v2.xls,” tab “Indemnizaciones.”<sup>211</sup> According to Mercados Energéticos, this means that Bates White did not comply with the Expert Commission’s decision. However, this issue is immaterial, as the figures in the model for the category “indemnizaciones con mejoras” are at most 1.4% lower than the ones stated in the text of the Stage F Report and 2.8% lower for the category “indemnizaciones sin mejoras.” If anything, the model is more beneficial to the CNEE than the figures stated in the text of the Report. We do not agree that this constitutes non-compliance with the Expert Commission’s decision.

## F.2. Methodology

161. The Expert Commission held that “[w]ith the resolution of discrepancies F.3 and following, this discrepancy is resolved automatically.”<sup>212</sup> As explained below, Bates White complied with the Expert Commission’s decisions on these other discrepancies. We thus conclude that Bates White also complied with the Expert Commission’s decision on discrepancy F.2.

## F.3. Direct costs

162. Similar to discrepancies B.2 and B.3, this discrepancy related to whether it would be more cost-efficient to perform certain tasks affecting direct costs using the company’s own employees or to outsource them to contractors. The CNEE also objected that the underlying salary survey that Bates White obtained from an external consultant was insufficient.<sup>213</sup>
163. The Expert Commission rejected the CNEE’s objection concerning the salary survey.<sup>214</sup> Accordingly, Bates White was not required to make any changes to the 5 May 2008 Bates White study in connection with this decision as regards the survey. We verified that the 28 July 2008 Bates White report complied with this decision. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision concerning the survey.<sup>215</sup>

---

<sup>210</sup> See Bates White Stage F Report, 28 July 2008 at p. 102 in the Spanish original (C-260).

<sup>211</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “BW-Gerencia Comercial Administrativos v2.xls,” tab “Indemnizaciones” (C-564).

<sup>212</sup> EC Report at p. 127 (C-246).

<sup>213</sup> EC Report at pp. 128, 129 (C-246).

<sup>214</sup> EC Report at p. 129 (C-246).

<sup>215</sup> Mercados Energéticos Report at p. 22 (C-582).

The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions

164. The Expert Commission nevertheless upheld the CNEE's objection regarding labour and vehicles, stating that "[t]he conclusion is similar to the one taken regarding discrepancies B.2 and B.3."<sup>216</sup> We verified that Bates White complied with this decision. In particular, since the Expert Commission required Bates White to follow the same methodology involving *baremos* as for discrepancies B.2 and B.3, Bates White determined the *baremos* for operation and maintenance activities and commercial activities and adopted the lower of the *baremo* prices and the contractor prices, which is done in the file "Costos\_Contrata\_y\_Servicios.xls."<sup>217</sup> This is explained in Bates White's Stage F Report<sup>218</sup> and the underlying analysis is provided in the file "Baremo O&M y Comercial para Informe Final 28.07.08.xls."<sup>219</sup>
165. Mercados Energéticos asserts that it was unable to verify the costs of basic operation and maintenance tasks in the *baremos* for a comparison with contractor labour costs in the file "Costos\_Contratas\_y\_Servicios."<sup>220</sup> For the reasons discussed above, we conclude that this assertion is baseless.

#### F.4. Benefits Applied to the Distributor's Workers

166. The Expert Commission rejected the CNEE's objection.<sup>221</sup> Accordingly, Bates White was not required to make any changes to the 5 May 2008 Bates White study in connection with this decision. We verified that the 28 July 2008 Bates White study complied with this decision. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission's decision.<sup>222</sup>

#### F.5. Uncollectables

167. The Expert Commission ruled that the amount of uncollectables must be limited to 0.5% of the invoiced amounts.<sup>223</sup> We verified that Bates White complied with this decision. This can be shown as follows. In the file "BW-ResumenComercial.xls," tab "Comercial-Base 06," cell K17 lists uncollectables for 2006 as US\$3,054,217. Tab "Com-2007-2013," file 49 shows that

---

<sup>216</sup> Mercados Energéticos Report at p. 21 (C-582).

<sup>217</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file "Costos\_Contrata\_y\_Servicios.xls" (C-564).

<sup>218</sup> See Bates White Stage F Report, 28 July 2008 at pp. 83-90 in the Spanish original (C-260).

<sup>219</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file "Baremo O&M y Comercial para Informe Final 28.07.08.xls" (C-564).

<sup>220</sup> Mercados Energéticos Report at p. 22 (C-582).

<sup>221</sup> EC Report at p. 132 (C-246).

<sup>222</sup> Mercados Energéticos Report at p. 22 (C-582).

<sup>223</sup> EC Report at p. 133 (C-246).

**The 28 July 2008 Bates White report fully  
implemented the Expert Commission's decisions**

uncollectables are kept constant between 2006 and 2013. By adding cells AA659:AL659 at tab “Ingresos” in the file “Caso 3 (NUEVOS FACTORES, EQUIVALENCIAS Y PRECIOS).xls,” we can see that uncollectables amount to 0.48% of revenues in 2008-2009, which in turn amounts to US\$ 640,589,188. Since revenues increase every year, uncollectables therefore are never higher than the limit of 0.5% of total revenues.<sup>224</sup>

168. Mercados Energéticos asserts that Bates White did not comply with the Expert Commission’s decision because the percentage of uncollectables used is 0.568% of total revenues.<sup>225</sup> However, based on the above, that is incorrect. We note that the section of the Stage F Report cited by Mercados Energéticos contains a typographical error (the reference to “USD 2.3 million, equal to 0.43% of the base year total income” should read “USD 3.1 million, equal to 0.48% of the base year total income”).<sup>226</sup> This is confirmed by the model, which demonstrates that uncollectables are not higher than the 5% limit.

## F.6. Costs of non-electrical assets and materials

### *Expert Commission’s decision*

169. The Expert Commission ruled that Bates White must provide further information/analysis regarding the following five items: (i) property and warehouses, (ii) systems and equipment, (iii) minor materials, (iv) vehicles, and (v) office supplies and telephones.<sup>227</sup> We discuss each in turn.

### *Property and warehouses*

170. Regarding property and warehouses, the Expert Commission specified that Bates White should better document the information presented for property leases, compare the leases with similar leases in the market, and show that the surface area used is in accordance with that of the model company.<sup>228</sup>
171. We verified that Bates White complied with this decision. First, the only leases eventually used in the model are those in the file “BW - Inmuebles y amueblamiento.xls,” including the buildings “edificio administrativo,” “arrendamiento La Castellana,” “arrendamiento 2<sup>a</sup> avenida,” and “arrendamiento

---

<sup>224</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “BW-ResumenComercial.xls,” tab “Comercial-Base 06,” cell K17, tab “Com-2007-2013;” file “CASO 3 (NUEVOS FACTORES, EQUIVALENCIAS Y PRECIOS).xls,” tab “Ingresos,” cells AA659:AL659 (C-564).

<sup>225</sup> Mercados Energéticos Report at pp. 22, 23 (C-582).

<sup>226</sup> See Bates White Stage F Report, 28 July 2008 at pp. 116, 117 in the Spanish original (C-260).

<sup>227</sup> EC Report at p. 137 (C-246).

<sup>228</sup> EC Report at p. 137 (C-246).

**The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions**

subestación Gerona.”<sup>229</sup> For “edificio administrativo” and “arrendamiento 2<sup>a</sup> avenida,” documentation was submitted to the CNEE on a CD-ROM.<sup>230</sup> We understand from Dr. Giacchino that the building “arrendamiento La Castellana” is similar to “edificio administrativo.”<sup>231</sup> For “subestación Gerona,” the cost is negligible at US\$ 424 per month, compared to US\$ 26,000 to US\$ 84,000 per month for the other buildings. Second, regarding the comparison of lease prices, as explained in the 28 July 2008 Stage F Report, Bates White did compare leases to market prices certified by the property valuation firm Avalúos y Bienes Raíces, and used actual costs because market prices would have resulted in higher costs.<sup>232</sup> Third, regarding the area used, as explained in the 28 July 2008 Stage F Report, the area per employee decreased from 21.7 square meters per employee used in the 2003 NERA tariff study that was accepted by the CNEE to 18.8 square meters per employee in the 28 July 2008 Bates White study.<sup>233</sup>

172. Mercados Energéticos asserts that it was unable to locate the documentation regarding leases.<sup>234</sup> As noted above, documentation was submitted to the CNEE. Mercados Energéticos also states that Bates White did not properly compare EEGSA’s lease costs to market prices. As explained above, that is untrue. Finally, Mercados Energéticos asserts that there is insufficient backup for the surface area used in the model. However, this assertion is beyond the scope of the Expert Commission’s decision, as the decision required Bates White to demonstrate that the area used is in accordance with that of an efficient company, which Bates White did by comparison to the 2003 model company. We thus conclude that Mercados Energéticos’ assertions are unsubstantiated.

### *Systems and equipment*

173. The Expert Commission ruled that certain costs of other companies belonging to the same business group should be excluded from the model. We conclude that Bates White complied with this decision, as can be seen in the file “Costos\_Contratas\_y\_Servicios.xls” and additional supporting documentation

---

<sup>229</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “BW - Inmuebles y amueblamiento.xls” (C-564).

<sup>230</sup> See Example of documentation in support of the 28 July 2008 Bates White model submitted to the CNEE on a CD-ROM, directory “Contrato de Servicios,” subdirectory 4, file “ContratadeServicios0001.pdf” at pp. 30-37 (C-571).

<sup>231</sup> Giacchino II ¶ 29 (CWS-10).

<sup>232</sup> See Bates White Stage F Report, 28 July 2008 at p. 19, subparagraph d) in the Spanish original (C-260).

<sup>233</sup> See Bates White Stage F Report, 28 July 2008 at p. 117 in the Spanish original (C-260).

<sup>234</sup> Mercados Energéticos Report at pp. 23, 24 (C-582).

submitted by Bates White to the CNEE.<sup>235</sup> Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>236</sup>

### Minor materials

174. The Expert Commission ruled that Bates White must apply the same methodology as for discrepancies F.2 and F.3 to ensure that the quantity of minor materials be accompanied by a determination of operation and maintenance and *baremos*. We conclude that Bates White provided the *baremo* analysis in the file “Baremo O&M y Comercial para Informe Final 28.07.08.xls.”<sup>237</sup>
175. Mercados Energéticos asserts that Bates White did not comply with the Expert Commission’s decision because there have been no changes in the files “Costos\_Directos\_O&M\_Optimizado\_2006.xls” and the level of detail presented was insufficient.<sup>238</sup> However, Mercados Energéticos fails to consider the files referenced above. We conclude that Mercados Energéticos’ assertion is unfounded.

### Vehicles

176. The Expert Commission ruled that Bates White must apply the same methodology as for discrepancies F.2 and F.3 to ensure that the analysis concerning vehicles be accompanied by a determination of operation and maintenance and *baremos*. We conclude that Bates White complied with this decision. In particular, an explanation of the reasonableness of the related costs as compared to *baremos* is provided in the 28 July 2008 Stage F Report<sup>239</sup> and the supporting calculations are provided in the file “Baremo O&M y Comercial para

---

<sup>235</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Costos\_Contratas\_y\_Servicios.xls” (C-564); Documentation delivered by Bates White to the Expert Commission, Mr. Quijivix (CNEE) and Mr. Calleja (EEGSA) on 28 July 2008, emails entitled “Entrega de Informe de Etapa F - Material de Soporte,” 1 to 4, files “Sistemas Informáticos.pdf,” “Sigre 1.pdf,” “Sigre2.pdf,” “Sigre 3.pdf” (C-570).

<sup>236</sup> Mercados Energéticos Report at p. 24 (C-582).

<sup>237</sup> The relevant calculations can be tracked through links in the following spreadsheets when these are opened at the same time: file COSTO\_CENTRO\_OPERACION\_INFORMACION2.xls, tab “MO Atención Averías,” row 34; file “COSTO\_MANTENIMIENTO2.xls,” tab “MO Mantto lineas,” row 169; file “CALIDAD\_SERVICIO-TECNICO2.xls,” row 84; file “UNIDAD\_AUTOMATIZACION\_COMUNICACIONES2.xls,” row 124. See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE (C-564).

<sup>238</sup> Mercados Energéticos Report at p. 24 (C-582).

<sup>239</sup> See Bates White Stage F Report, 28 July 2008 at pp. 87, 88 in the Spanish original (C-260).

The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions

Informe Final 28.07.08.xls,” tabs “Calculo Camion Canasta,” “Calculo Pick Up” and “Calculo Moto.”<sup>240</sup>

177. Mercados Energéticos asserts that Bates White did not comply with the Expert Commission’s decision, because some of the values used in the calculations allegedly are pasted values that did not change as compared to the 5 May 2008 Bates White model. However, as noted above, the 28 July 2008 study and model did include additional information concerning the *baremos*. In any event, we note that the resulting cost for vehicles in the *baremo* calculated by Bates White is lower on a cost per hour basis than the values calculated by Quantum (under Mr. Damonte’s direction) for DEOCSA, which was accepted by the CNEE.<sup>241</sup> We thus conclude that Mercados Energéticos’ contentions are unfounded.

### Office supplies and telephones

178. The Expert Commission ruled that Bates White must document the expenses for office supplies and telephones. We conclude that Bates White complied with this decision, as can be seen from additional supporting documentation submitted by Bates White to the CNEE.<sup>242</sup> Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>243</sup>

### F.7. Service lives

179. The Expert Commission observed that it had dealt with the issue of useful lives as part of discrepancy D.5 and referred to its decision on that discrepancy.<sup>244</sup> As explained above, Bates White complied with the decision on discrepancy D.5. We thus conclude that Bates White complied with the decision on discrepancy F.7. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with this decision.<sup>245</sup>

---

<sup>240</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Baremo O&M y Comercial para Informe Final 28.07.08.xls,” tabs “Calculo Camion Canasta,” “Calculo Pick Up,” “Calculo Moto.” (C-564).

<sup>241</sup> See Quantum, 2008 Database of Prices for DEORSA and DEOCSA, file “Archivo referencias.xls,” tab “Vehiculos,” cells D24 to H24 (R-51).

<sup>242</sup> See, e.g., Example of documentation in support of the 28 July 2008 Bates White model submitted to the CNEE on a CD-ROM, directory “Contrato de Servicios,” subdirectory “Integracion1,” file “ContrataDeServicios0037.pdf” (C-571).

<sup>243</sup> Mercados Energéticos Report at p. 25 (C-582).

<sup>244</sup> EC Report at p. 138 (C-246).

<sup>245</sup> Mercados Energéticos Report at p. 25 (C-582).

**The 28 July 2008 Bates White report fully  
implemented the Expert Commission’s decisions**

## F.8. Operator fees

180. The Expert Commission ruled that operator fees should be excluded from the study.<sup>246</sup> We verified that Bates White complied with this decision as it set operator fees in the file “Modelo VAD 28Abr08.xls” to zero.<sup>247</sup> Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with this decision.<sup>248</sup>

## F.9. Costs of professional services

181. The Expert Commission addressed this discrepancy as it related to the “*amount that must be paid to the company for the payment of the consultancies related to the performance of the Study to prepare the tariff schedule.*”<sup>249</sup> The Expert Commission ruled that it was reasonable to impose a limit of US\$ 300,000 on such costs, which included costs for Bates White and PA Consulting, “*as maximum recognition of costs for these services.*”<sup>250</sup> We verified that Bates White complied with this decision. This can be seen from the file “BW-Gerencia General y Planificación v2.xls,” tab “10101,” row 77, which calculates a single monthly cost for Bates White and PA Consulting based on a value obtained through a link from the file “Costos\_Contratas\_y\_Servicios.xls,” tab “Lista Costos Contratas,” cell Z891. That value is US\$ 279,839.22, which is the US\$ 300,000 limit multiplied by an adjustment factor.<sup>251</sup>
182. Mercados Energéticos asserts that Bates White did not comply with the Expert Commission’s decision because cell Z890 includes the figure US\$ 436,165.85 rather than the US\$ 300,000 limit.<sup>252</sup> However, as discussed above, the model calculates the consultant cost based on cell Z891, which does reflect the US\$ 300,000 limit. The model does not use cell Z890 referenced by Mercados Energéticos. We thus conclude that Mercados Energéticos’ assertion is unfounded.

---

<sup>246</sup> EC Report at p. 140 (C-246).

<sup>247</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Modelo VAD 28Abr08.xls” (C-564).

<sup>248</sup> Mercados Energéticos Report at p. 25 (C-582).

<sup>249</sup> EC Report at p. 142 (C-246).

<sup>250</sup> EC Report at p. 143 (C-246).

<sup>251</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “BW-Gerencia General y Planificación v2.xls,” tab “10101,” cells G76, G77; file “Costos\_Contratas\_y\_Servicios.xls,” tab “Lista Costos Contratas,” cell Z891 (C-564).

<sup>252</sup> Mercados Energéticos Report at p. 26 (C-582).

The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions

### F.10. Other costs without justification

183. The Expert Commission upheld the CNEE's objection concerning "Other Costs,"<sup>253</sup> which we understand is a reference to the cost subcategory "Other Costs" relating to public relations. We verified that Bates White complied with this decision. This can be seen from the file "BW-RRPP v2.xls," tab "Resumen," cell Q36 where the cost subcategory "*Varios*" in the table concerning public relations is set to zero.<sup>254</sup>
184. Mercados Energéticos asserts that Bates White did not comply with the Expert Commission's decision because it also should have set to zero cell Q31.<sup>255</sup> However, as is apparent from the description at row 31, cell Q31 relates to outsourcing costs, not "other costs," which are listed separately in cell Q36. We conclude that Mercados Energéticos' assertion is unjustified.
185. We also note that as the Expert Commission observed, "*[t]he amounts involved are minor and their importance in the context of the Study is not of great significance.*"<sup>256</sup> Indeed, in the 5 May 2008 model, the annual amount of the "Other Costs" in cell Q36 (which was eliminated from the 28 July 2008 model) is US\$ 7,191.72.<sup>257</sup>

### F.11. Cost Projection for the Five Year Period

186. The Expert Commission rejected the CNEE's objection.<sup>258</sup> Accordingly, Bates White was not required to make any changes to the 5 May 2008 Bates White study in connection with this decision. We verified that the 28 July 2008 Bates White study complied with this decision. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission's decision.<sup>259</sup>

### F.12. Comparison of resulting costs

187. The Expert Commission ruled that Bates White must compare the company's number of employees per customer and the cost of operation and maintenance per kilometre against (i) the model company established in the 2002 tariff review, (ii) the model company established in the current tariff review, and (iii) the real

---

<sup>253</sup> EC Report at pp. 144, 145 (C-246).

<sup>254</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file "BW-RRPP v2.xls," tab "Resumen," cell Q36 (C-564).

<sup>255</sup> Mercados Energéticos Report at p. 26 (C-582).

<sup>256</sup> EC Report at p. 145 (C-246).

<sup>257</sup> See 5 May 2008 Bates White model, file "BW-RRPP v2.xls," tab "Resumen," cell Q36 (C-206).

<sup>258</sup> EC Report at p. 148 (C-246).

<sup>259</sup> Mercados Energéticos Report at p. 27 (C-582).

**The 28 July 2008 Bates White report fully  
implemented the Expert Commission's decisions**



company.<sup>260</sup> We verified that Bates White complied with this decision. This can be seen from the file “Comparación de parámetros y ratios 2002-2006-2013 con Opex.xls” that Bates White created for this purpose.<sup>261</sup>

188. Mercados Energéticos asserts that Bates White did not comply with the Expert Commission’s decision because it made various alleged mistakes in the figures relating to the 2002 company.<sup>262</sup> It appears, however, that Mercados Energéticos improperly relied on the 18 July 2002 NERA study rather than the final study issued on 30 July 2002.<sup>263</sup>
189. Mercados Energéticos also asserts that Bates White should have made adjustments to the 2002 data and the 2006 ratios to make them comparable. However, these assertions go beyond the scope of the Expert Commission’s decision. In any event, we consider Bates White’s approach reasonable and in line with the Expert Commission’s decision.

## Discrepancy No. 8: Stage G – VAD Costs Components and Consumer Charge

190. This discrepancy related to Bates White’s Stage G Report dealing with the calculation of the cost components of the VAD and the consumer charge. The Expert Commission requested Bates White to make various changes in the formulas,<sup>264</sup> which Bates White implemented. Mercados Energéticos agrees that Bates White complied with the Expert Commission’s decision.<sup>265</sup>

---

<sup>260</sup> EC Report at p. 150 (C-246).

<sup>261</sup> See 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, file “Comparación de parámetros y ratios 2002-2006-2013 con Opex.xls” (C-564).

<sup>262</sup> Mercados Energéticos Report at p. 27, 28 (C-582).

<sup>263</sup> See Mercados Energéticos Report at p. 27 (C-582) (citing the file “Informe de costos lrg 18Jul03 final.pdf”). Further, the Bates White file “Comparación de parámetros y ratios 2002-2006-2013 con Opex.xls” lists a 2002 operations and maintenance (O&M) cost of \$10.738 million. This figure should have been US\$ 10.975 million (not US\$ 6.547 million as Mercados Energéticos asserts). This minor issue is irrelevant because it does not make the 2008 model company less efficient than the 2002 model company. The reason for the difference between the US\$ 10.738 million figure and Mercados Energéticos’ US\$ 6.547 million figure is that Mercados Energéticos did not adjust the 2002 and 2008 O&M costs for the different treatment of the operator’s fee in the 2002 and 2008 models.

<sup>264</sup> EC Report at pp. 155, 156, 158 (C-246).

<sup>265</sup> Mercados Energéticos Report at pp. 38, 39 (C-582).

The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions

## Discrepancy No. 9: Stage I – Tariff Study

191. This discrepancy related to Bates White’s Stage I Report that set out the tariffs. The Expert Commission ruled that “*having dealt with each particular discrepancy posed by CNEE, this discrepancy 9 is in fact resolved. The [Expert Commission] has verified that the Consultant has performed the clarifications requested by CNEE in Stage I.*” The Expert Commission also observed that “*by correcting the Study according to [Expert Commission]’s decisions regarding each of the discrepancies submitted to its consideration, the necessary steps must be taken for all models used to be linked so that the Regulator CNEE is able to control and reproduce any calculation that it deems necessary to be verified, according to its interest or judgment.*”<sup>266</sup>
192. This discrepancy thus overlaps with the previous discrepancies. Because Bates White complied with the previous discrepancies, we conclude that it also complied with this discrepancy. Mercados Energéticos repeats its assertions that the Bates White model is not traceable and auditable and that Bates White made unjustified changes to the model and did not implement changes required by the Expert Commission.<sup>267</sup> As we demonstrated above in connection with Discrepancy No. 1 and the other discrepancies, Mercados Energéticos’ assertions are baseless.

## Mr. Damonte’s recalculation of the Bates White 5 May 2008 report is unreliable

193. In Section 5 of his report, Mr. Damonte purports to provide a “recalculation” of the 5 May 2008 Bates White study, “*to incorporate into the [5 May 2008 Bates White study] the corrections resulting from the [Expert Commission]’s pronouncement.*”<sup>268</sup> We have been asked to assess the reasonableness of Mr. Damonte’s recalculation and his resulting VNR and VAD figures.<sup>269</sup> Based on our analysis, Mr. Damonte’s purported recalculation of the 5 May 2008 Bates White study is unreliable and Mr. Damonte’s resulting VNR and VAD are unjustified and significantly understated. This is for a number of reasons, as discussed below.

---

<sup>266</sup> EC Report at p. 163 (C-246).

<sup>267</sup> Mercados Energéticos Report at pp. 40, 41 (C-582).

<sup>268</sup> Damonte ¶ 161; § 5 entitled “Recalculation of the Bates White Study Based on the Expert Commission Opinion;” § 6 entitled “Recalculation of the Bates White Study Correcting the FRC Proposed by the EC” (RER-2).

<sup>269</sup> Mr. Damonte’s VNR and VAD figures are presented at Damonte ¶ 171, Table 5 entitled “Scenario 1 – Adjustments in BW 5-5-08 made by my team according to EC;” ¶ 195, Table 10 entitled “Scenario 2 – Adjustments in BW 5-5-08 according to EC with FRC of Constant Annuity” (RER-2).

The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions

### Mr. Damonte acknowledges that he failed to fully implement the Expert Commission's decisions

194. First, Mr. Damonte acknowledges that, in fact, he did not fully implement the Expert Commission's decisions. Indeed, Mr. Damonte points out that it was “*impossible to incorporate all of the EC pronouncements into BW 5-5-08 study*,” allegedly due to a “*lack of information that must be provided by EEGSA, and others*,” and also because this task allegedly would require “*comprehensive modification of the models, which would involve over 700 hours of work*.”<sup>270</sup>
195. As an initial matter, clearly, it would have been an easier and less time consuming task to review the 28 July 2008 Bates White study, which already had been revised to incorporate the Expert Commission's decisions, rather than rely on an earlier version of the study and purportedly attempt to revise it to incorporate those same decisions. Regarding the alleged lack of information, we observe that Mr. Damonte ignored the 28 July 2008 Bates White study and the substantial amount of accompanying supporting documentation that Bates White provided to the CNEE subsequent to the 5 May 2008 study.<sup>271</sup> Regarding the alleged lack of time to prepare his expert report, we observe that Mr. Damonte made similar assertions almost two years ago in his expert report in the *Iberdrola* arbitration where he addressed substantially the same issues as in this case.<sup>272</sup>
196. In any event, whatever the reason, by Mr. Damonte's own admission, his “recalculation” of the 5 May 2008 Bates White study fails to fully implement the decisions of the Expert Commission.

### Mr. Damonte ignores key decisions of the Expert Commission and implements unjustified alternative approaches

197. Second, Mr. Damonte ignores some of the Expert Commission's key decisions, including, for example, that the revised study must add two international prices for each material and adopt the lowest of the local price and the two international prices.<sup>273</sup> As discussed above in connection with discrepancy B.1.a, the 28 July

---

<sup>270</sup> Damonte ¶ 163 (RER-2).

<sup>271</sup> See Damonte §§ 5, 6 (RER-2); Letter from L. Giacchino of Bates White to C. Colom of the CNEE dated 28 July 2008, enclosing the Bates White modified study and CD-ROMs with supporting documentation (C-254); Example of documentation in support of the 28 July 2008 Bates White model submitted to the CNEE on a CD-ROM (C-571); Documentation delivered by Bates White to the Expert Commission, Mr. Quijivix (CNEE) and Mr. Calleja (EEGSA) on 28 July 2008 (C-570); see also Giacchino II ¶ 27 (discussing the hard-copy supporting documentation accompanying the 28 July 2008 Bates White study) (CWS-10).

<sup>272</sup> See Expert Report of Mario C. Damonte, July 2010, *Iberdrola Energía, S.A. v. Republic of Guatemala* (ICSID Case No. ARB/09/5), ¶¶ 426, 434, 436, 438, 440, 442 (C-572).

<sup>273</sup> EC Report at pp. 30, 31 (C-246).

### The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission's decisions

2008 Bates White study complied with that decision. In contrast, Mr. Damonte relies on reference prices accepted in the tariff reviews for DEORSA and DEOCSA and in the Sigla study, none of which comply with the Expert Commission's requirements.<sup>274</sup> This error has a profound impact on Mr. Damonte's recalculated VNR and VAD. As Mr. Damonte himself points out, his approach to reference prices alone decreases Bates White's 5 May 2008 VNR by US\$ 473.2 million and the VAD by US\$ 139.7 million.<sup>275</sup>

198. As another example, Mr. Damonte ignores the Expert Commission's decision on discrepancy D.1 relating to the FRC calculation. As discussed above in connection with discrepancy D.1, Bates White complied with the Expert Commission's decision. In contrast, Mr. Damonte incorrectly uses what he describes as an "alternative formula" that has the effect of calculating Claimant's return on an asset base that has been depreciated by approximately 30%.<sup>276</sup> Mr. Damonte's FRC formula thus is inconsistent with both the EC Report and the concept of a VNR. This error also has a profound impact on the VAD; as Mr. Damonte points out, use of his alternative FRC formula alone reduces the 5 May 2008 Bates White VAD by US\$ 288.7 million.<sup>277</sup>
199. The extent of Mr. Damonte's failure to implement the Expert Commission's decisions is illustrated by the following Figure which provides examples of the decisions that Mr. Damonte failed to implement or where he made changes inconsistent with the Expert Commission's decisions.

---

<sup>274</sup> In particular, although the Quantum Stage B report states that Quantum used two international prices and one local price for major materials, in reality, very few of the Quantum prices were based on two international prices and one local price, which is contrary to the Expert Commission's decision. See Quantum Stage B report, p. 3 (C-456); Quantum, 2008 Database of Prices for DEORSA and DEOCSA (R-51). In particular, based on our review of the 89 Quantum prices used by Mr. Damonte, for eight of the prices, rather than provide two international prices and one domestic price, the database states "*this material has not been used in the distribution networks in Guatemala.*" As regards the remaining 81 major materials, all of them are affected by one or more of the following issues: (i) 31 materials (38%) are missing at least one invoice; (ii) 12 materials (15%) are missing all three invoices; (iii) 22 materials (27%) have less than three listed prices; (iv) 46 materials (57%) have two or more listed prices with the same value; (v) 46 materials (57%) have two or more listed prices from the same provider; (vi) 39 materials (48%) use domestic prices for international prices; (vii) 15 materials (18.5%) have names that differ between the database entry and the invoice; and (viii) 11 materials (13.5%) have prices that are listed incorrectly or have other abnormalities. See Quantum, 2008 Database of Prices for DEORSA and DEOCSA, file "Archivo referencias.xls," tab "Cotizaciones," cells J20, J27, J30, J31, J32, J41, J59, J82, J83 (R-51). As to the reference prices used by Sigla, we refer to our discussion in Section 6 below.

<sup>275</sup> Damonte ¶ 170 (RER-2).

<sup>276</sup> See Damonte ¶¶ 193, 194 (RER-2).

<sup>277</sup> See Damonte ¶ 196 (RER-2).

**The 28 July 2008 Bates White report fully  
implemented the Expert Commission's decisions**

**Table 1.** Examples of Mr. Damonte's failures to implement the Expert Commission's decisions

CNEE's objection	EC's decision	Mr. Damonte's model
B.1.a. Reference prices	Upheld	Replaced Bates White's prices and construction units with those used by DEOCSA/DEORSA
B.1.b. Age of the prices	Rejected	
B.1.d. Exclusion of prices	Rejected	
B.1.e.1. Wholesale Price Index	Rejected	
C.2.b. Price changes	Upheld	Failed to comply
C.2.c. Links and unit costs	Upheld	Failed to comply
C.2.d. Justification	Upheld	Failed to comply
C.3.b. Underground outputs	Upheld	Failed to comply
C.3.d. Optimization of rural feeders	Upheld	Failed to comply
C.4. Investments tariff period	Upheld	Failed to comply
C.9.b. Resulting values	Upheld	Failed to comply
C.10. Energy price	Rejected	Failed to comply
D.1. Capital recovery factor	Rejected	Failed to comply
E.4. Losses in public lighting ballasts	Rejected	Failed to comply
F.1. Proposed operating costs	Upheld	Failed to comply; asserts that impact cannot be measured
f.2. Methodology	Upheld	Failed to comply; asserts that impact cannot be measured
f.3. Direct costs	Upheld	Failed to comply
f.4. Benefits applied to the distributor's workers	Rejected	Failed to comply
f.6. Costs of non-electrical assets and materials	Upheld	Failed to comply; asserts that impact cannot be measured
f.12. Comparison of resulting costs	Upheld	Failed to comply; asserts that impact cannot be measured

Source: Mr Damonte (RER-2)

### Mr. Damonte made unjustified assumptions about the regulatory asset base that result in an undervaluation of the VNR

200. Third, Mr. Damonte made certain assumptions concerning the assets of the model company that are unrealistic. This is confirmed by the fact that the asset

The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission's decisions

base of Mr. Damonte's model company is far removed from that of the actual company.<sup>278</sup> This has the effect of undervaluing the VNR. Specifically, as regards transformers in the urban areas (which constitute a significant portion of EEGSA's assets), Bates White determined that the optimised, model network would include approximately 73% of the transformers included in the actual network. By contract, according to Mr. Damonte, the model network would include only approximately 32% of the transformers.

201. The following Figure provides a comparison of the number of urban transformers used in the 28 July 2008 Bates White study, Mr. Damonte's report, the Sigla study, and those included in the database "Sigre" that reflected EEGSA's actual network. We consider Mr. Damonte's exclusion of more than two in three transformers so far removed from the actual network as to make Mr. Damonte's figure unreliable.

**Table 2.** Number of urban transformers used in the Bates White, Damonte, and Sigla models as compared to actual network

	Number of transformers	% of 2007 actual transformers	% of 2001 actual transformers
<b>Bates White 28 July 2008</b>	16,762	72.7%	80.4%
<b>Mr. Damonte</b>	7,275	31.6%	34.9%
<b>Sigla</b>	11,084	48.1%	53.2%
<b>SIGRE 2007 (actual network)</b>	23,047	100.0%	110.6%
<b>SIGRE 2001 (actual network)</b>	20,842	90.4%	100.0%

Source: See footnote<sup>279</sup>

<sup>278</sup> As explained above, although the actual and model companies are not identical, regulators must engage in some type of reconciliation to ensure that they are not too far apart; if the model company is so far removed from reality, then regulating on the basis of the model company will not achieve the objectives of incentive regulation. See *supra* ¶ 38.

<sup>279</sup> For the Bates White figure, see 28 July 2008 Bates White model delivered to the CNEE, files "BT muy alta densidad 2 MTa.xls," "08-01-23-cuadriat.xls," "BT muy alta densidad 1 MTa.xls," "BT alta densidad MTa.xls," "BT media densidad.xls," "BT baja densidad.xls" (C-564). For Mr. Damonte's figure, see Mr. Damonte's model, file "Modelo-BW-5-5-08 corregido MD segun CP 2.xlsb," cell N55 (C-568). For the Sigla figure, see Sigla model, folder "EEGSA Archivos de Soporte Jul08," subfolder "EEGSA Etapa C - Optimización Red Distribuidor," file "VNR Redes Urbanas EEGSA.xls," tab "VNR Redes Urbanas," cells C11 +C12 (C-589). For the Sigre 2007 figure, see Bates White model delivered to the CNEE, file "Inv\_Activos\_SIGRE\_I\_2007.xls," tab "Bancos de Transf" (C-564). For the Sigre 2001 figure, see "Copia de Inventario\_Activos\_SIGRE\_2001\_modificado.xls," tab "Transformadores," cell A137 (C-583).

**The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission's decisions**

### Mr. Damonte failed to provide information necessary to verify his analysis

202. Fourth, Mr. Damonte failed to provide information necessary to verify certain aspects of his analysis. For example, the Sigla reference prices that Mr. Damonte used in his recalculation are reflected in a spreadsheet called “Precios.” This is an important spreadsheet because, as discussed above, Mr. Damonte’s use of the Sigla reference prices (together with the Deorsa and Deocsa prices) reduces EEGSA’s 5 May 2008 VNR by US\$ 473.2 million and the VAD by US\$ 139.7 million. Mr. Damonte’s “Precios.xlsm” file, which we understand was produced by Guatemala on 21 March 2012, lists the Sigla reference prices in tab “Resumen,” columns S and T. These columns, in turn, are linked to the file “VNR-Total-EEGSA.xlsm,” tab “Costos Unitarios.”<sup>280</sup> However, Mr. Damonte has not provided the file “VNR-Total-EEGSA.xlsm.”<sup>281</sup>
203. Moreover, the “linked” version of Mr. Damonte’s model, which we understand was produced by Guatemala on 17 April 2012, contains a different version of the “Precios” file. This version is called “Precios V2.xlsx;” it eliminates the links to the unproduced file “VNR-Total-EEGSA.xlsm” and replaces them with pasted or typed values.<sup>282</sup> It appears that this change was made in between Guatemala’s document productions. We thus conclude that Mr. Damonte’s models are suspect.

### Mr. Damonte’s analysis is conceptually flawed

204. Fifth, Mr. Damonte’s analysis is conceptually flawed. As Mr. Damonte acknowledges, he did not analyse the 28 July 2008 Bates White study, but instead analysed Bates White’s 5 May 2008 study.<sup>283</sup> Mr. Damonte suggests in a single sentence that because his recalculated VNR amounts to US\$ 629 million while the VNR calculated in the 5 May 2008 Bates White report amounted to US\$ 1,301 million, the 28 July 2008 Bates White study was “[not] a proper study to determine tariffs.”<sup>284</sup> Mr. Damonte does not explain how a comparison of the 5 May 2008 Bates White VNR (*i.e.*, prior to Bates White’s incorporation of the

<sup>280</sup> See Mr. Damonte’s file “Precios.xlsm” produced by Guatemala on 21 March 2012, tab “Resumen,” columns S and T (C-568).

<sup>281</sup> Mr. Damonte has provided the file “VNR-Total-EEGSA.xls,” which is a different file as its file name ends with “.xls,” not “.xlsm.” Moreover, this file, which we understand was produced by Guatemala on 16 February 2012, does not contain the tab “Costos Unitarios.” See Mr. Damonte’s file “VNR-Total-EEGSA.xls” (C-568).

<sup>282</sup> See Mr. Damonte’s model produced by Guatemala on 17 April 2012, folder “modelo con archivos propios vinculados,” file “Precios V2.xlsx,” tab “Resumen,” columns S and T (C-568).

<sup>283</sup> See Damonte ¶ 2 (RER-2).

<sup>284</sup> Damonte ¶ 173 (RER-2).

### The 28 July 2008 Bates White report fully implemented the Expert Commission’s decisions

Expert Commission's decisions) and Mr. Damonte's recalculated VNR would provide a basis to draw conclusions about the 28 July 2008 Bates White study.

205. In any event, Mr. Damonte's logic is flawed; one could equally argue that because Mr. Damonte's VNR figure is different from Bates White's VNR figure, it is Mr. Damonte's figure that is incorrect. We conclude that Mr. Damonte's "recalculated" VNR figure is not a substitute for a proper analysis of the 28 July 2008 study, and that Mr. Damonte's purported recalculation of the 28 July 2008 Bates White study is irrelevant to the question whether the 28 July 2008 Bates White study implemented the decisions of the Expert Commission.

### Mr. Damonte's critique of the 5 May 2008 Bates White study is irrelevant and unfounded

206. Finally, Mr. Damonte's report and appendices thereto purport to provide a lengthy critique of the 5 May 2008 Bates White study.<sup>285</sup> Mr. Damonte's critique relates to issues that were submitted to and resolved by the Expert Commission.<sup>286</sup> The Expert Commission's decisions were subsequently fully implemented in the Bates White 28 July 2008 study, as discussed above. We thus conclude that Mr. Damonte's critique of the 5 May 2008 Bates White study is irrelevant to the question whether the 28 July 2008 study complied with the Expert Commission's decisions or the reasonableness of the VNR and VAD in the 28 July 2008 study.

### Conclusion

207. Based on the above, we conclude that Mr. Damonte's purported recalculation of the 5 May 2008 Bates White study is unreliable and Mr. Damonte's resulting VNR and VAD are significantly understated and unjustified.

## 4 The reasonableness of Bates White's VNR and VAD

208. We have been asked to analyse the reasonableness of the US\$ 1,053 million VNR and the approximately US\$ 232 million annual VAD calculated in the 28 July 2008 Bates White study, particularly in light of the Expert Commission's

---

<sup>285</sup> See Damonte § 4 entitled "Analysis of the Bates White Report of May 5, 2008;" see also Appendices to Mr. Damonte's report (RER-2).

<sup>286</sup> See Damonte § 4.1.1 entitled "The impossibility of auditing the model;" § 4.1.2 entitled "Reference Prices;" § 4.1.3 entitled "The overestimation of the VNR," addressing various issues and referencing the corresponding decisions of the Expert Commission; § 4.1.4 entitled "The wrong way to calculate the Cost of Capital" (RER-2); compare EC Report, decisions on Discrepancies Nos. 1, 3, 5 (C-246).



decisions.<sup>287</sup> As discussed below, we conclude that several of the Expert Commission's decisions that were in favour of the CNEE, in whole or in part, reasonably could have been in favour of EEGSA. We also conclude that in each instance where the Expert Commission ruled wholly in favour of EEGSA, its decision was proper. In this respect, because Bates White incorporated all of the Expert Commission's decisions into its 28 July 2008 study, the VNR and VAD calculated in that study were lower than they otherwise reasonably could have been.

## The CNEE benefitted from certain decisions of the EC that reasonably could have been made wholly in favour of EEGSA

209. Based on our analysis, the Expert Commission ruled in favour of the CNEE, in whole or in part, on a number of discrepancies as to which a decision in favour of EEGSA would have been justified from an economic and engineering perspective. Examples include the Expert Commission's decisions on the following discrepancies: (i) the FRC calculation (discrepancy D.1); labour (discrepancy B.2); operator fees and costs of professional services (discrepancies F.8 and F.9); easements (discrepancy C.11); intercalating interest (discrepancy B.4.c); non-technical losses of energy and capacity (discrepancy E.5); and underground installations (discrepancy C.3.f).

### FRC calculation (D.1)

210. As discussed above in Section 2, the VNR method adopted by Guatemala involves valuing the regulatory asset base of the distribution company as if all of the efficient assets were *new*, and it assumes that as the assets comprising the regulatory asset base depreciate, they are simultaneously replaced, in other words, that the assets are always new. This principle is reflected at Article 67 of the LGE, which provides that “[t]he investment annuity shall be calculated based on the New Replacement Value of the optimally designed facilities ....”<sup>288</sup>
211. Nevertheless, in the January 2008 Terms of Reference, the CNEE set forth an FRC calculation that in effect calculated the return on a 50% depreciated asset base.<sup>289</sup> In our opinion, the Terms of Reference thus contravened the basic

---

<sup>287</sup> See Damonte § 8 (RER-2); Mercados Energéticos Report at pp. 8-12 (C-582).

<sup>288</sup> LGE, Art. 67 (C-17).

<sup>289</sup> See Terms of Reference, 17 Jan. 2008, at p. 55 in the Spanish original (C-417).

## The reasonableness of Bates White's VNR and VAD

principle of the VNR method, *i.e.*, that the assets comprising the regulatory asset base are valued as new.

212. In its 5 May 2008 study, Bates White did not follow the calculation set forth in the Terms of Reference, but calculated the return of capital and the return on capital on an undepreciated asset base. In our opinion, Bates White's calculation thus was entirely consistent with the VNR method.
213. The CNEE objected to Bates White's calculation, and instead insisted on calculating the return (per the Terms of Reference) off an asset base that had been depreciated by 50%, which had the effect of reducing the distributor's return by half.<sup>290</sup>
214. The Expert Commission rejected the CNEE's approach, correctly noting that it was inconsistent with the LGE, which required the regulatory asset base to be valued as new, *i.e.*, without applying depreciation to the assets being valued.<sup>291</sup> The Expert Commission, however, ruled that even though the assets would be new at the beginning of the tariff period, because they would be in use for the tariff term, the assets should be depreciated to the mid-point of the five-year period.<sup>292</sup> This had the effect of allowing the company to obtain an approximately 91% return on capital. By comparison, if Bates White had prevailed, EEGSA would have received a 100% return on capital, and if the CNEE had prevailed, EEGSA would have received a return on only 50%.
215. The Expert Commission's decision thus was closer to Bates White's position than to the CNEE's and, in that respect, was largely favourable to EEGSA. In our opinion, however, Bates White was entirely correct and the Expert Commission's decision thus was wrong. Had the Expert Commission determined this issue correctly, it would have resulted in a higher VNR and VAD.

## Labour (B.2)

216. As discussed in connection with discrepancy B.2, the Expert Commission ruled that Bates White had to compare the labour costs of using its own employees (determined based on the *baremo* calculations) to the costs of outsourcing the same tasks to contractors, and adopt the lower of the two costs. As we also explained, Bates White complied with that decision. However, in our experience, when distribution companies use outsourcing, they typically outsource entire categories of activities, not just individual tasks. By doing so, they benefit from

---

<sup>290</sup> See EC Report at pp. 89, 90 (C-246).

<sup>291</sup> See EC Report at p. 92 (C-246).

<sup>292</sup> See EC Report at p. 93 (C-246).

economies of scope because the costs of individual tasks outsourced as a package are lower than if the same tasks are outsourced individually. The Expert Commission did not take this factor into account and instead required Bates White to select the lower of the *baremo* cost and the outsourced cost for individual tasks, disregarding the fact that if the company were to outsource these tasks in such piecemeal manner, the actual outsourcing costs likely would have been higher.

### Operator fees (F.8) and costs of professional services (F.9)

217. As discussed above in connection with discrepancy F.8, the Expert Commission ruled that operator fees must be excluded, and Bates White complied with that decision. As discussed in the EC Report, upon privatisation, EEGSA was required to retain an operator to run the network for a period of 10 years. According to the Expert Commission, following the expiry of the 10-year period, EEGSA would have the technical capability to operate the network on its own, and the operator fee thus should be excluded.<sup>293</sup> Bates White had sought to include the operator fees because EEGSA continued to engage an operator in order to realise cost savings. This notwithstanding, these costs were excluded from the revised study, in accordance with the EC's decision. In our experience, outsourcing operations is a common practice in today's distribution markets. This is because there are a number of specialised operator companies that can run the network more efficiently than the distributor itself (notwithstanding that the distributor may have the technical ability to operate the network on its own). Thus, the relevant question here is whether retaining such an operator would have resulted in lower costs to the customers. We conclude that this was more likely than not. The Expert Commission, however, did not address this question. We also note that the expiration of the 10-year period during which EEGSA was required to use an operator does not mean that EEGSA would have been prohibited from retaining an operator in the future.
218. Regarding costs of professional services, as discussed above in Section 3 in connection with discrepancy F.9, the Expert Commission ruled that the costs of the consultants who worked on the 2008 tariff study, Bates White and PA Consulting, should be limited to US\$ 300,000. As we explained, Bates White complied with this decision. In our experience, however, the actual amounts of value-for-money consultant costs are routinely taken into account in tariff reviews. In this case, we note that the CNEE had changed the Terms of Reference several times and raised objections on many important points that were ultimately rejected by the Expert Commission. The consultant costs thus appear to be, in part, the result of the CNEE's approach, and could not be

---

<sup>293</sup> EC Report at p. 140 (C-246).

avoided by EEGSA. In such circumstances, assuming the consultant services were procured in a competitive and transparent manner (as was the case here), we would expect that these consultant costs be allowed in their full amount.

### Easements (C. 11)

219. This discrepancy related to whether the tariff study should include the costs of various easements held by the distributor. As discussed above, the Expert Commission ruled that no costs should be included, and Bates White complied with that decision. However, in our experience, the usual way to treat easements is to include those easements that have been acquired for a cost (as opposed to, *e.g.*, rights of way to public spaces that have been conferred on the company free of charge), as well as costs associated with maintaining the easements. It thus would have been reasonable for the Expert Commission to allow at least these costs to be included in the tariff study. Moreover, we note that the CNEE's objection relating to easements is inconsistent with the fact that it accepted including the costs of easements as part of the 2003 tariff review<sup>294</sup> and that under the LGE, easements are to be auctioned off at the end of the concession term, which is an acknowledgement that they have value to the distributor.<sup>295</sup>

### Intercalating interest (B.4.c)

220. As discussed above in connection with discrepancy B.4.c, the Expert Commission ruled that Bates White must apply intercalating interest only to investments in the specified period, and that the interest must be calculated on the basis of the rate established by Resolution CNEE-04-2008. Intercalating interest refers to the funding costs (costs of capital) that a company incurs from the moment it commences the construction of an asset until the asset is in operation. As a result of the Expert Commission's decision, only intercalating interest associated with new construction, and then only within the limit set by the CNEE, was permitted to be included in the tariff study.<sup>296</sup> However, in our opinion, it would have been reasonable to allow intercalating interest at its full cost (not as capped by the CNEE).

### Non-technical losses (E. 5)

221. As discussed above in connection with discrepancy E.5, the Expert Commission ruled that the percentage of non-technical losses should be limited to 2.2% and

---

<sup>294</sup> See EC Report at p. 87 (C-246).

<sup>295</sup> LGE Art. 57 (C-17).

<sup>296</sup> See EC Report at p. 48 (C-246).

that no non-technical losses should be applied to the medium voltage network.<sup>297</sup> Bates White complied with that decision. Non-technical losses typically include energy theft and are a problem in many countries. As noted in the EC Report, on the one hand, regulatory practice aims to motivate the distribution company to eliminate non-technical losses; on the other hand, given the socio-political implications of this issue, the company cannot do so without active involvement of the relevant authorities, and in such circumstances, it is unfair to make the company bear these losses.<sup>298</sup> Based on our experience, we consider the 2.2% limit adopted by the Expert Commission to be too low.

### Undergrounding (C. 3. f)

222. As discussed above in connection with discrepancy C.3.f, the Expert Commission upheld the CNEE's objection that lines modelled as underground must be modelled as aerial if they existed as aerial in EEGSA's actual network, and Bates White complied with that decision.<sup>299</sup> Further, as discussed above in connection with discrepancy C.3.b, the Expert Commission also ruled that all underground feeder outputs be modelled as aerial, and Bates White complied with that decision also. However, in our view, consistent with the Expert Commission's approach to discrepancy C.3.f, it would have been reasonable to allow the model to incorporate the already existing underground outputs rather than model them as aerial.

---

<sup>297</sup> EC Report at pp. 120, 121 (C-246).

<sup>298</sup> EC Report at p. 120 (C-246).

<sup>299</sup> EC Report at p. 74 (C-246).

## 5 Mr. Damonte's and Mercados Energéticos' benchmarking analyses are unreliable

223. Mr. Damonte and Mercados Energéticos provide purported benchmarking analyses that allegedly demonstrate that the Bates White VNRs and VAD are excessive when compared to benchmark values based on samples of other Latin American electricity distributors.<sup>300</sup> As discussed below, Mr. Damonte's and Mercados Energéticos' benchmarking analyses are based on improper methodologies, flawed samples, and incorrect or undisclosed data. Consequently, Mr. Damonte's and Mercados Energéticos' analyses do not provide any meaningful benchmarks that could be used to assess the reasonableness of EEGSA's VNRs and VAD.

### Background regarding benchmarking in electricity distribution

224. Generally speaking, benchmarking is a way of measuring a company's efficiency against a hypothetical reference performance established by various statistical and optimisation methods. Efficiency can be understood in two ways: as output efficiency, *i.e.*, as producing the same with fewer inputs or producing more with the same inputs; or as cost efficiency, *i.e.*, as producing the same at a lower cost or producing more with the same cost.
225. In price regulation of electricity distribution, benchmarking of cost efficiency is widely used by regulators as one of the tools to determine the distributor's recoverable operating costs, and sometimes total costs. It usually is not used to determine on a standalone basis the recoverable capital costs, much less a VNR.<sup>301</sup> The reason for this is two-fold. First, the VNR is only one component

---

<sup>300</sup> See Damonte § 8 (RER-2); Mercados Energéticos Report at pp. 8-12 (C-582).

<sup>301</sup> For example, in Europe, countries such as the Netherlands, Austria, and Belgium use a measure of total cost as a basis for benchmarking, while most other European countries use operating costs. The United Kingdom recently adopted a total expenditure benchmark, the manual for which provides a good indication of the challenges of using benchmarking: "*When undertaking benchmarking analysis we will consider the following principles: total costs should be the basis of assessment given the ambition to avoid biasing the network company into particular solutions (e.g. capex solutions over opex); we do not expect to use total cost benchmarking in a mechanistic analysis of the base revenue requirement given potential concerns about the robustness of the analysis; and no single measure of total cost is ideal, particularly given the lumpy nature of capital expenditure and variation in the historic capital investment programmes (and hence RAVs) of network companies in a sector, and it may be appropriate to use a number of alternative measures as cross-checks on the analysis.*" Ofgem, *Handbook for implementing the RIIO Model*, October 2010, at p. 64 (C-586).

of capital costs and, second, capital costs are more difficult for a company to modify in the short term.<sup>302</sup>

226. Moreover, regulators traditionally benchmark distribution companies within a single country, not across countries. This is because cross-border benchmarking introduces significant additional complexity and uncertainty due to factors that vary from country to country, such as the regulatory method, accounting principles, labour costs, material price differences, and currency values.<sup>303</sup>
227. In addition, using a VNR or capital costs as the sole basis for benchmarking may introduce bias into the benchmark because it makes companies with a low cost of capital, low depreciation, and/or a higher proportion of capital costs appear more inefficient. This is particularly so when the benchmark includes companies using different technological setups of their networks. For example, a company with a high percentage of undergrounded lines will have higher capital costs and lower operating costs than a company using mostly aerial lines, and using a benchmark focused solely on capital costs would penalise the company with the undergrounded lines. Because companies face a trade-off between capital costs and operating costs, comparing companies only on the basis of their capital costs penalises companies that have low operating costs.
228. As Mr. Damonte and Mercados Energéticos in essence conduct an extremely simplistic cross-border comparison focused on capital costs, we find their benchmarking approaches highly unusual and unreliable.

---

<sup>302</sup> See Turvey, "On network efficiency comparisons: Electricity distribution," Bath Univ. (2002) at pp. 2, 3 ("As is standard in economics, short-run and long-run analyses need to be distinguished . . . . Short run analyses take as given the fixed assets of the enterprises, looking only at those of the network operators' costs which are avoidable in the short-run and regarding the results of those activities which avoidable costs vary as the relevant outputs. Comparisons between enterprises (or, for a single enterprise, over time) between avoidable costs at constant prices, as approximated by operating expenditures, and appropriately measured scales of those activities which determine their short-run avoidable costs would yield useful information about efficiency differences between enterprises (or the development of efficiency within a particular enterprise) . . . . Long run analyses treat all inputs as variable, so that capital costs have to be introduced. In contrast with the short-run, where efficiency is a matter of the operation and maintenance of existing capacity, outputs are treated as unconstrained by the existing asset stock. Thus, the provision of additional capacity and retirements of existing capacity are taken into account. Efficiency comparisons relate to total factor productivity.") (C-591).

<sup>303</sup> For example, a number of initiatives have taken place in the Scandinavian countries to standardise information so that distribution companies could be benchmarked across the region. However, after more than 10 years of efforts, the regulators still rely on national samples and use different model specifications. See, e.g., Association of Nordic Regulators, *Economic regulation of electricity grids in Nordic countries. Report 7-2011* at pp. 45-51 (C-563). Similarly, while the European electricity industry (EURELECTRIC) has recognised the importance of benchmarking and launched a benchmarking working group in 2002, regulators in Europe continue to rely on national samples. In Latin America, some regulators use information from other countries but they normally rely on national samples for a single country (for example, Panama benchmarks United States companies).

**Mr. Damonte's and Mercados Energéticos'  
benchmarking analyses are unreliable**

## Mr. Damonte's VNR benchmark is unreliable

### Mr. Damonte's benchmarking formula

229. Mr. Damonte purports to provide a benchmark VNR based on 67 distribution companies from seven Latin American countries that he then compares to (i) the price paid for EEGSA at the time of privatisation, (ii) the 2003 VNR calculated by NERA, (iii) the 2008 VNRs calculated by Bates White, and (iv) the 2008 VNR calculated by Sigla.<sup>304</sup>
230. Mr. Damonte's benchmark is based on an extremely simplistic version of the so-called Cobb-Douglas formula<sup>305</sup> and the inclusion of very few variables. Mr. Damonte's assumption that the alleged VNR he observed for each of the 67 companies in his sample is the product of three variables: the quantity of electricity sold annually by the relevant distribution company, the length of the company's medium and low voltage network, and the number of the company's clients annually served.<sup>306</sup> This over-simplification renders Mr. Damonte's analysis unreliable, for several reasons.
231. First, Mr. Damonte used data of diverse companies from seven countries, but failed to include control factors in his formula to account for differences between these countries and companies, such as varying accounting principles and legal and tax regimes, age profiles of networks, urban/rural profiles of networks, labour costs, and capital costs. As illustrated by the following Table, such control factors are a standard feature of any serious benchmarking analysis. The Table also demonstrates that Mr. Damonte's simplistic Cobb-Douglas formula is at odds with the more sophisticated formulas typically used in electricity distribution benchmarking.

---

<sup>304</sup> Damonte ¶¶ 243, 249 (RER-2). Although Mr. Damonte states that he used "*information ... from five Latin American countries*" (¶ 243), his Excel model lists seven countries, including Bolivia, Brazil, Chile, El Salvador, Guatemala, Panama, and Peru. See Mr. Damonte's model "TECO contra Guatemala - benchmarking VNR-VF V2.xlsx," tab "Datos," column D (C-568).

<sup>305</sup> A Cobb-Douglas formula calculates the cost for a firm as a function of factor prices and outputs. The Cobb-Douglas formula is the simplest cost function available and incorporates a number of simplifying assumptions that the researcher usually must test to justify using this formula instead of more flexible approaches.

<sup>306</sup> See Damonte ¶¶ 242-44 (RER-2).



**Table 3.** Benchmarking approaches

Source <sup>307</sup>	Country	Method	Variables
London Economics 1999	219 utilities in Australia, England & Wales, USA, and New Zealand	Data envelopment analysis (DEA)	<u>Outputs:</u> Energy delivered, number of customers <u>Inputs:</u> Total O&M expenditure, route kilometres, nameplate transformer capacity <u>Control factors:</u> Customer density, peakiness of demand, customer mix, energy density, network mix and supply reliability
Pollitt et al. (2009)	European comparison: UK, Finland, Sweden, Norway, Italy, Netherlands	Stochastic Frontier Analysis (SFA)/ Translog distance function	<u>Outputs:</u> Energy delivered, number of customers <u>Inputs:</u> Total cost <u>Control factors:</u> Country dummies, customer density
Estache et al. (2004)	Argentina, Bolivia, Brazil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Peru, Uruguay	DEA and SFA/ Input distance function and input requirement function	<u>Outputs:</u> Energy delivered, number of customers and service area, kilometres of distribution network. <u>Inputs:</u> Number of employees <u>Control factors:</u> Residential sales' share and GNP per capita, transformer capacity
Filippini (1997)	Switzerland	Translog cost function	<u>Outputs:</u> Energy delivered, number of customers <u>Inputs:</u> Prices of capital, and labour <u>Control factors:</u> Load factor, service area
Filippini et al. (2000)	Switzerland (59 utilities)	Average cost function	<u>Output:</u> Number of KWh transported on medium voltage grid <u>Inputs:</u> Total cost, prices of labour and capital <u>Control factors:</u> Voltage level, average consumption, load factor, share of agricultural land, share of forest land, share of unproductive land with respect to service area
Kwoka (2005)	US utilities	Quadratic average cost function	<u>Output:</u> Energy, line length, connections <u>Inputs:</u> Average cost, wages <u>Control factors:</u> Labour costs, capital costs, cost of power, public ownership, multi-utility, retail competition
Damonte (2011)	67 Latin American utilities	Simple Cobb-Douglas function	<u>Output:</u> Number of clients, length of network, energy sold <u>Inputs:</u> Value of assets <u>Control factors:</u> None

<sup>307</sup> Kwoka, J.E., "Electric power distribution: economies of scale, mergers, and restructuring," Applied Economics at pp. 37, 2373–2386 (2005); Filippini, M., "Are Municipal Electricity Distribution Utilities Natural Monopolies?" Annals of Public and Cooperative Economics, 69:2, at pp. 157-174 (1998); Filippini, M. and Wild, J., "Regional Differences in Electricity Distribution Costs and their Consequences for Yardstick Regulation," Working paper series, Centre for Energy Policy and Economics, Swiss Federal Institute of Technology (2000); Christian Growitsch & Tooraj Jamasb & Michael Pollitt, "Quality of service, efficiency and scale in network industries: an analysis of European electricity distribution," Applied Economics (2009); Taylor and Francis Journals, vol. 41(20), at pp. 2555-2570; Antonio Estache, "The Case for International Coordination of Electricity Regulation: Evidence from the Measurement of Efficiency in South America," Journal of Regulatory Economics; 25:3 271-295 (2004); London Economics, "Efficiency and Benchmarking Study of the NSW distribution businesses" (1999). These sources are submitted collectively as Exhibit C-574.

**Mr. Damonte's and Mercados Energéticos' benchmarking analyses are unreliable**

232. Second, the formula Mr. Damonte uses is very sensitive to changes in a coefficient known as elasticities that determines by how much the benchmark VNR changes when the other variables change. As an example, in the version of his report submitted with Respondent's Counter-Memorial prior to the February 2012 correction, Mr. Damonte stated that he used a 0.58 elasticity of VNR to energy sold, meaning that if the quantity of electricity sold annually increased by 10%, the VNR would increase by 5.8%.<sup>308</sup> In the corrected version of his report, Mr. Damonte stated that he in fact used an elasticity of 0.4759, meaning that if the quantity of electricity sold annually increased by 10%, the VNR would increase by 4.76% (rather than by 5.8%).<sup>309</sup>
233. The difference between Mr. Damonte's original and corrected elasticity figure is 0.1041 (0.58 minus 0.4759), or 1% effect in the logarithm of the resulting VNR, a difference that may appear minor.<sup>310</sup> However, when the 0.58 elasticity figure is applied to Mr. Damonte's model, Mr. Damonte's VNR benchmark for the year 2008 increases from US\$ 505 million to US\$ 2.4 billion, significantly above all of the VNRs calculated by Bates White and more than double the 28 July 2008 Bates White VNR of US\$ 1.053 billion.<sup>311</sup> This is illustrated by the following Figure, in which we reproduced Mr. Damonte's Figure 9 and added the new VNR benchmarks as the red line in the upper part of the graph. Notably, Mr. Damonte does not provide the data supporting his elasticity figures.<sup>312</sup>

---

<sup>308</sup> See Damonte ¶ 245 (RER-2) (prior to correction).

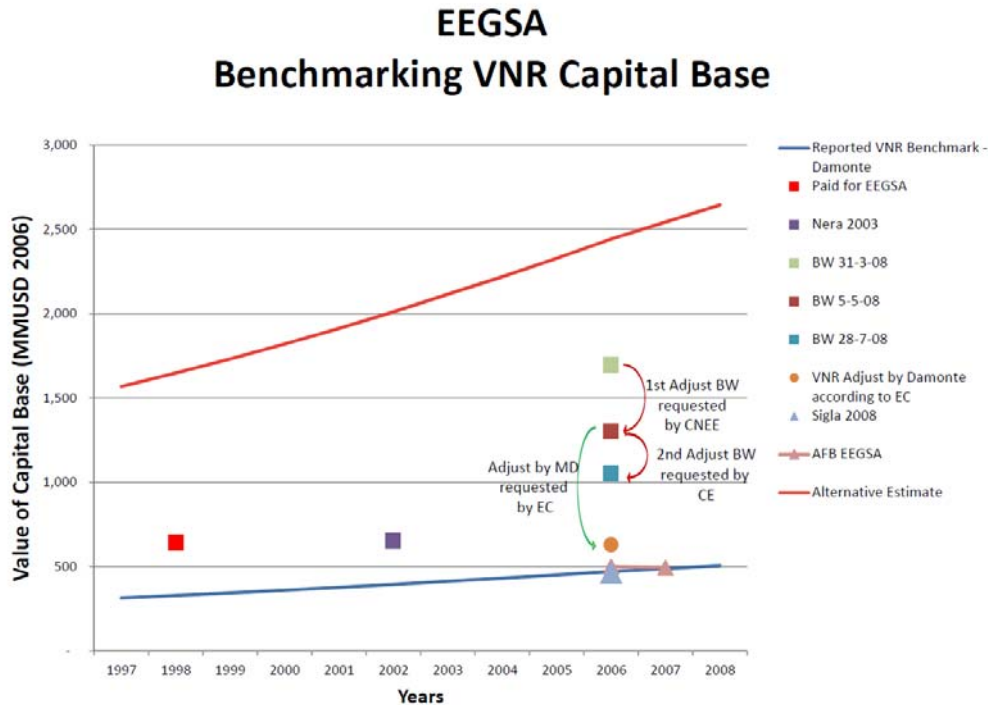
<sup>309</sup> See Damonte ¶ 245 (RER-2).

<sup>310</sup> Mr. Damonte uses a logarithmic formula to calculate his VNR benchmark, which means that when converting the parameters into values, he needs to use an exponential value. This has a very large impact on the VNR.

<sup>311</sup> This is a simple matter of replacing the figure 0.4758688 with the figure 0.58 in Mr. Damonte's model at tab "Cálculo del VNR segun Bench," cell B9 ("Energia Vendida") (C-568).

<sup>312</sup> Mr. Damonte's elasticity values are simply typed or pasted into his Excel model. See Damonte model, tab "Cálculo del VNR segun Bench," cells B9 to B11 (C-568). Notably, contrary to the usual practice relating to such analyses, Mr. Damonte does not provide the results from any econometric software he might have used.

**Figure 3.** Mr. Damonte's Figure 9 with elasticity adjusted to the 0.58 figure used in Mr. Damonte's original report



Source: Calculations in Mr. Damonte's report

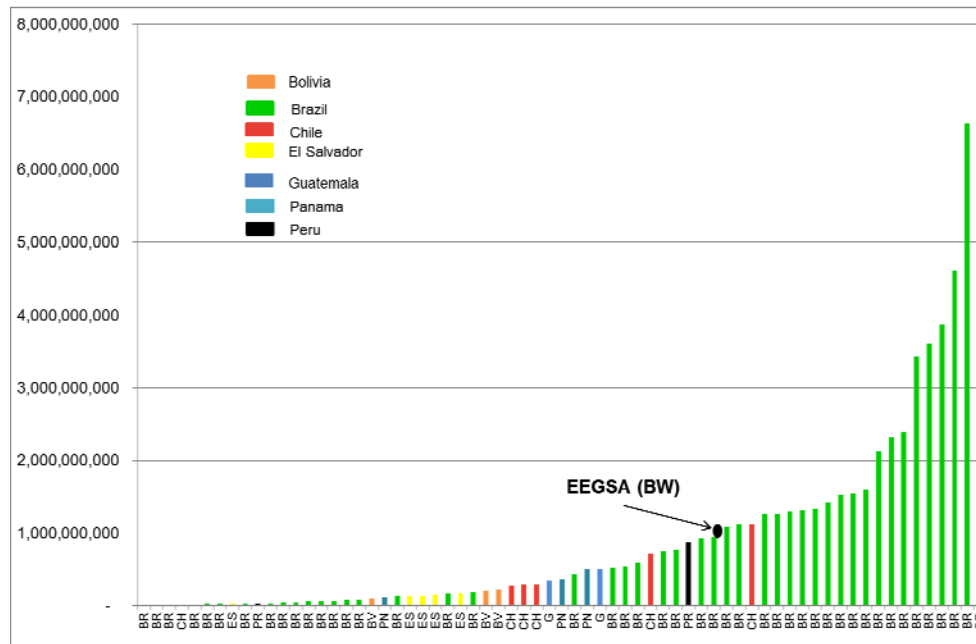
234. Third, Mr. Damonte's formula fails to reflect the fact that economies of scale in electricity distribution change depending on company size. Economies of scale is a concept that measures the extent to which an increase in production can be achieved with a decrease in the firm's unit costs. In electricity distribution, as demonstrated for example by Kwoka (2005), economies of scale differ depending on company size.<sup>313</sup> Thus, the same 10% increase in production may impact the costs of a small distribution company in a different way than the costs of a large distribution company. More sophisticated benchmark formulas, such as certain forms of the Cobb-Douglas function, take this fact into account. In contrast, Mr. Damonte apparently used a single 1.05 figure for the economies of scale for all of the companies in his sample.<sup>314</sup> This is a particularly problematic aspect of Mr. Damonte's analysis given that the companies in his sample range from very small,

<sup>313</sup> See Kwoka, J.E., "Electric power distribution: economies of scale, mergers, and restructuring," *Applied Economics* at pp. 2380-2381 (2005) (C-574).

<sup>314</sup> See Damonte's model "TECO contra Guatemala - benchmarking VNR-VF V2.xlsx," tab "Cálculo del VNR segun Bench," cell B12 (Efecto Escala) (C-568).

such as MUXFELDT of Brazil with an asset base of just over US\$ 4 million (approximately 263 times smaller than the 28 July 2008 Bates White VNR of US\$ 1.053 billion), to very large, such as CEMIG of Brazil with an asset base of US\$ 7.766 billion (more than seven times larger than the 2008 Bates White VNR of US\$ 1.053 billion).<sup>315</sup> The extremely wide range of asset bases used in Mr. Damonte's sample is illustrated by the following Figure.

**Figure 4.** Range of asset bases of companies used in Mr. Damonte's sample (US\$)



Source: Mr. Damonte's study

235. Fourth, Mr. Damonte failed to demonstrate that the asset bases he observed for the companies in his sample have the assumed statistical correlation to his other observed variables (*i.e.*, the quantity of annually sold electricity, the length of the network, and the number of clients annually served). In developing a statistical model such as a benchmarking analysis, it is important to assess how accurately the model represents reality. This is typically accomplished by various tests of the robustness of the model such as the so-called F-tests, tests of heteroscedasticity, multicollinearity, etc.<sup>316</sup> Mr. Damonte instead used a single

<sup>315</sup> While Mr. Damonte does not list the dollar values of the VNRs of the individual companies in his sample, these are easily obtained as an inverse logarithm of the values in tab "Datos," column E of Mr. Damonte's Excel model. See Mr. Damonte's model "TECO contra Guatemala - benchmarking VNR-VF V2.xlsx," tab "Datos," column E (C-568).

<sup>316</sup> The F-test is a measure of the model's accuracy in explaining the observed variable, in this case, the regulatory asset base. Heteroscedasticity is a problem that occurs when the variance of the error is not

test that by itself is not sufficient to establish whether his model is statistically sound.<sup>317</sup>

236. Fifth, Mr. Damonte's comparison spans various countries and years. The comparison across countries with very few explanatory variables is problematic, as Mr. Damonte is allowing all country differences to be explained by the outputs of the distribution companies. Stretching out the comparison over different years also is problematic because, all else equal, replacement estimates vary drastically over time due to changes in the price of materials, significantly more than inflation (which is the only factor Mr. Damonte uses for adjustments in time). Mr. Damonte's approach in effect attributes efficiency differences to the various points in time when the relevant tariff reviews were conducted.

### Mr. Damonte's sample of companies

237. Mr. Damonte asserts that the companies used in his sample "*share similar characteristics to those of the company under analysis, EEGSA.*"<sup>318</sup> That is incorrect, for two main reasons.
238. First, as shown above, the asset base values of many of the companies in Mr. Damonte's sample are significantly higher or significantly lower than EEGSA's VNR calculated in the 28 July 2008 Bates White report, which alone distinguishes such companies from EEGSA.
239. Second, companies from Brazil, Panama, and Bolivia, which comprise, respectively, 69%, 4%, and 3-4% of all companies in Mr. Damonte's sample (or, together, approximately 75% of Mr. Damonte's sample), are not suitable for benchmarking against EEGSA because none of these countries use the VNR method to determine the value of the regulatory asset base.<sup>319</sup> Specifically, Brazil

---

constant and tends to occur in cross-sections of differently sized companies. Multicollinearity is a typical problem in these regressions; it occurs when the independent variables are correlated. As energy is delivered, customers and lines tend to be related, and, thus, this is a problem encountered in many studies of the distribution business. See Kwoka (2005) (op. cit. p. 2377) (C-574).

<sup>317</sup> In particular, Mr. Damonte reports a 0.9766 value for the so-called "R-Squared" test. See Damonte's model "TECO contra Guatemala - benchmarking VNR-VF V2.xls," tab "Cálculo del VNR segun Bench," cell B6 (C-568). We find this to be an unusually high R-Squared value, given that Mr. Damonte's model purports to use three independent variables to explain VNRs that range from US\$ 4 million to almost US\$ 8 billion, as discussed above.

<sup>318</sup> Damonte ¶ 243 (RER-2).

<sup>319</sup> See, e.g., Varela and Redolfi (President and Technical Director of Sigla, respectively) who in their 2007 paper *Compared Regulations: The Tariff Review Process in Brazil, Panama and Peru* present a table concerning the way that the regulatory asset base is calculated in the three countries and describe Brazil's method as "efficient accounting," with the asset base being depreciated "by applying a linear rate reflect[ing] the average accounting life of immobilized assets in service excluding lands." See Valera & Redolfi, *Compared Regulations: The Tariff Review Process in Brazil, Panama and Peru*, Power Engineering Society General Meeting, 2007 at pp. 4, 5 (C-593).

## Mr. Damonte's and Mercados Energéticos' benchmarking analyses are unreliable

uses a method known as Depreciated Optimised Replacement Cost (DORC), accompanied by benchmarking of Brazilian companies. The DORC method is essentially an accounting method where assets are valued at replacement cost, taking depreciation into account,<sup>320</sup> which is inconsistent with the VNR concept. The asset values reported for Brazilian distribution companies thus do not correspond to what the VNRs of these assets would be.

240. To determine the value of the regulatory asset base, Panama uses a benchmarking analysis involving a regression analysis of the asset values of companies in the United States,<sup>321</sup> clearly not the VNR method. Bolivia uses an accounting method based on the book value of assets, to which it adds additions and subtracts retirements, again,<sup>322</sup> not the VNR method. As one example, the foregoing accounting method was used by Mercados Energéticos when they were retained to calculate the costs and tariffs of Electropaz, one of the Bolivian companies included in Mr. Damonte's sample.<sup>323</sup>
241. Consequently, the "VNR" values reported by Mr. Damonte for Brazilian, Panamanian, and Bolivian companies are not true VNR values and should not have been used by Mr. Damonte in place of VNR values.

### Mr. Damonte's underlying data

242. In addition to the above problems, it is highly doubtful that Mr. Damonte used the correct VNR values for the individual companies included in his sample. For instance, Mr. Damonte reports the VNR value of US\$ 31,015,573 for the Peruvian distributor Electronoroeste.<sup>324</sup> However, based on information published by the Peruvian regulator OSINERG, as of 30 June 2008,

---

<sup>320</sup> See, e.g., Foster & Antmann, "The Regulatory Challenge of Asset Valuation: A Case Study from the Brazilian Electricity Distribution Sector," World Bank Energy Working Notes No. 2, July 2004, at pp. 6, 7 (C-88); ANEEL Resolution No. 234/2006, Appendix IV, 1.2, ¶ 3 (C-560); ANEEL Resolution No. 240/2006 (C-561); Nota Técnica No. 456/2008, at p. 3 (C-585). ANEEL stands for Agência Nacional de Energia Elétrica, the Brazilian regulator.

<sup>321</sup> See Republic of Panama, ERSP "Law No. 6," 3 February 1997, Article 98 (C-588); ASEP, "Ingreso Máximo Permitido para las Empresas de Distribución Eléctrica para el Periodo 2006-2010: Metodología de Cálculo" [Maximum Allowable Income for Electric Distribution Companies for the 2006-2010 Period: Calculation Methodology], September 2007, at pp. 14, 16-18 in Spanish original (C-562). See also Varela & Redolfi pp. 3, 5 (2007) (op. cit.) (C-593) (describing Panama's method as "efficient accounting" and explaining that the regulatory asset base in Panama is depreciated using a "lineal [sic] depreciation rate in the life of assets (30 years)").

<sup>322</sup> See Supreme Decree No. 27302 of 23 September 2003 (C-590).

<sup>323</sup> See Mercados Energéticos Consultores, "Determinación de los Ingresos y Tarifas para Electropaz," September 2007, at pp. 16-21 (C-581).

<sup>324</sup> See Damonte's model "TECO contra Guatemala - benchmarking VNR-VF V2.xlsx," tab "Datos," cell E17 (C-568). Calculating the exponential of the logarithm of the 17.25 value in cell E17 results in a VNR of US\$ 31,015,573.

**Mr. Damonte's and Mercados Energéticos'  
benchmarking analyses are unreliable**

Electronoroeste's VNR amounted to the equivalent of US\$ 121.1 million, almost four times the VNR reported by Mr. Damonte.<sup>325</sup> As another example, Mr. Damonte reports a VNR of US\$ 867,824,445 for the Peruvian distributor Edelnor,<sup>326</sup> while OSINERG reported a VNR equivalent to US\$ 960.2 million,<sup>327</sup> over US\$ 90 million higher than Mr. Damonte. Based on the magnitude of these discrepancies, we conclude that the reliability of Mr. Damonte's VNR data is highly suspect.

243. Moreover, Mr. Damonte failed to show how or where he obtained the VNR values of the companies in his sample. Thus, it is possible that the other VNR values in his sample are similarly skewed downwards.
244. Finally, neither Mr. Damonte's report nor his Excel model identify the quantity of electricity sold annually, the length of network, or the number of customers for the individual distributors included in Mr. Damonte's sample. Neither does Mr. Damonte provide the sources of the data he used.<sup>328</sup>
245. Based on the foregoing, we conclude that Mr. Damonte's benchmarking analysis suffers from multiple independent serious flaws and, as such, is unreliable.

## Mercados Energéticos' VAD benchmark is unreliable

246. Mercados Energéticos purports to provide a VAD benchmark that allegedly demonstrates that the VAD calculated in the 28 July 2008 Bates White report is overstated.<sup>329</sup> Mercados Energéticos' benchmarking analysis is unreliable for similar reasons as Mr. Damonte's analysis is unreliable.
247. In particular, similar to Mr. Damonte, Mercados Energéticos does not conduct a true VAD benchmark, but instead focuses on benchmarking the ratio between

---

<sup>325</sup> See OSINERG Resolution No. 180-2009-OS/CD Lima, 14 October 2009, at p. 14 (C-587). We used the 30 June 2008 exchange rate of N\$ 2.9119 per dollar to convert the amount reported by OSINERG into United States dollars.

<sup>326</sup> See Damonte's model "TECO contra Guatemala - benchmarking VNR-VF V2.xlsx," tab "Datos," cell E13 (C-568). Calculating the exponential of the 20.5815 value in cell E13 results in a VNR of US\$ 867,824,445.

<sup>327</sup> See OSINERG Resolution No. 180-2009-OS/CD Lima, 14 October 2009, at p. 14 (C-587). We used the 30 June 2008 exchange rate of N\$ 2.9119 per dollar to convert the amount reported by OSINERG into United States dollars.

<sup>328</sup> All that Mr. Damonte says about the data underlying his analysis is that "*information was collected for 67 electricity distributors from five [sic – seven] Latin American countries ....*" Damonte § 8.2.1 (Data Used), ¶ 243 (RER-2).

<sup>329</sup> Mercados Energéticos Report at pp. 11, 12 (C-582).

## Mr. Damonte's and Mercados Energéticos' benchmarking analyses are unreliable

- capital costs and operating costs for various companies. Mercados Energéticos' benchmark thus penalises companies that have low operating costs, like EEGSA.
248. Mercados Energéticos assumes that the size of the capital component of a VAD as compared to the entire VAD is related to the dispersion of the network, *i.e.*, how many kilometres of network there are per customer. According to Mercados Energéticos, a higher length of the network per consumer generally leads to a higher proportion of the capital component in the total VAD.<sup>330</sup> Based on information concerning the number of consumers and length of the low- and medium-voltage network for 20 distributors from five Latin American countries, Mercados Energéticos proceeds to conclude that the proportion of the capital component in the total VAD ranges from 41.2% for distributors with low dispersion of the network to 66.9% for distributors with a highly dispersed network, with an average of 52.2%.<sup>331</sup> Mercados Energéticos then observes that given the relatively low dispersion of EEGSA's network, the 75.5% share of EEGSA's capital cost component in EEGSA's total VAD as calculated in the 28 July 2008 Bates White report is "*totally out of range.*"<sup>332</sup>
249. Mercados Energéticos, however, fails to demonstrate that the share of the capital cost component in a VAD is a statistical function of the two variables Mercados Energéticos chose, *i.e.*, the number of customers and the length of the network. Instead, Mercados Energéticos simply plots the figures and decides to single out EEGSA on the basis of average values.
250. Mercados Energéticos thus concludes that this average represents the highest VAD and capital costs that EEGSA could have and, similarly, that EEGSA's VAD and capital costs could not fall below the minimum VAD or capital costs of any company in his sample. Using this logic, however, would mean that all companies that had values above the average, and not just EEGSA, should be deemed inefficient. Taken to its logical conclusion, this would exclude all companies with the exception of CAESS from El Salvador, which has the lowest VAD and capital costs. This shows the error in Mercados Energéticos' assumption that the average VAD and capital costs in its sample must be the maximum allowable, but that the minimum VAD and capital costs are acceptable. We note in this regard that Mercados Energéticos' benchmark value for Sigla (43.6) is just slightly above the minimum (41.2).
251. Mercados Energéticos' method is flawed and, like Mr. Damonte, Mercados Energéticos fails to utilise any control factors to account for differences between

---

<sup>330</sup> Mercados Energéticos Report at p. 11 (C-582).

<sup>331</sup> Mercados Energéticos Report at p. 12 (C-582).

<sup>332</sup> Mercados Energéticos Report at p. 11 (C-582).



the countries and companies used in its sample, such as differences in accounting principles and legal and tax regimes, age profile of the network, urban/rural profile of the network, labour costs, and costs of capital.

252. In addition, five out of the twenty companies in Mercados Energéticos' sample are Brazilian companies, which, as discussed above, are not suitable for benchmarking involving a VNR because Brazil does not use the VNR method. Among other things, all else equal, determining the capital cost component based on a depreciating asset base (as Brazil does) would result in a lower proportion of the capital cost component in the total VAD than if the regulatory asset base were valued using the VNR method.
253. For the above reasons, we conclude that Mercados Energéticos' benchmarking analysis also is unreliable.<sup>333</sup>

---

<sup>333</sup> Mercados Energéticos also purports to calculate EEGSA's "expected" annual VAD, which according to Mercados Energéticos equals US\$ 119 million. Mercados Energéticos obtained the US\$ 119 million figure based on the US\$ 56.9 million operating cost component calculated in the 28 July 2008 Bates White report and Mercados Energéticos' purported 52.2% average capital cost component. *See* Mercados Energéticos Report at p. 12 (C-582). However, because the 52.2% average is the product of Mercados Energéticos' flawed benchmarking analysis, the US\$ 119 million figure also is flawed.

## 6 The low value of Sigla's VNR and VAD

254. We have been asked to analyse whether the 28 July 2008 tariff study prepared by Sigla and relied upon by the CNEE for setting EEGSA's tariffs for the 2008-2013 tariff period<sup>334</sup> complies with the decisions of the Expert Commission rendered in the EC Report. We also have been asked to assess the reasonableness of the VNR and VAD calculated in the Sigla study from an economic and engineering perspective.
255. As discussed below, based on our analysis, the Sigla study does not comply with the EC Report in a number of major respects. Moreover, the Sigla study contains some of the same features that Guatemala criticises with respect to the Bates White studies. We also conclude that the VNR and VAD calculated in the Sigla study are unjustifiably low, from both an economic perspective and an engineering perspective.
256. Examples of Sigla's failures to comply with the EC Report include the following: (i) Sigla did not apply the FRC calculation, as determined by the Expert Commission. Instead, it followed the Terms of Reference, which calculate the return on an asset base that is depreciated by 50%; (ii) Sigla purported to base its tariff study on 2006 reference prices, ignoring the significant increases in commodity prices since 2006, even though the Expert Commission ruled that this was improper. To compound its error, Sigla actually used poorly adjusted 2004 prices that were even lower than the inadequately low 2006 prices. Also, it calculated the model prices using a flawed methodology; and (iii) Sigla used an improper methodology to estimate the demand for electricity, contrary to the Expert Commission's ruling. In addition, Sigla's configuration of the model network violates safety standards and relies on unreasonable assumptions about the model company's assets.
257. Moreover, we determined that the CNEE applied a double standard to the Sigla and Bates White studies in that it accepted the Sigla study notwithstanding that the Sigla study contained many of the same features relating to links, backup, traceability, and auditability that, according to the CNEE, made the Bates White studies unacceptable. We discuss each of these issues below.

---

<sup>334</sup> Sigla Report dated 28 July 2008 (C-267); Sigla model (C-589). Sigla appears to have been aware of the Expert Commission's decision, as the Sigla model includes a comparison of four different FRC calculations, including the calculation set out by the Expert Commission, the calculation set out in the Terms of Reference, and two additional calculations marked as "traditional," which correspond to the constant annuity formula. See Sigla model, folder "Etapa G," file "VAD EEGSA (FRC Modificado CP).xls," tab "FRC CP" (C-589).

258. As discussed above in Section 3 in connection with discrepancy D.1, the Expert Commission ruled that Bates White must adjust the capital recovery factor (FRC) calculation,<sup>335</sup> and we verified that Bates White complied with this decision.
259. In contrast, the Sigla study does not purport to comply with the EC Report; indeed, the Sigla study does not mention the EC Report at all.<sup>336</sup> Instead, the Sigla study adopts the FRC calculation set forth in the Terms of Reference,<sup>337</sup> which was correctly rejected by the Expert Commission as being contrary to the LGE. As is obvious, the Sigla study thus does not comply with the Expert Commission's decision regarding the FRC calculation.
260. Sigla's use of the incorrect FRC calculation results in a very significant reduction in the model company's VNR and VAD. This is because, as explained in Section 2 above, the calculation set forth in the Terms of Reference depreciates the regulatory asset base, and thus is inconsistent with the concept of a VNR; moreover, the calculation assumes as the starting point an asset base that is already depreciated by 50%. This effectively reduces the value of the initial asset base by one half. The unreasonableness of Sigla's approach is underscored by the fact that, as discussed above, Mr. Damonte in his attempt to recalculate the 5 May 2008 Bates White study used a different FRC calculation (albeit also flawed) that depreciated the asset base by approximately 30%, which is 20% less than Sigla's calculation.
261. As also explained in Section 2 above, the FRC calculation used by Sigla undercompensates the distribution company because it does not provide the company with sufficient revenue to recover the investments regarded by the regulator as used and useful. It follows that the FRC calculation adopted by Sigla would not permit the EEGSA's investors to recover their investments.

### Sigla used incorrect reference dates and methodology for determining prices

262. As discussed above in Section 3 in connection with discrepancy B.1.b, the Expert Commission rejected the CNEE's objection that the tariff study should use 2006

---

<sup>335</sup> EC Report at p. 93 (C-246).

<sup>336</sup> See Sigla Report dated 28 July 2008 (C-267).

<sup>337</sup> See Sigla Report dated 28 July 2008 at p. 2 (stating that Sigla used the FRC formula set forth in the Terms of Reference and transcribing the formula) (C-267). The formula is implemented in Sigla's model in the files that determine the costs of the model company. This can be seen, for example, from the following files in Sigla's model: folder "EEGSA Archivos de Soporte Jul08," subfolder "EEGSA Etapa F - Costos de Explotación," file "Modelo-EM-CyR-EEGSA-2006," (i) tab "Calculo de Costes," cells H121 to H140, where cell H121= $+E121/F121+E121/2*(G121/(1-0.31))$ ; (ii) tab "Inputsy Unitarios," cell E73, where  $E73=+E64/E65+E64/2*(E66/(1-0.31))$ ; and (iii) tab "Inputsy Unitarios," cell D73, where  $D73=+D64/D65+D64/2*(D66/(1-0.31))$ . See Sigla model (C-589).

## The low value of Sigla's VNR and VAD

reference prices and agreed with Bates White that more recent reference prices should be used.<sup>338</sup> Specifically, the Expert Commission held: *“the most current prices possible must be used, and all referred to the same temporal setting (the same year) and if such information does not exist, homologating them by updating them with a suitable price variation index.”*<sup>339</sup>

263. This decision has a significant impact on the resulting VNR and VAD. This is because the assets of distribution companies such as EEGSA are composed primarily of power lines and electrical equipment made from commodity materials such as copper and aluminium, the market prices of which change from year to year. The prices of copper and aluminium in particular increased significantly between 2006 and 2008. Thus, using 2006 prices in 2008 to establish the asset base of the model company for the 2008-2013 tariff period significantly understates the company’s VNR and VAD, as compared to using the most recent prices known at the time of the tariff review.
264. Sigla ignored the Expert Commission’s decision and purported to base its tariff study for the 2008-2013 period on 2006 reference prices.<sup>340</sup> This is illustrated by the following Figure, which reproduces a portion of Sigla’s underlying model. As can be seen from the column heading circled in red, the Sigla model identified these prices as 2006 Guatemalan prices.

---

<sup>338</sup> EC Report at pp. 32, 33 (C-246).

<sup>339</sup> EC Report at p. 33 (C-246).

<sup>340</sup> See Sigla Phase D Report at p. 1 (C-267); Sigla Phase G Report at p. 1 (C-267).

**Figure 5.** Sigla's purported use of 2006 reference prices

Familia	Subfamilia	Código	Descripción de Material	Unidad	NUEVO Precio Guatemala 2006 (US\$/Unidad)
Aisladores y Accesorios	Accesorios: Espigas O Pines	AXC02	ESPIGA CORTA DE CRUCETA PARA AISL	UND.	6.23
Aisladores y Accesorios	Accesorios: Espigas O Pines	AXC03	ESPIGA CORTA DE CRUCETA PARA AISL	UND.	6.97
Aisladores y Accesorios	Accesorios: Portales Y Sor	AXP20	PORTALINEA UNIPOLAR PARA AISLADOR	UND.	1.00
Aisladores y Accesorios	Accesorios: Portales Y Sor	AXP22	PORTALINEA UNIPOLAR PARA AISLADOR	UND.	1.59
Aisladores y Accesorios	Aislador Tipo Carrete	ACS01	AISLADOR CARRETE CLASE ANSI 53-1	UND.	0.51
Aisladores y Accesorios	Aislador Tipo Carrete	ACS02	AISLADOR CARRETE CLASE ANSI 53-2	UND.	0.65
Aisladores y Accesorios	Aislador Tipo PIN	APS02	AISLADOR PIN CLASE ANSI 55-5	UND.	9.78
Aisladores y Accesorios	Aislador Tipo PIN	APS03	AISLADOR PIN CLASE ANSI 56-2	UND.	8.97
Aisladores y Accesorios	Aislador Tipo Suspension	ASN02	AISLADOR SUSPENSION ANTINEBLA AN	UND.	42.84
Aisladores y Accesorios	Aislador Tipo Suspension	ASS02	AISLADOR SUSPENSION CLASE ANSI 52	UND.	18.78
Aisladores y Accesorios	Aislador Tipo Tensor	ATS01	AISLADOR TENSOR CLASE ANSI 54-1	UND.	1.18
Aisladores y Accesorios	Aislador Tipo Tensor	ATS02	AISLADOR TENSOR CLASE ANSI 54-2	UND.	1.39
Alumbrado Publico	Control De Encendido	LEC01	BASE PORTA CELULA FOTOELECTRICA	UND.	3.56
Alumbrado Publico	Control De Encendido	LEC05	CELULA FOTOELECTRICA, 1000 W, 220	UND.	6.67
Alumbrado Publico	Control De Encendido	LEC06	CONTACTOR ELECTROMAGNETICO TRIP	UND.	26.30
Alumbrado Publico	Control De Encendido	LEC07	CONTACTOR ELECTROMAGNETICO TRIP	UND.	61.61
Alumbrado Publico	Control De Encendido	LEC08	CONTACTOR ELECTROMAGNETICO TRIP	UND.	42.62
Conductores Cables y Acceso	Cables Subterranos, Con Ais	CCA10	CABLE NKY BIPOLAR DE 10 mm2; BAJA T	METRO	7.25
Conductores Cables y Acceso	Cables Subterranos, Con Ais	CCA11	CABLE NKY BIPOLAR DE 16 mm2; BAJA T	METRO	8.51
Conductores Cables y Acceso	Cables Subterranos, Con Ais	CCA12	CABLE NKY TRIPOLAR DE 20 mm2; BAJA	METRO	14.28
Conductores Cables y Acceso	Cables Subterranos, Con Ais	CCA13	CABLE NKY TRIPOLAR DE 25 mm2; BAJA	METRO	16.23
Conductores Cables y Acceso	Cables Subterranos, Con Ais	CCA14	CABLE NKY TRIPOLAR DE 50 mm2; BAJA	METRO	21.61
Conductores Cables y Acceso	Cables Subterranos, Con Ais	CCA15	CABLE NKY TRIPOLAR DE 95 mm2; BAJA	METRO	31.63
Conductores Cables y Acceso	Cables Subterranos, Con Ais	CCA16	CABLE NKY TRIPOLAR DE 150 mm2; BAJ	METRO	44.67

Source: Sigla model, file "Precios-Guatemala.xls," tab "Costo materiales" (C-589)

265. However, these figures do not reflect transactions that occurred in 2006 or transactions realised in Guatemala. First, as discussed in Sigla's Phase B Report, Sigla's prices are based not on transactions in Guatemala but on a database produced by the Peruvian regulator OSINERG-MIN and studies carried out by Sigla in Nicaragua, Panama, and Ecuador.<sup>341</sup> Indeed, out of the 1,166 prices listed in the Sigla model, only 26 (or 2.3% of the total) can be tracked to Guatemala.<sup>342</sup> Second, Sigla did not use actual 2006 prices, but instead used 2004 prices that it updated to 2006 by the Consumer Price Index (CPI).<sup>343</sup> However, because the prices of the commodities relevant to EEGSA, such as aluminium and copper, grew faster between 2004 and 2006 than the CPI, Sigla's purported 2006 prices are lower than actual 2006 prices, which further depresses Sigla's VNR and VAD.
266. Moreover, Sigla's methodology for calculating the model prices does not comply with either the EC Report or with the Terms of Reference. In particular, as detailed in the EC Report, Article 3.3 of the Terms of Reference provided that the model prices must be established as the lowest of at least two international prices and one local price, and the Expert Commission ruled that Bates White

<sup>341</sup> See Sigla Phase B Report at p. 6 in Spanish original (C-267).

<sup>342</sup> See Sigla model, folder "EEGSA Archivos de Soporte Jul08," subfolder "EEGSA Etapa B - Precios de Referencia," file "Precios Guatemala.xls", tab "Costo Materiales" (C-589).

<sup>343</sup> See Sigla Phase B Report at p. 6 in Spanish original (C-267).

must supplement its study with international prices and use the lowest price.<sup>344</sup> As explained above in connection with discrepancy B.1.a, Bates White complied with that decision.

267. In contrast, Sigla in many instances used three international reference prices instead of two international prices and one local price;<sup>345</sup> and it used an average of the prices rather than the lowest price.<sup>346</sup>
268. The unreasonableness of Sigla's approach is underscored by the fact that Mr. Damonte in his purported recalculation of the 5 May 2008 Bates White study adopted a different approach to reference prices than that used by Sigla, as discussed above in Section 3.
269. We conclude that as regards reference prices, the Sigla study does not comply with the Terms of Reference or the Expert Commission's decision regarding reference prices, and that Sigla's approach results in a significant understatement of EEGSA's VNR and VAD.

### Sigla used an incorrect methodology for determining demand density

270. As noted above in connection with discrepancy A, the Expert Commission rejected all of the CNEE's objections regarding Bates White Stage A Report concerning the demand study.<sup>347</sup> Among the rejected objections was an objection that Bates White should not use uniform squares of 400 x 400 metres to model the service area and instead should follow Article 2.4 of the Terms of Reference, which provided that the distribution area be divided into squares of 400 x 400 metres for high density zones, 200 x 200 metres for medium density zones, 100 x 100 metres for low density zones, and 50 x 50 metres for peripheral zones.<sup>348</sup> The Expert Commission agreed with Bates White that the methodology set forth in the Terms of Reference would underestimate the model company's assets.
271. Sigla did not comply with the Expert Commission's ruling. Neither did it follow the Terms of Reference in this regard. The Sigla study thus uses neither the 400 x 400 metres squares approved by the Expert Commission nor the variable-size squares methodology set forth in the Terms of Reference. Instead, Sigla used

---

<sup>344</sup> EC Report at pp. 29-31 (C-246).

<sup>345</sup> See Sigla model, folder "EEGSA Archivos de Soporte Jul08," subfolder "EEGSA Etapa B - Precios de Referencia," file "Precios Guatemala.xls," tab "Costo Materiales," columns AF to AH (C-589).

<sup>346</sup> See Sigla model, folder "EEGSA Archivos de Soporte Jul08," subfolder "EEGSA Etapa B - Precios de Referencia," file "Precios Guatemala.xls," tab "Costo Materiales," column G (C-589).

<sup>347</sup> EC Report at pp. 16-28 (C-246).

<sup>348</sup> EC Report at p. 20 (C-246).

uniform squares of 100 x 100 metres.<sup>349</sup> Using these smaller squares results in the elimination of squares without transformers from the model, as the model does not recognise the interdependency of adjacent blocks, leading to a significant underestimation of the infrastructure needed, and a lower VNR and VAD.

272. The unreasonableness of Sigla's approach is underscored by the fact that Mr. Damonte in his purported recalculation of the 5 May 2008 Bates White model uses squares of 400 x 400 metres.<sup>350</sup>

### Sigla's configuration of the model network violates technical standards and relies on unreasonable assumptions about the model company's assets

273. As discussed above in connection with discrepancy C.3.c, as required by the Expert Commission, Bates White considered locating transformers with four outputs near the corners of intersections, but determined that locating the transformer poles directly on the corner would present a hazard and violate the Guatemalan Technical Norms of Design and Operation of Distribution Facilities (known as "NTDOID"), and that alternative configurations using a transformer near the corner were more costly than the configuration that Bates White used. As we explained, Bates White complied with the Expert Commission's decision.
274. In contrast, Sigla's model is based on a configuration with the transformer pole situated directly on the corner.<sup>351</sup> This configuration enables Sigla to use four outputs per transformer and results in a lower overall cost than the Bates White model. However, as explained above, this configuration presents a hazard and violates the Guatemalan technical norms known as NTDOID. Thus, from an engineering perspective, Sigla's use of transformers with four outputs situated directly on the corners of intersections is unjustified.
275. In addition, similar to Mr. Damonte, Sigla assumes that the model company would only require approximately 48% of the urban transformers used by the actual company.<sup>352</sup> As with Mr. Damonte, this assumption is so far removed

<sup>349</sup> See Sigla Phase A Report at p. 51 in Spanish original (C-267).

<sup>350</sup> This is apparent from the fact that Mr. Damonte did not modify any files from the 5 May 2008 Bates White's model for Stage A.

<sup>351</sup> In particular, in Sigla's Stage C report, Sigla presented the four different configuration options, all using transformers located directly on corners; the Sigla appendix "*Apéndice Redes Urbanas: Modelo de Red de Distribución Urbana Óptima: Corridos y Resultados*" shows that Sigla selects transformers with four exits on the corner. See Sigla Report dated 28 July 2008 (C-267).

<sup>352</sup> See Sigla model, folder "EEGSA Archivos de Soporte Jul08," subfolder "EEGSA Etapa C - Optimización Red Distribuidor," file "VNR Redes Urbanas EEGSA.xls," tab "VNR Redes Urbanas," cells C11 +C12 (C-589).

## The low value of Sigla's VNR and VAD

from the actual network as to make it unreliable and unjustified from an engineering perspective.

### The Sigla study contains some of the same features that according to the CNEE made the Bates White studies inadmissible

276. By Resolution No. CNEE-96-2008, the CNEE declared the Bates White 5 May 2008 study inadmissible on the grounds that, among other things, the study allegedly suffered from a “*lack of traceability of such models, given that, among other things, it includes unjustified criteria, values without their respective calculation memoir, adjustment factors without justification, among others.*”<sup>353</sup> Similarly, by Resolution No. 63-2008, the CNEE declared inadmissible the March 31, 2008 Bates White study, on the grounds that, among other things, the study presented models that “*1) are not traceable (every table of results must be verifiable by tracking each step[]); 2) they are not related to each other; 3) they present values that should not be fixed but rather result from a formula [;] and 4) they do not allow sensitivities (automatically change results by varying one entry datum) which is the idea behind a Model.*”<sup>354</sup> As explained above, Bates White revised its study to comport with the Expert Commission’s ruling on Discrepancy No. 1, which arose out of these comments.
277. Based on our analysis, the Sigla study contains many of the same alleged issues that, according to the CNEE, rendered the Bates White studies inadmissible. Examples include the following:
- Many links between formulas and spreadsheets in the Sigla model appear broken, with the consequence that changes in one spreadsheet are not automatically carried over into subsequent files.<sup>355</sup>
  - Many calculations include elements and adjustment factors that are unexplained and are not traceable.<sup>356</sup>

---

<sup>353</sup> Resolution No. CNEE-96-2008 at p. 3 (C-209).

<sup>354</sup> Resolution No. CNEE-63-2008 at p. 3 (C-193).

<sup>355</sup> For example, we found the following issues with Sigla’s file “VNR-Total-EEGSA.xls,” which calculates the VNR. First, the calculation contains a link to the file “Modelo-Urbano-Guatemala-EEGSA.xls,” which in turn contains links to the file “Costos2006-Urbano VF.xls.” However, these links do not work because they point to the original location of the two files on Sigla’s computer, rather than the file location on the user’s computer. The same problem affects a large number of other links in Sigla’s model. Second, in the foregoing example, one can fix this problem by relinking the spreadsheet to the proper location of the two files on the user’s computer. However, this results in a dead end because the file “Costos2006-Rural VF.xls” is linked to the file “Modelo Urbano Fase Final 2004.xls,” which is missing from Sigla’s model. The problem with missing linked files affects a number of links in Sigla’s model. In sum, changes to the Sigla model do not automatically carry through the entire model. *See* Sigla model, folder “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subfolder “EEGSA Etapa C - Optimización Red Distribuidor,” files “VNR Total EEGSA.xls,” “Modelo Urbano Guatemala EEGSA.xls,” “Costos2006 Urbano VF.xls,” “Modelo Urbano Guatemala EEGSA.xls” (C-589).



- The model contains various pasted or typed in values rather than formulas.<sup>357</sup>
- Some formulas in the model are incorrect.<sup>358</sup>
- Many rows, columns and individual cells in the model lack a descriptive label that would indicate what they represent.

278. We note in this connection that Mr. Colom stated in his witness statement that the CNEE “*thoroughly understood the Sigla study, not least because its preparation had lasted seven months, during which time we had been in close contact with the consulting firm.*”<sup>359</sup> Given that the CNEE accepted the Sigla study notwithstanding that it contained many of the same alleged issues that the CNEE found unacceptable with respect to the Bates White study, we conclude that had the CNEE acted as a regulator in good faith, its alleged concerns about these matters could have been resolved through interactions with Bates White.

---

<sup>356</sup> For example, in the folder “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subfolder “EEGSA Etapa F - Costos de Explotación,” file “Modelo EM CyR EEGSA 2006.xls,” tab “Resultados,” cells D34 and D37, the connection and interconnection costs of BTS-BTSS are provided as pasted values and their origin could not be traced or explained. As another example, in the folder “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subfolder “EEGSA Etapa A - Demanda,” file “Análisis-y-Proyección-EEGSA-FINAL.xls,” tab “x Categoría,” cells D105 to D112 contain pasted values, the origin of which could not be identified. Similarly, in the folder “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subfolder “EEGSA Etapa F - Costos de Explotación,” file “Modelo-EM-Estructura-EEGSA-2006.xls,” tab “Inputs generales,” cell 17, the calculation of the monthly costs of maintenance and cleaning uses the formula Cell F17 =  $(30 * \$F13 + 12) / 12$ . The adjustment factors of 30 and 12 in this formula and the adjustment factor in cell F13 are unexplained and not traceable. See Sigla model (C-589).

<sup>357</sup> For example, in the folder “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subfolder “EEGSA Etapa F - Costos de Explotación,” file “Modelo EM Estructura EEGSA 2006.xls,” tab “Inputs generales,” cells I32 to S50, there is a table calculating the annual cost for various vehicles based on several parameters, such as maintenance costs, fuel costs, useful life, etc. These values are pasted into the spreadsheet, notwithstanding that they also can be found in the Stage B spreadsheets. See Sigla model (C-589).


<sup>358</sup> For example, in the folder “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subfolder “EEGSA Etapa A - Demanda,” the file “Análisis y Proyección-EEGSA-FINAL.xls” purports to calculate the growth rate for the individual sectors for the years 2006-2013, but the formulas are set up incorrectly and instead calculate the growth rate for the years 2013-2018. As another example, in the subfolder “EEGSA Etapa A - Demanda,” file “Proyeccion Demanda Zona Rural.xls,” tab “Resumen,” cells I13, I24, I35, H6, H13, H17, H24, H28, and H35 fail to implement the correct formula for the relationship between vertical and horizontal demand growth rates (which can be expressed as  $1+t = (1+tv)(1+th)$ , where (t) is overall demand growth rate, (tv) vertical growth rate and (th) horizontal growth rate). As a consequence, for high demand scenarios, for example, the correct horizontal growth rate should be 2.62% instead of the 3.10% incorrectly used in Sigla’s model. See Sigla model (C-589).

<sup>359</sup> Colom ¶ 150 (RWS-1) (emphasis added).

May 24, 2012

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Fernando Barrera", written over a horizontal line.

Dr. Fernando Barrera

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Carlos Fernando Barrientos", written over a horizontal line.

Carlos Fernando Barrientos

<b>NAME:</b>	<b>DR FERNANDO BARRERA</b>
Profession:	Economist
Position:	Associate Director
Date of Birth:	1 <sup>st</sup> August 1964
Nationality:	Colombian



Dr Fernando Barrera is a senior member in Frontier's energy practice and leads Frontier's consulting work in the energy and regulation fields in Iberia and Latin America. Fernando is an expert in the electricity and gas industries in matters of regulation and competition and accumulates more than fifteen years' experience advising companies, regulators, investors, tribunals and multilateral agencies.

Fernando combines academic, consulting and regulatory experience. He has carried out research and teaching activities in Oxford and in Colombia, has been an economic consultant for more than 10 years in the UK and Spain, and has acted as an energy regulator in Colombia. He holds a PhD from Oxford University, an MA in Economics from Sussex University and a Diploma in Development Studies from Cambridge University.

His direct experience of the liberalisation of energy markets includes the UK, Brazil, Italy, Portugal, Colombia and Spain and an important part of his expertise is the regulation of the electricity distribution business. Fernando has been involved in the regulation of the industry in the UK, Italy, Portugal, Spain, Brazil, and Colombia.

## Key Experience

### Regulated Activities

- **TECO Guatemala Holdings before the International Center for the Settlement of Investment Disputes.** Expert report on the application of the decisions of the Expert Commission concerning discrepancies between the Guatemalan energy regulator CNEE and the distribution company of Guatemala City, EEGSA.
- **AXA Infrastructure Partners, Spain.** Completed regulatory due diligence analysis of the sale of Endesa's gas transmission and distribution assets in Spain.
- **Morgan Stanley Infrastructure Fund, Spain.** Completed regulatory due diligence analysis of the sale of Gas Natural's network assets in the Madrid region (GEM). These assets were put up for sale as part of the competitive remedies imposed by the Spanish competition commission (CNC) following the merger of Unión Fenosa and Gas Natural. Advised the winning bidders Morgan Stanley Infrastructure Fund in regulatory matters arising from the sale of these assets.
- **Iberdrola, Spain** - Development and application of a marginal cost methodology to set distribution charges in Spain. The project included the calculation of distribution, transmission costs and methodologies for all the elements of the network.
- **Iberdrola, Spain** - Proposal to allocate non-marginal non-avoidable costs of the Spanish power sector (CTC payments, nuclear moratorium, etc) to consumers. Theoretical and empirical application of the Diamond- Mirlees rule.
- **Iberdrola, Spain** – Proposal for the remuneration of distribution activities in Spain submitted to the Energy regulator. Design of a revenue formula.
- **Iberdrola, Spain** – Analysis of the proposals presented by the electricity regulator ANEEL for the regulation of electricity distribution in Brazil.
- **ENEL Spa, Italy** – Review of methodologies to benchmark electricity distribution costs and their sound application. Analysis of the methods applied by Ofgem in the UK, DTe in the Netherlands, the ESC in Victoria (Australia), and NVE in Norway.
- **ENEL Spa, Italy** – Design of the regulatory framework for the metering activity. Analysis of the current methods for the regulation of the metering activity in the UK, Australia and Norway.

- **Electricidade do Portugal, Portugal** – Support for the 2004 distribution price review. Benchmarking, design of the revenue formula, regulatory design, regulatory processes.
- **Electricidade do Portugal, Portugal** –Support for the 2005 distribution price review. Benchmarking, design of the revenue formula, regulatory design, regulatory processes.
- **ENEL Spa, Italy** – Analysis of the issues and risks that may arise from the large deployment of intelligent metering in a de-regulated energy industry.
- **ENEL Spa, Italy** – International comparative analysis of the remuneration methods and tariff design of electricity transmission. Countries analysed: the UK, Holland, Sweden, Spain, and Norway. Emphasis on the issues that arise on the proper use of incentives for expansion investment.
- **ENEL Spa, Italy** – Analysis of the regulation of electricity product and service quality. Countries analysed: Portugal, UK, and Norway. Discussion on incentives and analysis of the proposals presented by the Italian regulator.
- **ENEL Spa, Italy** – Support in the consultation process for the new regulation of distribution networks.
- **Ofgem, UK** – Top-Down determination of the efficiency factor in the tariff formula of the gas transportation company Transco.
- **ASOCODIS, Colombia** – Study on the determination of the Regulatory Asset Base for the revenue requirement of the Colombian power distribution companies. Submitted to the Colombian regulator as a proposal for the 2008-2102 price review.
- **Empresas Públicas de Medellín, Colombia** – Critical review of the Colombian regulator’s proposals for the regulation of quality, aggregation of distribution areas, and losses as part of the 2008-2012 price review.

### **Retail Market**

- **Iberdrola, Spain** – Design of rules for efficient retail market competition in electricity. Processes of registration change of supplier, settlement, etc.
- **CREG, Colombian Energy Regulator** – Study on the costs and benefits of introducing retail competition and alternative ways to introduce it.
- **ACOLGEN, Colombian Association of Generating Companies.** Analysis of Peter Cramton’s proposals (presented to the regulator) for the introduction of auctions for energy procurement for regulated customers.

## Wholesale Energy Market

- **ACOLGEN, Colombian Association of Generation Companies.** Analysis of the events leading to the market intervention of the El Niño phenomenon of 2009-10. Quantitative analysis of performance in the Colombian wholesale market and proposals to avoid future market interventions. Project presented to government authorities and stakeholders at a meeting on March 1, 2011.
- **Ministerio de Minas y Energía, Colombia.** Advising the ministry on the long term outlook and reforms of the Colombian gas market. Development of a strategy to solve the problems of the sector and preparation of an energy policy document. Many of the proposals made have been issued as a presidential decree law.
- **Iberdrola, Spain** – Analysis of the revitalisation measures of the Brazilian government concerning electricity market reform after the energy crisis, and how they affected the interests of Iberdrola's investments in Brazil.
- **Endesa, Italia** – Analysis of the regulator's proposal for a transition wholesale market.
- **Energy Intensive Users Group, UK** – Study of possible improvements to the UK New Electricity Trading Arrangements.
- **Termoflores versus ChevronTexaco Petroleum Company and Ecopetrol** – Arbitration Tribunal for the dispute between these companies. Expert witness appointed by the Tribunal on the matter of the renegotiation of the supply contract between the gas producing companies and the thermal plant. Calculation of a discount for take or pay contracts.
- **Termocandelaria, Colombia (an AES company)** – Expert report and testimony on the price to be applied to a take or pay contract. Dispute with upstream gas supplier.
- **Energias do Portugal, Portugal** – Calculation of the cost of capital of the production arm of the company for the remuneration of the PPAs.
- **Energias do Portugal, Portugal** – Calculation of the technical progress adjusted rate of return of the production arm of the company.
- **Confidential client, Spain** – Support on the application of a price review clause in an LNG supply contract.
- **Gas Natural SDG, Spain** – Analysis of the rationale behind the vertical separation policies in growing gas markets with a special application to the Colombian market.

- **Gas Natural ESP, Colombia** – Proposals to the Colombian regulator with regard to trading arrangements for gas transmission expansion.
- **Colinversiones, Colombia** – Analysis of the Colombian regulator’s proposals to introduce measures to improve the firmness of gas contracts and the role of the secondary market in the creation of a spot gas market.
- **Colinversiones, Colombia** – Analysis of the Colombian regulator’s proposals to introduce auctions for gas supply.

### Capacity remuneration

- **Thermal generating companies, Colombia.** Advice on the design of the reliability charge including the products for sale in the auctions finally adopted. Statement of the reasons why energy, and not merely power, had to be the product for sale in the auctions. Proposals presented with a great deal of success to all the members of the Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia
- **Asociación Colombiana de Generadores ACOGEN, Colombia.** Design of a tool to remunerate reliability in Colombia through auctions. The only independent member of a 4 member commission to come up with the design of the charge, the other members of the commission were two representatives of the hydro generators and a third representative of a thermal generator company. Reached consensus on a subject that has traditionally split the industry and presented it to the Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia.
- **Compañía colombiana de inversiones Colinversiones.** Analysis of the auction results of the May 2008 reliability auctions. Analysis of the primary and GPPS auctions and improvements to their designs.
- **RWE, Germany.** Analysis of the international experience in capacity markets and the appropriateness of introducing a capacity market “reliability option” in Germany. Report complemented with the proposal made by Peter Cramton and Axel Ockenfels.
- **Acciona, Spain.** Design of a capacity remuneration mechanism in the presence of intermittent generation and feed in tariffs for renewables.
- **Iberdrola, Spain** – Analysis of the proper capacity payment mechanism for the Spanish market.
- **Endesa, Italia** – Analysis of the options for capacity remuneration in Italy.
- **Group of Thermal Generators, Colombia** – The group that comprises the nine private IPPs that have invested in generation in the last 10 years, hired

Fernando to analyse and model the regulator's proposal for an adequacy remuneration scheme.

- **Colinversiones & TermoCandelaria, Colombia** – Analysis of the Colombian generation reliability auctions. Modelling of the Colombian hydrothermal market and analysis of auction rules and product design.

## Energy auctions

- **Comisión Nacional de Energía de España (CNE), Spain** – Management of auction of bilateral energy contracts “subastas CESUR”. Set up of the auction for sale of contracts for the supply of default service customers for a value of 6.5 GW of power. Designed the contracts to hedge risk of distribution companies in a liberalised market.
- **Gas Natural Corporativo, Spain.** Advice on possible modifications to the CESUR auctions. Development of a calendar of products and dates to reach the stated objective of buying load following products.
- **Iberdrola, Spain.** Development of VPP auctions. Advise to Iberdrola on the products to sell, the possible auction rules for the VP auctions imposed on the company together with Endesa. This involved analysing the sources of risk for Iberdrola/endesa and for possible participants in the auction to design a product contract that would maximize interest in the auction.
- **Gas Natural Corporativo, Spain.** Advise on changes to the VPP auctions finally implemented in Spain faced with the possible inclusion of the merged company Gas Natural – Unión Fenosa in the Group of companies forced to sell capacity in these auctions.
- **Iberdrola, Ireland (2006).** Renewable energy auctions in Ireland. Identification of the failure of the auctions and in special the optimal design of appropriate guarantees to ensure auction winners complied with the auction results.

## Environmental Economics

- **Fundación Ciudad de la Energía, Ciuden, España.** Preparation of a business plan of the Compostilla integrated CCS Project (OXYCFB300) and preparation of the application for NER300 funds.
- **Fundación Ciudad de la Energía, Ciuden, España.** Analysis of the prospects for Carbon Storage and Sequestration in the plant of Compostilla in León. Cash flow analysis of the integrated project: power generation, carbon capture using Oxyfuel and fluidised bed technology and storage in a saline aquifer. The project required developing a power model for Europe to come up with prices for energy and the CO2 emission rights.



- **Fundación Ciudad de la Energía, Ciuden, España.** Analysis of efficient regulatory support programmes for CCS.
- **Charterhouse Capital Partners, Spain.** Duda diligence of the sale of Unión Fenosa's renewable assets.
- **Iberdrola, Spain** – Review of international experience with market-based environmental controls. Countries studied: US, UK and Denmark.
- **Iberdrola, Spain** – Study on the sector effects of the introduction of tradable emission permits. Emphasis on the differences of the electricity sector with respect to the other sectors included in the European Directive.
- **Iberdrola, Spain** – Proposal for fiscal instruments aimed at extracting windfall gains arising from the implementation of the European Directive on CO2 permits.
- **Iberdrola, Spain** – White paper on the effects of generators bidding their emission permits at opportunity cost.
- **Iberdrola, Spain** – Design of non-distorsionary windfall profits taxes following the National Allocation Plans.

### **Institutional Design**

- **Iberdrola, Spain** – Design and drafting of a bill of transparent regulatory processes with a view to their possible introduction in Spain. Emphasis on the processes and the shifting of the burden of proof.
- **Government of Colombia** – Institutional design of the Colombian Commission for Transport Regulation. Design of the Agency, its constitution, its powers, composition, and the processes that it should follow in reviewing tariffs in concession contracts and issuing regulations.
- **ENEL Spa, Italy** – Analysis of the governance options for Transmission System Operators.
- **Electricidade do Portugal, Portugal** – Benchmarking of independent energy regulators with special emphasis on the behaviour of the regulator and, in particular, the Portuguese regulator ERSE.

### **Corporate Analysis**

- **Alpiq, Switzerland.** Analysis of the corporate strategy of the company in Spain and the Netherlands and development of initiatives to improve performance and detection of opportunities.

- **Iberdrola, Spain** – Analysis of the methodology and results of the risk assessment and risk management function in an integrated multi-sector utility with international interests.
- **Iberdrola, Spain** – Due diligence analysis of the Scottish Power transaction. Centred on regulatory analysis.

### Competition Policy Analysis

- **CEPSA/Spanish competition commission.** Independent Trustee in the process of sale of Cepsa's petrol stations undertaken as a commitment to end restrictive practices in the petrol retailing sector in Spain.
- **Confidential client, Spain** – Preparation of an expert report on the likelihood of a breach of the Spanish Competition Act by a power generator. Evidence submitted to the Competition Tribunal in Spain.
- **Iberdrola, Spain.** Assessment of the competitive effects of the merger between Gas Natural and Endesa.

### CAREER

2007 to date	Associate Director, Frontier Economics Ltd
2002 - 2007	Associate Director, National Economic Research Associates
2001 - 2002	Senior Consultant, European Economic Research Ltd, London
1999 - 2001	Energy regulator, Colombia's Energy Regulation Commission
1997-1999	Lecturer/Researcher, Universidad de los Andes/ CEDE, Bogotá.
1994-1997	Research Fellow, Oxford Institute for Energy Studies
1993-1995	Tutor, Manchester College, Oxford University
1989-1990	Import Policy Advisor, Colombia's Ministry of Foreign Trade

### EDUCATION

1994	PhD in Economics, Oxford University, St. Catherine's College
1989	MSc. Economics, Sussex University
1988	Diploma in Development Studies, Cambridge University

## RECENT PUBLICATIONS

- Publications in Energy Trader, Oxford Energy Forum, and Global Utilities.
- (2010) “Fallas de mercado del mercado de gas natural en Colombia” *Boletín del Observatorio Colombiano de Energía*, forthcoming.
- (2009) “La exención al acceso de terceros a la red: los casos del gas y las telecomunicaciones”, *Anuario de la Competencia del 2009*.
- (2008) “Integración Vertical en Industrias de Red”, *Revista del Derecho de las Telecomunicaciones, Transportes e Infraestructuras*, 2008
- (2007) “The Assessment of Market Power in Europe’s Power Markets” in Voll and King (eds) *The Line in the Sand: The Shifting Boundary between Markets and Regulation in Network Industries*, NY, 2007.
- “Security of Supply: What Role can Capacity Markets Play?” Energy Symposium on European Electricity Markets organized by the Dutch Economic Ministry, The Hague, September 2003.

## RECENT PRESENTATIONS

- “Capacity Markets: Will the re-regulation by European governments ensure a cost-efficient, continuous electricity supply given the boundary conditions of climate change policy?” International Power Summit, 2012. Madrid, Spain.
- “Introducing competition without divestiture: Options for Greece”, presented at the annual energy conference of IENE, the Institute for Energy in South East Europe. Athens, November 2010.
- “The Performance of the Colombian energy Market under el Niño Stress”. Presentation organized by the Colombian Association of Generation Companies for government institutions and stakeholders.
- “Diseños de mercados mayoristas: Nuevas tendencias e implicaciones para Colombia”, Presented in Oct. 2010 at the 3rd meeting of the Colombian Generator’s Association.
- “Incentivos para la financiación del transporte” (Incentives for transmission funding) Presented at the Spanish Association for Energy Economics Annual Meeting, Madrid, June 28, 2010.

- “La Expansión en generación: Nuevas y viejas distorsiones, y propuestas” (Funding Generation Expansion through the Reliability Mechanism), Annual Congress of the Colombian Wholesale Market: *15 years of the Market Opening*, Santa Marta octubre 2009.
- “Implications of Spain’s SoLR auctions for the design of Colombia’s Distribution auctions”. First Generation Stakeholder Meeting organized by ACOLGEN, Bogotá, February 28, 2008.
- “La Subasta CESUR y el nuevo modelo español de mercado” Primeras Jornadas de Generación organizadas por ACOLGEN, Bogotá, febrero 28 de 2008
- Bidders sessions CESUR auctions.
- “The New Trading Arrangements in England and Wales”, Club Español de la Energía, Marzo 2003.
- “Security of Supply: What Role can Capacity Markets Play?”, Presentation and article presented at the Energy Symposium on European Electricity Markets organized by the Dutch Economic Ministry, The Hague, September 2003.
- “Propuesta sobre Cargo de Confiabilidad”, Foro sobre la propuesta del regulador, enero 24 de 2005, Bogotá, Colombia.
- “Aspectos Claves de la Competencia Minorista”, Seminario Consejo Asesor de Comercialización, junio 28 y 29 de 2005 en Bogotá.
- “Uso y Abuso del Benchmarking”, VII Seminario Internacional sobre Análisis y Mercados Energéticos, Universidad de los Andes, Bogotá, Oct. 2005-12-06
- “Avances en Comercialización” Seminario Internacional del Consejo Nacional de Operación y el Consejo Asesor de la Comercialización, 10 años del Mercado Mayorista.
- “Comercialización: la necesidad de mejor regulación”; ANDESCO: VIII Congreso de Servicios Públicos Domiciliarios “La Excelencia en el Servicio”, Cartagena de Indias.
- “La forma de un buen proceso regulatorio: aplicación al proceso regulatorio de 2008” Presentado en las V Jornada Técnica de Distribución Eléctrica de Asocodis en Bogotá, diciembre de 2008.
- “El modelo minorista y el MOR” Presentado en las V Jornada Técnica de Distribución Eléctrica de Asocodis en Bogotá, diciembre de 2008

- “Tendencias en competencia minorista”, Presentación a la 5ª Jornada de Comercialización de Energía Eléctrica organizada por el Comité Asesor de la Comercialización, Bogotá 25 de septiembre de 2009.
- “Análisis de concentraciones en generación” Presentación a la Tercera Jornada Jurídica del Sector Eléctrico organizada por Acolgén, Bogotá, 24 de septiembre de 2009

<b>NAME:</b>	<b>CARLOS FERNANDO BARRIENTOS IRIARTE</b>
Profession:	Electrical Engineer
Position:	Independent Consultant
Date of Birth:	1950
Nationality:	Colombian

Carlos Fernando Barrientos is an electrical engineer with more than 36-years' experience, 25 as an independent consultant. His main work areas are transmission line design at 500 kV, 230 kV and 115 kV, power planning in transmission and distribution systems and in the last years in the application of the electricity regulatory framework.

As Advisor to the Energy and Gas Regulation Commission, CREG, Carlos Fernando has experience in the development of methodologies for the calculation of user charges of the Regional Transmission System - STR and Local Distribution Systems -SDL in the regulatory periods: 1994-1997, 1998-2002 and 2003-2008. He has also developed the methodology for the calculation of the charges of the National Transmission System - STN – that has been unmodified since the year 2000. He has also advised network operators in tariff reviews in financial and electrical matters, for example, in the creation of databases for the constructive units of the national, regional and local electricity networks (STN, STR and SDL).

## **KEY EXPERIENCE**

### **Energy**

Consultancy projects

- Advisor to Puerto Industrial Aguadulce -SPIA (October 2011 – May 2012). Regulatory and financial advice on the 115 kV Connection Contract (8MVA) between SPIA and Empresa del Pacífico S.A. – EPSA.
- Planning Study of the electrical system of the Empresa de Energía de Cundinamarca EEC (September 2011 – To date). Adviser to GERS Engineering firm on the 115 kV and 34.5 kV system planning, period 2013-2021 of the EEC's subsystem.
- Advisor to Drummond LTD (May 2010 – to date). Analysis of Pribbenow's mine electrical Connection (Cesar's region) to the Colombian integrated

system STN (120 MW) and to the export port (Magdalena's region) to the STN (50 MW) on regulatory issues and connection studies.

- Reactive Power study for Enertolima (May – July 2011). Analysis of the reactive power exchanges with the Regional Transmission System and the underlying causes in order to implement corrective measures in the electrical system and a proposal for the regulatory framework.
- Compilation of the Electrical Regulations. Advice to the Avance Jurídico firm, Casa Editorial LTDA. in updating the compilation of the general rules of the Colombian electricity sector enacted by the Energy and Gas National Regulatory Commission (November 2006 – August 2007); (March 2010 – April 2010); (October 2010 – December 2010)
- Petroeléctrica de los Llanos. Preparation of qualification documents for the selection of the contractor for the construction of the 230 kV lines of 250 km between Chivor substation and the oil field Rubiales and in the Connection Agreement. October 2010 – December 2010
- Advice to the Colombian Distributors Association in relation with the Connection charges to the STN. Advice conducted during March – May 2009
- Advice to the Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (Bogotá's water and sewage company) in the process of purchasing power for its non-regulated market. Advised during period September 2008 – May 2009, conducted through SOMARVI S.A.
- Agua Fresca plant Connection Contract owned by Agua de la Cabaña with the EEPPM. Advice conducted during April – December 2007.
- Advice to the Colombian Distributors Association in relation with the Distribution charges for the Regional Transmission and Local Distribution systems. Advice conducted during July 2007 – February 2008.
- Expert's report to the Electrificadora de Santander on the power purchase contract with Morro S.A. February – October 2006.
- Optimal siting of structures for 3 line projects of 110 kV and 29 line projects at 34.5 kV in Electricaribe and Electrocosta. Advice given to Consultores Unidos February – April 2007.

- Empresa de Acueducto de Bogotá. Advisor to the water utility of the city of Bogotá regarding the connection of a 12 MVA generator to the distribution system of Codensa (local operator)
- Arbitration tribunal, Colombian chamber of Commerce. Expert witness report in the process between two power utilities: TRANSELCA – ELECTRICARIBE, related to connection charges
- Enelar. For Enelar a public power company, Expert witness report regarding network use charges of EDEQ, the regional distribution utility.
- World Bank (2001) Issues and options paper on the Colombian Power Sector, a Market Profile, and data collection on the Colombian power system (power generation, network elements, financial index, etc.)
- Transmission charge calculations for SET (Sociedad Energética del Tolima) (1995)
- Advisor to Electrificadora del Tolima in the process of buying energy in the Wholesale Power Pool and Spot Market (1995)
- Development of tariff models for the supply business of ISA (Interconexión Eléctrica S.A) (1995)
- Power system analysis for connecting the town of Cravo Norte to the 34.5kV grid of Arauca territory – Enelar (1993)
- Voltage normalization study in the Colombian Power System, conducted for ISA (Interconexión Eléctrica S.A). (1992)
- Participation in the design of the Pasto – Mocoa –230 kV Transmission Line as advisor to Consultores Unidos Ltda.-(1992)
- Tower spotting of the Tame – Puerto Rondón 34.5 kV line – as advisor of Consultores Unidos (1991)
- Loss study in the distribution system for the Electrificadora del Cesar utility as advisor to Consultores Unidos Ltda.- (1991)
- Conductor normalization study for distribution lines in the EEPPM (Empresas Públicas de Medellín ) grid as advisor to Salgado Meléndez- (1990)



- Power system planning of the 13.2 kV network and establishment of planning criteria for EMCALI (Empresas Municipales de la ciudad de Cali) as adviser of Sistecom Ltda.- (1989)
- Tower spotting of the second 500 kV transmission line that interconnects the Atlantic coast with the central network of the country (San Carlos-Sabanalarga line) as advisor to Salgado Meléndez Ltda.- (1987)

## CAREER

- From 1994 – 2003
- Advisor to the National Regulatory Commission (Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG)**
- Analysis of distribution charges of regional and local networks, submitted by utilities for approval in the 2003-2007 regulatory period. (2003)
  - Development of the methodology to be applied in the 2003-2007 period for distribution charges. (2001 - 2002)
  - Development of a framework for the management of reactive power in the Colombian power sector, based on studies conducted by the Brattle Group. Supervision as CREG counterpart of the Brattle Group study on this issue. (2001 – 2002)
  - Supervision as CREG counterpart of a study related to quality of electricity service in distribution systems, and development of the quality control framework. (1999 - 2000)
  - Development of a new framework for the expansion of the National Transmission System at 230 kV and 500 kV, and regulation of reported assets and unit costs. (1998-2001)
  - Development of the framework for quality standards in the National Transmission System (1999-2000)
  - Development of the Distribution Code (1997 – 1998)
  - Development of the methodology to be applied in the 1998-2003 period for distribution charges. Analysis of distribution charge studies of Regional or Local networks submitted by utilities to CREG, for charge approval (1997)
  - Development of the methodology and framework related to small generation plant and self-generators (1996-1998)
  - Development of the framework related to procedures for new connections to the transmission and distribution systems (1996)
  - Development of the initial regulatory framework related to power

transmission and distribution (1994)

From  
1992  
-  
1993

**Advisor to the National Tariff Commission (Junta Nacional de Tarifas)**

- Transmission charge calculations for Proeléctrica S.A., a generator in the Atlantic coast, for use of the regional network of “Electrificadora de Bolívar”.
- Transmission charge calculations for EMCALI, a distribution utility to enable the use of the 230 kV and 115 kV grid of EPSA
- Transmission charge calculations for King Rach, a potential new generator on the Colombian Atlantic coast for use of the network of “Electrificadora del Atlantico” a regional distribution utility.
- Inventory of assets between 34.5 kV and 115 kV in all Colombian power utilities for establishing distribution charges

From  
1974  
-  
1987

**Design engineer at Consultores Unidos Ltda.**

- Participation in the design of 230kV Transmission Lines
  - Sabanalarga – Fundación – Valledupar (1974)
  - Termoguajira- Santa Marta- Fundación (1977)
  - Chivor - Torca II (1978)
  - Bogotá ring: La Guaca-Paraiso-Sur-Tunal-Circo- Torca (1980)
  - San Carlos – Bogota (1981)
  - Bucaramanga - Ocaña – Cúcuta (1986)
  - La Mesa - Mirolindo (normalized towers) (1987)
- Participation in the design of 110kV Transmission Lines
  - Design of urban lines for interconnecting the new “Nueva Barranquilla” substation to the local grid (1982)
  - 110 kV lines in the Guajira region: Cuestecitas – Riohacha and Cuestecitas –Maicao (1984)
  - Copey - El Paso- El Banco (1886)
- National Energy Sector Study– National Planning Dept. (1975) Software development (Calculation of electrical parameters of aerial transmission lines)
- Power system planning studies
  - Planning of the 13.2kV subtransmission network of the Cauca

department; Cedelca (1974)

- Analysis of the optimal 220kV transmission grid associated with each alternative of location of a new 150MVA power generator on the Colombian Atlantic coast. (1976-1979)
- Power system planning of the 110 kV, 66 kV and 34,5 kV networks of regions located on the Colombian Atlantic Coast (Atlántico, Cesar, Guajira, Magdalena, Córdoba, Sucre and Bolivar). (1976 – 1979)
- Development of a model for systems planning “Short term planning for optimal network expansion” based on a projected demand of electricity. (1976 – 1979)
- Power system planning of the 115 kV and 57.5 kV network for the city of Bogotá during 1980-1990. (1980).
- Analysis of the optimal 230 kV transmission grid associated with each alternative location of a new 500MW thermal coal plant for ISA (1983)
- System planning of the 115 kV and 34.5 kV network of Cali for the 1986-2000 period for EMCALI (1985)
- Power system planning of the 115 kV and 34.5 kV electrical network in the Arauca region, with a 230kV interconnection to the central system. (1988)
- Power system planning of the 115 kV, 34.5 kV and 13.8 kV electrical network of the Guajira region. (1991)

## EDUCATION

1969-1974	Electrical Engineer, Universidad de los Andes, Bogotá Colombia
1975	Specialization in Transmission Line Design. Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia





# **Informe experto del Dr. Fernando Barrera-Rey y Carlos Fernando Barrientos**

*En el caso de **TECO Guatemala Holdings, LLC c. República de Guatemala** (Caso CIADI N.º ARB/10/23)*

Mayo de 2012

# Informe experto del Dr. Fernando Barrera-Rey y Carlos Fernando Barrientos

<b>1</b>	<b>Introducción y resumen de las conclusiones</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Lineamientos generales de la regulación de precios en la distribución de electricidad</b>	<b>9</b>
	<i>Objetivos de la regulación</i> .....	9
	<i>Enfoques regulatorios</i> .....	10
	<i>Riesgos del método del VNR</i> .....	17
	<i>Cómo se traduce el VNR en pagos a la empresa</i> .....	19
<b>3</b>	<b>El informe de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó las decisiones de la Comisión Pericial en su totalidad</b>	<b>26</b>
	<i>Discrepancia N.º 1: Modelo de Bates White</i> .....	29
	<i>Discrepancia N.º 2: Etapa A – Estudio de la demanda</i> .....	30
	<i>Discrepancia N.º 3: Etapa B – Precios de referencia</i> .....	30
	<i>Discrepancia N.º 4: Etapa C – Optimización de la Red de la Distribuidora</i> .....	41
	<i>Discrepancia N.º 5: Etapa D – Anualidad de la Inversión</i> .....	55
	<i>Discrepancia N.º 6: Etapa E – Balance de energía y potencia</i> .....	58
	<i>Discrepancia N.º 7: Etapa F – Costos de Explotación</i> .....	61
	<i>Discrepancia N.º 8: Etapa G – Componentes de costos del VAD y cargos del consumidor</i> .....	70
	<i>Discrepancia N.º 9: Etapa I – Estudio tarifario</i> .....	71
	<i>El recálculo del Sr. Damonte del informe de Bates White del 5 de mayo de 2008 no es confiable</i> .....	71
<b>4</b>	<b>La razonabilidad del VNR y el VAD de Bates White</b>	<b>79</b>
	<i>La CNEE se benefició gracias a ciertas decisiones de la CP que, en términos razonables, podrían haberse dictado completamente a favor de EEGSA</i> .....	79
<b>5</b>	<b>Los análisis de benchmarking del Sr. Damonte y de Mercados Energéticos no son confiables</b>	<b>86</b>

<i>Antecedentes del benchmarking en materia de distribución de energía eléctrica .....</i>	<i>86</i>
<i>La comparación de VNR de referencia del Sr. Damonte no es confiable .....</i>	<i>88</i>
<i>El VAD de referencia de Mercados Energéticos no es confiable .....</i>	<i>97</i>
<b>6 El bajo valor del VNR y VAD de Sigla</b>	<b>101</b>

# Informe experto del Dr. Fernando Barrera-Rey y Carlos Fernando Barrientos

## Figuras

<b>Figura 1.</b> Precio real internacional del cobre, US\$/tonelada	22
<b>Figura 2.</b> Precio internacional del aluminio, US\$/tonelada	23
<b>Figura 3.</b> Figura 9 de Damonte con elasticidad ajustada al valor de 0,58 que se aplicó en el reporte original de Damonte	92
<b>Figura 4.</b> Variedad de bases de capital de empresas de la muestra de Damonte (US\$)	94
<b>Figura 5.</b> Uso pretendido de Sigla de los precios de referencia de 2006	104

## Tablas

<b>Tabla 1.</b> Ejemplos de las omisiones del Sr. Damonte en la implementación de las decisiones de la Comisión Pericial	75
<b>Tabla 2.</b> Cantidad de transformadores urbanos utilizados en los modelos de Bates White, Damonte y Sigla en comparación con la red real	76
<b>Tabla 3.</b> Enfoques para una comparación de valores de referencia	90



# 1 Introducción y resumen de las conclusiones

1. Los representantes de la Demandante TECO Guatemala Holdings, LLC (“TECO”) nos han solicitado una opinión experta y un informe en relación con el caso *TECO Guatemala Holdings, LLC c. la República de Guatemala* (Caso CIADI N.º ARB/10/23) en relación con **(i)** los principios básicos de la regulación del sector eléctrico y su aplicación en el marco regulatorio correspondiente a la distribución de electricidad y las revisiones tarifarias de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (“EEGSA”), incluidas en la opinión del experto de la Demandada, el Sr. Damonte<sup>1</sup>; **(ii)** si el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008<sup>2</sup> implementó las decisiones de la Comisión Pericial incluidas en el Informe del 25 de julio de 2008 (el “Informe de la CP”)<sup>3</sup> en relación con las discrepancias surgidas y subsistentes entre EEGSA y el ente regulador de electricidad de Guatemala, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (“CNEE”), en relación con el estudio de Bates White del Valor Nuevo de Reemplazo de EEGSA (“VNR”) y el Valor Agregado de Distribución (“VAD”) del 5 de mayo de 2008<sup>4</sup>, y a la luz de la opinión del experto Damonte y las observaciones formuladas por el consultor de la CNEE, Mercados Energéticos Consultores (“Mercados Energéticos”)<sup>5</sup>; **(iii)** la razonabilidad del VNR de US\$ 1.053 millones y el VAD anual de aproximadamente US\$ 232 millones calculados en el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008, especialmente a la luz de las decisiones de la Comisión Pericial; **(iv)** la confiabilidad de los supuestos análisis de benchmarking ofrecidos por el Sr. Damonte y Mercados Energéticos; y **(v)** si el estudio tarifario del 28 de julio de 2008 elaborado por la empresa Sigla<sup>6</sup> en el que se basó la CNEE para fijar las tarifas de EEGSA para el período tarifario 2008-2013 cumple con las decisiones de la Comisión Pericial plasmadas en el Informe de la

---

<sup>1</sup> Reporte de Experto de Mario C. Damonte de enero de 2012 (“Damonte”) (**RER-2**).

<sup>2</sup> Estudio de Bates White Revisado del 28 de julio de 2008 y modelo adjunto (**C-255 a C-265, C-564**).

<sup>3</sup> Informe de la CP (**C-246**). El autor se basó en las versiones en español del Informe de la CP y en los informes de Bates White, ya que las versiones originales de esos documentos estaban redactadas en español. Para facilitar las referencias, las citas de las páginas se refieren a la traducción al inglés, salvo que se indique lo contrario.

<sup>4</sup> Estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 y modelo adjunto (**C-196 a C-206**).

<sup>5</sup> Declaración Testimonial de Alejandro Alberto Arnau Sarmiento, Mariana Álvarez Guerrero, y Edgardo Leandro Torres de Mercados Energéticos Consultores del 24 de enero de 2012 (**RWS-3**); Mercados Energéticos Consultores, Revisión de los Informes de Auditoría de los Consultores Independientes en relación con la “Revisión del Estudio de Valor Agregado de Distribución de EEGSA de la Comisión Pericial”, julio de 2009 (“Informe de Mercados Energéticos”) (**C-582**).

<sup>6</sup> Informe de Sigla del 28 de julio de 2008 (**C-267**); modelo de Sigla (**C-589**).

CP, y si el VNR y el VAD calculados en el estudio de Sigla son razonables desde una perspectiva económica y de ingeniería.

2. Tal como se verá en el presente informe, nuestras conclusiones más importantes son las siguientes:
  - (i) El marco regulatorio de Guatemala se basa en una forma de regulación por incentivos, según la cual las tarifas se calculan en función de los activos que necesitaría una empresa modelo eficiente para poder brindar el servicio en el área de la distribuidora, valuados según el método de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), es decir, como si los activos siempre fueran nuevos. El Sr. Damonte hace una serie de observaciones erróneas respecto de la aplicación de este método y el impacto que tiene en las tarifas en revisiones tarifarias ulteriores.
  - (ii) El estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 reflejó en su totalidad las decisiones del Informe de la CP, y Guatemala carece de fundamento para afirmar lo contrario. Asimismo, el supuesto recálculo del Sr. Damonte del estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 basado en el Informe de la CP no es confiable, y los VNR y VAD calculados por el Sr. Damonte son artificialmente bajos y carecen de sustento.
  - (iii) Muchas de las decisiones de la Comisión Pericial en favor de la CNEE, en todo o en parte, razonablemente podrían haber beneficiado a EEGSA. Como Bates White incorporó todas las decisiones de la Comisión Pericial en el estudio del 28 de julio de 2008, el VNR y el VAD calculados en ese estudio eran más bajos de lo que podrían haber sido razonablemente. Asimismo, en cada uno de los casos en los que la Comisión Pericial se inclinó a favor de EEGSA, la decisión fue apropiada.
  - (iv) Los análisis de benchmarking del Sr. Damonte y de Mercados Energéticos se basan en métodos inadecuados, muestras con errores o datos incorrectos o no presentados y, por consiguiente, no ofrecen valores de referencia significativos que se puedan utilizar para estimar la razonabilidad del VNR y el VAD de EEGSA.
  - (v) El estudio de tarifas del 28 de julio de 2008 elaborado por Sigla se aparta del Informe de la CP en varios aspectos sustanciales. Asimismo, presenta varias de las mismas características que motivaron las críticas de Guatemala en relación con los estudios de Bates White. Los VNR y VAD calculados en el estudio de Sigla son injustificadamente bajos, tanto desde un punto de vista económico como de ingeniería.
3. Yo, Dr. Fernando Barrera Rey, soy Director Adjunto de Frontier Economics Limited (“Frontier”), con sede en Madrid, consultora económica dedicada al estudio de las políticas y normativa gubernamental en mercados regulados, tales como el sector eléctrico. Frontier y su personal han trabajado para muchas de las

empresas de energía líderes, entes reguladores y gobiernos de Europa y de América Latina. Estoy a cargo del área de regulación eléctrica en Iberia y América Latina. Antes de comenzar a trabajar para Frontier, trabajé como consultor para consultoras líderes del Reino Unido y España, entre ellas, Europe Economics de Londres y NERA Economic Consulting de Madrid.

4. Tengo una Licenciatura en Economía de la Universidad Javeriana, Bogotá, Colombia (1987); un Diploma en Estudios de Desarrollo de Cambridge University (1988); un Master en Economía de Sussex University (1989); y un título de Doctorado en Economía de Oxford University (1994).
5. Me especializo en economía industrial, con especial foco en la regulación de la distribución eléctrica. Tengo más de quince años de experiencia asesorando a empresas, entes reguladores, inversores, tribunales y organismos multilaterales en los sectores de gas y electricidad. He tenido experiencia personalmente en la liberalización de mercados eléctricos, entre otras cosas, en relación con el diseño de las fórmulas tarifarias, la remuneración de la capacidad, el benchmarking, el diseño del mercado mayorista, las políticas de integración vertical y la comercialización de energía.
6. Tengo amplia experiencia en el proceso regulatorio relativo a la distribución eléctrica y la fijación de las tarifas de electricidad, y he realizado una serie de estudios para entes reguladores y empresas privadas en esta área. Entre otras cosas, me desempeñé como miembro del Directorio del ente regulador de la electricidad en Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, a cargo de varias cuestiones regulatorias relativas a la distribución de energía eléctrica en Colombia, Brasil, el Reino Unido, Italia, Portugal y España.
7. Entre mi experiencia académica, trabajé como investigador en el Instituto de Estudios de Energía de la Universidad de Oxford [*Oxford University Institute for Energy Studies in Oxford*], Inglaterra, y di clases de regulación y microeconomía en la Universidad de Los Andes en Bogotá, Colombia.
8. A los fines de la elaboración de este informe, conté con la colaboración de dos consultores de la oficina de Frontier Economics de Madrid, quienes trabajaron bajo mi atenta supervisión.
9. Yo, Carlos Fernando Barrientos, soy ingeniero eléctrico y tengo más de 36 años de experiencia, 25 como consultor independiente. Me especializo en el diseño de líneas de transmisión de 500 kV, 230 kV, y 115 kV, planificación de energía en sistemas de transmisión y distribución, y la aplicación de marcos regulatorios de electricidad. He colaborado anteriormente con el Dr. Barrera en un trabajo para el ente regulador eléctrico de Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Contribuí con los análisis y opiniones de este informe relativos a cuestiones de ingeniería eléctrica.
10. El presente informe se basa en la información disponible a la fecha de su elaboración. Este informe se elabora únicamente para ser utilizado en el marco

## Introducción y resumen de las conclusiones

del arbitraje indicado *supra*, y se prohíbe su uso para cualquier otro fin. Nuestros honorarios no dependen de las opiniones manifestadas en el presente, y ni nosotros, ni Frontier Economics Limited ni ninguno de sus titulares o empleados tiene intereses económicos en el presente arbitraje.

11. Los *curriculum vitae* del Dr. Barrera y del Sr. Barrientos se adjuntan al presente informe como Anexo 1. Nuestros cálculos utilizados a los fines del presente informe se adjuntan en formato electrónico como Anexo 2. Los documentos utilizados como base del presente informe se enumeran en el presente.

## 2 Lineamientos generales de la regulación de precios en la distribución de electricidad

### Objetivos de la regulación

12. En la actualidad, los mercados de electricidad de muchos países, incluidos varios países latinoamericanos, se componen de tres segmentos que operan como mercados independientes: generación, que se refiere a la producción de electricidad en plantas generadoras; transmisión, que implica el transporte de la electricidad desde las plantas generadoras a las subestaciones de energía mediante líneas de transmisión; y distribución, que se relaciona con la transmisión de electricidad desde las subestaciones a los usuarios finales a través de redes de distribución.
13. La distribución eléctrica es un monopolio natural. Esto significa que en términos del costo total para la economía, una única distribuidora prestará servicio a todo el mercado en forma más eficiente que múltiples empresas en competencia. Esto se debe a que la distribución de energía eléctrica requiere costos muy significativos asociados a la instalación de la red de distribución, de modo tal que resultaría antieconómico para la competencia instalar redes en paralelo.
14. Debido a su esencia de monopolios naturales, las distribuidoras de electricidad no tienen competencia. Por consiguiente, los precios que cobran (conocidos también como tarifas) deben estar sujetos a regulación estatal, por dos motivos fundamentales. En primer lugar, sin regulación de precios (también denominada regulación tarifaria), la distribuidora podría fijar un precio por encima de los costos marginales y promedio y obtener ganancias excesivas, y los consumidores no podrían adquirir las cantidades óptimas de electricidad. Esto se conoce como ineficiencia distributiva. En segundo lugar, sin regulación de precios, la distribuidora podría operar en forma ineficiente, lo cual incrementaría sus costos y produciría un aumento de los precios. Esto se conoce como ineficiencia técnica. Por consiguiente, el objetivo de la regulación de precios, típicamente, es lograr la eficiencia distributiva y técnica garantizando que los precios regulados se correspondan con los precios que existirían en un mercado competitivo.
15. Al mismo tiempo, para que una distribuidora regulada pueda atraer capitales, los precios regulados deben permitirle a la empresa generar retornos similares sobre el capital – ajustados por el riesgo, incluido el riesgo regulatorio – a los generados por las empresas en otras industrias. De otro modo, los inversores y los acreedores pondrán su dinero en otra parte.
16. Por este motivo, es importante que el marco regulatorio establezca salvaguardas contra el comportamiento oportunista del regulador, incluida, en particular, la

manipulación de las tarifas por parte del regulador para obtener ventajas políticas. El motivo principal por el cual los reguladores pueden verse tentados a actuar en forma oportunista es que, tal como se señaló anteriormente, la distribución de energía eléctrica requiere inversiones muy importantes de capital asociadas a la instalación de la red. Una vez realizadas las inversiones de capital, la distribuidora se ve motivada a continuar operando en tanto los ingresos excedan los costos operativos. En otras palabras, incluso si el regulador fija precios por debajo de los que existen en un mercado competitivo y la distribuidora no puede recuperar la inversión en su totalidad, esta última estará motivada a seguir funcionando. Sin salvaguardas contra este tipo de comportamiento oportunista por parte del regulador, surge el riesgo de invertir en la distribuidora, lo cual genera un alto costo de capital para la distribuidora o ahuyenta el capital por completo. Por consiguiente, es de especial importancia contar con un marco regulatorio predecible de modo que las distribuidoras y los inversores entiendan cómo puede y cómo no puede comportarse el regulador y qué costos reconocerá el regulador y le permitirá a la distribuidora recuperar mediante las revisiones regulatorias.

17. Se aplican consideraciones similares cuando un inversor adquiere una distribuidora de energía eléctrica mediante el pago por adelantado en un proceso de privatización. Tal como con los costos hundidos, una vez que el gobierno recibe el producido de la privatización, el regulador puede verse tentado a fijar precios artificialmente bajos que no le permitirán al inversor recuperar su inversión y/o el retorno sobre la inversión. Una vez más, ello subraya la importancia de un marco regulatorio predecible con salvaguardas apropiadas contra el comportamiento oportunista del regulador.
18. En resumidas cuentas, al simular un mercado competitivo y proporcionar salvaguardas contra el comportamiento oportunista del regulador, la regulación tarifaria puede permitir lograr la eficiencia distributiva y técnica y al mismo tiempo atraer capital a las empresas reguladas.

## Enfoques regulatorios

### Costo de la regulación del servicio y regulación de incentivos

19. Hay dos métodos básicos de regulación de precios de las empresas de servicios públicos, tales como las distribuidoras eléctricas: la regulación por costo del servicio y la regulación por incentivos. Un aspecto clave de ambos métodos radica en los costos que podrá recuperar el distribuidor a través de los precios regulados en un determinado período regulatorio. Las diferencias claves entre los dos métodos radican en la forma de determinación de dichos costos y la frecuencia con la que se fijan.
20. Según el método de costo de servicio, los costos utilizados para fijar los precios siguen muy de cerca los costos históricos reales de la distribuidora. Por tal

## Lineamientos generales de la regulación de precios en la distribución de electricidad

motivo, la regulación basada en el costo del servicio no ofrece a la distribuidora los incentivos suficientes para reducir los costos reales, y por consiguiente, no logrará la eficiencia técnica. No obstante ello, logrará eficiencia distributiva toda vez que se utilizarán los costos más recientes de la distribuidora para actualizar los precios. Para garantizar que los precios no se aparten de los costos, la regulación de costos del servicio requiere una actualización frecuente de tarifas. El típico período regulatorio en la regulación por costo del servicio es de un año.

21. En contraposición, en el caso de regulación por incentivos, los costos utilizados a los fines de la fijación de precios se determinan en función de los costos en los que incurriría una empresa eficiente durante el período regulatorio siguiente para prestar servicio al área de la distribuidora. Esto incentiva a la distribuidora a reducir sus costos reales. En teoría, por lo tanto, la regulación por incentivos le permite al regulador alcanzar una eficiencia técnica y distributiva. Comparada con la regulación por costo del servicio, la regulación por incentivos exige revisiones tarifarias menos frecuentes y el período típico de regulación es de entre tres y cinco años.
22. Al evaluar los costos en la regulación por incentivos, es importante analizar los costos asociados a la expansión de la red o los denominados costos marginales a largo plazo. El costo marginal es un concepto económico que se refiere al costo de producir una unidad adicional (el denominado costo incremental) o el costo que se ahorra al producir una unidad menos (el denominado costo evitado). En microeconomía, siempre se recomienda fijar los precios según el costo marginal. Esto se debe a que los recursos disponibles en una determinada economía son limitados, y al destinar recursos a un uso en particular, resulta imposible utilizar esos recursos para otros fines. En ese sentido, todos los costos económicos son costos de oportunidad. Como los consumidores, incluidos los usuarios de electricidad, toman decisiones en función de los precios, es importante que los precios regulados de la electricidad se correspondan con los costos económicos. Si los consumidores debieran pagar más que el costo marginal por la electricidad, algunos optarían por consumir menos electricidad y destinarían los recursos ahorrados a otros usos más económicos.
23. Esto genera tensión en los regímenes de incentivos, porque la eficiencia técnica exigiría no utilizar todos los costos reales de la empresa al fijar los precios regulados, en tanto que la eficiencia distributiva exige justamente lo contrario, ya que los costos importantes de la economía son los costos de la empresa en cuestión. Por consiguiente, la gran mayoría de los métodos de incentivos utiliza una combinación de los costos reales de la empresa y los costos de otras empresas para calcular los costos de una empresa eficiente modelo.
24. En tanto que la regulación por costos del servicio se basa únicamente en los costos de la empresa para fijar las tarifas del servicio público, los entes reguladores que utilizan métodos de incentivos no se basan exclusivamente en los registros contables históricos de la empresa relativos a los costos – lo cual exige

una contabilidad regulatoria de costos adecuada – sino que, por lo general, utilizan también otra información. Sin embargo, los entes reguladores tienen que hacerlo de manera tal de ajustarse a la necesidad de atraer inversiones, es decir, deben actuar en forma predecible y garantizar que las tarifas converjan con los costos marginales a largo plazo de una empresa eficiente.

### Valuación de la base de capital en la regulación por incentivos: método de base de activos netos y método de valor nuevo de reemplazo (VNR)

25. Dado que la distribución eléctrica exige fuertes inversiones de capital, los costos de capital (en términos de la inversión de la distribuidora) constituyen un componente importante a la hora de fijar las tarifas. Como la electricidad es una industria madura, gran parte de la red de electricidad ya está instalada y, por lo tanto, los activos existentes –o la base de capital inicial- constituyen la mayor parte de los costos de la empresa. Cada país adopta métodos distintos para valorar la base de capital existente y para su posterior actualización<sup>7</sup>. Los dos métodos más difundidos son el método de base de activos netos y el método de Valor Nuevo de Reemplazo (“VNR”).
26. Base de activos netos o base de capital –en contraposición a base de activos brutos- debe entenderse como activos existentes netos de amortización u obsolescencia. El método de base de activos netos consiste en la valuación – mediante el uso de registros contables o por cualquier otro método- de la base de capital inicial de la empresa, sumándole las inversiones y restando la amortización. Este enfoque da por sentado que la distribuidora lleva registros contables confiables de modo tal que el regulador puede rastrear los valores de los activos a medida que ingresan o egresan de la base de capital como inversión y depreciación.
27. Un posible ejemplo del método de base de activos netos es el enfoque modular o de *building blocks* utilizado por varios países europeos. Este enfoque implica definir la base de capital inicial, actualizarla según la inflación, deducir la amortización y agregar nuevas inversiones. Este método reconoce que la base de capital existente pierde valor debido a la amortización, y que la distribuidora debe realizar inversiones para reemplazar los activos utilizados para brindar el servicio a los clientes existentes y para efectuar nuevas inversiones para satisfacer la nueva demanda. La distribuidora recibe un monto de capital, que es la suma del retorno del capital de la base de capital existente y el retorno sobre el capital (la base de capital multiplicada por la tasa de retorno) o el costo financiero de contar con una gran suma de capital invertido. Por consiguiente, según este método, la base

---

<sup>7</sup> Los activos tomados en consideración al fijar las tarifas en algunos casos se denominan base de capital.



de capital se amortiza con el tiempo, pero las incorporaciones eficientes de capital mediante nuevas inversiones aprobadas para reemplazar la red existente y expandirla también se incluyen en la base de capital.

28. El método de VNR funciona en forma distinta. Este método requiere valorar la base de capital de la distribuidora tal como si todos los activos fuesen *nuevos*; es decir, se calcula el costo de reemplazo de todos los activos eficientes de la empresa. En otras palabras, el VNR corresponde a los costos totales en los que incurriría la empresa si tuviera que reemplazar los activos de su red por nuevos activos. El método de VNR le permite al regulador identificar y valorar la base de capital en un proceso simple: se determinan los activos necesarios para brindar el servicio utilizando el método de empresa modelo y el costo de reemplazo de dichos activos se determina en función de los costos estimativos.
29. El método de VNR que presupone que al amortizarse los activos que conforman la base de capital, se reemplazan simultáneamente. En otras palabras, el método de VNR presupone que los activos son siempre nuevos. Esto significa que al finalizar la vida útil del activo, la base de capital es la misma. Por consiguiente, según el VNR, el valor de reemplazo de los activos difiere de su valor contable, en algunos casos –cuando el activo es antiguo– en forma significativa.
30. En método de VNR, de varias maneras, se utiliza ampliamente en América Latina, incluida en Guatemala<sup>8</sup>, pero no en otras jurisdicciones<sup>9</sup>. Esto se debe a un sinnúmero de razones. En primer lugar, los mercados de distribución de energía de América Latina históricamente han estado bajo el control de empresas estatales que no llevaban una contabilidad confiable<sup>10</sup>. En segundo lugar, los métodos de base de activos netos exigen la creación de registros regulatorios sólidos, lo cual ha resultado difícil en la región. En tercer lugar, muchas empresas de electricidad estatales de América Latina que han sido privatizadas tenían redes ineficientes e inadecuadas.
31. Este último hecho explica, en gran medida, por qué países con empresas estatales que reestructuran sus industrias deciden adoptar el método de VNR. En ese caso, quizá el regulador no sepa cuál es la cantidad de activos que deben ser

---

<sup>8</sup> LGE Art. 67 (C-17) (el artículo establece que la “*anualidad de la inversión será calculada sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones... El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere.*”)

<sup>9</sup> Una excepción es el sector de telecomunicaciones, donde tanto la Comisión Europea y la Comisión Federal de Comunicaciones de los Estados Unidos aplican este método.

<sup>10</sup> Surge un problema similar en el Reino Unido y muchos países europeos. Los valores iniciales de los activos se calcularon como una combinación del valor contable y otros índices, pero se adoptaron normas muy claras de amortización y contabilidad en las etapas iniciales de la regulación.

reemplazados y no desea escoger un método que afecte esta decisión, sino que prefiere dejar la decisión en manos del nuevo dueño privado. De esta forma, incrementaría los ingresos de la empresa regulada y obtendría ingresos más altos para el gobierno de los que podría obtener mediante el método de costo del servicio.

32. Por decisiones no económicas, algunas empresas estatales privatizadas a menudo no cuentan con redes modernas, sino que sus redes necesitan reparación e inversión. Por consiguiente, el valor de la base de activos netos de dichas empresas es bastante bajo. No obstante ello, si se utiliza un método de VNR, la base de capital de la empresa estatal se valúa al valor del costo de reemplazo, tal como si todos los activos de la empresa fueran nuevos, lo cual incrementa el valor de la empresa y el monto que el gobierno puede obtener por su privatización.

### Determinación de la base de capital: enfoques *top-down* y *bottom-up*

33. Un aspecto importante de la regulación de precios es la individualización de los activos que se valuarán a los fines de la fijación de precios; en otras palabras, la definición de la base de capital. En la regulación por incentivos, a fin de motivar a la distribuidora a lograr eficiencia técnica, la base de capital por lo general no coincide plenamente con los activos reales de la distribuidora. Los reguladores que aplican el método de VNR, por lo general, se basan en diseños de ingeniería denominados modelos de red de referencia para determinar la base de capital. Hay dos métodos básicos para la construcción de una red modelo de referencia.
34. El primer método consiste en la construcción de una red de referencia desde cero. Estos modelos se denominan modelos *bottom-up* o modelos de tierra arrasada. Se pueden construir modelos a distintas escalas, desde el extremo de representar la conexión de cada cliente a la red al punto en el cual se modelan únicamente los puntos de conexión de baja tensión. En forma similar, los modelos pueden variar en cuanto a cuán estrictamente cumplen con las restricciones que surgen de las condiciones del campo, tales como los edificios, caminos, paisaje, etc., preexistentes. Un modelo “puro” de tierra arrasada por lo general tiende a ignorar estas restricciones. Por el contrario, un modelo de tierra arrasada con restricciones presta mayor atención a las condiciones del campo. Según la ubicación de los puntos de conexión en comparación con las restricciones incorporadas al modelo, los resultados pueden variar drásticamente, de modo tal que muchas distribuidoras se ven muy expuestas a una amplia discrecionalidad de los entes reguladores oportunistas. Una de las críticas contra lo modelos *bottom-up* es que ignoran el hecho de que la red existente de la distribuidora limita las opciones de la distribuidora de desarrollar una red con costos eficientes. Alfred Kahn lo explica en los siguientes términos: “*La táctica de tabula rasa para los costos marginales de los componentes individuales de la red ignora el hecho de que el camino de crecimiento con el menor costo marginal o más eficiente para una empresa con capacidad ya instalada se verá limitado por la totalidad de sus instalaciones existentes; esto*”

## Lineamientos generales de la regulación de precios en la distribución de electricidad

*se da en todas las inversiones que realice en adelante ya sea en nuevas instalaciones o equipos, o en reemplazo de instalaciones o equipos existentes*<sup>11</sup>.

35. Guatemala utilizó un modelo *bottom-up* en la revisión tarifaria 2008-2013. Sin embargo, Guatemala no utilizó un modelo “puro” de tierra arrasada (a decir verdad, ninguna empresa latinoamericana utiliza un modelo puro de tierra arrasada). En cambio, en 2003, Guatemala utilizó un modelo *top-down* (que se analiza más adelante) y, en 2008, un modelo *bottom-up* con restricciones<sup>12</sup>.
36. El segundo enfoque comprende la construcción de una red de referencia optimizando la red existente. Estos modelos se conocen como modelos *top-down* o modelos incrementales de red. Mediante este enfoque, los economistas por lo general concuerdan en que deberían utilizarse modelos de ingeniería para identificar nuevas inversiones que surgen de las instalaciones existentes. Este método resulta aconsejable desde una perspectiva económica porque toma en consideración el costo marginal verdadero de la empresa –un factor importante tanto para la empresa como para el ente regulador– que depende de la red actual de la empresa. Guatemala utilizó un modelo *top-down* en la revisión tarifaria 2003-2008<sup>13</sup>.

<sup>11</sup> Alfred E Kahn, *Whom the Gods Would Destroy, or How Not to Deregulate*, AEI–Brookings Joint Center First Distinguished Lecture, AEI–Brookings Joint Center for Regulatory Studies Washington, D.C. 2001, pág. 4 (C-559).

<sup>12</sup> En particular, en 2008, Guatemala utilizó un modelo modular en el cual las conexiones de transmisiones de media tensión se correspondían con las conexiones reales, y las conexiones de baja tensión se basaban en un georeferenciamiento de la ubicación de los clientes (y, en aquellos casos en los que no era posible, agregando a los usuarios a la conexión a la red). En las áreas urbanas, la organización de los activos de baja tensión no se hizo desde cero, sino que consideró las restricciones de cada manzana. Ver Términos de Referencia, 17 de enero de 17, 2008, pág. 55 (C-417). El Sr. Damonte admite que “en el 2008, la CNEE revisó la metodología a aplicar para la estimación del VNR en el Área Urbana en Damero (AUD), que utiliza el modelo *Bottom Up*”. Damonte párrafo 37 (RER-2).

<sup>13</sup> En contraposición, en la revisión tarifaria 1998-2003, tal como explica el Dr. Giacchino, las tarifas se fijaron sobre la base de un estudio tarifario elaborado por la empresa chilena Synex, que no siguió la metodología de la LGE sino que adoptó el VAD utilizado en El Salvador, con leves ajustes. Ver Giacchino I párrafo 5 (CWS-4). Señalamos que la *tarifa residencial adoptada por la CNEE para el período tarifario 1998-2003 fue aproximadamente un 21% menor que la calculada por Synex*. En particular, Synex calculó el costo del cuarto trimestre de un cliente residencial que consumiera 50 kWh en US\$ 7,13; sin embargo, al fijar las tarifas, la CNEE presupuso que este costo sería de US\$ 5,62 por mes, aproximadamente un 21,2% menor que la cifra de US\$ 7,13 figure. Ver Synex, Determinación de Tarifas Eléctricas a Niveles de Generación, Transmisión y Distribución en Guatemala, Resumen Ejecutivo, pág. 5, Tabla 5/pág. 22 del archivo .pdf (en el que se indica un cargo de energía de 0,10781 \$/kWh y un cargo de cliente de 1,742 \$/cliente /mes para el baja tensión de servicio (BTS); para calcular la tarifa mensual de 5 kWh, el cargo de 0,10781 \$/kWh se debe multiplicar por 50 y se debe agregar al cargo fijo por cliente de 1,742 \$/cliente/mes, lo cual da US\$7,13 por mes para 50 kWh) (C-22); Resolución N.º CNEE-15-1998, en la pág. 6 (en la tabla, en la parte superior de la hoja, el cargo de energía está expresado por la fórmula “0.51302+0.021968Tri”; multiplicado por cuatro para ajustarlo al cuarto trimestre, da 0,60089 Q/kWh, lo cual, dividido por el tipo de cambio Q6.3383, da US\$ 0,09480 \$/kWh; el cargo de cliente se calcula mediante la fórmula “0.153776\*4^2+0.836\*4-0.224896”, que da 5,57952 Q/cliente/mes; dividido por el tipo de cambio Q6.3383, da 0,88029 \$/cliente/mes; luego es necesario calcular el tipo de cambio

37. En cuanto al VNR resultante, la diferencia entre los dos métodos es que en un modelo “puro” de tierra arrasada –sin restricciones por la topografía– por lo general hay menos activos VNR que en el modelo *top-down*. El motivo es que el modelo *top-down* se construye utilizando el crecimiento histórico de la demanda, pero el lugar de la demanda histórica puede no coincidir con el lugar de la demanda futura. Por el contrario, la utilización de un modelo *top-down* suele generar un VNR mayor que la utilización de un modelo *bottom-up*. Y el VNR al utilizar un modelo de tierra arrasada es menor que el VNR utilizando un modelo de tierra arrasada con restricciones. De igual modo, el VNR de la empresa real por lo general es mayor que el calculado con un modelo *top-down*.
38. Es posible que un modelo *bottom-up* genere muchos resultados distintos –en cuanto a la cantidad y composición de los activos- de los de un modelo *top-down* y/o de los bienes reales de la distribuidora. Esto puede responder a diversos motivos. Puede ser un error del modelo (en algunos casos, el modelo *bottom-up* no contiene suficientes restricciones asociadas a la topografía del área de servicio de la distribuidora, por ejemplo) o el modelo puede contemplar la existencia de activos que quizá no se utilicen y no resulten útiles. Cuando existen diferencias notables entre la base de capital de la empresa modelo y la empresa real, el regulador necesita asegurarse de que existen justificaciones objetivas para este apartamiento, y que no sea simplemente el resultado de un error del modelo. De lo contrario, el regulador puede terminar regulando una empresa virtual que poco tiene que ver con la realidad de los costos de la empresa real y verse en la imposibilidad de cumplir uno de los objetivos de la regulación: la eficiencia distributiva, es decir, fijar precios asociados a los costos.

---

adoptado para un consumo mensual de 50 kWh a fin de compararlo con los valores de Synex, y, de forma similar al cálculo de Synex, esto se realiza multiplicando el cargo de energía por kWh (0,9480 \$/kWh) por 50 kWh, y luego agregándole el resultado al cargo fijo de cliente de 0,88029 \$/cliente /mes, lo cual da \$5,62 por mes para 50 kWh) (C-35). De forma similar, *el VAD de Synex era significativamente más bajo que el VAD utilizado por la CNEE*. En particular, Synex calculó el VAD por kilovatio-hora para media tensión en US\$ 5,54 por mes; pero la CNEE lo fijó en US\$ 3,64 (pico) y US\$ 2,46 (hora no pico). Para baja tensión, Synex calculó el VAD por kilovatio hora a US\$ 7,44 por mes, en tanto que la CNEE lo fijó en US\$ 4,80 (hora pico) y US\$ 3,24 (hora no pico). *Ver Synex, Determination of Electric Rates at Generation Levels – Transmission and Distribution in Guatemala, Capítulo 3, pág. 14, Tabla 3.13/p. 97 del archivo .pdf (donde se indican las cifras de VAD para baja y media tensión como US\$ 5,54/kW/mes y US\$ 7.44/kW/mes, respectivamente) (C-22); la Resolución N.º CNEE-15-1998, pág. 10 (tabla que indica los vAD para hora pico y no pico para baja y media tensión en GTQ 23,08/kW/mes, GTQ 15.59/kW/mes, GTQ 30.42/kw/mes, y GTQ 20.55/kw/mes, respectivamente) (C-35)*. Los montos en quetzales (GTQ) se convirtieron a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio de Q6,3383 vigente al 1 de agosto de 1998.

## Riesgos del método del VNR

39. Dado que el método del VNR valúa la base de capital como si fuera nueva e implica la actualización relativamente poco frecuente de tarifas, este método conlleva riesgos tanto para las distribuidoras como para los entes reguladores.

### Riesgos que asumen los inversores en el sistema de VNR

40. Cualquier inversor que adquiere una participación en EEGSA estará sujeto a dos tipos de riesgo en el cálculo de su base de capital mediante el método de VNR utilizado en Guatemala. Los riesgos que enfrenta el inversor serán los siguientes: (i) el cambio en el costo de los materiales e insumos de las unidades de construcción; y (ii) las modificaciones en los activos de la empresa eficiente modelo, debido a los avances tecnológicos o al modelo elegido. En cuanto al primer riesgo, la evolución del costo de los materiales refleja el costo para la empresa de expandir su red y el costo económico de dichas decisiones para la sociedad. Las empresas por lo general valúan sus activos según el costo económico – de oportunidad – y no por el costo de adquisición. Del mismo modo en que las empresas y las personas valúan sus activos según el valor que podrían obtener de ellos en lugar del valor que pagaron por ellos<sup>14</sup>, es habitual que las empresas valúen sus bienes al precio de mercado, mediante una práctica conocida como mercado a mercado. Por consiguiente, el inversor se ve expuesto al riesgo de que luego de la determinación del VNR y las tarifas para el próximo período tarifario, el costo de los materiales y los insumos se modifique, con el resultante impacto sobre el valor real de los activos y los costos reales de la empresa.
41. El segundo riesgo es que se produzcan avances tecnológicos que hagan que la base de capital de la compañía modelo difiera significativamente de los de la empresa real. Los cambios en el método de la empresa modelo son más difíciles de apreciar, pero al invertir en Guatemala, una empresa seguramente esperaba que el ente regulador se comportara en forma razonable y predecible. Es decir, un inversor tenía derecho a esperar que el ente regulador de Guatemala intentara cumplir con los objetivos de la regulación. Esto habría significado, en primer lugar, intentar atraer capital o, en este contexto, no comportarse en forma oportunista y respetar las promesas realizadas al momento de la privatización. En segundo lugar, se habría traducido en la fijación de precios más cercanos al costo marginal de la empresa regulada, o en no apartarse radicalmente de los bienes reales. Es decir, un inversor habría esperado que la cantidad y el tipo de bienes

---

<sup>14</sup> Una herencia es un claro ejemplo de las marcadas diferencias entre el costo de adquisición y el valor de mercado.

reconocidos por el método de empresa modelo no difirieran significativamente de la base de capital existente de la empresa sin ninguna justificación objetiva.

42. Un comportamiento razonable también habría significado adaptarse a ciertas normas del método de VNR. Esto significa que los bienes se deberían haber valuado como nuevos (no en la forma de activos netos); que la tasa de retorno debería haber sido de entre 7% y 13 %, tal como lo exige la Ley General de Electricidad de Guatemala o LGE)<sup>15</sup>; que los bienes debieron valuarse según la información más actualizada ya que el modelo implica el reemplazo inmediato; que los precios aplicados debieron ser los de Guatemala respecto de EEGSA, y no de una empresa en el extranjero; etc. En líneas generales, un inversor habría esperado además que el ente regulador intentara cumplir con las metas de la regulación, es decir, atraer capital y alcanzar la eficiencia técnica y distributiva.

### Riesgos que asume el ente regulador en un sistema de VNR

43. Al adoptar un modelo de VNR, el gobierno de Guatemala también asumió determinados riesgos. En primer lugar, asumió el riesgo asociado a los métodos de costo de reemplazo, es decir, la posibilidad de que se modificaran los precios de las materias primas y los insumos de un período regulatorio a otro debido a la escasez en los mercados internacional e interno. En tal sentido, si se producía un incremento marcado de los precios de los materiales, el VNR también aumentaría, y se ampliaría la brecha entre el valor histórico de los activos netos de la empresa y el VNR. En segundo lugar, y en relación con lo anterior, como las tarifas no reflejan el costo del servicio, las nuevas tarifas deberían fijarse al costo de reemplazo, con la posibilidad efectiva de que estos costos fueran mayores que los costos históricos. El costo de los activos incluidos en la base de capital valuada al costo de reposición excedería el costo histórico de dichos activos –calculado según el costo de adquisición amortizado– en la medida en que este último se hubiera amortizado y no se hubiera ajustado por inflación.
44. En 1998, los asesores de Guatemala en la privatización de EEGSA, PriceWaterhouseCoopers, calcularon el valor de los activos existentes de EEGSA en US\$ 78,3 millones, utilizando el método de costo histórico<sup>16</sup>. En contraste, se podría inferir que los mismos activos se valoraron aproximadamente en US\$ 724 millones en 1998, según el precio de compra pagado en la privatización<sup>17</sup>. El VNR de EEGSA en 2003 se calculó en US\$ 583,7 millones, y en 2008, en

<sup>15</sup> Ver Decreto N.º 93-96, Ley General de Electricidad del 16 de octubre de 1996, entrada en vigor el 15 de noviembre de 1996 (“LGE”), Art. 79 (C-17).

<sup>16</sup> PriceWaterhouseCoopers, “*Limited Scope Analysis to Estimate the Fair Market Value of Certain Intangible Assets, as of September 10 1998*,” 13 de abril de 1999, Anexo 1 (C-43).

<sup>17</sup> PriceWaterhouseCoopers, “*Limited Scope Analysis to Estimate the Fair Market Value of Certain Intangible Assets, as of September 1998*,” 13 de abril de 1999, Anexo 1 (C-43).

US\$ 1.053 millones (según los pronunciamientos de la Comisión Pericial implementados por Bates White). Incluso Sigla calculó el VNR de EEGSA en ese mismo momento en US\$ 465,3 millones en el estudio utilizado por Guatemala para fijar las tarifas en 2008<sup>18</sup>. Claramente, el costo de reemplazo de los activos excede por mucho los costos históricos de los activos. Esto es resultado del valor de los activos en distintos momentos según los dos métodos, tal como analizamos más adelante.

45. Sin embargo, los riesgos asumidos por Guatemala al utilizar el VNR en lugar del costo histórico de los activos se compensarían con mayores ingresos provenientes de la privatización. El inversor podía esperar que el valor de EEGSA se calculara en función del VNR, ya que determinaría los futuros ingresos autorizados. El valor de la empresa se calculaba en función de los flujos de fondos esperados, que incluían los ingresos esperados que, a su vez, dependen del VNR, y los costos – que incluyen el pago por la adquisición de la empresa y las reducciones de costos esperadas. Dado que el VNR es uno de los factores determinantes de los ingresos regulados, es uno de los componentes principales del valor de la empresa.
46. Claramente, las tarifas fijadas a un costo histórico de US\$ 78,3 millones habrían significado tarifas de VAD mucho más bajas en 1998, 2003, y 2008 que las tarifas determinadas utilizando el VNR.

## Cómo se traduce el VNR en pagos a la empresa

47. Tal como señalamos anteriormente, en la regulación por incentivos utilizando el VNR, éste se corresponde con el costo de reemplazo de todos los bienes eficientes de la empresa, es decir, los gastos de capital (CAPEX) en los que incurriría la empresa si debiera reemplazar todos los bienes comprendidos en la red modelo por nuevos activos. Una vez determinado el monto del VNR, debe convertirse en un flujo de pagos a la distribuidora. En Guatemala, esto se logra mediante el Factor de Recuperación de Capital (“FRC”), de la siguiente manera: se multiplica el VNR por el FRC; se agregan los costos operativos, y el monto resultante se utiliza como base para fijar el precio que cobrará la distribuidora a sus clientes. Al multiplicar el VNR por el FRC se obtiene el retorno de capital y es posible calcular el retorno sobre el capital de la distribuidora.
48. En relación con el retorno sobre el capital, el Artículo 73 de la LGE dispone: *“El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada*

---

<sup>18</sup> Informe de Sigla del 28 de julio de 2008, Fase D, pág. 6, Tabla 4 (C-267).

*económicamente*<sup>19</sup>. En otras palabras, la remuneración por el retorno sobre el capital sobre la base de capital es constante año tras año. La combinación de un pago anual fijo y la valuación de la base de capital como nueva plantea algunas cuestiones específicas que distinguen al método de VNR de los métodos de contabilidad estándar para el tratamiento de los pagos fijos. En la sección siguiente se explican los métodos estándar y las características distintivas del método de VNR.

49. Sin embargo, al principio señalamos que en todo sistema regulatorio que utilice el concepto de FRC, el FRC debe aplicarse en forma uniforme a fin de que independientemente del método de valuación de activos que se elija (en el caso de Guatemala, el VNR), los activos regulatorios se paguen en su totalidad durante el período en que aún se utilizan y resultan útiles. Por consiguiente, un componente importante del riesgo regulatorio yace en la aplicación del test de la utilización y lo útil. En Guatemala, la LGE establece que los activos que se deben incluir en la base de capital deben determinarse según el método de empresa eficiente modelo y valuarse según el VNR<sup>20</sup>. Tal como se explicó *supra*, si bien el modelo de empresa eficiente puede adoptar distintas formas, el regulador debería comportarse de manera razonable para atraer a los inversores con el propósito de financiar el sector, logrando asimismo eficiencia técnica y distributiva

### Tarifas calculadas mediante el método de VNR y el método de base de capital

50. Dado que la distribución de electricidad es una actividad que exige fuertes inversiones, los gastos de capital son un componente muy importante de los costos totales de una distribuidora y, por consiguiente, de los precios regulados. Por este motivo, los distintos métodos de valuación de activos (y sus fórmulas de ajuste) impactan de manera distinta en los precios regulados.
51. El experto de Guatemala, el Sr. Damonte, arriba a una serie de conclusiones respecto de las tarifas que Guatemala (y los inversores) habrían podido esperar en función de la decisión de Guatemala de utilizar el método de VNR para la valuación de activos. A fin de analizar las conclusiones del experto, cabe antes indagar en los factores que impactan en el monto del VNR.
52. En líneas generales, el componente de retorno de capital de los precios regulados es función de los activos considerados en uso y útiles (según el modelo de empresa eficiente), su costo de reemplazo, y el método de valuación de activos escogido. Tal como se discutió anteriormente, dado que en el método de VNR se presume que la base de capital es siempre nueva, el método de VNR casi siempre

<sup>19</sup> LGE Art. 73 (C-17).

<sup>20</sup> LGE Art. 67 (C-17).



produce tarifas más altas que los métodos de activos netos porque el valor de una base de capital compuesta por activos nuevos por lo general es más alto que el valor de una base de capital conformada por activos amortizados.

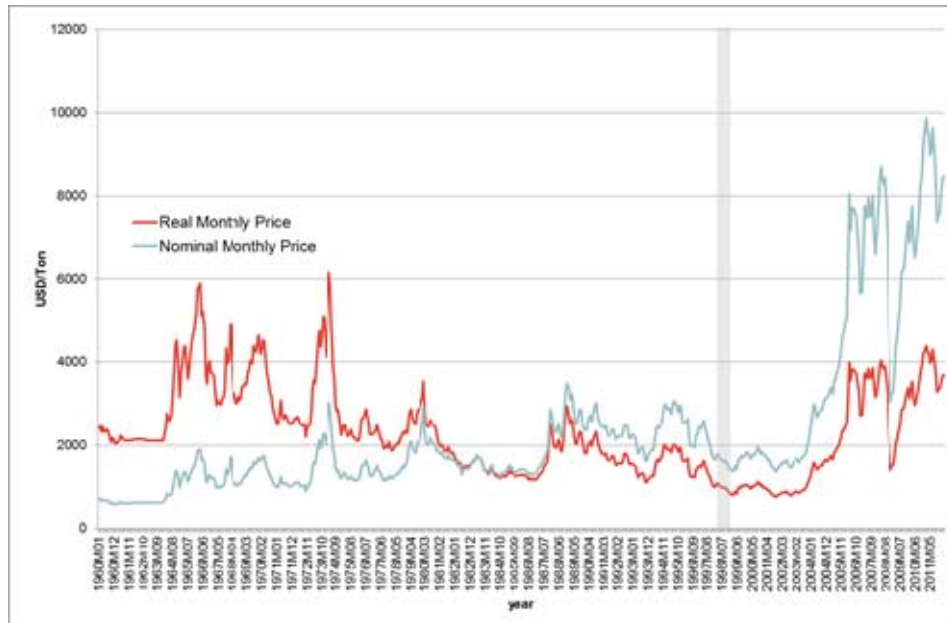
53. El único caso en el que el valor de la base de capital calculada según el VNR podría ser más bajo es cuando existen cambios tecnológicos significativos, de modo tal que el mismo producto se puede producir con menos recursos y a menor costo. Históricamente, esto jamás ha sucedido en el segmento de distribución de electricidad, en el cual las innovaciones han sido pocas y esporádicas<sup>21</sup>.
54. Al mismo tiempo, la distribución de electricidad también requiere de grandes cantidades de cobre y aluminio (que se utilizan en los cables de media y baja tensión) y de cobre (utilizado en transformadores). Esto genera una gran sensibilidad a los cambios en los precios de estos materiales. Por consiguiente, la variación de los precios del cobre y el aluminio generalmente produce modificaciones en el VNR<sup>22</sup>.
55. Tal como se indica en la Figura a continuación, al momento de la privatización de EEGSA en 1998, los precios del cobre y del aluminio eran estables y se encontraban en su nivel más bajo pero, al igual que los precios de muchos otros *commodities*, se han tornado altamente inestables desde entonces.

---

<sup>21</sup> Es de esperar que esto cambie con la instalación masiva de medidores inteligentes, el cambio estructural de la industria y la agenda ambiental. Ver, por ejemplo, McDonald, *Adaptive intelligent power systems: active distribution networks*, Report for the UK Government Department for Business Innovations and Skills (2008) (C-580).

<sup>22</sup> El Dr. Giacchino ilustra el impacto de los cambios en los precios de los materiales en el VNR en su primer informe, en el cual explicó que el incremento en el costo de las materias primas (fundamentalmente el cobre y el aluminio) había provocado un aumento de US\$ 314,4 millones en el VNR entre 2003 y 2008. Giacchino I párrafo 75 (CWS-4).

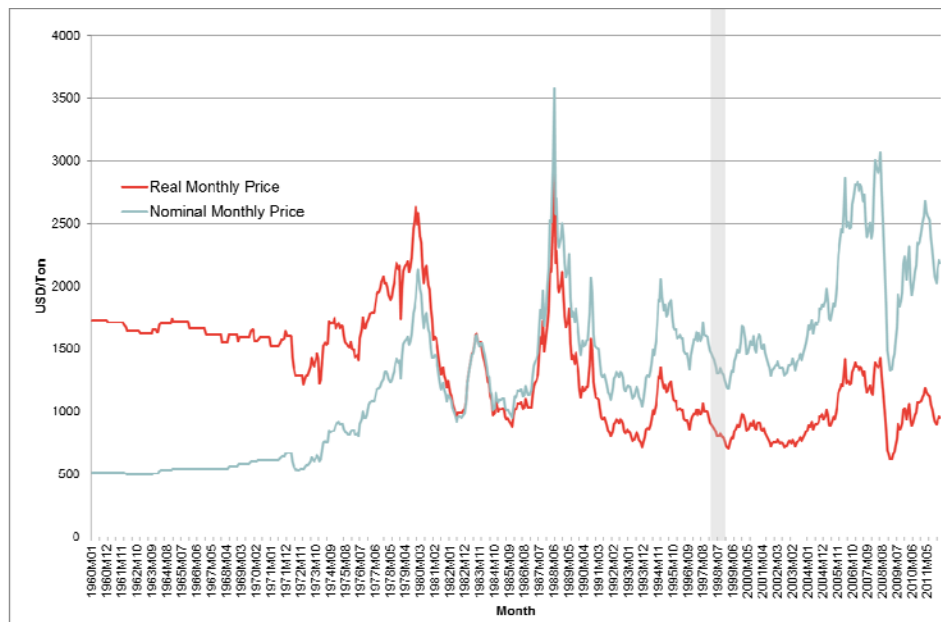
Figura 1. Precio real internacional del cobre, US\$/tonelada



Fuente: Precios del cobre, Banco Mundial; Índice de precios al Consumidor de los EE.UU., *Bureau of Labor Statistics*<sup>23</sup>

56. Lo mismo sucede con el aluminio, como puede verse en la siguiente Figura.

<sup>23</sup> Pink Sheet – World Bank Commodity Price Data copper prices (C-594); US Bureau of Labor Statistics, bases de datos de CPI, disponible en <http://www.bls.gov/cpi/data.htm>.

**Figura 2.** Precio internacional del aluminio, US\$/tonelada

Fuente: Precios del cobre, Banco Mundial; Índice de precios al Consumidor de los EE.UU., *Bureau of Labor Statistics*<sup>24</sup>

57. En el entorno de baja volatilidad de los precios y nivel de precios bajos (existente al momento de la privatización), el principal riesgo que surgía de la adopción del método de VNR estaría asociado a la determinación por parte de la CNEE de los activos que se considerarían útiles y en uso, según el criterio de empresa eficiente modelo.
58. El Sr. Damonte, con un enfoque bastante razonable, manifiesta que el regulador, a pesar de utilizar un enfoque de empresa modelo, siempre toma en consideración la situación de la empresa “verdadera” al evaluar la razonabilidad de su cálculo del VNR y de sus costos a la hora de fijar las tarifas de la empresa regulada<sup>25</sup>. En tal sentido, concordamos con el Sr. Damonte en el sentido de que no es de esperar que existan grandes discrepancias entre los bienes existentes y los bienes considerados útiles y en uso de una empresa modelo.
59. Si, al momento de la privatización, tal como hemos demostrado (i) el precio de los materiales estaba en su piso histórico; (ii) la volatilidad de precios era baja,

<sup>24</sup> Hoja rosada – Datos de precios de *commodities* del Banco Mundial, precios del aluminio (C-594); *US Bureau of Labor Statistics*, bases de datos de PPI, disponibles en <http://www.bls.gov/ppi/data.htm> (C-592).

<sup>25</sup> Damonte párrafo 27 (RER-2).

comparada con la evolución histórica; (iii) la utilización del método de VNR produce un CAPEX mayor para los bienes existentes; (iv) no se han producido avances tecnológicos significativos en el campo de la distribución eléctrica; y (iv) de no existir justificaciones objetivas, la cantidad y el tipo de activos calculados utilizando el modelo de empresa eficiente no difiere significativamente de la cantidad y tipo de activos efectivamente utilizados por la empresa real, está claro que las tarifas podrían haber sido mayores con un método VNR que con el método de costo de servicio. No obstante ello, el Sr. Damonte concluye que no es cierto que el método de VNR utilizado en Guatemala produzca un valor más alto de la distribuidora y precios regulados más altos<sup>26</sup>.

60. El motivo de ello, sugiere el Sr. Damonte, es que el método elegido por Guatemala genera tarifas más bajas la primera vez que se utiliza e incentiva a las empresas a ser más eficientes cada año (intentando maximizar las ganancias), lo que genera una reducción en los costos (eficiencia técnica) compartidos por los clientes (eficiencia distributiva). Estamos de acuerdo en que el modelo de incentivos, correctamente aplicado, conduce a la eficiencia técnica y distributiva, pero la verdadera cuestión en este caso reside en el efecto de utilizar el método de VNR, comparado con el método de contabilidad de activos. Hemos demostrado que la utilización del método de VNR por lo general deriva en tarifas más altas.
61. El Sr. Damonte también afirma que los verdaderos costos (e instalaciones) de la distribuidora supuestamente constituyen un tope sobre los costos de la empresa modelo<sup>27</sup>. En este sentido, es fundamental definir lo que él entiende por costos verdaderos de la empresa ya que, como hemos visto, en algunos casos la utilización del VNR genera tarifas más altas que un método basado en el valor de libros de los activos. Presumiblemente consciente de ello, el Sr. Damonte se concentra fundamentalmente en las instalaciones y no en sus costos, argumentando, en esencia, que una empresa modelo jamás tendría más instalaciones que la empresa verdadera<sup>28</sup>. Tal como hemos explicado, la realidad funciona como un control de la razonabilidad del test de lo útil y lo utilizado. En otras palabras, estamos de acuerdo en que, de no existir una justificación objetiva, la cantidad y el tipo de bienes de la empresa modelo no diferirán significativamente de los de la empresa real.
62. Habiendo dicho esto, como lo planteamos anteriormente, la elección del modelo de empresa eficiente puede conducir a resultados distintos, dado que si se utiliza un método “puro” de tierra arrasada por lo general se obtienen menos bienes que

---

<sup>26</sup> Damonte, párrafo 31 (RER-2).

<sup>27</sup> Damonte, párrafo 28 (RER-2).

<sup>28</sup> Damonte, párrafos 29-31 (RER-2).

en un modelo *top-down*. También se ha explicado anteriormente que el VNR de la empresa real por lo general será mayor que el VNR calculado utilizando un modelo *top-down* y que el modelo *top-down* generalmente producirá un VNR mayor que un modelo *bottom-up*. Las conclusiones del Sr. Damonte se basan en estos supuestos generales. Sin embargo, las conclusiones del Sr. Damonte son infundadas porque no toma en consideración el hecho de que, como también se discute *supra*, Guatemala no utilizó un modelo puro de tierra arrasada, sino que empleó un modelo modular utilizando los activos de Media Tensión (MT) de la empresa real y realizó un modelaje *bottom up* de los activos de Baja Tensión (BT) únicamente, sujeto a las restricciones de cada calle.

63. Al momento de la privatización, cualquier inversor podía esperar legítimamente que las tarifas se incrementaran y fueran mayores que las tarifas que se habrían aplicado si Guatemala no hubiera adoptado un método de VNR. Generalmente, los inversores saben que, en la práctica, a los reguladores les resulta difícil excluir una gran cantidad de activos de la empresa regulada. Saben también que un sistema de regulación por incentivos que se aparta significativamente de la realidad económica no es sostenible. Es por este motivo que las empresas reguladas y los reguladores aceptan tantas decisiones *ad hoc* y en la práctica no se admite la aceptación ciega de modelos que se apartan de la realidad.
64. En resumidas cuentas, existen varios factores que explican por qué el método de VNR puede generar un valor más alto de base de capital (y, por consiguiente, ingresos regulatorios y valores de privatización más altos) que un método contable. El hecho de que el método de VNR le permita al Estado obtener mayores ingresos por la privatización dependerá del estado de la red objeto de la privatización. Como la red de EEGSA necesitaba ser reparada al momento de la privatización, el método VNR le permitió a Guatemala obtener mayores ingresos de los que habría obtenido utilizando el método de costo de servicio. En cuanto a las tarifas, cuando se utiliza el modelo de empresa eficiente por lo general se incluye una menor cantidad de activos en la base de capital que aquellos de la empresa real (efecto del modelo). Por otra parte, con el método de VNR se suele obtener un flujo más alto de capital que con el método contable (efecto del VNR). Por último, los precios de los materiales podrían generar un valor de base de capital mayor o menor según la diferencia entre los precios actuales y el costo de adquisición (efecto del precio). Es razonable esperar que el efecto del VNR supere el efecto del modelo dado que, por los motivos ya explicados, en la práctica, de no existir justificación objetiva, el modelo no debería diferir significativamente de la realidad, ya que de otro modo no se alcanzarían los objetivos de la regulación por precios. En cuanto al efecto de los precios, como el precio del cobre y del aluminio se encontraban en su piso histórico en 1998 cuando se privatizó EEGSA, y una mirada superficial de la historia habría sugerido que era probable que se incrementaran, era de esperar que el efecto de los precios produjera una base de capital más alta.

### 3 El informe de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó las decisiones de la Comisión Pericial en su totalidad

65. Se nos ha solicitado analizar si el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008<sup>29</sup> implementó las decisiones de la Comisión Pericial incluidas en el Informe de la CP<sup>30</sup> respecto de las discrepancias surgidas y persistentes entre EEGSA y la CNEE en relación con el estudio del VAD de Bates White del 5 de mayo de 2008<sup>31</sup>. Sobre la base de nuestro análisis discutido más adelante, concluimos que en el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 se implementaron todas las decisiones del Informe de la CP y que las afirmaciones de Guatemala en contrario son infundadas.
66. También hemos analizado el informe de julio de 2009 de Mercados Energéticos Consultores (“Mercados Energéticos”)<sup>32</sup> en el que se analizan algunos aspectos del estudio de Bates White del 28 de julio de 2008. Tal como analizaremos más adelante, las críticas del estudio de Mercados Energéticos son infundadas, exceden el alcance de las decisiones del Informe de la CP y/o se refieren a cuestiones menores que resultan irrelevantes tanto respecto del modelo de Bates White en su conjunto como de los VNR y VAD resultantes. En nuestra experiencia, en muchas revisiones tarifarias, debido a la complejidad de los modelos tarifarios, es de esperar que un modelo tarifario contenga algunas cuestiones o errores menores; ningún modelo tarifario es perfecto, como lo admitiera el mismo Sr. Damonte<sup>33</sup>. En efecto, si un ente regulador o un consultor tuviera un año para revisar un modelo y un estudio de tarifas para buscar errores, sería sorprendente que no encontraran ninguno. La existencia de errores menores

---

<sup>29</sup> Estudio Revisado de Bates White del 28 de julio de 2008 y modelo adjunto (C-255 a C-265, C-564).

<sup>30</sup> Informe de la Comisión Pericial del 25 de julio de 2008 (C-246).

<sup>31</sup> Informe de la CP, págs. 9-13 (C-246); Estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 y modelo adjunto (C-196 a C-206).

<sup>32</sup> Informe de Mercados Energéticos (C-582).

<sup>33</sup> En el caso *Iberdrola c. Guatemala*, el Sr. Damonte declaró que “*los modelos... son simplificaciones de la realidad. Y todos sabemos que las simplificaciones de la realidad tienen errores que dependen del nivel de sofisticación del modelo... es muy difícil revisar un modelo ajeno. Debo aclarar, especialmente si no tengo a mano los detalles de cómo funciona el modelo*” “*models ... are simplifications of reality. And as you know simplifications of reality have errors that depend on the level of sophistication that models can have .... [I]t is very difficult to review someone else's model, I must clarify, and even more so if we do not have at hand the detail of how the model works.*” Ver Transcripción del testimonio de Mario C. Damonte, *Iberdrola Energía, S.A. v. República de Guatemala* (Caso CIADI N.º ARB/09/5), págs. 1281, 1318 (C-540).

El informe de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó las decisiones de la Comisión Pericial

no es motivo para que el regulador descarte el modelo (entendemos que en este caso el regulador no descartó el estudio de Bates White por los supuestos errores, ya que el informe de Mercados Energéticos se elaboró aproximadamente un año después de que la CNEE rechazara el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 y decidiera fijar las tarifas sobre la base del estudio de Sigla). Por lo tanto, el informe de Mercados Energéticos no modifica en nada nuestra conclusión de que el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó plenamente las decisiones del Informe de la CP.

67. Asimismo, hemos analizado los comentarios limitados del Sr. Damonte respecto del estudio de Bates White del 28 de julio de 2008. Cabe señalar que si bien el Sr. Damonte formuló observaciones respecto del estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 en el Resumen Ejecutivo, su informe sólo contiene afirmaciones breves y aisladas acerca del estudio de Bates White del 28 de julio de 2008, sin ningún tipo de análisis<sup>34</sup>. En efecto, la descripción del Sr. Damonte del alcance de su trabajo confirma que no se le solicitó analizar el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008, sino el estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008<sup>35</sup>. Por este motivo, cabe concluir que el informe del Sr. Damonte no nos permite sacar ninguna conclusión respecto del estudio de Bates White del 28 de julio de 2008.
68. También hemos analizado el “recálculo” del Sr. Damonte del modelo de Bates White del 5 de mayo de 2008 con el cual intenta incorporar las decisiones del Informe de la CP al modelo de Bates White del 5 de mayo de 2008<sup>36</sup>. Determinamos que el Sr. Damonte ignoró en gran medida muchas de las decisiones del Informe de la CP, cometió graves errores al implementar otras de sus decisiones y no presentó la información necesaria para corroborar algunos aspectos de su análisis. Por todo ello concluimos que la supuesta implementación de las decisiones del Informe de la CP por parte del Sr. Damonte en el modelo de Bates White del 5 de mayo de 2008 no es en absoluto confiable.

---

<sup>34</sup> Ver Damonte párrafo 8(d) **(RER-2)** (donde afirma que el Estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 “no cumplió adecuadamente en incorporar todos los pronunciamientos de la Comisión Pericial”). Entre sus limitados comentarios respecto del estudio de Bates White del 28 de julio de 2008, el Sr. Damonte sugiere que como su propio intento de incorporar las decisiones de la Comisión Pericial al estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 arrojó resultados distintos que el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008, el estudio del 28 de julio de 2008 no había implementado las conclusiones del Informe de la CP. Ver Damonte párrafo 173 **(RER-2)**. Esta afirmación carece de fundamentos, tal como veremos más adelante.

<sup>35</sup> Ver Damonte, pág. 2

<sup>36</sup> Ver Damonte, Sección 5 intitulada “Recálculo del Estudio de Bates White en base al pronunciamiento de la Comisión Pericial”, párrafo 161; Sección 6 intitulada “Recálculo del Estudio de Bates White corrigiendo la FRC propuesta por la CP” **(RER-2)**.

69. En el marco de nuestro análisis del modelo de Excel de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE<sup>37</sup>, consultamos al Dr. Leonardo Giacchino, autor de los estudios de Bates White. De esta forma, nos resultó más fácil entender cómo funciona el modelo y cómo se articulan las distintas planillas de Excel que conforman el modelo.
70. En nuestra experiencia, en muchas revisiones tarifarias mediante el uso de modelos tarifarios, es habitual que los consultores brinden a sus clientes y a los entes reguladores el tipo de asistencia que nos brindó el Dr. Giacchino y, por lo general, su asesoramiento constituye un elemento importante del proceso de revisión regulatoria. Esto se debe a que los modelos tarifarios suelen ser bastante complejos, y es más conveniente para todas las partes que el regulador y el consultor interactúen para que el ente regulador pueda comprender mejor el modelo. En nuestra experiencia, los entes reguladores a menudo solicitan a las consultoras una presentación del modelo, o bien buscan asesoramiento o algún manual que explique cómo funciona el modelo y qué impacto tendrían sobre él los cambios en los distintos parámetros y, por lo general, siguen en contacto con el consultor durante todo el proceso regulatorio.
71. Entendemos que durante la revisión tarifaria correspondiente al período 2008-2013, la CNEE le permitió a Bates White dar sólo una presentación en relación con el informe de Etapa A (la primera de las nueve etapas principales de la revisión) y se negó a acordar nuevas reuniones o discusiones con Bates White<sup>38</sup>. En nuestra experiencia, esto es muy poco habitual y se contradice con lo que esperaríamos de un ente regulador que actúa de buena fe.
72. En las subsecciones siguientes, explicamos cómo se implementaron las decisiones del Informe de la CP en el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008. Siguiendo la estructura del Informe de la CP, nuestro análisis se divide en nueve secciones, cada una dedicada a una de las discrepancias relativas al modelo y a cada informe de etapa:
- |                     |   |
|---------------------|---|
| Discrepancia N.º 1: | Modelos   |
| Discrepancia N.º 2: | Etapa A – Estudio de la demanda                   |
| Discrepancia N.º 3: | Etapa B – Precios de referencia                   |
| Discrepancia N.º 4: | Etapa C – Optimización de la red del Distribuidor |
| Discrepancia N.º 5: | Etapa D – Anualidad de la Inversión               |
| Discrepancia N.º 6: | Etapa E – Balance de energía y potencia           |
| Discrepancia N.º 7: | Etapa F – Costos de explotación                   |
| Discrepancia N.º 8: | Etapa G – Componentes de costos del VAD y         |

---

<sup>37</sup> Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE (C-564).

<sup>38</sup> Giacchino I, párrafos 22-25 (CWS-4).



## Cargo del Consumidor

## Discrepancia N.º 9: Etapa I – Estudio tarifario

En cada subsección, también analizamos las afirmaciones relacionadas de Mercados Energéticos. Concluimos con un análisis de la supuesta implementación de las decisiones de la Comisión Pericial al modelo de Bates White del 5 de mayo de 2008 por parte del Sr. Damonte. Por una cuestión de síntesis, en algunos casos nos referimos a la implementación de “Bates White” de las decisiones de la Comisión Pericial, en alusión a los informes de etapa relevantes de Bates White del 28 de julio de 2008 y al modelo subyacente de Bates White del 28 de julio de 2008.

## Discrepancia N.º 1: Modelo de Bates White

73. La Discrepancia N.º 1 se refiere al modelo de Excel presentado a la CNEE como parte del estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008, que afectó el modo en que debería presentarse el modelo de Excel integrante del estudio de Bates White corregido (es decir, el estudio del 28 de julio de 2008)<sup>39</sup>. La Comisión Pericial resolvió lo siguiente: *“La Comisión Pericial (CP) se ha pronunciado en algunas de las discrepancias siguientes haciendo lugar a las observaciones de la CNEE sobre las modificaciones que deben ser realizadas en el Estudio Tarifario. Al realizarse esas correcciones necesariamente los modelos sufrirán modificaciones. Al finalizar todos los cálculos en los mismos éstos deberán poder ser corroborados por la CNEE, debiendo estar los vínculos entre todos los modelos realizados de manera que dichos cálculos puedan ser reproducidos”*<sup>40</sup>.
74. “Las discrepancias” mencionadas por la Comisión Pericial no se individualizan en su decisión sobre la Discrepancia N.º 1, sino que se refieren claramente a las restantes decisiones a favor de la CNEE que forman parte del texto del Informe de la CP después de la sección en la cual se analiza la Discrepancia N.º 1. Por ello, al analizar si el estudio de Bates White del 28 de julio cumplió con las decisiones de la Comisión Pericial respecto de las demás discrepancias, también intentamos dilucidar si los cambios de Bates White al modelo del 28 de julio de 2008, comparados con el modelo del 5 de mayo de 2008, pueden verificarse mediante los vínculos del modelo del 28 de julio de 2008. Al realizar este análisis, controlamos los enlaces y los cálculos del modelo de Excel. Este proceso nos resultó más fácil gracias a las consultas con el Dr. Giacchino, como explicamos anteriormente. Nuestro análisis nos permitió confirmar que los cálculos relevantes pueden verificarse mediante los vínculos, de conformidad con la decisión de la Comisión Pericial. En las secciones a continuación presentamos

---

<sup>39</sup> Ver Informe de la CP, págs. 13-15 (C-246).

<sup>40</sup> Informe de la CP, pág. 15 (C-246).

información adicional respecto de nuestro análisis de cada una de las discrepancias.

75. Cabe señalar que Mercados Energéticos afirma que el modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 no es verificable ni auditable<sup>41</sup>. A la luz de lo anterior, esta afirmación nos resulta infundada. Asimismo, cabe mencionar que las observaciones de Mercados Energéticos exceden el alcance de la decisión de la Comisión Pericial respecto de la Discrepancia N.º 1, que, como hemos señalado, se refiere a la posibilidad de verificar los cálculos mediante enlaces en el modelo en lo que respecta a los cambios al modelo efectuados en respuesta a la decisiones de la Comisión Pericial a favor de la CNEE.

## Discrepancia N.º 2: Etapa A – Estudio de la demanda

76. Esta discrepancia surgió en relación con el Informe de Bates White correspondiente a la Etapa A, que abordaba la demanda proyectada. La Comisión Pericial rechazó todas las objeciones de la CNEE en esta categoría<sup>42</sup>. Por consiguiente, Bates White no tenía obligación de realizar ningún cambio al Informe de Etapa A. Verificamos que el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 cumplió con esta decisión. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial<sup>43</sup>.

## Discrepancia N.º 3: Etapa B – Precios de referencia

77. Esta discrepancia se refería al Informe de Etapa B de Bates White relacionado con el precio de los materiales, mano de obra, etc. utilizados en el cálculo de los costos de la empresa modelo.

---

<sup>41</sup> Informe de Mercados Energéticos, págs. 7, 16, 17 (C-582). Por el mismo motivo, discrepamos con la afirmación del Sr. Damonte en el sentido de que “*BW no ejecutó el pronunciamiento de la CP en la presentación del 28-7-08, ya que dicho modelo tampoco es trazable ni auditable?*”. Damonte, párrafo 108 (RER-2). El Sr. Damonte no ofrece ningún tipo de análisis en respaldo de esta afirmación.

<sup>42</sup> Informe de la CP, págs.16-28 (C-246).

<sup>43</sup> Informe de Mercados Energéticos, págs. 16, 17 (C-582).

El informe de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó las decisiones de la Comisión Pericial

### B.1.a. Precios de referencia

#### *Decisión de la Comisión Pericial*

78. La Comisión Pericial determinó que Bates White debía agregar dos precios internacionales para cada material, y adoptar el precio más bajo de entre el precio local y los dos precios internacionales. La Comisión Pericial resolvió asimismo que cuando no fuera posible obtener precios internacionales de referencia, los precios debían interpolarse de los precios de materiales similares, en especial en el caso de cables y postes. En el caso de transformadores de media y baja tensión respecto de los cuales no había precios internacionales disponibles, Bates White debía comparar los precios unitarios de los transformadores con igual capacidad nominal pero con distintas cifras de pérdida y ajustar los precios para reflejar la diferencia de pérdidas de los distintos transformadores comparados<sup>44</sup>.

#### *Cumplimiento de Bates White*

79. Hemos verificado que, tal como surge del archivo “Precios Representativos 05May08.xls”, solapa “Resumen”, Bates White compiló dos precios internacionales para cada uno de los materiales más importantes y seleccionó en la columna O el valor más bajo de entre el precio nacional y esos dos precios internacionales<sup>45</sup>. Hay nueve materiales importantes respecto de los cuales se agregaron menos de dos precios internacionales. Dichos materiales se encuentran en las filas 23, 24, 395, 396, 397, 441, 442, 443, 483, 484 y 485. Respecto de ocho de ellos se ofrece una explicación<sup>46</sup>. Los cuatro materiales restantes (filas 395, 483, 484 y 485) no se utilizan en el cálculo ulterior y por lo tanto no requieren ningún ajuste<sup>47</sup>.
80. También constatamos que, como se explica en la columna AA de la solapa “Resumen” del archivo “Precios Representativos 05May08.xls”, Bates White utilizó una interpolación para los cables y los postes, según lo requerido por la

---

<sup>44</sup> Informe de la CP, págs.30, 31 (C-246).

<sup>45</sup> Modelo de Bates White del 28 de julio presentado a la CNEE (C-564).

<sup>46</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio presentado a la CNEE (C-564), archivo “Precios representativos 05May08.xls”, solapa “Resumen”, columna AA.

<sup>47</sup> De esta manera, verificamos que no se utilizaron estos cuatro materiales: (i) identificamos el código de material de la columna A de la solapa “Resumen” del archivo “Precios representativos 05May08.xls;” (ii) verificamos si ese código de material figuraba en la columna B de la solapa “Base” del archivo “Materiales\_Agrupados\_9\_con\_cambio\_\$y desc”, lo cual indicaría que el material se utilizaba en un grupo de costos. Si era así, buscábamos en la columna A de la misma solapa el grupo de código de los grupos en los cuales se utilizaba el material bajo análisis; (iii) chequeamos si alguno de los códigos de grupo del paso 2 anterior se estaba utilizando en el archivo “COSTOS\_BASICOS.xls.” Luego chequeábamos que los cuatro materiales no se estuvieran utilizando en ningún grupo de costos, o que el grupo o grupos de costos a los que pertenecía no se utilizaran en “COSTOS\_BASICOS.xls.”

Comisión Pericial<sup>48</sup>. Por último, verificamos que Bates White seleccionó los transformadores menos costosos, tomando en consideración las pérdidas. Así surge del archivo “COMPARACION\_TRAFOS.xls”, columna AA de la solapa “Resumen”. Por consiguiente, concluimos que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial respecto de esta discrepancia.

### *Observaciones de Mercados Energéticos*

81. Mercados Energéticos formula seis observaciones respecto de esta discrepancia. En primer lugar, Mercados Energéticos manifiesta que se agregaron los costos de transporte al precio de los postes, a pesar de que no estaba claro si dicho costo ya se había incluido o no en el precio, y que no existe sustento alguno para dichos costos<sup>49</sup>. Contrariamente a lo alegado, como surge de la columna “O” de la solapa “Ajustes para Miami y Veracruz” del archivo “Precios Representativos 05May08”, los costos de transporte se agregan únicamente respecto de los postes de madera<sup>50</sup>. Dado que el precio de los postes de madera nacionales –incluso si se incorpora el costo de transporte– es más bajo que el precio internacional de los postes de madera, el modelo utiliza los postes de madera nacionales. La observación de Mercados Energéticos respecto de los costos internacionales de transporte de los postes de madera es irrelevante.
82. En segundo lugar, Mercados Energéticos afirma que no existen pruebas ni cálculos que respalden el costo del despacho de aduanas en Miami y Veracruz en la solapa “Partidas” del archivo “Precios representativos 18Jul08TRANS.xls”<sup>51</sup>. La decisión de la Comisión Pericial no le exigió a Bates White proporcionar detalles tan minuciosos en respaldo de sus cálculos. En todo caso, la irrelevancia de este supuesto inconveniente queda demostrada por el hecho de que los costos del despacho de aduanas del estudio de Sigla, que fuera aceptado por la CNEE, tampoco cuentan con el nivel de detalle que pretende Mercados Energéticos<sup>52</sup>.

---

<sup>48</sup> Ver modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 Bates White presentado a la CNEE (C-564), archivo “Precios representativos 05May08.xls”, solapa “Resumen,” columna AA.

<sup>49</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 18 (C-582).

<sup>50</sup> Esto se debe a que, tal como lo explica Bates White en el Informe de la Etapa B, los postes de cemento incluyen la entrega en el lugar de la obra (y, por consiguiente, incluyen los costos de transporte como parte del precio), en tanto que los postes de madera se entregan en los depósitos de EEGSA y, por lo tanto, EEGSA se hace cargo de los costos de transporte para el transporte de los postes de madera desde el depósito hasta el lugar de la obra. Ver Informe de Bates White para la Etapa B, 28 de julio de 2008, pág. 47 (C-256).

<sup>51</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 18 (C-582).

<sup>52</sup> Ver modelo de Sigla, carpeta “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subcarpeta “EEGSA , “Etapa B”, Precios de Referencia, archivo “Precios-Guatemala.xls”, solapa “Costo Materiales”, columnas AJ, AM, AR, AV (C-589).

83. En tercer lugar, Mercados Energéticos señala que hay un error en la columna P de la solapa “Ajustes para Miami y Veracruz” del archivo “18Jul08TRANS.xls”<sup>53</sup>. En esa columna, se asigna el costo de importación de Veracruz a los productos de Miami. Esto resulta irrelevante porque afecta sólo a dos materiales (códigos 310015 y 310024) de 166, en un rango de aproximadamente uno o dos centavos de dólar; asimismo, estos materiales no se utilizan en el cálculo ulterior y, por lo tanto, la cuestión no impacta el VNR ni el VAD<sup>54</sup>.
84. En cuarto lugar, Mercados Energéticos afirma que algunos precios internacionales, en especial los del catálogo de la empresa mexicana CFE, se excluyeron en forma arbitraria y sesgada<sup>55</sup>. Esto no es así. Sólo se excluyó uno de esos materiales (un cable con código de material 310391), y Bates White explicó en el Informe de Etapa B que se había excluido debido al poder de negociación de CFE con sus proveedores<sup>56</sup>. Entendemos que es apropiado excluir un material cuyo precio no es representativo de las condiciones de mercado.
85. En quinto lugar, según Mercados Energéticos, no hay sustento para las pérdidas utilizadas para los transformadores internacionales<sup>57</sup>. No obstante ello, en el caso de los transformadores de Miami, esta información se tomó de la base de datos CostWorks, disponible comercialmente<sup>58</sup>. En el caso de México, según el Dr. Giacchino, las pérdidas se obtuvieron de la distribuidora mexicana estatal<sup>59</sup>. El

---

<sup>53</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 18 (C-582).

<sup>54</sup> El código de material 310015 se utiliza en tres cables (“urban compact conductor cable 1/0 AWG”, “center cable 3F with protected conductor 1/0AWG” y “center cable 1F with protected conductor 1/0AWG”), y ninguno de ellos se utilizan en las redes de baja o media tensión. Por consiguiente, el código de material 310015 no afecta el VAD. Ver modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Materiales\_Agrupados\_9\_con\_cambio\_\$y\_desc.xls”, solapa “Pre.Mat Final”, celda D39, con enlace a la celda Q40 de los archivos “Precios representativos 05May08.xls” y “Precios representativos 18Jul08TRANS.xls”, solapa “Resumen”, y luego a la celda F113 de los archivos “COSTOS\_BASICOS.xls” y “COSTOS\_BASICOS TRANS.xls”, solapa “LINEA TRIF. COMPACTA;” ver también archivos “COSTOS\_BASICOS.xls” y “COSTOS\_BASICOS TRANS.xls”, solapa “LÍN. RURAL 4-01-0 Y PROT”, celdas F152 y F185; ver también archivos “BT alta densidad MTa.xls”, “BT baja densidad.xls”, “BT media densidad.xls”, “BT muy alta densidad 1 MTa.xls”, “BT muy alta densidad 2 MTa.xls”, “BT rural.xls”, “MT alta densidad.xls”, “MT Baja densidad.xls”, “MT Media densidad.xls”, “MT muy alta densidad.xls”, “Muestras BT Rurales.xls” (C-564). El código de material 310024 no se utiliza en ningún cable. Ver *id.*, file “Materiales\_Agrupados\_9\_con\_cambio\_\$y\_desc.xls”, solapa “Pre.Mat Final”, celda D40, con un enlace de la celda Q41 de los archivos “Precios representativos 05May08.xls” y “Precios representativos 18Jul08TRANS.xls”, solapa “Resumen”, pero sin enlace a ninguna celda en los archivos “COSTOS\_BASICOS.xls” ni “COSTOS\_BASICOS TRANS.xls”, solapa “LINEA TRIF. COMPACTA”.

<sup>55</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 19 (C-582)

<sup>56</sup> Ver Informe de Bates White para la etapa 2, 28 de julio de 2008, pág. 78 (C-256).

<sup>57</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 19 (C-582)

<sup>58</sup> Ver Informe de Bates White para la etapa 2, 28 de julio de 2008, pág. 77 (C-256).

<sup>59</sup> Giacchino II, párrafos 28 (CWS-10).

Dr. Giacchino también nos explicó que esas pérdidas se habían discutido con el Sr. Riubrugent, quien las había aprobado durante su trabajo en la Comisión Pericial<sup>60</sup>. Por este motivo, discrepamos con la afirmación de Mercados Energéticos.

86. Por último, según Mercados Energéticos, no existe sustento para las pérdidas utilizadas respecto de los transformadores nacionales. Sin embargo, dichas pérdidas surgen de las normas de Guatemala<sup>61</sup>.

### B.1.b. Antigüedad de los precios

87. Esta discrepancia se refirió a si Bates White había procedido correctamente al emplear los precios de referencia más recientes en su estudio, contrariamente a lo previsto en los Términos de Referencia, que establecían que debían utilizarse los precios de referencia de 2006. La Comisión Pericial rechazó las objeciones de la CNEE en esta categoría, y determinó que Bates White había utilizado acertadamente los datos más recientes a su disposición, porque lo que se busca es determinar el costo de reemplazo de la red y no era posible reflejar las condiciones de mercado con precisión utilizando los precios de 2006 ajustados por inflación. Verificamos que el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 cumplimentó esta decisión. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial<sup>62</sup>.

### B.1.c. Base de datos de precio de referencia

88. En relación con esta cuestión, la Comisión Pericial se limitó a decir que *“este tema ha quedado subsumido en lo dispuesto en relación a la Discrepancia [B].1.a.”*<sup>63</sup> Por consiguiente, dado que Bates White cumplió con la discrepancia B.1.a., concluimos que cumplió también con la discrepancia B.1.c.
89. Sin mayor elaboración, Mercados Energéticos afirma que Bates White no cumplió, y hace una referencia general a las decisiones de la Comisión Pericial respecto de las discrepancias B.1 y 1<sup>64</sup>. Discrepamos con esta afirmación infundada de Mercados Energéticos.

---

<sup>60</sup> Giacchino II, párrafo 28 (CWS-10).

<sup>61</sup> Ver, por ejemplo, Norma NE 16.01.01 emitida por Empresa Eléctrica de Guatemala 15, Tabla 10, Artículo 7.10 (C-584).

<sup>62</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 18 (C-582).

<sup>63</sup> Informe de la CP, pág. 33 (C-246). Esta sección del Informe de la CP tiene un error aparentemente tipográfico y hace referencia a la “Discrepancia A.1a.” Surge claramente del contexto del Informe de la CP que se trata de una referencia a la Discrepancia B.1.a.

<sup>64</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 18 (C-582).

**El informe de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó las decisiones de la Comisión Pericial**

#### B.1.d. Exclusión de precios

90. Esta discrepancia se refirió a si los precios de referencia nacionales de 2007 se podían incluir en el modelo. La Comisión Pericial rechazó la objeción de la CNEE. Por consiguiente, Bates White no necesitó realizar ningún cambio a su estudio en este sentido. Mercados Energéticos coincide en que el estudio de Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial<sup>65</sup>.

#### B.1.e. Índice de ajuste

91. Esta discrepancia se refirió al ajuste de determinados precios en el tiempo. La Comisión Pericial rechazó la objeción de la CNEE respecto de un índice de precios mayoristas de Guatemala<sup>66</sup>. Igualmente determinó que los precios de los materiales de las instalaciones subterráneas debían mantenerse constantes durante todos los años cubiertos por el modelo. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión, tal como surge de la tasa de crecimiento de los precios de los materiales de las instalaciones subterráneas en las celdas D2 y D3 de la solapa “Grilla subterránea” del archivo “Precios representativos 05May08.xls”, donde el valor correspondiente a cambios en los precios está fijado en cero<sup>67</sup>. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial<sup>68</sup>.

#### B.2. Mano de obra

##### *Decisión de la Comisión Pericial*

92. Esta discrepancia se refería a los costos laborales, y exigía considerar si Bates White debía calcular el costo de EEGSA de utilizar sus propios empleados y comparar dichos costos con el costo en el que hubiera incurrido si el trabajo fuera realizado por contratistas. El cálculo de dichos costos laborales de los empleados propios habitualmente se denomina “baremo”. La Comisión Pericial determinó que Bates White debía presentar tales cálculos, “para tener una comparación entre los contratos efectivamente realizados y el costo de esa tarea si el trabajo se realizara por administración de la empresa de manera de contar con una referencia que justifique los precios tomados”<sup>69</sup>.

---

<sup>65</sup> Informe de Mercados Energéticos, págs. 18, 19 (C-582).

<sup>66</sup> Informe de la CP, pág.38 (C-246).

<sup>67</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE (C-564).

<sup>68</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 19 (C-582).

<sup>69</sup> Informe de la CP, pág. 42 (C-246).

### Cumplimiento de Bates White

93. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión al presentar *baremos* que identificaban la cantidad y el costo de mano de obra para distintas tareas. Estos *baremos* se incluyen en el archivo “Baremo Construcción y Montaje – Informe final - 28.07.08. xls”, que incluye un cálculo de los costos de mano de obra para actividades de construcción y montaje, y el archivo “Baremo O&M Comercial para Informe final 28.07.08.xls”, que presenta un cálculo de los costos laborales para Operaciones y Mantenimiento (O&M) y actividades comerciales<sup>70</sup>.
94. Las horas hombre requeridas por actividad se identifican en la columna G de la solapa “Baremo Constr.” en el archivo “Baremo Construcción y Montaje – Informe final - 28.07.08. xls” y en las columnas G, H e I de las solapas “Baremo Mant. En la red”, “Baremo At. Averías”, y “Baremo Act. Comerciales” del archivo “Baremo O&M Comercial para Informe final 28.07.08.xls”<sup>71</sup>. Los salarios necesarios pagados por actividad se calculan en las mismas solapas<sup>72</sup> y se obtienen multiplicando las horas hombre por los costos laborales unitarios. A su vez, los costos laborales unitarios se calculan de la siguiente manera: los salarios se toman de la Encuesta General de Salarios elaborada por la empresa Profesionales Consultores Asociados (PCA)<sup>73</sup>; a cada categoría de empleados de EEGSA se le asigna un salario de la encuesta según sus aptitudes (ver solapa “Salarios encuesta” del archivo “Baremo Construcción y Montaje - Informe Final - 28.07.08.xls”); luego, se agregan los beneficios a los salarios<sup>74</sup>. Por último, utilizando la cantidad de horas trabajadas por año, se calcula el costo por minuto por empleado (o grupo de empleados). Por consiguiente, concluimos que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial.

---

<sup>70</sup> Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE (C-564).

<sup>71</sup> Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE (C-564).

<sup>72</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, Columna J del archivo “Baremo Construcción y Montaje – Informe final - 28.07.08. xls” y columna L del archivo “Baremo O&M Comercial para Informe final 28.07.08.xls” (C-564).

<sup>73</sup> En base a las explicaciones del Dr. Giacchino, entendemos que la encuesta salarial denominada “Encuesta General de Salarios y Beneficios a Junio 2007” fue presentada por Bates White a la CNEE entre la documentación física que se presentó junto con el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008. Ver Giacchino II, párrafo 29 (CWS-10).

<sup>74</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, celda C14 de la solapa “Calculo MO construcción” en “Baremo Construcción y Montaje - Informe final - 28.07.08. xls” y fila 13 de las primeras cuatro solapas de “Baremo O&M Comercial para Informe final 28.07.08.xls” (C-564).



## Observaciones de Mercados Energéticos

95. Mercados Energéticos afirma que la asignación de ciertas posiciones de empleados a las categorías salariales que figuran en la Tabla 14 del Informe Etapa B<sup>75</sup> carecen de sustento porque no son verificables<sup>76</sup>. Contrariamente a lo que afirma Mercados Energéticos, es posible realizar tal verificación. En el archivo “Baremo O&M y Comercial para Informe final”, solapa “Salarios encuesta”, se incluye una descripción de los cargos considerados en la encuesta salarial, que luego se utilizan para las distintas categorías de los empleados de EEGSA. Asimismo, los costos laborales unitarios de Bates White son, en líneas generales, más bajos que los calculados por la firma Quantum para el mismo período en los estudios tarifarios elaborados para DEORSA y DEOCSA, que Quantum preparó bajo las indicaciones del Sr. Damonte y que fueron admitidos por la CNEE a los fines de fijar las tarifas para esas dos empresas<sup>77</sup>. Esto ratifica la razonabilidad de las cifras de Bates White.
96. En segundo lugar, Mercados Energéticos afirma que no existe justificativo para las pérdidas de eficiencia de los trabajadores respecto de las distintas tareas que se especifican en la Tabla 16 del Informe Etapa B<sup>78</sup>. Cabe señalar que las cifras correspondientes figuran en el archivo “Baremo O&M y Comercial para Informe final”, solapa “MO Cuadrilla Camión Canasta”<sup>79</sup>. Entendemos por las explicaciones del Dr. Giacchino que estas cifras se basan en la experiencia de los ingenieros de Bates White<sup>80</sup>. Asimismo, Quantum (trabajando bajo las instrucciones del Sr. Damonte) calculó la cantidad de horas efectivamente trabajadas para las revisiones tarifarias de DEORSA y DEOCSA en 2008 en 1.673 horas por año<sup>81</sup>, dentro del rango de Bates White de entre 1.414 a 1.814 horas;<sup>82</sup> esto, una vez más, ratifica que las cifras de Bates White son razonables.

<sup>75</sup> Ver Informe de Bates White para la Etapa B, 28 de julio de 2008, pág. 83, Cuadro 14 (C-256).

<sup>76</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 20 (C-582).

<sup>77</sup> Ver Quantum, Base de datos de precios 2008 de DEORSA y DEOCSA, archivo “Archivo referencias.xls”, solapa “MO PCA”, celdas C30 a E34 (R-51); *comparar con* el Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Baremo Construcción y Montaje – Informe Final – 28.07.08.xls”, solapa “Comparativo vs. UF”, celdas B4 a D9 (C-564). La única categoría salarial que es más alta en el modelo de Bates White que en el informe de Quantum – por un insignificante 0,37% – es la categoría más alta.

<sup>78</sup> Ver Informe de Bates White para la Etapa B, 28 de julio de 2008, pág. 84, Cuadro 16 (C-256).

<sup>79</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE (C-564).

<sup>80</sup> Giacchino II, párrafo 29 (CWS-10).

<sup>81</sup> Ver Quantum, Base de datos de precios 2008 de DEORSA y DEOCSA, archivo “Archivo referencias.xls”, solapa “MO PCA”, celdas C6 a E6 (R-51)

<sup>82</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Baremo O&M y Comercial para Informe final”, solapa “MO Cuadrilla Camión Canasta”, fila 32 (C-564).

**El informe de Bates White del 28 de julio de  
2008 implementó las decisiones de la Comisión**

97. En tercer lugar, Mercados Energéticos afirma que en los archivos “Costos de Mano de Obra 05Mar08 vs Baremo v22Jul08TRANS.xls” y “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls” no se comparan todas las tareas realizadas por los subcontratistas<sup>83</sup>. Consideramos innecesario comparar todas y cada una de estas 379 tareas. No es necesario calcular un baremo para cada tarea individual a fin de obtener una base para la comparación con los costos del contratista cuando las tareas relevantes son similares y el baremo de una de ellas resulta más alto que los costos de los contratistas para tareas similares<sup>84</sup>.
98. Esto se puede ejemplificar respecto de uno de los baremos más significativos, a saber, la instalación de nuevas conexiones. El archivo “Baremo O&M Comercial para Informe Final 28.07.08.xls”, solapa “Baremo Act. Comerciales”, fila 18, muestra el cálculo de la instalación de un medidor (Código 001)<sup>85</sup>. El valor del baremo es US\$ 21,28 (celda Q18), es decir, mayor que el costo del contratista que figura en la fila 37 de la solapa “Comparativo O&M y Comercial” en el archivo “Baremo Construcción y Montaje O&M Comercial para - Informe Final - 28.07.08.xls”. Por consiguiente, Bates White utilizó los costos del contratista para la instalación de nuevas conexiones y no había necesidad de calcular baremos para otras actividades similares.

### B.3. Vehículos e Instalación

#### *Decisión de la Comisión Pericial*

99. Esta discrepancia versó sobre el costo horario de los vehículos y los equipos de instalación, tales como camiones y grúas. Al igual que con los costos laborales, la Comisión Pericial sostuvo que se necesitaba un elemento de comparación para determinar si era más eficiente utilizar los vehículos y equipos de los contratistas para las instalaciones, o los vehículos y equipos propios de EEGSSA<sup>86</sup>.

#### *Cumplimiento de Bates White*

100. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión al presentar baremos que identificaban las cantidades y los costos de los vehículos y equipos de instalación. Estos baremos se presentan en el archivo “Baremo Construcción y Montaje –

---

<sup>83</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 20 (C-582).

<sup>84</sup> Mercados Energéticos afirma también que no es posible verificar el respaldo del cálculo de la cantidad de horas hombre de las distintas categorías de trabajadores. No queda claro qué tipo de verificación pretende Mercados Energéticos. No encontramos ningún problema con las horas hombre.

<sup>85</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Baremo O&M Comercial para Informe Final 28.07.08.xls”, solapa “Baremo Act. Comerciales” (C-564).

<sup>86</sup> Informe de la CP, pág. 43 (C-246).

Informe final - 28.07.08. xls”, que incluye un estimativo del costo de los vehículos para actividades de construcción y montaje, y “Baremo O&M Comercial para Informe final 28.07.08.xls”, que incluye un estimativo de vehículos para Operación y Mantenimiento (O&M) y actividades comerciales<sup>87</sup>.

101. Las proyecciones de tiempos solicitadas se incluyen en la columna G de la solapa “Baremo Constr.” del archivo “Baremo Construcción y Montaje – Informe final - 28.07.08. xls” y en las columnas G, H e I de las solapas “Baremo Mant. En la red”, “Baremo At. Averías”, y “Baremo Act. Comerciales” del archivo “Baremo O&M Comercial para Informe final 28.07.08.xls”. Los costos de los vehículos y equipos de instalación por actividad requeridos se calculan en las mismas solapas<sup>88</sup> y son el producto de multiplicar el tiempo proyectado por costo de vehículo/equipo de instalación por minuto. A su vez, el costo por minuto se calcula en forma separada para cada vehículo/equipo de instalación, tomando en consideración el precio, la vida útil, el costo de capital, el costo de mantenimiento, el costo de combustibles y el costo de seguros. Por este motivo concluimos que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial.

### *Observaciones de Mercados Energéticos*

102. Mercados Energéticos realiza las siguientes afirmaciones<sup>89</sup>, todas ellas infundadas. En primer lugar, Mercados Energéticos sostiene que no hay sustento para verificar que los precios de los vehículos sean competitivos, y que no existe justificativo para los costos de mantenimiento. Estas afirmaciones no se refieren a la discrepancia específica en cuestión o a la decisión de la Comisión Pericial, y por lo tanto van más allá de lo que Bates White debía hacer para cumplir con la decisión de la Comisión Pericial. En todo caso, en el estudio de Sigla aceptado por la CNEE para fijar las tarifas de EEGSA, los precios de los vehículos se fijaban en base a los precios de Perú y (en forma más limitada) de Guatemala, sin respaldo alguno<sup>90</sup>.

---

<sup>87</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE (C-564).

<sup>88</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, columna N del archivo “Baremo Construcción y Montaje – Informe final - 28.07.08. xls” y en la columna O del archivo “Baremo O&M Comercial para Informe Final 28.07.08.xls” (C-564).

<sup>89</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 20 (C-582).

<sup>90</sup> Ver modelo de Sigla, “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subcarpeta “EEGSA Etapa B - Precios de Referencia”, archivo “Precios actualizados por país V2.xls”, solapa “Indíces”, celdas B91 a G91 (C-589). Sigla utiliza un costo por hora de US\$ 15,69, más bajo que Bates White y el Sr. Damonte. No obstante ello, el costo de Sigla es artificialmente bajo debido al uso por parte de Sigla de un precio muy bajo basado en precios peruanos, un supuesto irrazonablemente alto de horas de uso (2.112 horas por año), y un error en la planilla de cálculo de Sigla que cambió los precios de los camiones en las celdas D52 y D53.

103. En segundo lugar, Mercados Energéticos afirma que no existe justificativo del costo anual del combustible indicando la cantidad de kilómetros considerados, consumo por kilómetro y costo del combustible. Esta afirmación es incorrecta, porque el modelo de Bates White efectivamente incluye esta información<sup>91</sup>. En tercer lugar, Mercados Energéticos afirma que no hay justificación de la cantidad anual de horas trabajadas. La cantidad anual de horas trabajadas se calcula en base a la cantidad de horas efectivamente trabajadas por día y la cantidad de días trabajados. Tal como mencionamos anteriormente, esto es razonable y, en todo caso, se ajusta al enfoque de Quantum aceptado por la CNEE. Por último, Mercados Energéticos afirma que los equipos de instalación no están incluidos. Esto no es así. El modelo incluye los equipos de instalación tales como “camión linero” y “camión canasta”<sup>92</sup>.

#### B.4.a. Ingeniería

104. La Comisión Pericial determinó que el factor de 1,15 aplicado en el estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 a los costos de materiales y mano de obra a fin de poder reflejar los costos de ingeniería debía modificarse a 1,12<sup>93</sup>. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. En particular, en la Columna G de la solapa “Resumen” del archivo “Costos básicos.xls”, el factor relevante se modificó a 1,12<sup>94</sup>. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial<sup>95</sup>.

#### B.4.b. Contingencias

105. La Comisión Pericial rechazó la objeción de la CNEE, pero no obstante ello le exigió a Bates White que utilizara un factor de 1,05 para las contingencias de costos, a excepción de la mano de obra, caso en el cual debía utilizar un factor de 1,15<sup>96</sup>. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. En particular, en la Columna F de la solapa “Resumen” del archivo “Costos básicos.xls”, el factor

---

<sup>91</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, comenzando en las filas 34 de las solapas “Calculo camión linero” y “Calculo Pick up” del archivo “Baremo Construcción y Montaje – Informe final – 28.07.08. xls”; archivo “Baremo O&M y Comercial para Informe Final 28.07.08.xls”, solapas “Cálculo camión canasta”, “Cálculo Pick up” y “Cálculo moto” (C-564).

<sup>92</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Baremo Construcción y Montaje – Informe Final – 28.07.08. xls”, solapa “Cálculo camión linero”; archivo “Baremo O&M y Comercial para Informe Final 28.07.08.xls”, solapa “Cálculo camión canasta” (C-564).

<sup>93</sup> Informe de la CP, pág. 46 (C-246).

<sup>94</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “COSTOS\_BASICOS.xls”, solapa “Resumen”, columna G (C-564).

<sup>95</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 20 (C-582).

<sup>96</sup> Informe de la CP, pág. 47 (C-246).

**El informe de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó las decisiones de la Comisión Pericial**

aplicado a las contingencias laborales es 1,15 y se utiliza un factor de 1,05 para las restantes contingencias<sup>97</sup>. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial<sup>98</sup>.

#### B.4.c. Intereses intercalares

106. La Comisión Pericial resolvió que Bates White debía aplicar intereses intercalares sólo a las inversiones en el periodo indicado, y que los intereses deben calcularse sobre la base de la tasa establecida en la Resolución CNEE-04-2008<sup>99</sup>. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. En particular, los intereses intercalares se calculan en el archivo “Inversiones 2008-2013”, solapas “VNR MI” y “VNR BI” y el porcentaje de intereses intercalares aplicado se ajusta a la Resolución CNEE-04-2008<sup>100</sup>. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial<sup>101</sup>.

#### B.4.e. Costo de servidumbres

107. La Comisión Pericial determinó que no debían reconocerse costos de servidumbres<sup>102</sup>. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. En particular, las servidumbres se calculan en las celdas G11 y D11 de la solapa “Servidumbres” del archivo “Modelo VAD 28Abr08.xls” y los valores de estas celdas están en cero<sup>103</sup>. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial<sup>104</sup>.

## Discrepancia N.º 4: Etapa C – Optimización de la Red de la Distribuidora

108. Esta discrepancia se refería al Informe de Bates White correspondiente a la Etapa C, que trataba varios aspectos de la optimización de la red de la distribuidora,

---

<sup>97</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “COSTOS\_BÁSICOS.xls”, solapa “Resumen”, columna F (C-564).

<sup>98</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 20 (C-582).

<sup>99</sup> Informe de la CP, pág. 48 (C-246).

<sup>100</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Inversiones 2008-2013”, solapas “VNR MI” y “VNR BI” (C-564).

<sup>101</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 21 (C-582).

<sup>102</sup> Informe de la CP, pág. 50 (C-246). En el Informe de la CP, no se hizo referencia a ninguna Discrepancia B.4.d.

<sup>103</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Modelo VAD 28Abr08.xls”, solapa “Servidumbres”, celdas G11 y D11 (C-564).

<sup>104</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 21 (C-582).

incluidos zonificación, unidades de construcción, calidad del servicio y servidumbres.

### C.1. Zonificación

109. Esta discrepancia surgió de las objeciones de la CNEE respecto de la división del área de servicio de la empresa modelo en varios tipos de zonas. La Comisión Pericial rechazó todas las objeciones de la CNEE en esta categoría<sup>105</sup>. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial<sup>106</sup>.

### C.2.a. Tecnologías económicas

110. Esta discrepancia se refiere a si se utilizaron tecnologías eficientes en el diseño de la empresa modelo. La Comisión Pericial aceptó la objeción de la CNEE, pero su decisión se limitó a una única oración, en la que manifestaba que “[e]ste tema se trató en conjunto con A.l.b y aplican las mismas consideraciones allí vertidas”<sup>107</sup>. No obstante, la discrepancia A.1 se refería al estudio de demanda y la Comisión Pericial rechazó las objeciones de la CNEE en esa categoría. De lo anterior surge que la referencia a la discrepancia A.1 de hecho es una referencia a la Discrepancia N.º 1 en relación con los modelos de Bates White.
111. Confirmamos que los cálculos de Bates White en relación con la tecnología más eficiente se pueden verificar, tal como lo exige la decisión de la Comisión Pericial respecto de la Discrepancia N.º 1. Así se hizo en los archivos para los niveles de densidad individual de media tensión (MT) y baja tensión (BT), en los archivos cuyos nombres comienzan con “MT” y “BT”. La solapa “Análisis” de estos archivos permite comparar cinco opciones diferentes a fin de identificar la alternativa más eficiente<sup>108</sup>.
112. En cuanto a este punto, Mercados Energéticos formula varias afirmaciones respecto de la información de respaldo<sup>109</sup>, que van más allá del alcance de la decisión de la Comisión Pericial respecto de esta discrepancia. Mercados Energéticos también afirma que algunos valores han sido pegados y que hay

---

<sup>105</sup> Informe de la CP, págs.55-57 (C-246).

<sup>106</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 27 (C-582) Mercados Energéticos igualmente afirma que el rastreo de los cálculos resultaba difícil por la falta de integración de las planillas de cálculo. Cabe señalar que Mercados Energéticos claramente logró verificar los cálculos de esas planillas, ya que concluyó que “Se verificó que el consultor no modificó el Estudio Tarifario cumpliendo en este punto con lo indicado por la CNEE”.  
*Íb.*

<sup>107</sup> Informe de la CP, pág. 68 (C-246).

<sup>108</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivos comenzando con “MT” y “BT” (C-564).

<sup>109</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 29 (C-582).

fórmulas que no se entienden. No queda claro a qué se refiere Mercados Energéticos. Por ejemplo, Bates White utiliza un valor de 0,774 ohm por kilómetro para la resistencia de un cable de baja tensión<sup>110</sup>. Se trata de un valor estándar para este tipo de cables y el mismo valor se utiliza sin ningún vínculo, explicación o respaldo en el modelo de Sigla aceptado por la CNEE<sup>111</sup>.

### C.2.b. Cambios en los precios

113. Respecto de esta discrepancia, la Comisión Pericial resolvió de igual modo que en el caso de la Discrepancia C.2.a<sup>112</sup>. Verificamos que los cambios en los precios del modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 son verificables mediante vínculos y que, por consiguiente, Bates White cumplió con esta decisión. Por ejemplo, la celda H9 del archivo “BT rural.xls” está enlazada a la celda F22 del archivo “COSTOS\_BASICOS.xls”, solapa “Resumen”, y las celdas P4 a P6 se enlazan con las celdas P77 a P79 en la solapa “Resumen”. De igual modo, la celda C11 del archivo “BT baja densidad.xls”, solapa “Datos Componentes” está enlazada a la celda F30 en la solapa “Resumen” y las celdas J8 y J9 se enlazan con las celdas F19 y F20 de la solapa “Resumen”<sup>113</sup>. Por ello concluimos que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial.
114. Al igual que en el caso de la discrepancia anterior, las observaciones de Mercados Energéticos se refieren a la documentación de respaldo<sup>114</sup>, lo cual excede el alcance de esta discrepancia. Mercados Energéticos afirma asimismo que el modelo contiene valores que han sido pegados sin justificativo. Mercados Energéticos no especifica cuáles son los supuestos valores pegados, y nosotros no hemos podido identificarlos. Por consiguiente, discrepamos con las afirmaciones de Mercados Energéticos.

### C.2.c. Vínculos y costos unitarios

115. En relación con esta discrepancia, la Comisión Pericial resolvió de igual manera que respecto de la discrepancia C.2.a<sup>115</sup>. Verificamos que los cálculos de los

---

<sup>110</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “BT media densidad.xls”, solapa “Datos Componentes”, celda K8 (C-564).

<sup>111</sup> Ver modelo de Sigla, carpeta “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subcarpeta “EEGSA Etapa C – Optimización Red Distribuidor”, archivo “Modelo Urbano Guatemala EEGSA.xls”, solapa “Inputs MODELO”, celda C59 (C-589) (donde figura el mismo valor de 0,774 que en el informe de Bates White).

<sup>112</sup> Informe de la CP, pág.61 (C-246).

<sup>113</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivos “BT rural.xls”, “COSTOS\_BASICOS.xls”, “BT baja densidad.xls” (C-564).

<sup>114</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 29 (C-582).

<sup>115</sup> Informe de la CP, pág. 63 (C-246).

costos de unidades de construcción relevantes para esta discrepancia se pueden reproducir en el modelo de Bates White y, por consiguiente, Bates White cumplió con esta decisión. En particular, estos costos, que incluyen los costos de materiales y de montaje, se presentan para las distintas unidades de construcción en las filas B y C de la solapa “Resumen” del archivo “COSTOS\_BASICOS.xls”. La solapa “Resumen” es una planilla resumen enlazada a otras solapas del archivo “COSTOS\_BASICOS.xls”. A su vez, estas solapas están vinculadas a “Costos de Mano de Obra 05Mar08 vs Baremo v22Jul08.xls” y “Precios representativos 05May08.xls” que calcula el precio de los materiales y los costos de mano de obra<sup>116</sup>.

116. Mercados Energéticos afirma que los archivos que comienzan con “MT” y “BT” contienen valores pegados sin justificación relativos a los costos de mantenimiento<sup>117</sup>. No obstante ello, se trata de valores estándar que se asumen a fin de evitar cálculos circulares. Mercados Energéticos afirma asimismo que el archivo “Acometidas.xls” está vinculado al archivo “Costos de Mano de Obra 05Mar08 vs Baremo v22Jul08.xls” que no se pudo encontrar y, de igual manera, el archivo “Costos de Mano de Obra 05Mar08 vs Baremo v22Jul08TRANS.xls” contiene distintos valores. Sin embargo, los valores relevantes no se encuentran en el archivo indicado por Mercados Energéticos, sino en el archivo “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls”, tal como surge del hecho de que al enlazar este archivo con “Acometidas.xls”, los valores del archivo “Acometidas.xls” permanecen inalterados<sup>118</sup>. Asimismo, los valores relevantes del archivo “TRANS” que cita Mercados Energéticos son idénticos a los valores del archivo “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls”. Por último, Mercados Energéticos afirma que no existen costos laborales unitarios o costos de vehículos y equipos de instalación. Tal como se planteó anteriormente respecto de las discrepancias B.2 y B.3, esto no es correcto, ya que Bates White efectivamente presentó los baremos para la construcción, instalación y Operaciones y Mantenimiento (O&M), con indicación de los costos laborales unitarios y los costos de los vehículos y equipos de instalación.

---

<sup>116</sup> El archivo denominado “Costos de Mano de Obra 05Mar08 vs Baremo v22Jul08.xls” no forma parte del modelo; no obstante, los valores relevantes se encuentran en el archivo “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls.” Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivos “COSTOS\_BASICOS.xls”, “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls” (C-564).

<sup>117</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 30 (C-582).

<sup>118</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivos “Acometidas.xls”, “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls”, “Costos de Mano de Obra 05Mar08 vs Baremo v22Jul08TRANS.xls” (C-564).



### C.2.d. Justificación

117. Esta discrepancia surgió de la objeción de la CNEE de que los modelos de Bates White presentaban parámetros y valores sin justificación. Tal como observó la Comisión Pericial, la CNEE formuló esta objeción “*sin que ... se pronuncie con detalle sobre a cuales se refiere*” y Bates White indicó que se encontraba a su disposición “*para vincular los faltantes si la CNEE lo indica*”<sup>119</sup>. La CNEE no especificó a qué enlaces hacía referencia esta objeción. No obstante, la Comisión Pericial hizo lugar a la objeción y resolvió al igual que respecto de la discrepancia C.2.a., es decir, que “[*e*]ste tema se trató en conjunto con A.l.b [*sic* – Discrepancia N.º 1] y aplican las mismas consideraciones allí vertidas”<sup>120</sup>. Por lo tanto, esta Discrepancia se superpone con la Discrepancia N.º 1. Por consiguiente, concluimos que como Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial respecto de la Discrepancia N.º 1, también cumplió con la decisión respecto de la discrepancia C.2.d.
118. Sin perjuicio de que la CNEE no formuló esta objeción, Mercados Energéticos presentó su propio listado de supuestas cuestiones respecto de esta categoría<sup>121</sup>. La Comisión Pericial no tenía por qué pronunciarse sobre cada una de estas cuestiones particulares, ya que ninguna de ellas había sido planteada por la CNEE y, por consiguiente, las observaciones de Mercados Energéticos no pueden plantear dudas respecto del cumplimiento de la decisión de la Comisión pericial por parte de Bates White. En todo caso, ninguna de estas supuestas cuestiones afectan nuestra conclusión de que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial. Asimismo, si alguna de estas supuestas cuestiones hubiera dado lugar a alguna inquietud por parte de la CNEE, podrían haber sido aclaradas fácilmente por Bates White, si la CNEE hubiera interactuado con Bates White tal como suele ser el caso en las revisiones tarifarias y como cabía esperar de un regulador que actuara de buena fe. En especial:
- Mercados Energéticos afirma que en el archivo “Zonas protegidas.xls-M10”, las longitudes totales de las líneas son valores pegados, sin justificación. Sin embargo, de las manifestaciones del Dr. Giacchino entendemos que estos valores se obtuvieron de la base de datos Sigre, una base de datos a medida que refleja la red real de EEGSA<sup>122</sup>. También

---

<sup>119</sup> Informe de la CP, pág. 63 (C-246).

<sup>120</sup> Informe de la CP, pág.63 (C-246).

<sup>121</sup> Informe de Mercados Energéticos, págs. 30, 31 (C-582).

<sup>122</sup> Giacchino II, párrafo 30 (CWS-10).

entendemos que la base de datos de Sigre no estaba en formato Excel y, por lo tanto, no podía vincularse al modelo de Bates White<sup>123</sup>.

- Mercados Energéticos afirma que el archivo “COSTOS\_BASICOS.xls-M4” contiene valores pegados, sin justificación, tales como las celdas E143 a E153 en la columna “CANTIDAD” y en las celdas F143 a F153 en la columna “MATERIALES” de la solapa “CENTROS DE TRANS”. Sin embargo, estas celdas se refieren a unidades básicas de construcción que no generan ninguna controversia, tal como surge del hecho de que la sección equivalente del estudio de Sigla aceptado por la CNEE para la fijación de las tarifas de EEGSA también contiene lo que Mercados Energéticos califica de valores “pegados”<sup>124</sup>. Asimismo, para algunos de los materiales respecto de los cuales no había precios disponibles, los valores se interpolaron de conformidad con la decisión de la Comisión Pericial respecto de la discrepancia B.1.a tal como se explicó *supra*.
- Mercados Energéticos afirma que el archivo “COSTOS\_BASICOS.xls-M4” contiene un vínculo al archivo “Costos de Mano de Obra 05Mar08 vs Baremo v22Jul08.xls”, que no se pudo encontrar. No obstante, tal como se explicara anteriormente, los valores relevantes figuran en el archivo “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls”<sup>125</sup>. En todo caso, el impacto de esta supuesta cuestión es insignificante, ya que los valores relevantes de “COSTOS\_BASICOS.xls” y “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls” son los mismos.
- Mercados Energéticos afirma que el archivo “Capacitores.xls-M3”, solapa “Capacitores”, celda R7 no cuenta con el enlace correspondiente y contiene una fórmula que Mercados Energéticos no logró entender. Señalamos que en esta fórmula se interpola el costo de un capacitor inusual sobre la base del costo de otros capacitores, dado que no fue posible obtener el precio de mercado correspondiente. Este método fue aprobado por la Comisión Pericial<sup>126</sup> y también fue utilizado por Sigla y Quantum, bajo las instrucciones del Sr. Damonte<sup>127</sup>.

---

<sup>123</sup> Giacchino II, párrafo 30 (CWS-10).

<sup>124</sup> Ver modelo de Sigla, carpeta “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subcarpeta “EEGSA Etapa B – Precios de Referencia”, archivo “Precios-Guatemala.xls”, solapa “Costo Materiales”, columna I (C-589).

<sup>125</sup> Ver modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivos “COSTOS\_BASICOS.xls”, “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls” (C-564).

<sup>126</sup> Ver Informe de la CP, pág.31 (C-246).

<sup>127</sup> Por ejemplo, en el archivo de Sigla “Precios-Guatemala.xls”, solapa “Costo Materiales”, columna K, los precios se introducen manualmente y luego se utilizan para calcular los precios respecto de los cuales no

- Mercados Energéticos afirma que los archivos “MT muy alta densidad.xls-M7”, “MT alta densidad.xls-M7”, “MT media densidad.xls-M7”, y “MT baja densidad.xls.M7” contienen valores de costos de mantenimiento anual carentes de justificativo. De las explicaciones del Dr. Giacchino entendemos que estos datos fueron incluidos por los ingenieros de Bates White en base a las normas de la industria, a fin de evitar la circularidad de la fórmula de costos de O&M (de otro modo, los costos de O&M dependerían de la tecnología seleccionada, y la tecnología seleccionada dependería de los costos de O&M). Este enfoque nos resulta razonable.
- Mercados Energéticos afirma que los archivos “BT muy alta densidad 1 MTa.xls-M3”, “BT muy alta densidad 2 MTa.xls-M3”, “BT alta densidad MTa.xls-M3”, “BT media densidad.xls-M3”, “BT baja densidad.xls-M3”, y “BT rural.xls-M3” también contienen valores de costos de mantenimiento anual sin justificativo. De las explicaciones del Dr. Giacchino inferimos que la respuesta a estas afirmaciones es la misma que en el punto anterior; y, una vez más, el método utilizado por Bates White nos resulta razonable.

### C.3.a. Metodología

119. La Comisión Pericial rechazó varias objeciones de la CNEE respecto de la metodología utilizada para la determinación de las tecnologías óptimas<sup>128</sup>. Por consiguiente, Bates White no necesitaba realizar ningún cambio al estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 Bates White en relación con esta decisión.

---

existen referencias, por ejemplo, el material “Underground Cable NYY One-Pole 25 mm2” de la fila 181. A fin de obtener tres referencias para este material, Sigla introdujo manualmente el valor US\$0,9163 por metro (celda K181) y luego utilizó factores para calcular las referencias en Ecuador, Nicaragua y Panamá (celdas M181 a O181). Ver modelo de Sigla, carpeta “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subcarpeta “EEGSA Etapa B - Precios de Referencia”, archivo “Precios Guatemala.xls”, solapa “Costo Materiales” (C-589). De igual modo, Quantum interpoló los precios respecto de los cuales no existían referencias en el archivo “Archivo referencias.xls”, solapa “Reguladores”. Por ejemplo, para calcular el precio del material “Voltage Regulator 34.5 kV 600 Amperes”, Quantum tomó una interpolación basada en dos cifras que carecen de sustento (celdas M39 y M40) que fueron introducidas manualmente en la planilla de cálculo. Utilizó las mismas cifras para calcular el precio del material “Voltage Regulator 34.5 kV 700 Amperes”. Asimismo, las fórmulas utilizadas por Quantum para calcular los precios de ambos materiales se basan en la cantidad de kVA, que a su vez se calcula en las celdas E5 a E17 para todos los materiales de esta solapa sobre la base de cifras introducidas manualmente, respecto de las cuales Quantum no ofreció ningún respaldo. Ver Quantum, Base de datos de precios 2008 de DEORSA y DEOCSA, archivo “Archivo referencias.xls”, solapa “Reguladores” (R-51). Sin perjuicio del hecho de que la base de datos de Quantum contiene una cantidad de valores pegados que no cuentan con ningún soporte ni enlace, el Sr. Damonte cita la base de datos de Quantum en su informe experto como ejemplo de una base de datos que debería “dar el Tribunal una idea de lo que es una base de datos vinculada electrónicamente, tal como lo establecían los TdR 2007/8”. Ver Damonte, párrafo 130 (citando R-51).

<sup>128</sup> Informe de la CP, pág. 66 (C-246).

Verificamos que el informe de Bates White del 28 de julio de 2008 cumplía con esta decisión. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con las decisiones de la Comisión Pericial<sup>129</sup>.

### C.3.b. Salidas de alimentadores subterráneos

120. La Comisión Pericial determinó que las salidas de alimentación subterráneas debían modelarse como aéreas. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. Así surge del archivo “VNR 2006.xls”, solapa “MT”, celdas E7 y E8 en las cuales los valores correspondientes a las salidas subterráneas están en cero<sup>130</sup>, en tanto que en el modelo del 5 de mayo de 2008, los valores eran positivos. Sin embargo, Mercados Energéticos incorrectamente afirma que no es posible verificar si se han eliminado las instalaciones subterráneas<sup>131</sup>.
121. Mercados Energéticos señala también que en el archivo “VNR 2006.xls”, solapa “MT”<sup>132</sup>, Bates White redujo la longitud de la red aérea en 30,3 kilómetros y la longitud de la red subterránea en 10,4 kilómetros y, además que figura un incremento de 49,6 kilómetros en la columna “Adic. Cable”<sup>133</sup>. Las observaciones de Mercados Energéticos son engañosas. En el modelo del 28 de julio de 2008 se reduce la longitud *total* de la red en 30.3 kilómetros, no sólo de la red *aérea*. Como resultado de la transformación de algunas líneas subterráneas en líneas aéreas, se trata de una reducción razonable. De igual manera, la reducción de 10,4 kilómetros en la red subterránea obedece a la eliminación de las instalaciones de salida de alimentadores subterráneos y a la transformación de algunas líneas subterráneas en líneas aéreas. Por último, entendemos del informe del Dr. Giacchino que la columna “Adic. Cable” se amplió para separar las líneas que ya eran subterráneas en áreas históricamente protegidas de la categoría general de líneas subterráneas, que se eliminó como resultado de la decisión de la Comisión Pericial, y que la inclusión de los 49,6 kilómetros en “Adic. Cable” es sólo una reasignación de la red subterránea en el área histórica de Antigua de la categoría general de líneas subterráneas<sup>134</sup>.

---

<sup>129</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 31 (C-582).

<sup>130</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “VNR 2006.xls”, solapa “MT” (C-564).

<sup>131</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 31 (C-582).

<sup>132</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “VNR 2006.xls”, solapa “MT” (C-564).

<sup>133</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 31 (C-582).

<sup>134</sup> Giacchino II, párrafo 30 (CWS-10).

**El informe de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó las decisiones de la Comisión Pericial**

### C.3.c. Salidas a través de centros de transformación

122. La Comisión Pericial determinó que Bates White debe considerar alternativas geométricas para la configuración de las salidas de los transformadores, incluida, en particular, una configuración en la que el transformador se ubique cerca de la intersección, con cuatro salidas, una por cada calle<sup>135</sup>.
123. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. En particular, tal como explicara en el Informe de Bates White correspondiente a la Etapa C del 28 de julio de 2008, Bates White consideró instalar los polos con transformadores directamente en una esquina –de modo tal que se podrían instalar cuatro líneas desde el transformador directamente conectadas a los clientes de cada esquina– pero concluyó que esta configuración no se podía implementar porque violaría las normas técnicas de Guatemala<sup>136</sup>. En tal sentido, cabe destacar que la Norma 18.9.B.2 de las Normas Técnicas de Guatemala de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (“NTDOID”) establece lo siguiente: *“Distancia Horizontal de estructuras a esquinas de calle. Las estructuras incluyendo sus retenidas deberán estar colocadas lo más lejos posible del inicio de la curvatura”*<sup>137</sup>. Cabe señalar asimismo que la instalación de un poste transformador directamente en una esquina representa un peligro, debido al mayor riesgo de que un vehículo choque contra el poste, entre otras cosas.
124. Bates White también consideró otras tres configuraciones, entre ellas, ubicar los transformadores en un sitio óptimo aleatorio con dos salidas, en un sitio óptimo aleatorio con cuatro salidas, y cerca de una esquina con tres salidas<sup>138</sup>. Para esta última configuración era necesario utilizar un poste adicional para dividir una de las tres líneas en dos para lograr cuatro líneas en total<sup>139</sup>. Esto se debía a que al ubicar el poste con el transformador cerca de una esquina, pero no directamente en la esquina, resultaba físicamente imposible conectar una de las cuatro líneas directamente del transformador a los clientes. Bates White comparó los costos de

---

<sup>135</sup> Informe de la CP, pág.70 (C-246).

<sup>136</sup> Ver Informe de Bates White correspondiente a la Etapa C del 28 de julio de 2008, pág. 202 (C-257) (“[e]n las esquinas, queda descartado por razones de seguridad y es norma de las distribuidoras el no instalar centros de transformación ni estructuras en las esquinas”).

<sup>137</sup> Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución de Guatemala (NTDOID), Norma 18.9.B.2 (C-573). Surge otra limitación de la Norma N.º 47-99 de la CNEE, que establece que *“en poblaciones urbanizadas, todas las estructuras deberán quedar alineadas y en un solo lado de la acera o calle para toda la red, en sentido longitudinal y transversal”*. Ver Norma N.º 47-99 de la CNEE, Título II, Capítulo I, Artículo 11.2 (C-566).

<sup>138</sup> Ver Informe de Bates White correspondiente a la Etapa C del 28 de julio de 2008, págs. 202-206 (C-257).

<sup>139</sup> Ver Informe de Bates White correspondiente a la Etapa C del 28 de julio de 2008, pág. 205 (C-257).

estas alternativas en el archivo “Comparación CT en esquina.xls”<sup>140</sup> y reprodujo los resultados en el Informe Etapa C<sup>141</sup>. Tal como surge de dichos cálculos, la alternativa más eficiente en función de los costos era utilizar un transformador en la mitad de la cuadra con dos salidas, que fue la implementada por Bates White en el modelo. Por tal motivo, podemos concluir que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial respecto de esta discrepancia.

125. Mercados Energéticos afirma que Bates White, en su informe, tergiversó esta decisión como si hubiera sido a favor de EEGSA<sup>142</sup>. No obstante, tal como lo explicó el Dr. Giacchino, se trató de un simple error tipográfico, y se realizó el cambio requerido al modelo<sup>143</sup>. Como explicamos anteriormente, Bates White de hecho implementó la decisión de la Comisión Pericial. Mercados Energéticos sostiene también que ninguna de las alternativas consideradas por Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial. Como se explicó *supra*, esto no es así.

### C.3.d. Optimización de alimentadores rurales

126. La Comisión Pericial rechazó la objeción de la CNEE; no obstante, le exigió a Bates White que presentara análisis que demostraran que la metodología de selección de la optimización de alimentadores rurales era adecuada<sup>144</sup>. Verificamos que el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 cumplió con esta decisión. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial<sup>145</sup>.

### C.3.e. Modelo para el cálculo de pérdidas y caídas de tensión

127. La Comisión Pericial rechazó la objeción de la CNEE<sup>146</sup>. Por consiguiente, Bates White no tenía ninguna obligación de realizar cambios al estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 en relación con esta decisión. Verificamos que el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 cumplió con esta decisión. Mercados

---

<sup>140</sup> Ver modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Comparación CT en esquina.xls” (C-564).

<sup>141</sup> Ver Informe de Bates White correspondiente a la Etapa C del 28 de julio de 2008, tabla de las págs. 205, 206 (C-257).

<sup>142</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 31 (C-582).

<sup>143</sup> Giacchino I, párrafo 65, n.141 (CWS-4).

<sup>144</sup> Informe de la CP, pág. 71 (C-246).

<sup>145</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 32 (C-582).

<sup>146</sup> Informe de la CP, pág. 72 (C-246).

**El informe de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó las decisiones de la Comisión Pericial**

Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con esta decisión de la Comisión Pericial<sup>147</sup>.

### C.3.f Instalaciones subterráneas

128. La Comisión Pericial admitió la objeción de la CNEE de que las líneas modeladas como subterráneas debían modelarse como aéreas si figuraban como aéreas en la red instalada de EEGSA<sup>148</sup>. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. Así surge de las celdas C10 y C11 de la solapa “MT” del archivo “VNR 2006.xls” del modelo del 28 de julio de 2008. En el modelo del 5 de mayo de 2008, estas celdas se vincularon a archivos en los que se calcula la longitud de la red subterránea. En el modelo del 28 de julio de 2008, estas celdas están enlazadas a archivos que calculan la longitud de la red aérea<sup>149</sup>.
129. Mercados Energéticos afirma que Bates White tergiversó esta decisión y la presentó a favor de EEGSA<sup>150</sup>. No obstante, como señalamos *supra*, se trata de un simple error tipográfico<sup>151</sup>, y confirmamos que Bates White efectivamente revisó el modelo de conformidad con la decisión de la Comisión Pericial. Mercados Energéticos afirma asimismo que no es posible verificar del archivo “VNR 2006.xls” que se hayan retirado las instalaciones subterráneas. Tal como se explicó anteriormente, esto es incorrecto. Por último, Mercados Energéticos plantea otras tantas afirmaciones idénticas a las planteadas en relación con la discrepancia C.3.b. Como hemos demostrado al analizar la discrepancia C.3.b, estas afirmaciones carecen de sustento.

### C.4. Inversiones durante el período tarifario

130. La Comisión Pericial determinó que los activos asignados a las instalaciones de transporte (transmisión) debían eliminarse del modelo.<sup>152</sup> Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. En particular, tal como se determinó anteriormente en relación con la discrepancia C.3.b, mientras que el modelo de Bates White del 5 de mayo de 2008 incluía las salidas de los alimentadores subterráneos de media tensión (MT) que, según la objeción de la CNEE, pertenecían a la empresa transportadora y no a EEGSA, en el modelo del 28 de julio 2008 se eliminaron estas salidas de los alimentadores. El resultado de la

---

<sup>147</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 32 (C-582).

<sup>148</sup> Informe de la CP, pág. 74 (C-246).

<sup>149</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “VNR 2006.xls”, solapa “MT”, celdas C10, C11 (C-564).

<sup>150</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 33 (C-582).

<sup>151</sup> Giacchino I, párrafo 65, n. 141 (CWS-4).

<sup>152</sup> Informe de la CP, pág. 75 (C-246).

eliminación de estas salidas de los alimentadores del cálculo de las inversiones en el modelo del 28 de julio de 2008 se puede observar en el archivo “Inversiones 2003-2008.xls”, solapas “MT 2007” a “MT 2013”, donde las celdas J7 y J8, que en la versión del 5 de mayo de 2008 incluían el costo de las salidas de los alimentadores subterráneos, tienen valor cero<sup>153</sup>.

131. Mercados Energéticos plantea cuatro críticas en relación con esta discrepancia<sup>154</sup>. En primer lugar, Mercados Energéticos reitera el comentario engañoso que analizamos anteriormente respecto de la supuesta tergiversación de la decisión de la Comisión Pericial por parte de Bates White, planteándola como si fuera a favor de EEGSA. En segundo lugar, Mercados Energéticos afirma que las tasas de crecimiento para instalaciones urbanas de muy alta tensión para el período 2008-2013 en la solapa “Índices” del archivo “Inversiones 2008-2013.xls” son valores pegados cuyo origen no es posible identificar. No obstante, estos valores de crecimiento se corresponden con los valores del archivo “Crecimiento dameros.xls”<sup>155</sup>. En tercer lugar, Mercados Energéticos afirma que en el archivo “VNR 2006.xls-M10”, solapa “MT”, se excluyeron 63.128 medidores del total de medidores existentes en la red subterránea, 256.285 medidores, y que aparecen bajo el encabezado “Adic. Cable”, y no queda claro si forman parte de la red optimizada. Sin embargo, tal como se explica anteriormente en relación con la discrepancia C.3.b, la columna bajo el encabezado “Adic. Cable” refleja las líneas que ya eran subterráneas, en áreas históricas protegidas (en contraposición con las líneas subterráneas que la Comisión Pericial rechazó), y se incluyeron apropiadamente en la red optimizada. En cuarto lugar, Mercados Energéticos sostiene que no es posible concluir de la información presentada que se hayan excluido del modelo las salidas de los alimentadores subterráneos. Esto es incorrecto, tal como surge del hecho que en la versión del modelo del 5 de mayo de 2008, el costo de las salidas de los alimentadores subterráneos estaba incluido en el archivo “VNR 2006.xls”, solapa “MT.xls”, celdas E7 y E8, en tanto que en la versión del modelo del 28 de julio de 2008, estas celdas figuran en cero, como se señaló anteriormente en relación con la discrepancia C.3.b<sup>156</sup>.

---

<sup>153</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Inversiones 2003-2008.xls”, solapas “MT 2007” a “MT 2013”, celdas J7, J8 (C-564).

<sup>154</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 33 (C-582).

<sup>155</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Crecimiento dameros.xls” (C-564). Las tasas en “Crecimiento dameros.xls” parecen ser levemente más altas (aproximadamente un 0,5%) que las tasas utilizadas en el archivo “Inversiones 2008-2013.xls.” En cuanto al VNR resultante, esta diferencia es irrelevante y, en todo caso, el cálculo del VNR se basa en una tasa que es más beneficiosa para la CNEE. Asimismo, Mercados Energéticos confirma que las tasas de crecimiento de otras instalaciones están vinculados correctamente.

<sup>156</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “VNR 2006.xls”, solapa “MT.xls” (C-564).



### C.5. Calidad del servicio

132. La Comisión Pericial rechazó las objeciones de la CNEE respecto de esta discrepancia<sup>157</sup>. Por consiguiente, Bates White no tenía ninguna obligación de realizar cambios al estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 en relación con esta decisión. Verificamos que el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 cumplió con esta decisión. No obstante ello, Mercados Energéticos aduce que Bates White no cumplió porque en el archivo “MT Baja densidad.xls”, solapa “Cálculos 4”, celda F11, se modificó la cantidad de salidas de MT de 60 a 50. Sin embargo, consideramos el cambio justificado ya que reduce los costos.

### C.6. Capital de trabajo

133. La Comisión Pericial rechazó las objeciones de la CNEE respecto de esta discrepancia<sup>158</sup>. Por consiguiente, Bates White no tenía ninguna obligación de realizar cambios al estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 como resultado de esta decisión. Verificamos que el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 cumplió con esta decisión. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial<sup>159</sup>.

### C.7. Estructuras compartidas

134. La Comisión Pericial rechazó las objeciones de la CNEE respecto de esta discrepancia<sup>160</sup>. Por consiguiente, Bates White no tenía ninguna obligación de realizar cambios al estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 como resultado de esta decisión. Verificamos que el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 cumplió con esta decisión. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial<sup>161</sup>.

### C.8. Medidores y conexiones

135. Esta discrepancia se refería a las objeciones de la CNEE respecto de los costos unitarios de los medidores y las conexiones. La Comisión Pericial determinó que *“[l]a discrepancia referida al precio de los medidores está relacionada con las consideraciones que la CNEE hizo en la discrepancia B.1... que en este caso se proceda de igual manera que con el resto de los materiales eligiendo el menor de todos los precios comparados y adicionar a ese valor los costos que están previstos para la instalación, con los costos de mano de obra de referencia los*

---

<sup>157</sup> Informe de la CP, pág.77 (C-246).

<sup>158</sup> Informe de la CP, pág. 78 (C-246).

<sup>159</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 34 (C-582).

<sup>160</sup> Informe de la CP, pág. 79 (C-246).

<sup>161</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 34 (C-582).

*cuales están respaldados con la encuesta de salarios. En este caso no se deben considerar costos de ingeniería ni de imprevistos adicionales*<sup>162</sup>.

136. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. En particular, Bates White realizó la comparación de precios solicitada en el archivo “Precios representativos 05May08.xls”, solapa “Resumen”, filas 437 a 451 (y otras)<sup>163</sup>, determinó los costos de instalación/mano de obra sobre la base de una comparación de los costos de contratistas y baremos<sup>164</sup>, y no incluyó los costos de ingeniería o contingencias adicionales. En relación con este punto, Mercados Energéticos reitera algunas de las afirmaciones que formuló en relación con la discrepancia B.1.a, que son infundadas, tal como hemos explicado anteriormente.

### C.9.a. Información base

137. La Comisión Pericial rechazó las objeciones de la CNEE respecto de esta discrepancia<sup>165</sup>. Por consiguiente, Bates White no tuvo necesidad de realizar ningún cambio al estudio de Bates White del 5 de mayo en relación con esta decisión. Verificamos que el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 cumplió con esta decisión. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial<sup>166</sup>.

### C.9.b. Valores resultantes

138. La Comisión Pericial determinó que la cantidad de instalaciones debía corresponderse a los ajustes realizados según las discrepancias anteriores<sup>167</sup>. Verificamos que el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 cumplió con esta decisión, lo cual se desprende del cumplimiento de Bates White de las otras discrepancias. Mercados Energéticos afirma que Bates White no cumplió, pero

---

<sup>162</sup> Informe de la CP, pág. 81 (C-246).

<sup>163</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Precios representativos 05May08.xls”, solapa “Resumen”, filas 437 a 451 (C-564).

<sup>164</sup> Por ejemplo, los costos laborales relativos a los medidores se incluyen en el archivo “Medidores.xls.” Para uno de los medidores más frecuentemente utilizados, el costo de mano de obra se identifica en la celda X7 en US\$ 20,04. El mismo monto se identifica como costo del contratista en el archivo “Costos de Mano de Obra 05Mar08.xls”, solapa “Precios M.O. US\$”, celda G290, que forma parte de una tabla en la que se calcula el baremo para un grupo de tareas similares en la celda H284 en US\$ 21,55. Asimismo, el archivo “Baremo O&M y Comercial para Informe Final 28.07.08.xls”, solapa “Baremo Act. Comerciales”, celda Q18 muestra un costo baremo específico de medidor de US\$ 21,28. El costo de baremo relativo a la instalación del medidor, por lo tanto, es mayor que el costo del medidor de US\$ 20,04. Ver modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE (C-564).

<sup>165</sup> Informe de la CP, pág. 82 (C-246).

<sup>166</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 35 (C-582).

<sup>167</sup> Informe de la CP, pág. 83 (C-246).

**El informe de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó las decisiones de la Comisión Pericial**

no ofrece ninguna explicación para fundar esta afirmación<sup>168</sup>. Por consiguiente, la afirmación de Mercados Energéticos nos resulta infundada. Por último, en relación con la discrepancia C.9 en su conjunto, Mercados Energéticos reitera el comentario engañoso analizado anteriormente respecto del supuesto error de Bates White al entender que la decisión de la Comisión Pericial favorecía a EEGSA.

### C.10. Precio de la energía

139. La Comisión Pericial determinó que el precio de la energía utilizado en el modelo debía ser US\$ 127,32/MWh con más algunos agregados<sup>169</sup>. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. Esto surge del archivo “Costo de Pérdidas Estudio Tarifario.xls”, solapa “Resultados”, donde se realizaron todos los cambios requeridos<sup>170</sup>. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial<sup>171</sup>.

### C.11. Servidumbres

140. La Comisión Pericial hizo lugar a la objeción de la CNEE en referencia a la discrepancia B.4.d<sup>172</sup>. Como Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial respecto de la Discrepancia B.4.d, concluimos que cumplió también con la decisión respecto de la discrepancia C.11. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial<sup>173</sup>.

## Discrepancia N.º 5: Etapa D – Anualidad de la Inversión

141. Esta discrepancia surgió del Informe de Bates White correspondiente a la Etapa D, respecto de los precios de los materiales, mano de obra, etc. utilizados en el cálculo de los costos de la empresa modelo.

---

<sup>168</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 35 (C-582).

<sup>169</sup> Informe de la CP, pág. 85 (C-246).

<sup>170</sup> Ver modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Costo de Pérdidas Estudio Tarifario.xls”, solapa “Resultados” (C-564).

<sup>171</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 35 (C-582).

<sup>172</sup> Informe de la CP, pág. 88 (C-246).

<sup>173</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 36 (C-582).

### D.1. Factor de Recuperación del Capital

142. La Comisión Pericial indicó que Bates White debía ajustar el factor de recuperación del capital (FRC)<sup>174</sup>. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. En particular, el cálculo fijado por la Comisión Pericial se utiliza en el archivo “Modelo VAD 28Abr08.xls”, solapa “Componente de capital”, celdas C11 and D11<sup>175</sup>. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial<sup>176</sup>.

### D.2. Reemplazo de los activos de terceros

143. La Comisión Pericial determinó que debía realizarse un cambio en la anualidad del reemplazo de los activos donados por terceros<sup>177</sup>. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. En particular, la fórmula establecida por la Comisión Pericial se utiliza en el archivo “Modelo VAD 28Abr08-julio”, solapa “Componente Capital”, celdas C16 y D16<sup>178</sup>. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial.<sup>179</sup>

### D.3. VNR de reemplazo y retorno

144. La Comisión Pericial rechazó las objeciones de la CNEE y sostuvo que “*el análisis realizado muestra una equivalencia algebraica total por lo que no es necesario modificar el Estudio*”.<sup>180</sup> Ratificamos que Bates White cumplió con esta decisión. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con esta decisión de la Comisión Pericial<sup>181</sup>

### D.4. Análisis de la metodología aplicada en el Estudio

145. La Comisión Pericial rechazó las objeciones de la CNEE, pero aun así le exigió a Bates White que modificara el cálculo del factor de recuperación del capital. También determinó que el cálculo debía reflejar las expectativas de inflación del

---

<sup>174</sup> Informe de la CP, pág. 93 (C-246).

<sup>175</sup> Ver modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Modelo VAD 28Abr08.xls”, solapa “Componente de capital”, celdas C11, D11 (C-564).

<sup>176</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 35 (C-582).

<sup>177</sup> Informe de la CP, págs.97, 98 (C-246).

<sup>178</sup> Ver modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Modelo VAD 28Abr08-julio”, solapa “Componente Capital”, celdas C16, D16 (C-564).

<sup>179</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 35 (C-582).

<sup>180</sup> Informe de la CP, pág. 100 (C-246).

<sup>181</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 35 (C-246).

**El informe de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó las decisiones de la Comisión Pericial**

dólar estadounidense<sup>182</sup>. Confirmamos que Bates White cumplió con esta decisión. Así surge del archivo “Modelo VAD 28Abr08-julio”, solapa “Componente Capital”, celdas C15 y D15<sup>183</sup>. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial.<sup>184</sup>

#### D.5. Consideración de la vida útil

146. La Comisión Pericial determinó que para los equipos de computación y algunos equipos de protección /maniobras, Bates White debía tomar la vida útil indicada en los Términos de Referencia<sup>185</sup>. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. En particular, la vida útil de 7 años de los equipos de computación y la vida útil de 15 años para los equipos establecidas en los Términos de referencia se utilizan en el archivo “Modelo VAD 28Abr08-julio”, solapa “Componente Capital”, celdas C6 y C7<sup>186</sup>. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial<sup>187</sup>.

#### D.6. Donaciones

147. La Comisión Pericial determinó que debían sustraerse las donaciones del cálculo del VAD<sup>188</sup>. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. En particular, las donaciones se restaron en el archivo “Modelo VAD 28Abr08-julio.xls”, solapa “Resumen base”, fila 14, y en el archivo “VNR 2006.xls”, solapa “Resumen”, fila 14<sup>189</sup>. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial.<sup>190</sup>

---

<sup>182</sup> Informe de la CP, págs. 104-106 (C-246).

<sup>183</sup> Ver modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Modelo VAD 28Abr08-julio”, solapa “Componente Capital”, celdas C15, D15 (C-564).

<sup>184</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 35 (C-582).

<sup>185</sup> Informe de la CP, pág. 107 (C-246).

<sup>186</sup> Ver modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Modelo VAD 28Abr08-julio”, solapa “Componente Capital”, celdas C6, C7 (C-564).

<sup>187</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 36 (C-582).

<sup>188</sup> Informe de la CP, pág. 108 (C-246).

<sup>189</sup> Ver modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Modelo VAD 28Abr08-julio.xls”, solapa “Resumen base”, fila 14, y archivo “VNR 2006.xls”, solapa “Resumen”, fila 14 (C-564).

<sup>190</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 36 (C-582).

### D.7. Capital de trabajo

148. La Comisión Pericial rechazó las objeciones de la CNEE en relación con esta discrepancia<sup>191</sup>. Por consiguiente, Bates White no tenía obligación de realizar ningún cambio al estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 en relación con esta decisión. Verificamos que el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 cumplió con esta decisión. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial.<sup>192</sup>

## Discrepancia N.º 6: Etapa E – Balance de energía y potencia

149. Esta discrepancia surge del Informe de Bates White correspondiente a la Etapa E que se refiere al balance de energía y potencia de la red modelo.

### E.1. Balance de energía y potencia

150. La Comisión Pericial rechazó las objeciones de la CNEE en relación con esta discrepancia<sup>193</sup>. Por consiguiente, Bates White no tenía obligación de modificar el estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 en relación con esta decisión. Verificamos que el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 cumplió con esta decisión. No obstante, Mercados Energéticos afirma que Bates White no cumplió con esta decisión porque le introdujo cambios injustificados al estudio del 28 de julio de 2008, ya que el porcentaje de pérdidas en media y alta tensión del estudio del 28 de julio de 2008 difiere del valor consignado en el estudio del 5 de mayo de 2008<sup>194</sup>. Esta afirmación es infundada, ya que los supuestos cambios injustificados resultan de otras modificaciones al modelo efectuadas en respuesta a otras decisiones de la Comisión Pericial, como por ejemplo, respecto del precio de los materiales. Así surge del archivo “Informe Pérdidas 05May08.xls”, solapa “Balance Adaptada Real”, celdas L8, L9, M8 y M9 de los modelos del 28 de julio de 2008 y del 5 de mayo de 2008, los cuales utilizan las mismas fórmulas para calcular el porcentaje del valor de las pérdidas de energía y capacidad en las redes de media y baja tensión<sup>195</sup>.

---

<sup>191</sup> Informe de la CP, pág. 109 (C-246).

<sup>192</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 36 (C-582).

<sup>193</sup> Informe de la CP, págs. 110, 111 (C-246).

<sup>194</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 36 (C-582).

<sup>195</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Informe Pérdidas 05May08.xls”, solapa “Balance Adaptada Real”, celdas L8, L9, M8, M9 (C-564); igual en el modelo del 5 de mayo de 2008 (C-206).

**El informe de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó las decisiones de la Comisión Pericial**

## E.2. Pérdidas técnicas en la red rural de BT (baja tensión)

151. La Comisión Pericial rechazó las objeciones de la CNEE respecto de esta discrepancia<sup>196</sup>. Por consiguiente, Bates White no tenía obligación de modificar el estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 en relación con esta decisión. Verificamos que el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 cumplió con esta decisión. Al igual que en el caso de la discrepancia E.1, Mercados Energéticos afirma igualmente que Bates White no cumplió con esta decisión porque introdujo cambios injustificados en el modelo del 28 de julio de 2008<sup>197</sup>. Una vez más, esta afirmación carece de sustento, porque estos cambios se produjeron como resultado de otras modificaciones al modelo realizadas en respuesta a otras decisiones de la Comisión Pericial. Así surge del archivo “Informe Pérdidas 05May08.xls”, solapas “MT rurales”, columnas F y G de los modelos del 5 y el 28 de julio de 2008, que utilizan la misma fórmula para calcular estas pérdidas<sup>198</sup>.

## E.3. Pérdidas en los centros de transformación MT/BT

152. La Comisión Pericial rechazó las objeciones de la CNEE respecto de esta discrepancia<sup>199</sup>. Por consiguiente, Bates White no tenía obligación de modificar el estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 en relación con esta decisión. Verificamos que el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 cumplió con esta decisión. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial.<sup>200</sup>

## E.4. Pérdidas en los balastos de alumbrado público

153. La Comisión Pericial hizo lugar a las objeciones de la CNEE respecto de esta discrepancia, pero determinó que las fórmulas correspondientes del modelo de Bates White ya incluían los cambios pertinentes y, por lo tanto, “*la inclusión de las pérdidas en los balastos de alumbrado público en el balance de energía y potencia por parte del consultor ha sido realizada en forma correcta*”<sup>201</sup>. Por consiguiente, Bates White no tenía obligación de modificar el estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 en relación con esta decisión. Verificamos que el estudio de Bates White del 28 de

---

<sup>196</sup> Informe de la CP, pág.113 (C-246).

<sup>197</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 36 (C-582).

<sup>198</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Informe Pérdidas 05May08.xls”, solapa “MT Rurales”, columnas F, G (C-564); lo mismo en el modelo del 5 de mayo de 2008 (C-206).

<sup>199</sup> Informe de la CP, pág. 114 (C-246).

<sup>200</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 36 (C-582).

<sup>201</sup> Informe de la CP, pág.117 (C-246).

julio de 2008 cumplió con esta decisión. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial.<sup>202</sup>

### E.5. Pérdidas no técnicas de energía y potencia

154. La Comisión Pericial determinó que el porcentaje de pérdidas no técnicas debía limitarse al 2,2% y que no debían aplicarse a la red de media tensión<sup>203</sup>. Verificamos que Bates White excluyó las pérdidas no técnicas de la red de media tensión (MT), tal como surge al comparar las celdas C6, C7, y C8 de la solapa “Balance Adaptada Real” del archivo “Informe Pérdidas 05May08.xls”, solapa “Balance Adaptada Real” con las celdas correspondientes de la versión del modelo del 5 de mayo de 2008<sup>204</sup>. En cuanto al factor del 2,2% para las pérdidas no técnicas para la red de baja tensión, Bates White dividió las pérdidas comerciales de baja tensión en pérdidas no técnicas reconocidas, que se calcularon aplicando el factor del 2,2%, y pérdidas técnicas no reconocidas. El enfoque de Bates White nos parece razonable.
155. Mercados Energéticos afirma que Bates White no cumplió con la decisión de la Comisión Pericial y presenta una tabla con sus propias cifras del balance de energía y potencia. Sin embargo, Mercados Energéticos no ofrece ninguna explicación de cómo llegó a esa conclusión o cómo se obtuvieron esas cifras. Consideramos que las afirmaciones de Mercados Energéticos carecen de sustento.

### E.6. Determinación de los factores de pérdidas medias

156. La Comisión Pericial determinó que Bates White debía recalcular los factores de pérdidas medias, tomando en consideración la decisión de la Comisión Pericial respecto de la discrepancia E.5<sup>205</sup>. Verificamos que Bates White recalculó los factores de pérdidas medias en el archivo “Informe pérdidas 05May08.xls”, solapa “Balance adaptada real”, celdas L14 a L17, de conformidad con la decisión de la Comisión Pericial. Por ejemplo, las pérdidas no reconocidas se excluyeron del cálculo, tal como surge de las celdas L15 y L17<sup>206</sup>.
157. Mercados Energéticos afirma que los factores de pérdidas medias reflejan todas las pérdidas comerciales y no se ajustan al límite del 2,2% impuesto por la

<sup>202</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 36 (C-582).

<sup>203</sup> Informe de la CP, págs.120, 121 (C-246).

<sup>204</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Informe Pérdidas 05May08.xls”, solapa “Balance Adaptada Real”, celdas C6, C7, C8 (C-564).

<sup>205</sup> Informe de la CP, págs. 122, 123 (C-246).

<sup>206</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Informe Perdidas 05May08.xls”, solapa “Balance adaptada real”, celdas L14 a L17 (C-564).



Comisión Pericial<sup>207</sup>. Tal como se explicó anteriormente, Bates White efectivamente aplicó el límite del 2,2%.

## Discrepancia N.º 7: Etapa F – Costos de Explotación

158. Esta discrepancia surge del Informe de Bates White correspondiente a la Etapa F que se refiere a los costos operativos de la empresa modelo.

### F.1. Costos operativos propuestos

159. La Comisión Pericial determinó que Bates White debía presentar información adicional respecto de otros costos especiales indirectos<sup>208</sup>, una subcategoría de costos operativos que, según los Términos de Referencia, incluían los pagos a las instituciones especificadas en la LGE y otros costos indirectos eficientes de la empresa que no consignados en los Términos de Referencia. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. Muchos de los costos correspondientes estaban sujetos a otras discrepancias, incluido el tratamiento de los costos fijos (discrepancia F.11), el honorario del operador (discrepancia F.8), el costo de los estudios de VAD (discrepancia F.9), y el costo de inmuebles (discrepancia F.6). Nos remitimos a las secciones *infra* en relación con estas discrepancias.
160. Mercados Energéticos se remite a sus comentarios respecto de las discrepancias F.11, F.8, F.9, y F.6, que analizamos en las secciones correspondientes. Mercados Energéticos también afirma<sup>209</sup> que los pagos de indemnización (a los clientes por fallas de red) que figuran en la Tabla 42 del Informe de Bates White del 28 de julio de 2008 del Informe Correspondiente a la Etapa F<sup>210</sup> no se corresponden con los que figuran en el archivo “BW-Gerencia Comercial Administrativos v2.xls”, solapa “Indemnizaciones”<sup>211</sup>. Según Mercados Energéticos, esto significa que Bates White no cumplió con la decisión de la Comisión Pericial. Sin embargo, esta cuestión es irrelevante, ya que las cifras del modelo de la categoría “indemnizaciones con mejoras” son, como mucho, 1,4% más bajas que las del Informe Etapa F y un 2,8% más bajas en la categoría “indemnizaciones sin mejoras”. En todo caso, el modelo es más beneficioso para la CNEE que las

---

<sup>207</sup> Informe de Mercados Energéticos, págs. 36, 37 (C-582).

<sup>208</sup> Informe de la CP, pág.124 (C-246).

<sup>209</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 21 (C-582).

<sup>210</sup> Ver Informe de Bates White correspondiente a la Etapa F, 28 de julio de 2008, pág. 102, versión original en español (C-260).

<sup>211</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “BW-Gerencia Comercial Administrativos v2.xls”, solapa “Indemnizaciones” (C-564).

cifras del Informe. No consideramos que esto constituya un incumplimiento de la decisión de la Comisión Pericial.

## F.2. Metodología

161. La Comisión Pericial sostuvo que “[c]uando se resuelven las discrepancias F.3. y siguientes la resolución de la presente es automática”<sup>212</sup>. Tal como se indica más adelante, Bates White cumplió con las decisiones de la Comisión Pericial acerca de estas otras discrepancias. Concluimos que Bates White también cumplió con la decisión de la Comisión Pericial respecto de la discrepancia F.2.

## F.3. Costos directos

162. Al igual que con las discrepancias B.2 y B.3, esta discrepancia se refería a si sería más eficiente en función de los costos realizar ciertas tareas que afectaban los costos directos utilizando los empleados propios de la compañía o tercerizarlo a contratistas. La CNEE también objetó la encuesta salarial que obtuvo Bates White de un consultor externo alegando que era insuficiente<sup>213</sup>.
163. La Comisión Pericial rechazó la objeción de la CNEE respecto de la encuesta salarial<sup>214</sup>. Por consiguiente, Bates White no tenía obligación de modificar el estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 en relación con esta decisión respecto de la encuesta. Verificamos que el informe de Bates White del 28 de julio de 2008 cumplió con esta decisión. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial respecto de la encuesta<sup>215</sup>.
164. Sin embargo, la Comisión Pericial hizo lugar a las objeciones de la CNEE respecto de la mano de obra y los vehículos y resolvió que “[l]a conclusión es similar a la tomada respecto a las discrepancias B. 2. y B. 3”<sup>216</sup>. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. En particular, como la Comisión Pericial le exigió a Bates White que siguiera la misma metodología aplicada a los baremos que para las discrepancias B.2 y B.3, Bates White determinó los baremos de operación y actividades de mantenimiento y actividades comerciales y adoptó el precio más bajo entre el baremo y los precios del contratista, en el archivo “Costos\_Contrata\_y\_Servicios.xls”<sup>217</sup>. Esto se explica en el Informe de Bates

<sup>212</sup> Informe de la CP, pág. 127 (C-246).

<sup>213</sup> Informe de la CP, págs. 128, 129 (C-246).

<sup>214</sup> Informe de la CP, pág. 129 (C-246).

<sup>215</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 22 (C-582).

<sup>216</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 21 (C-582).

<sup>217</sup> Ver modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Costos\_Contrata\_y\_Servicios.xls” (C-564)

White correspondiente a la Etapa F<sup>218</sup> y el análisis subyacente se incluye en el archivo “Baremo O&M y Comercial para Informe Final 28.07.08.xls”<sup>219</sup>.

165. Mercados Energéticos afirma que no pudo verificar los costos de operación básica y tareas de mantenimiento en los baremos para comparar los costos laborales del contratista en el archivo “Costos\_Contratas\_y\_Servicios”<sup>220</sup>. Por los motivos analizados anteriormente, concluimos que esta afirmación es infundada.

#### F.4. Beneficios aplicados a los trabajadores del distribuidor

166. La Comisión Pericial rechazó la objeción de la CNEE<sup>221</sup>. Por consiguiente, Bates White no tenía obligación de modificar el estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 en relación con esta decisión. Verificamos que el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 cumplió con esta decisión. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial.<sup>222</sup>

#### F.5. Incobrables

167. La Comisión Pericial determinó que el monto de incobrables no puede exceder el 0,5% de la facturación<sup>223</sup>. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. En el archivo “BW-ResumenComercial.xls”, solapa “Comercial-Base 06”, celda K17 se indica que los deudores incobrables correspondientes a 2006 ascienden a US\$ 3.054.217. En la solapa “Com-2007-2013”, el archivo 49 muestra que los deudores incobrables se mantienen constantes entre 2006 y 2013. Al agregar las celdas AA659:AL659 en la solapa “Ingresos” del archivo “Caso 3 (NUEVOS FACTORES, EQUIVALENCIAS Y PRECIOS).xls”, vemos que los incobrables ascienden al 0,48% de los ingresos 2008-2009, los cuales a su vez ascienden a US\$ 640.589.188. Como los ingresos aumentan año tras año, los incobrables jamás exceden el límite del 0,5% de los ingresos totales<sup>224</sup>.

---

<sup>218</sup> Ver Informe de Bates White correspondiente a la Etapa F, 28 de julio de 2008, págs. 83-90, versión original en español (C-260).

<sup>219</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Baremo O&M y Comercial para Informe Final 28.07.08.xls” (C-564).

<sup>220</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 22 (C-582).

<sup>221</sup> Informe de la CP, pág. 132 (C-246).

<sup>222</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 22 (C-582).

<sup>223</sup> Informe de la CP, pág. 133 (C-246).

<sup>224</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “BW-ResumenComercial.xls”, solapa “Comercial-Base 06”, celda K17, solapa “Com-2007-2013,” archivo “CASO 3 (NUEVOS FACTORES, EQUIVALENCIAS Y PRECIOS).xls”, solapa “Ingresos”, celdas AA659:AL659 (C-564).

168. Mercados Energéticos afirma que Bates White no cumplió con la decisión de la Comisión Pericial porque el porcentaje de incobrables utilizado representa el 0,568% de los ingresos totales<sup>225</sup>. No obstante, por este motivo, eso es incorrecto. Nótese que la sección del Informe Etapa F citado por Mercados Energéticos contiene un error tipográfico (la referencia a “US\$ 2,3 millones, que a su vez equivale a un 0,43% del total de ingresos” debería decir “\$3,1 millones, que a su vez equivale a un 0,48% del total de ingresos”)<sup>226</sup>. Esto se ve confirmado por el modelo, que demuestra que los deudores incobrables no exceden el límite del 5%.

## F.6. Costos de los materiales y activos no eléctricos

### *Decisión de la Comisión Pericial*

169. La Comisión Pericial determinó que Bates White debía brindar información y análisis adicionales respecto de estos cinco elementos: (i) bienes y almacenes, (ii) sistemas y equipos, (iii) materiales menores, (iv) vehículos e (v) insumos de oficina y teléfonos<sup>227</sup>. Analizamos cada uno de ellos por separado.

### *Inmuebles y almacenes*

170. En cuanto a inmuebles y almacenes, la Comisión Pericial especificó que Bates White debía documentar mejor la información presentada respecto de los arrendamientos de inmuebles, comparar los arrendamientos con otros similares en el mercado y demostrar que la superficie utilizada se ajusta a la de la empresa modelo<sup>228</sup>.
171. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. En primer lugar, los únicos arrendamientos utilizados en el modelo son los del archivo “BW - Inmuebles y amueblamiento.xls”, incluidos los edificios “edificio administrativo”, “arrendamiento La Castellana”, “arrendamiento 2ª avenida” y “arrendamiento subestación Gerona”<sup>229</sup>. Para “edificio administrativo” y “arrendamiento 2ª avenida”, se presentó documentación a la CNEE en un CD-ROM<sup>230</sup>. Entendemos de las explicaciones del Dr. Giacchino que el edificio

<sup>225</sup> Informe de Mercados Energéticos, págs. 22, 23 (C-582).

<sup>226</sup> Ver Informe de Bates White correspondiente a la Etapa F, 28 de julio de 2008, págs. 116, 117, versión original en español (C-260).

<sup>227</sup> Informe de la CP, pág. 137 (C-246).

<sup>228</sup> Informe de la CP, pág. 137 (C-246).

<sup>229</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “BW - Inmuebles y amueblamiento.xls” (C-564).

<sup>230</sup> Ver ejemplo de documentación en respaldo del modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentada a la CNEE en un CD-ROM, directorio “Contrata de Servicios”, subdirectorío 4, archivo “ContratadeServicios0001.pdf”, págs. 30-37 (C-571).

**El informe de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó las decisiones de la Comisión Pericial**

“arrendamiento La Castellana” es similar a “edificio administrativo”<sup>231</sup>. “El costo de “subestación Gerona” es mínimo, de US\$ 424 por mes, comparado con US\$ 26.000 a US\$ 84.000 por mes de los otros edificios. En segundo lugar, en cuanto a la comparación de los precios de los arrendamientos, tal como se explica en el Informe de Bates White del 28 de julio correspondiente a la Etapa F, Bates White comparó los arrendamientos con los precios de mercado certificados por la empresa tasadora Avalúos y Bienes Raíces y utilizó los costos reales porque, de utilizarse los precios de mercado, los costos resultantes habrían sido más altos<sup>232</sup>. En tercer lugar, respecto del área utilizada, tal como se explica en el Informe del 28 de julio de 2008 correspondiente a la Etapa F, la superficie por empleado se redujo de 21,7 metros cuadrados en el estudio tarifario de NERA de 2003 admitido por la CNEE a 18,8 metros cuadrados en el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008<sup>233</sup>.

172. Mercados Energéticos afirmó que no había podido encontrar la documentación respecto de los arrendamientos<sup>234</sup>. Tal como señalamos anteriormente, esta documentación fue presentada a la CNEE. Mercados Energéticos afirma también que Bates White no comparó adecuadamente los costos de los arrendamientos de EEGSA con los precios de mercado. Tal como explicamos anteriormente, esto no es así. Por último, Mercados Energéticos afirma que no existe sustento suficiente para la superficie que se utiliza en el modelo. No obstante, esta afirmación excede el alcance de la decisión de la Comisión Pericial, porque la decisión le exigía a Bates White demostrar que la superficie utilizada se ajusta a la de una empresa eficiente, lo cual hizo mediante una comparación con la empresa modelo de 2003. Por ello concluimos que las afirmaciones de Mercados Energéticos carecen de sustento.

### *Sistemas y equipos*

173. La Comisión Pericial determinó que debían excluirse del modelo algunos costos de otras empresas que pertenecen al mismo grupo económico. Concluimos que Bates White cumplió con esta decisión, tal como surge del archivo “Costos\_Contratas\_y\_Servicios.xls” y la documentación adicional de respaldo

---

<sup>231</sup> Giacchino II, párrafo 29 (CWS-10).

<sup>232</sup> Ver Informe de Bates White correspondiente a la Etapa F, 28 de julio de 2008, pág. 19, viñeta d) versión original en español (C-260).

<sup>233</sup> Ver Informe de Bates White correspondiente a la Etapa F, 28 de julio de 2008, pág. 117, versión original en español (C-260).

<sup>234</sup> Informe de Mercados Energéticos, págs. 23, 24 (C-582).

presentada por Bates White a la CNEE<sup>235</sup>. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial.<sup>236</sup>

### *Materiales menores*

174. La Comisión Pericial determinó que Bates White debía aplicar la misma metodología que para las discrepancias F.2 y F.3 para garantizar que la cantidad de materiales menores estuviera acompañada por una determinación de los costos de operación y mantenimiento y los baremos. Concluimos que Bates White presentó el análisis de baremo en el archivo “Baremo O&M y Comercial para Informe Final 28.07.08.xls”<sup>237</sup>.
175. Mercados Energéticos afirma que Bates White no cumplió con la decisión de la Comisión Pericial porque no se registraron cambios en los archivos “Costos\_Directos\_O&M\_Optimizado\_2006.xls” y el nivel de detalle presentado era insuficiente<sup>238</sup>. Sin embargo, Mercados Energéticos no toma en consideración los archivos citados anteriormente. Concluimos que la afirmación de Mercados Energéticos es infundada.

### *Vehículos*

176. La Comisión Pericial determinó que Bates White debe aplicar la misma metodología que para las discrepancias F.2 y F.3 para garantizar que el análisis relativo a los vehículos vaya acompañado por una determinación de operación y mantenimiento y los baremos. Concluimos que Bates White cumplió con esta decisión. En particular, el Informe del 28 de julio de 2008 correspondiente a la Etapa F<sup>239</sup> explica la razonabilidad de los costos relacionados comparados con los baremos y los cálculos de respaldo aparecen en el archivo “Baremo O&M y

---

<sup>235</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Costos\_Contratas\_y\_Servicios.xls” (C-564); Documentación presentada por Bates White a la Comisión Pericial, al Sr. Quijivix (CNEE) y al Sr. Calleja (EEGSA) el 28 de julio de 2008, mensajes de correo electrónico con asunto “Entrega de Informe de Etapa F – Material de Soporte”, archivos 1 a 4, “Sistemas Informáticos.pdf”, “Sigre 1.pdf”, “Sigre2.pdf”, “Sigre 3.pdf” (C-570).

<sup>236</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 24 (C-582).

<sup>237</sup> Se puede acceder a los cálculos relevantes a través de los enlaces en las siguientes planillas, cuando se abren al mismo tiempo: archivo COSTO\_CENTRO\_OPERACION\_INFORMACION2.xls, solapa “MO Atención Averías”, fila 34; archivo “COSTO\_MANTENIMIENTO2.xls”, solapa “MO Mantto líneas”, fila 169; archivo “CALIDAD\_SERVICIO-TECNICO2.xls”, fila 84; archivo “UNIDAD\_AUTOMATIZACION\_COMUNICACIONES2.xls”, fila 124. Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE (C-564).

<sup>238</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 24 (C-582).

<sup>239</sup> Ver Informe de Bates White correspondiente a la Etapa F, 28 de julio de 2008, págs. 87, 88, versión original en español (C-260).

**El informe de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó las decisiones de la Comisión Pericial**

Comercial para Informe Final 28.07.08.xls”, solapas “Cálculo Camión Canasta”, “Cálculo Pick Up” y “Cálculo Moto”<sup>240</sup>.

177. Mercados Energéticos afirma que Bates White no cumplió con la decisión de la Comisión Pericial, porque algunos de los valores utilizados en los cálculos supuestamente son valores pegados que no se modificaron en relación con el modelo de Bates White del 5 de mayo de 2008. Sin embargo, tal como se señaló *supra*, el estudio y el modelo del 28 de julio de 2008 efectivamente incluían información adicional en relación con los baremos. En todo caso, cabe señalar que el costo resultante de los vehículos en el baremo calculado por Bates White es más bajo calculado por hora que los valores calculados por Quantum (bajo las instrucciones del Sr. Damonte) para DEOCSA, aceptados por la CNEE<sup>241</sup>. Por ello, concluimos que las afirmaciones de Mercados Energéticos son infundadas.

### Útiles de oficina y teléfonos

178. La Comisión Pericial determinó que Bates White debía documentar los gastos en insumos de oficina y en teléfonos. Concluimos que Bates White cumplió con esta decisión, tal como surge de la documentación adicional de respaldo presentada por Bates White a la CNEE<sup>242</sup>. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial.<sup>243</sup>

### F.7. Vida útil

179. La Comisión Pericial observó que había resuelto la cuestión de la vida útil como parte de la discrepancia D.5 y se remitió a la decisión sobre esta discrepancia<sup>244</sup>. Tal como se ha explicado *supra*, Bates White cumplió con la decisión respecto de la discrepancia D.5. Por ello concluimos que Bates White cumplió con la decisión respecto de la discrepancia F.7. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con esta decisión<sup>245</sup>.

<sup>240</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Baremo O&M y Comercial para Informe Final 28.07.08.xls”, solapas “Cálculo Camión Canasta”, “Calculo Pick Up”, “Calculo Moto.” (C-564).

<sup>241</sup> Ver Quantum, Base de Datos de precios 2008 de DEORSA y DEOCSA, archivo “Archivo referencias.xls”, solapa “Vehículos”, celdas D24 a H24 (R-51).

<sup>242</sup> Ver Ejemplo de documentación en respaldo del modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentada a la CNEE en un CD-ROM, directorio “Contrata de Servicios”, subdirectorío “Integración1”, archivo “ContrataDeServicios0037.pdf” (C-571).

<sup>243</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 25 (C-582).

<sup>244</sup> Informe de la CP, pág. 138 (C-246).

<sup>245</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 25 (C-582).

## F.8. Honorarios del Operador

180. La Comisión Pericial determinó que los honorarios del operador deben excluirse del estudio<sup>246</sup>. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión, tal como surge de los honorarios del operador del archivo “Modelo VAD 28Abr08.xls” que figuran en cero<sup>247</sup>. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con esta decisión<sup>248</sup>.

## F.9. Costos de servicios profesionales

181. La Comisión Pericial definió esta discrepancia en la medida en que se refería al “monto que se debe reconocer a la empresa para el pago de los trabajos de consultorías relacionados con la realización del Estudio para elaborar el pliego tarifario”<sup>249</sup>. La Comisión Pericial determinó que le resultaba razonable imponer un límite de US\$ 300.000 a dichos costos, que incluían costos de Bates White y PA Consulting, “*como reconocimiento máximo de costos para estos servicios*”<sup>250</sup>. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. Así surge del archivo “BW-Gerencia General y Planificación v2.xls”, solapa “10101”, fila 77, en la que se calcula un único costo mensual para Bates White y PA Consulting sobre la base de un valor obtenido de un vínculo al archivo “Costos\_Contratas\_y\_Servicios.xls”, solapa “Lista Costos Contratas”, celda Z891, US\$ 279.839,22, es decir, el límite de US\$ 300.000 multiplicado por un factor de ajuste<sup>251</sup>.
182. Mercados Energéticos asevera que Bates White no cumplió con la decisión de la Comisión Pericial porque la celda Z890 contiene la cifra de US\$ 436.165,85 en lugar del límite de US\$ 300.000<sup>252</sup>. No obstante, tal como se analiza *supra*, el modelo calcula el costo de consultoría sobre la base de la celda Z891, que refleja el límite de US\$ 300.000. El modelo no utiliza la celda Z890 a la que hace referencia Mercados Energéticos. Por ello concluimos que la afirmación de Mercados Energéticos carece de fundamento.

---

<sup>246</sup> Informe de la CP, pág. 140 (C-246).

<sup>247</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Modelo VAD 28Abr08.xls” (C-564).

<sup>248</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 25 (C-582).

<sup>249</sup> Informe de la CP, pág. 142 (C-246).

<sup>250</sup> Informe de la CP, pág. 143 (C-246).

<sup>251</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “BW-Gerencia General y Planificación v2.xls”, solapa “10101”, celdas G76, G77; archivo “Costos\_Contratas\_y\_Servicios.xls”, solapa “Lista Costos Contratas”, celda Z891 (C-564).

<sup>252</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 26 (C-582).



### F.10. Otros costos sin justificación

183. La Comisión Pericial acogió favorablemente la objeción de la CNEE respecto de “Varios”<sup>253</sup>, que nosotros entendemos como referencia a la subcategoría de costos “Varios” respecto de relaciones públicas. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. Así surge del archivo “BW-RRPP v2.xls”, solapa “Resumen”, celda Q36 en la que el valor de la subcategoría “*Varios*” de la tabla de relaciones públicas es cero<sup>254</sup>.
184. Mercados Energéticos sostiene que Bates White no cumplió con la decisión de la Comisión Pericial porque el valor de la celda Q31 también debió haber sido cero<sup>255</sup>. Sin embargo, tal como surge de la descripción de la fila 31, la celda Q31 se refiere a costos de tercerización, no a “varios”, que se enumeran en forma separada en la celda Q36. Concluimos que la afirmación de Mercados Energéticos carece de sustento.
185. También cabe destacar que tal como señaló la Comisión Pericial, “[l]os montos involucrados son menores y su importancia en el contexto del Estudio no es de mayor significación”<sup>256</sup>. Por consiguiente, en el modelo del 5 de mayo de 2008, el monto anual de “Varios” de la celda Q36 (que se eliminó del modelo del 28 de julio de 2008) es US\$ 7.191,72.<sup>257</sup>

### F.11. Proyección de costos para el quinquenio

186. La Comisión Pericial rechazó la objeción de la CNEE<sup>258</sup>. Por consiguiente, Bates White no tenía obligación de modificar el estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 en relación con esta decisión. Verificamos que el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 cumplió con esta decisión. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial<sup>259</sup>.

### F.12. Comparación de los costos resultantes

187. La Comisión Pericial determinó que Bates White debía comparar la cantidad de empleados por cliente de la empresa y el costo de operación y mantenimiento por

---

<sup>253</sup> Informe de la CP, págs. 144, 145 (C-246).

<sup>254</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “BW-RRPP v2.xls”, solapa “Resumen”, celda Q36 (C-564).

<sup>255</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 26 (C-582).

<sup>256</sup> Informe de la CP, pág. 145 (C-246).

<sup>257</sup> Ver modelo de Bates White del 5 de mayo de 2008, archivo “BW-RRPP v2.xls”, solapa “Resumen”, celda Q36 (C-206).

<sup>258</sup> Informe de la CP, pág. 148 (C-246).

<sup>259</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 27 (C-582).

kilómetro con (i) la empresa modelo creada para la revisión tarifaria de 2002, (ii) la empresa modelo creada para la revisión tarifaria actual y (iii) la empresa real<sup>260</sup>. Verificamos que Bates White cumplió con esta decisión. Así surge del archivo “Comparación de parámetros y ratios 2002-2006-2013 con Opex.xls” elaborado por Bates White a este fin<sup>261</sup>.

188. Mercados Energéticos afirma que Bates White no cumplió con la decisión de la Comisión Pericial porque supuestamente cometió varios errores en las cifras relativas a la empresa de 2002<sup>262</sup>. Sin embargo, parecería que Mercados Energéticos incorrectamente se basó en el estudio de NERA del 18 de julio de 2002 en lugar de basarse en el estudio final emitido el 30 de julio de 2002<sup>263</sup>.
189. Mercados Energéticos también manifiesta que Bates White debió haber realizado ajustes a los datos de ratios 2002 y 2006 para que fueran comparables. Sin embargo, estas afirmaciones van más allá del alcance de las decisiones de la Comisión Pericial. En todo caso, el enfoque de Bates White nos resulta razonable y, a nuestro entender, se ajusta a las decisiones de la Comisión Pericial.

## Discrepancia N.º 8: Etapa G – Componentes de costos del VAD y cargos del consumidor

190. Esta discrepancia se refirió al Informe de Bates White correspondiente a la Etapa G respecto del cálculo de los componentes de costos del VAD y el cargo al consumidor. A pedido de la Comisión Pericial, Bates White implementó varios cambios en la fórmula<sup>264</sup>. Mercados Energéticos concuerda en que Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial.<sup>265</sup>

---

<sup>260</sup> Informe de la CP, pág.150 (C-246).

<sup>261</sup> Ver Modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 presentado a la CNEE, archivo “Comparación de parámetros y ratios 2002-2006-2013 con Opex.xls” (C-564).

<sup>262</sup> Informe de Mercados Energéticos, págs. 27, 28 (C-582).

<sup>263</sup> Ver Informe de Mercados Energéticos, pág. 27 (C-582) (citando el archivo “Informe de costos lrg 18Jul03 final.pdf”). Asimismo, en el archivo de Bates White “Comparación de parámetros y ratios 2002-2006-2013 con Opex.xls” figura un costo de operaciones y mantenimiento (O&M) de \$10.738.000 para 2002. Esta cifra debió haber sido US\$ 10.975.000 (y no US\$ 6.547.000, como alega Mercados Energéticos). Esta cuestión menor resulta irrelevante porque no torna a la empresa modelo de 2008 menos eficiente que la empresa modelo de 2002. El motivo de la diferencia entre la cifra de US\$ 10.738.000 y la cifra de Mercados Energéticos de US\$ 6.547.000 surge de que Mercados Energéticos no ajustó los costos de O&M de 2002 y 2008 a fin de dar cuenta del distinto tratamiento de los honorarios del operador en los modelos de 2002 y 2008.

<sup>264</sup> Informe de la CP, págs.155, 156, 158 (C-246).

<sup>265</sup> Informe de Mercados Energéticos, págs. 38, 39 (C-582).

**El informe de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó las decisiones de la Comisión Pericial**

## Discrepancia N.º 9: Etapa I – Estudio tarifario

191. Esta discrepancia surgió en relación con el Informe de Bates White correspondiente a la Etapa I que fijaba las tarifas. La Comisión Pericial determinó que “habiéndose tratado en particular todas las discrepancias planteadas por la CNEE, esta discrepancia 9 queda resuelta de hecho. La CP ha constatado que el Consultor ha realizado las aclaraciones solicitadas por la CNEE en la Etapa I”. La Comisión Pericial también señaló que “*al corregir el Estudio de acuerdo a los pronunciamientos que la CP ha tenido sobre cada una de las discrepancias planteadas a su consideración se deben tomar los recaudos necesarios para que todos los modelos utilizados queden vinculados de forma tal que el Regulador CNEE, pueda controlar y reproducir cualquier cálculo que a sus interés o juicio considere que necesita ser verificado*”<sup>266</sup>.
192. Por lo tanto, esta discrepancia se superpone con las discrepancias anteriores. Dado que Bates White cumplió con las discrepancias anteriores, concluimos que también cumplió con esta discrepancia. Mercados Energéticos reitera sus afirmaciones de que el modelo de Bates White no es trazable ni auditable y que Bates White le realizó cambios injustificados al modelo y no implementó los cambios exigidos por la Comisión Pericial<sup>267</sup>. Dado que ha quedado demostrado *supra* en relación con la Discrepancia N.º 1 y las demás discrepancias, las afirmaciones de Mercados Energéticos son infundadas.

## El recálculo del Sr. Damonte del informe de Bates White del 5 de mayo de 2008 no es confiable

193. En la Sección 5 de su informe, el Sr. Damonte pretende introducir un “recálculo” del estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 “*a fin de poder incorporar [al estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008] las correcciones de acuerdo al pronunciamiento de la [Comisión Pericial]*”<sup>268</sup>. Se nos ha solicitado que evaluemos la razonabilidad del recálculo del Sr. Damonte y las cifras de VNR y del VAD resultantes.<sup>269</sup> A juzgar por nuestro análisis, el recálculo intentado por el Sr. Damonte del estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 no es confiable y las cifras de VNR y VAD

---

<sup>266</sup> Informe de la CP, pág. 163 (C-246).

<sup>267</sup> Informe de Mercados Energéticos, págs. 40, 41 (C-582).

<sup>268</sup> Damonte, párrafo 161; § 5 intitulada “Recálculo del estudio de Bates White en base al Pronunciamiento de la Comisión Pericial;” § 6 intitulada “Recálculo del estudio de Bates White corrigiendo la FRC propuesta por la CP” (RER-2).

<sup>269</sup> El Sr. Damonte presenta sus cifras de VNR y VAD en Damonte, párrafo 171, Tabla 5, intitulada “Escenario 1 – Ajustes en BW 5-5-08 realizados por mi equipo según CP;” párrafo 195, Tabla 10 intitulada “Escenario 2 – Ajustes en BW 5-5-08 según EC con FRC de Anualidad Constante” (RER-2).

resultantes son injustificadas, además de haber sido subestimadas de manera considerable. Ello responde a diversos motivos, como se expone a continuación.

### El Sr. Damonte reconoce que omitió implementar íntegramente las decisiones de la Comisión Pericial

194. En primer lugar, el Sr. Damonte reconoce que, en realidad, no implementó las decisiones de la Comisión Pericial en su totalidad. En efecto, el Sr. Damonte señala que era *“imposible incorporar la totalidad de los pronunciamientos de la CP al estudio de BW del 5-5-08”*, debido a una presunta *“falta de información que debió ser proporcionada por EEGSA and others”* y porque esa tarea supuestamente requeriría *“una modificación integral de los modelos, lo cual implicaría un trabajo de más de 700 horas”*.<sup>270</sup>
195. Como cuestión inicial, es evidente que la revisión del estudio de Bates White del 28 de julio de 2008, que ya había sido corregido a fin de incorporar las decisiones de la Comisión Pericial, habría sido una tarea más sencilla y habría insumido menos tiempo que utilizar una versión anterior del estudio e intentar modificarlo para incluir esas decisiones. En lo que respecta a la supuesta falta de información, quisiéramos mencionar que el Sr. Damonte ignoró el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 y la gran cantidad de documentación respaldatoria adjunta que Bates White suministró a la CNEE con posterioridad a su estudio del 5 de mayo de 2008.<sup>271</sup> En cuanto a la presunta falta de tiempo para la elaboración de su reporte de experto, cabe aclarar que el Sr. Damonte formuló alegaciones similares hace casi dos años en su informe pericial en el arbitraje *Iberdrola*, en el que en gran parte abordó los mismos asuntos que se analizan en este caso.<sup>272</sup>
196. De todos modos, cualquiera sea el motivo, el “recálculo” del estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008, según lo admitió el mismo Sr. Damonte, omite aceptar íntegramente las decisiones de la Comisión Pericial.

---

<sup>270</sup> Damonte, párrafo 163 (RER-2).

<sup>271</sup> Ver Damonte §§ 5, 6 (RER-2); Nota de L. Giacchino de Bates White a C. Colom de la CNEE de fecha 28 de julio de 2008, a la que se acompaña el estudio modificado por Bates White y CD-ROMs con documentación respaldatoria (C-254); Ejemplo de la documentación respaldatoria del modelo de Bates White del 28 de julio 2008 presentada a la CNEE en CD-ROM (C-571); Documentación entregada por Bates White a la Comisión Pericial, al Sr. Quijivix (CNEE) y al Sr. Calleja (EEGSA) el 28 de julio de 2008 (C-570); ver también Giacchino II, párrafo 27 (en el que se hace mención de la documentación respaldatoria impresa adjunta al estudio de Bates White del 28 de julio de 2008) (CWS-10).

<sup>272</sup> Ver Reporte de Experto de Mario C. Damonte, julio de 2010, *Iberdrola Energía, S.A. c. República de Guatemala* (Caso CIADI N.º ARB/09/5), párrafos 426, 434, 436, 438, 440, 442 (C-572).

### El informe de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó las decisiones de la Comisión Pericial

## El Sr. Damonte ignora decisiones clave de la Comisión Pericial y aplica enfoques alternativos injustificados

197. En segundo lugar, el Sr. Damonte desconoce algunas de las decisiones fundamentales de la Comisión Pericial, incluido, por ejemplo, el requisito de que el estudio corregido agregara dos precios internacionales para cada material y adoptara el precio que resultara más bajo entre el precio local y los dos precios internacionales.<sup>273</sup> Según lo analizado en relación con la discrepancia B.1.a, el estudio del 28 de julio de 2008 de Bates White acogió esa decisión. En contraposición, el Sr. Damonte se basa en precios de referencia aceptados en las revisiones tarifarias de DEORSA y DEOCSA y en el estudio de Sigla, ninguno de los cuales se ciñe a lo requerido por la Comisión Pericial.<sup>274</sup> Este error tiene un enorme impacto sobre el VNR y el VAD recalculados por el Sr. Damonte. Como él mismo sostuvo, el mero uso de precios de referencia disminuye el VNR calculado por Bates White en su estudio del 5 de mayo de 2008 por la suma de US\$ 473,2 millones y el VAD, por US\$ 139,7 millones<sup>275</sup>.
198. Por otra parte, el Sr. Damonte ignora la decisión de la Comisión Pericial sobre la discrepancia D.1, referida al cálculo del FRC. Como se expuso anteriormente en relación con la discrepancia D.1, Bates White cumplió con la decisión de la Comisión Pericial. En cambio, el Sr. Damonte emplea incorrectamente lo que él denomina una “fórmula alternativa”, que consiste en calcular el retorno de la Demandante sobre una base de capital que se ha visto depreciada en un 30% aproximadamente<sup>276</sup>. Por ende, la fórmula del FRC del Sr. Damonte no condice

---

<sup>273</sup> Informe de la CP, págs. 30, 31 (C-246).

<sup>274</sup> En particular, si bien en su informe de Etapa B Quantum indica que utilizó dos precios internacionales y un precio local para los materiales principales, en realidad, sólo algunos pocos de los precios de Quantum se basaron en dos precios internacionales y un precio local, lo cual contradice la decisión de la Comisión Pericial. Ver informe de Etapa B de Quantum, pág. 3 (C-456); Quantum, Base de Datos de Precios de 2008 de DEORSA y DEOCSA (R-51). En particular, en función de nuestra revisión de los 89 precios de Quantum empleados por el Sr. Damonte, cabe mencionar que para ocho de ellos, en lugar de proporcionar dos precios internacionales y uno local, la base de datos aclara: “*este material no ha sido utilizado en las redes de distribución de Guatemala.*” Los restantes 81 materiales principales se ven afectados por una o más de las siguientes circunstancias: (i) falta al menos una factura de 31 de esos 81 materiales (38%); (ii) faltan las tres facturas de 12 materiales (15%); (iii) 22 materiales (27%) tienen menos de tres cotizaciones de precios; (iv) 46 materiales (57%) tienen dos o más cotizaciones con el mismo precio; (v) 46 materiales (57%) tienen dos o más cotizaciones de un mismo proveedor; (vi) 39 materiales (48%) utilizan precios locales en lugar de precios internacionales; (vii) 15 materiales (18.5%) tienen nombres distintos en la entrada de la base de datos y las facturas y (viii) 11 materiales (13.5%) tienen precios cotizados incorrectamente o con otras anomalías. Ver Quantum, Base de Datos de Precios de 2008 de DEORSA y DEOCSA, archivo “Archivo referencias.xls,” solapa “Cotizaciones,” celdas J20, J27, J30, J31, J32, J41, J59, J82, J83 (R-51). En relación con los precios de referencia utilizados por Sigla, nos remitimos a lo analizado en la Sección 6.

<sup>275</sup> Damonte, párrafo 170 (RER-2).

<sup>276</sup> Ver Damonte, párrafos 193, 194 (RER-2).

con el Informe de la CP ni con el concepto de VNR. Este error también tiene un notable impacto sobre el VAD; tal como indica el Sr. Damonte, el uso de su fórmula alternativa de FRC, por sí solo, reduce el VAD del estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 por US\$ 288,7 millones.<sup>277</sup>

199. La Tabla incluida a continuación ilustra el alcance de la omisión del Sr. Damonte a la hora de implementar las decisiones de la Comisión Pericial y presenta ejemplos de las decisiones que el Sr. Damonte no acató o de las modificaciones que efectuó y que son incongruentes con las decisiones de la Comisión Pericial.

---

<sup>277</sup> Ver Damonte, párrafo 196 (RER-2).

**Tabla 1.** Ejemplos de las omisiones del Sr. Damonte en la implementación de las decisiones de la Comisión Pericial

Objeción de la CNEE	Decisión de la CP	Modelo del Sr. Damonte
B.1.a. Precios de referencia	Admitida	Reemplaza los precios y las unidades de construcción de Bates White por los utilizados por DEOCSA/DEORSA
B.1.b. Antigüedad de los precios	Rechazada	
B.1.d. Exclusión de precios	Rechazada	
B.1.e.1. Índice de Precios al por Mayor	Rechazada	
C.2.b. Cambios de precios	Admitida	Omite cumplimiento
C.2.c. Vinculaciones y costos unitarios	Admitida	Omite cumplimiento
C.2.d. Justificación	Admitida	Omite cumplimiento
C.3.b. Salidas subterráneas	Admitida	Omite cumplimiento
C.3.d. Optimización de alimentadores rurales	Admitida	Omite cumplimiento
C.4. Inversiones período tarifario	Admitida	Omite cumplimiento
C.9.b. Valores resultantes	Admitida	Omite cumplimiento
C.10. Precio de la energía	Rechazada	Omite cumplimiento
D.1. Factor de recuperación de capital	Rechazada	Omite cumplimiento
E.4. Pérdidas en los balastros de alumbrado público	Rechazada	Omite cumplimiento
F.1. Costos de explotación propuestos	Admitida	Omite cumplimiento; afirma que no es posible medir el impacto
f.2. Metodología	Admitida	Omite cumplimiento; afirma que no es posible medir el impacto
f.3. Costos directos	Admitida	Omite cumplimiento
f.4. Beneficios aplicados a los trabajadores del distribuidor	Rechazada	Omite cumplimiento
f.6. Costos de activos no eléctricos y materiales	Admitida	Omite cumplimiento; afirma que no es posible medir el impacto
f.12. Comparación de costos resultantes	Admitida	Omite cumplimiento; afirma que no es posible medir el impacto

Fuente: Damonte (RER-2)

### El Sr. Damonte asumió presupuestos infundados sobre la base de capital que conducen a una subestimación del VNR

200. En tercer lugar, el Sr. Damonte adoptó ciertas presunciones poco realistas en relación con los activos de la compañía modelo. Así lo confirma el hecho de que

El informe de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó las decisiones de la Comisión

la base de capital de la compañía modelo del Sr. Damonte guarda muy poca relación con la de la compañía real.<sup>278</sup> De ello resulta una subvaluación del VNR. Específicamente, en lo que se refiere a los transformadores de las áreas urbanas (que representan una parte significativa de los activos de EEGSA), Bates White determinó que la red modelo optimizada incluiría aproximadamente un 73% de los transformadores que componen la red real. Por el contrario, según el Sr. Damonte, la red modelo incluiría sólo un 32% de los transformadores aproximadamente.

201. En la siguiente Tabla se compara la cantidad de transformadores de áreas urbanas empleada en el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008, en el reporte del Sr. Damonte, en el estudio de Sigla y en la base de datos “Sigre”, que describía la red real de EEGSA. Consideramos que la exclusión por parte del Sr. Damonte de más de dos de cada tres transformadores dista tanto de lo que es la red real que la cifra calculada por él pierde toda confiabilidad.

**Tabla 2.** Cantidad de transformadores urbanos utilizados en los modelos de Bates White, Damonte y Sigla en comparación con la red real

	Cantidad de transformadores	% de los transformadores reales en 2007	% de los transformadores reales en 2001
<b>Bates White 28 de julio de 2008</b>	16.762	72,7%	80,4%
<b>Sr. Damonte</b>	7.275	31,6%	34,9%
<b>Sigla</b>	11.084	48,1%	53,2%
<b>SIGRE 2007 (red real)</b>	23.047	100,0%	110,6%
<b>SIGRE 2001 (red real)</b>	20.842	90,4%	100,0%

Fuente: Ver nota al pie<sup>279</sup>

<sup>278</sup> Como ya se explicó, si bien la compañía real y la compañía modelo no son idénticas, los reguladores deben efectuar algún tipo de conciliación a fin de garantizar que no difieran demasiado; si la compañía modelo dista tanto de la realidad, la regulación basada en dicha compañía no cumplirá los objetivos de la regulación por incentivos. Ver *supra*, párrafo 38.

<sup>279</sup> La cifra de Bates White se encuentra en el modelo de Bates White del 28 de julio de 2008 entregado a la CNEE, archivos “BT muy alta densidad 2 MTA.xls,” “08-01-23-cuadrilat.xls,” “BT muy alta densidad 1 MTA.xls,” “BT alta densidad MTA.xls,” “BT media densidad.xls,” “BT baja densidad.xls” (C-564). La cifra del Sr. Damonte se encuentra en su modelo, archivo “Modelo-BW-5-5-08 corregido MD según CP 2.xlsb,” celda N55 (C-568). La cifra de Sigla se encuentra en su modelo, carpeta “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subcarpeta “EEGSA Etapa C - Optimización Red Distribuidor,” archivo “VNR-Redes Urbanas EEGSA.xls,” solapa “VNR Redes Urbanas,” celdas C11 +C12 (C-589). La cifra de Sigre de



### El Sr. Damonte omitió presentar la información necesaria para la verificación de su análisis

202. En cuarto lugar, el Sr. Damonte omitió brindar la información necesaria para la verificación de ciertos aspectos de su análisis. Por ejemplo, los precios de referencia de Sigla que el Sr. Damonte utilizó en su recálculo se incluyen en una planilla de cálculo intitulada “Precios.” Se trata de una planilla importante debido a que, como ya se señaló, la utilización por parte del Sr. Damonte de dichos precios de referencia de Sigla (junto con los precios de Deorsa y Deocsa) reduce el VNR de EEGSA al 5 de mayo de 2008 por la suma de US\$ 473,2 millones y el VAD, por US\$ 139,7 millones. El archivo “Precios.xlsm” del Sr. Damonte, que, según tenemos entendido, fue presentado por Guatemala el 21 de marzo de 2012, enumera los precios de referencia de Sigla en la solapa “Resumen”, columnas S y T. Estas columnas, a su vez, están enlazadas al archivo “VNR-Total-EEGSA.xlsm”, solapa “Costos Unitarios”<sup>280</sup>. Sin embargo, el Sr. Damonte ha omitido presentar el archivo denominado “VNR-Total-EEGSA.xlsm.”<sup>281</sup>
203. Asimismo, la versión “enlazada” del modelo del Sr. Damonte que, a nuestro entender fue proporcionada por Guatemala el 17 de abril de 2012, contiene una versión distinta del archivo “Precios”. Dicha versión se denomina “Precios V2.xlsx” y en ella se eliminan los enlaces al archivo no presentado, “VNR-Total-EEGSA.xlsm”, y se los reemplaza por valores copiados o tipeados.<sup>282</sup> Todo parece indicar que esa modificación tuvo lugar entre una y otra presentación de documentos por parte de Guatemala. Por lo tanto, concluimos que los modelos del Sr. Damonte despiertan cierta sospecha.

### El análisis del Sr. Damonte presenta errores conceptuales

204. En quinto lugar, el análisis del Sr. Damonte contiene errores conceptuales. Como él mismo lo reconoce, no analizó el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008, sino el estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008.<sup>283</sup> El Sr. Damonte

2007 se encuentra en el modelo de Bates White entregado a la CNEE, archivo “Inv\_Activos\_SIGRE\_I\_2007.xls,” solapa “Bancos de Transf” (C-564). La cifra de Sigre de 2001 se encuentra en “Copia de Inventario\_Activos\_SIGRE\_2001\_modificado.xls,” solapa “Transformadores,” celda A137 (C-583).

<sup>280</sup> Ver archivo del Sr. Damonte denominado “Precios.xlsm”, presentado por Guatemala el 21 de marzo de 2012, solapa “Resumen,” columnas S y T (C-568).

<sup>281</sup> El Sr. Damonte ha proporcionado el archivo “VNR-Total-EEGSA.xls”, que es un archivo distinto, dado que su nombre termina en “.xls”, en lugar de “.xlsm”. Asimismo, este archivo, que entendemos fue presentado por Guatemala el 16 de febrero de 2012, no contiene la solapa “Costos Unitarios.” Ver archivo del Sr. Damonte denominado “VNR-Total-EEGSA.xls” (C-568).

<sup>282</sup> Ver modelo del Sr. Damonte presentado por Guatemala el 17 de abril de 2012, carpeta “modelo con archivos propios vinculados,” archivo “Precios V2.xlsx,” solapa “Resumen,” columnas S y T (C-568).

<sup>283</sup> Ver Damonte, párrafo 2 (RER-2).

sugiere en una sola oración que debido a que el VNR recalculado por él asciende a la suma de US\$629 millones, en comparación con el monto de US\$1.301 millones del VNR calculado en el informe de Bates White del 5 de mayo de 2008, el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 “*tampoco era un estudio idóneo para la determinación de tarifas.*”<sup>284</sup> El Sr. Damonte no explica por qué motivo la comparación del VNR expresado en el estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 (es decir, el estudio anterior a la incorporación por parte de Bates White de las decisiones de la Comisión Pericial) y del VNR recalculado por él podría tomarse como fundamento para sacar conclusiones acerca del estudio de Bates White del 28 de julio de 2008.

205. De cualquier modo, la lógica del Sr. Damonte es deficiente. Uno bien podría argumentar que dado que la cifra de VNR del Sr. Damonte difiere de la cifra de VNR de Bates White, su cifra es, en realidad, la incorrecta. Arribamos a la conclusión de que la cifra de VNR “recalculada” por el Sr. Damonte no puede sustituir al debido análisis del estudio del 28 de julio de 2008, y que el recálculo del Sr. Damonte del estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 es irrelevante a efectos de determinar si el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó o no las decisiones de la Comisión Pericial.

### La crítica del Sr. Damonte al estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 es irrelevante e infundada

206. Por último, el reporte del Sr. Damonte y sus anexos intentan dirigir una extensa crítica contra el estudio del 5 de mayo de 2008 elaborado por Bates White.<sup>285</sup> La crítica del Sr. Damonte gira en torno a cuestiones que fueron sometidas a la Comisión Pericial y resueltas por ella.<sup>286</sup> Las decisiones de la Comisión Pericial luego fueron implementadas íntegramente en el estudio de Bates White del 28 de julio de 2008, como ya se explicó. Por ende, concluimos que la crítica del Sr. Damonte al estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 es irrelevante a los efectos de determinar si el estudio del 28 de julio de 2008 cumplió con las decisiones de la Comisión Pericial, o si el VNR y el VAD expresados en ese mismo estudio son razonables.

---

<sup>284</sup> Damonte, párrafo 173 (RER-2).

<sup>285</sup> Ver Damonte § 4 intitulada “Análisis del Informe de Bates White del 5 de mayo de 2008;” ver también Anexos del reporte del Sr. Damonte (RER-2).

<sup>286</sup> Ver Damonte § 4.1.1 intitulada “La imposibilidad de auditar el Modelo;” § 4.1.2 intitulada “Precios de Referencia;” § 4.1.3 intitulada “La sobreestimación del VNR”, en la que se abordan varias cuestiones y se hace referencia a las decisiones relacionadas de la Comisión Pericial; § 4.1.4 intitulada “La errónea forma de calcular el Costo de Capital” (RER-2); comparar con Informe de la CP, decisiones sobre las Discrepancias N.º 1, 3, 5 (C-246).

El informe de Bates White del 28 de julio de 2008 implementó las decisiones de la Comisión Pericial

## Conclusión

207. Por lo expuesto, concluimos que el recálculo intentado por el Sr. Damonte del estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 no resulta confiable y que el VNR y el VAD resultantes han sido subestimados considerablemente y carecen de toda justificación.

## 4 La razonabilidad del VNR y el VAD de Bates White

208. Se nos ha solicitado que analicemos la razonabilidad del VNR de US\$ 1.053 millones y el VAD anual de alrededor de US\$ 232 millones calculados por Bates White en su estudio del 28 de julio de 2008, especialmente a la luz de las decisiones de la Comisión Pericial.<sup>287</sup> Como se demuestra a continuación, concluimos que varias de las decisiones de la Comisión Pericial que favorecieron a la CNEE, ya sea en su totalidad o en forma parcial, podrían razonablemente haber resultado favorables a EEGSA. Asimismo, llegamos a la conclusión de que en cada oportunidad en la que la Comisión Pericial se pronunció completamente a favor de EEGSA, su decisión fue acertada. En este sentido, dado que Bates White incorporó todas y cada una de las decisiones de la Comisión Pericial a su estudio del 28 de julio de 2008, el VNR y el VAD calculados en dicho estudio resultaron inferiores a lo que razonablemente habrían sido en otras condiciones.

### **La CNEE se benefició gracias a ciertas decisiones de la CP que, en términos razonables, podrían haberse dictado completamente a favor de EEGSA**

209. A juzgar por nuestro análisis, la Comisión Pericial se pronunció total o parcialmente a favor de la CNEE en relación con una serie de discrepancias respecto de las cuales habría estado justificado, desde un punto de vista económico y de ingeniería, decidir a favor de EEGSA. Como ejemplos de tales casos pueden citarse las decisiones de la Comisión Pericial sobre las siguientes discrepancias: (i) el cálculo del FRC (discrepancia D.1); mano de obra (discrepancia B.2); honorarios del operador y costos de servicios profesionales (discrepancias F.8 y F.9); servidumbres (discrepancia C.11); intereses intercalares (discrepancia B.4.c); pérdidas no técnicas de energía y potencia (discrepancia E.5) e instalaciones subterráneas (discrepancia C.3.f).

---

<sup>287</sup> Ver Damonte § 8 (RER-2); Informe de Mercados Energéticos, págs. 8-12 (C-582).

### Cálculo del FRC (D.1)

210. Conforme lo descrito en la Sección 2, el método de VNR adoptado por Guatemala consiste en valorar la base de capital de la compañía de distribución como si todos los activos eficientes fueran *nuevos*, y se basa en la premisa de que los activos comprendidos en la base de capital se reemplazan simultáneamente a medida que se deprecian, es decir, que los activos siempre son nuevos. Dicho principio se encuentra enunciado en el Artículo 67 de la LGE, que prevé que “[l]a anualidad de la inversión será calculada sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones óptimamente dimensionados...”<sup>288</sup>
211. No obstante, en los Términos de Referencia de enero de 2008, la CNEE dispuso un cálculo del FRC que, en realidad, permite estimar el retorno sobre una base de capital depreciada al 50%.<sup>289</sup> En nuestra opinión, los Términos de Referencia contravienen el principio básico subyacente al método del VNR, esto es, que los activos que integran la base de capital se valúan como nuevos.
212. En su estudio del 5 de mayo de 2008, Bates White no siguió el cálculo previsto en los Términos de Referencia, sino que estimó el retorno de capital y el retorno sobre el capital en función de una base de capital no depreciada. Consideramos que el cálculo de Bates White fue absolutamente coherente con el método de VNR.
213. La CNEE se opuso al cálculo de Bates White e insistió en que el retorno se calculara (de conformidad con lo dispuesto en los Términos de Referencia) sobre una base de capital depreciada a un 50%, lo que reducía el retorno del distribuidor a la mitad.<sup>290</sup>
214. La Comisión Pericial rechazó el enfoque favorecido por la CNEE y sostuvo, con todo acierto, que era incompatible con la LGE, que exigía que la base de capital se valorara como si fuera nueva, es decir, sin aplicar depreciación a los activos objeto de valuación.<sup>291</sup> Sin perjuicio de ello, la Comisión Pericial determinó que si bien los activos serían nuevos al comienzo del período tarifario, en razón de que se los utilizaría durante dicho período, debían depreciarse en la mitad del quinquenio aludido.<sup>292</sup> Ello le permitiría a la compañía obtener un retorno sobre el capital de aproximadamente un 91%. En contraste, si se hubiese favorecido la postura de Bates White, EEGSA habría recibido un retorno sobre el capital del

---

<sup>288</sup> LGE, Art. 67 (C-17).

<sup>289</sup> Ver Términos de Referencia, 17 de enero de 2008, pág. 55 del original en español (C-417).

<sup>290</sup> Ver Informe de la CP, págs. 89, 90 (C-246).

<sup>291</sup> Ver Informe de la CP, pág. 92 (C-246).

<sup>292</sup> Ver Informe de la CP, pág. 93 (C-246).

100%, y si la CNEE se hubiera impuesto, EEGSA habría obtenido un retorno sobre un mero 50%.

215. En consecuencia, la decisión de la Comisión Pericial coincidió más con la postura de Bates White que con la de la CNEE y, en tal sentido, favorecía enormemente a EEGSA. Sin embargo, a nuestro juicio, Bates White estaba completamente en lo cierto, por lo que la decisión de la Comisión Pericial fue errada. Si la Comisión Pericial hubiera decidido correctamente esta cuestión, el VNR y el VAD resultantes habrían sido más altos.

### Mano de obra (B.2)

216. Conforme lo analizado en torno a la discrepancia B.2, la Comisión Pericial decidió que Bates White debía comparar los costos de mano de obra inherentes al empleo de sus propios trabajadores (determinados sobre la base del cálculo de baremos) con los costos de tercerización de las mismas tareas a contratistas, para luego adoptar los costos que resultaran más bajos. Como también hemos explicado, Bates White cumplió esa decisión. Sin embargo, en nuestra experiencia, cuando las compañías de distribución recurren a la tercerización, por lo general tercerizan categorías completas de actividades, en lugar de tareas individuales. De ese modo, obtienen beneficios a partir de economías de gama puesto que los costos de las tareas individuales tercerizadas como un paquete son menores que los que se generarían si esas mismas tareas se tercerizaran individualmente. La Comisión Pericial no tuvo en cuenta este factor y entonces solicitó a Bates White que seleccionara el que resultara inferior entre el costo determinado por baremos y el costo de tercerización de tareas individuales, soslayando el hecho de que si una compañía terceriza actividades por partes, los costos reales de tercerización probablemente sean mayores.

### Honorarios del Operador (F.8) y costos de servicios profesionales (F.9)

217. Según lo indicado anteriormente respecto de la discrepancia F.8, la Comisión Pericial concluyó que los honorarios del operador debían excluirse y Bates White acató esa decisión. Como se explica en el Informe de la CP, tras su privatización, EEGSA debía contratar a un operador que administrara la red por un plazo de 10 años. Según la Comisión Pericial, una vez finalizado dicho plazo de 10 años, EEGSA tendría la capacidad técnica para operar la red por sí sola y entonces debían excluirse los honorarios del operador.<sup>293</sup> La inclusión por parte de Bates White de dichos honorarios respondía al hecho de que EEGSA continuó contratando los servicios de un operador con la finalidad de ahorrar costos. A pesar de ello, los costos correspondientes se excluyeron del estudio corregido, en

---

<sup>293</sup> Informe de la CP, pág. 140 (C-246).

cumplimiento de la decisión de la CP. En nuestra experiencia, la tercerización de operaciones es una práctica común en los mercados de distribución actuales. Ello se debe a que ciertos operadores especializados pueden asumir la gestión de la red de un modo más eficiente que el propio distribuidor (aun cuando el distribuidor tenga la capacidad técnica para operar la red por su cuenta). Por ende, lo importante en este punto consiste en determinar si la contratación de una de esas compañías como operador habría derivado en menores costos para los clientes. Nuestra conclusión es que las probabilidades eran mayores de que así fuera. Sin embargo, la Comisión Pericial no abordó esta cuestión. Quisiéramos aclarar además que la finalización del período de 10 años durante el cual EEGSA debía contar con un operador no implicaba que EEGSA no pudiera contratar un operador en el futuro.

218. En cuanto a los costos de servicios profesionales, como se expuso en la Sección 3 en lo referido a la discrepancia F.9, la Comisión Pericial resolvió que los costos de los consultores que participaron en el estudio tarifario de 2008, Bates White y PA Consulting, debían limitarse a US\$ 300.000. Como explicamos, Bates White acogió esta decisión. No obstante, nos consta por experiencia que los montos reales de los costos eficientes de consultores se incluyen rutinariamente en las revisiones tarifarias. En este caso, cabe señalar que la CNEE había modificado los Términos de Referencia en reiteradas oportunidades y opuso objeciones sobre varios puntos importantes que finalmente fueron rechazadas por la Comisión Pericial. Así, todo indicaría que los costos de consultores son, en parte, consecuencia del enfoque de la CNEE y no podían ser desconocidos por EEGSA. En esas circunstancias, y asumiendo que los servicios de consultoría se contrataron de manera competitiva y transparente (como ocurrió en este caso), era de esperar que los costos de consultores fueran aceptados por su monto total.

### Servidumbres (C. 11)

219. Esta discrepancia giraba en torno a si el estudio tarifario debía incluir los costos de varias servidumbres de propiedad del distribuidor. Como se expuso anteriormente, la Comisión Pericial concluyó que no debería incluirse ningún costo y Bates White cumplió con esa decisión. Empero, en nuestra experiencia, la práctica habitual consiste en incluir las servidumbres adquiridas a un determinado costo (en contraposición a servidumbres de paso a espacios públicos conferidas a la compañía sin cargo, por ejemplo), como así también los costos asociados a su mantenimiento. Por lo tanto, hubiera sido razonable que la Comisión Pericial permitiera incluir al menos dichos costos en el estudio tarifario. Por otra parte, cabe mencionar que la objeción de la CNEE en relación con las servidumbres contradice el hecho de que sí aceptó que se incluyeran los costos de servidumbre

en la revisión tarifaria de 2003<sup>294</sup> y de que, de conformidad con la LGE, las servidumbres deben subastarse al término de la concesión, lo que implica el reconocimiento de que tienen un valor para el distribuidor.<sup>295</sup>

#### Intereses intercalares (B.4.c)

220. Como ya se analizó en relación con la discrepancia B.4.c, la Comisión Pericial determinó que Bates White debe aplicar intereses intercalares únicamente a las inversiones del período especificado y que tales intereses deben calcularse según la tasa establecida en la Resolución CNEE-04-2008. Los intereses intercalares hacen referencia a los costos de financiamiento (costos de capital) en que una compañía incurre desde el momento en que comienza a construir un activo hasta el momento en el que éste es puesto en funcionamiento. Como consecuencia de la decisión de la Comisión Pericial, sólo podían incluirse en el estudio tarifario los intereses intercalares asociados a nuevas construcciones, dentro del límite fijado por la CNEE.<sup>296</sup> Sin embargo, en nuestra opinión, habría sido razonable permitir la inclusión de intereses intercalares por su costo total (sin el límite fijado por la CNEE).

#### Pérdidas no técnicas (E. 5)

221. Según lo considerado respecto de la discrepancia E.5, la Comisión Pericial estableció que el porcentaje de pérdidas no técnicas debía limitarse a un 2,2% y que no debía contemplarse ninguna pérdida no técnica en relación con la red de media tensión.<sup>297</sup> Bates White se atuvo a esa decisión. Las pérdidas no técnicas generalmente aluden al robo de energía y son un problema en muchos países. Como se afirma en el Informe de la CP, por un lado, la práctica regulatoria busca alentar a las compañías de distribución a eliminar las pérdidas no técnicas y, por el otro, dadas las implicancias sociopolíticas del asunto, las compañías no pueden lograrlo sin la participación activa de las autoridades correspondientes. Por ende, en ese contexto, es injusto imponer a las compañías el costo de dichas pérdidas.<sup>298</sup> Por nuestra experiencia, consideramos que el límite de 2,2% impuesto por la Comisión Pericial es demasiado bajo.

---

<sup>294</sup> Ver Informe de la CP, pág. 87 (C-246).

<sup>295</sup> LGE, Art. 57 (C-17).

<sup>296</sup> Ver Informe de la CP, pág. 48 (C-246).

<sup>297</sup> Informe de la CP, págs. 120, 121 (C-246).

<sup>298</sup> Informe de la CP, pág. 120 (C-246).

### Instalaciones subterráneas (C. 3. f)

222. Como se puso de manifiesto en lo que respecta a la discrepancia C.3.f, la Comisión Pericial hizo lugar a la objeción de la CNEE en el sentido de que las líneas modeladas como subterráneas deben modelarse como líneas aéreas si figuraban como tales en la red real de EEGSA. Bates White cumplió con esa decisión.<sup>299</sup> Además, como ya se mencionó en relación con la discrepancia C.3.b, la Comisión Pericial sostuvo además que todas las salidas de alimentadores subterráneas debían modelarse como aéreas y Bates White así lo hizo. No obstante, a nuestro modo de ver, en consonancia con el enfoque adoptado por la Comisión Pericial respecto de la discrepancia C.3.f, habría sido razonable permitir que el modelo incluyera las salidas subterráneas existentes en lugar de modelarlas como aéreas.

---

<sup>299</sup> Informe de la CP, pág. 74 (C-246).



Los análisis de benchmarking del Sr. Damonte y  
de Mercados Energéticos no son confiables

## 5 Los análisis de benchmarking del Sr. Damonte y de Mercados Energéticos no son confiables

223. El Sr. Damonte y Mercados Energéticos presentan supuestos análisis de benchmarking que demostrarían que los VNR y el VAD calculados por Bates White son exagerados si se los compara con los valores de referencia obtenidos a partir de muestras de otros distribuidores de energía eléctrica de América Latina<sup>300</sup>. Como analizamos a continuación, los análisis de benchmarking de Damonte y Mercados Energéticos se basan en metodologías inadecuadas, muestras defectuosas y datos erróneos o que no se presentan. Por consiguiente, los análisis del Sr. Damonte y Mercados Energéticos no brindan valores de referencia significativos que puedan utilizarse para estimar la razonabilidad de los VNR y el VAD de EEGSA.

### Antecedentes del benchmarking en materia de distribución de energía eléctrica

224. En términos generales, el análisis de benchmarking es un modo de medir la eficiencia de una empresa a partir de un rendimiento hipotético de referencia que se determinó a través de distintos métodos estadísticos y de optimización. La eficiencia puede entenderse en dos sentidos: como eficiencia de producción, es decir, producir lo mismo con menos insumos o producir más con los mismos insumos, o bien como eficiencia de costos, es decir, producir lo mismo a menor costo o producir más al mismo costo.
225. En la regulación de precios de distribución de energía eléctrica, el análisis de benchmarking de la eficiencia en términos de costos es una de las herramientas ampliamente utilizadas por los reguladores para determinar los costos operativos recuperables del distribuidor y, a veces, los costos totales. No suele aplicarse para determinar en forma independiente los costos de capital recuperables, mucho menos el VNR<sup>301</sup>. Esto se debe a dos motivos. En primer lugar, el VNR es

<sup>300</sup> Ver Damonte, Sección 8 (RER-2); Informe de Mercados Energéticos, págs. 8-12 (C-582).

<sup>301</sup> Por ejemplo, en Europa, países como los Países Bajos, Austria y Bélgica usan una medida del costo total como base para el análisis de benchmarking, mientras que la mayoría de los demás países europeos usan los costos operativos. El Reino Unido recientemente adoptó un gasto total de referencia, cuyo manual presenta un buen indicador de los desafíos que representa recurrir a las comparaciones de valores de referencia: “Al realizar un análisis de benchmarking, se considerarán los siguientes principios: los costos totales deberán ser la base de la estimación en vista del deseo de evitar cualquier sesgo que pueda forzar a la empresa de red a adoptar determinadas soluciones (por ejemplo, soluciones de gastos de capital por sobre gastos operativos); no esperamos usar la

únicamente un componente del costo de capital y, en segundo lugar, el costo de capital es más difícil de modificar en el corto plazo<sup>302</sup>.

226. Asimismo, los reguladores tradicionalmente han comparado los valores de referencia de empresas de distribución dentro de un único país, no entre países, porque el análisis de benchmarking entre distintos países introduce una incertidumbre y complejidad adicionales significativas debido a factores que varían según el país, como el método de regulación, los principios de contabilidad, los costos de mano de obra, las diferencias en los precios de los materiales y el valor de la moneda<sup>303</sup>.
227. Además, usar el VNR o los costos de capital como única base para el análisis de benchmarking puede introducir un sesgo al análisis ya que hace aparecer como más ineficientes a las empresas con un costo de capital bajo, una baja depreciación o una mayor proporción de costos de capital. Esto se da especialmente cuando la comparación de precios de referencia incluye empresas que aplican diferentes configuraciones tecnológicas de sus redes. Por ejemplo,

---

*comparación del costo total de referencia en un análisis mecanicista del requisito de ingresos base dadas las potenciales preocupaciones acerca de la robustez del análisis; ninguna medida única del costo total es ideal, en especial dada la naturaleza variable de los gastos de capital y la variación de los programas históricos de inversión de capital (y, por ende, de los Valores de Activos Regulatorios o VAR) de las empresas de red en un determinado sector y puede resultar adecuado recurrir a medidas alternativas como control cruzado del análisis". Ofgem, Handbook for implementing the RIIO Model, octubre de 2010, pág. 64 (C-586).*

<sup>302</sup> Ver Turvey, "On network efficiency comparisons: Electricity distribution," Bath Univ. (2002), págs. 2, 3 ("Según el criterio que rige en economía, es preciso distinguir entre los análisis a corto y a largo plazo. . . Los análisis a corto plazo toman como dados los activos fijos de las empresas, tomando en consideración únicamente los costos de los operadores de red que pueden evitarse en el corto plazo y en relación con los resultados de las actividades cuyos costos evitables varían conforme a las producciones correspondientes. Las comparaciones entre empresas (o de una sola empresa a lo largo del tiempo) entre costos evitables a precios constantes, como valor aproximado de gastos operativos y escalas estimadas en forma adecuada sobre aquellas actividades que determinan los costos evitables en el corto plazo brindarán información útil acerca de las diferencias en términos de eficiencia entre las distintas empresas (o el desarrollo de la eficiencia dentro de una empresa en particular) . . . Los análisis a largo plazo tratan a todos los insumos como variables, de manera tal que deben incorporarse los costos de capital. A diferencia del análisis a corto plazo, donde la eficiencia es una cuestión de operación y mantenimiento de la capacidad existente, la producción no se considera restringida por las existencias de activos. Es por ello que se tiene en cuenta el suministro de capacidad adicional y el retiro de capacidad existente. Las comparaciones en términos de eficiencia se relacionan con el factor de productividad total.") (C-591).

<sup>303</sup> Por ejemplo, en los países escandinavos se han llevado a cabo varias iniciativas para estandarizar la información de tal modo que las empresas distribuidoras de la región pudieran ser objeto de comparación por valores de referencia. Sin embargo, después de más de 10 años de esfuerzos, los reguladores aún confían en las muestras nacionales y usan diferentes especificaciones del modelo. Ver, por ejemplo, Asociación de Reguladores Nórdicos, *Economics regulation of electricity grids in Nordic countries. Informe 7-2011*, págs. 45-51 (C-563). Asimismo, si bien el sector de energía eléctrica en Europa (EURELECTRIC) ha reconocido la importancia de la comparación de valores de referencia y lanzó un grupo de trabajo de evaluación comparativa en 2002, los reguladores de Europa continúan basándose en muestras nacionales. En América Latina, algunos reguladores recurren a información de otros países pero comúnmente se basan en muestras nacionales de un único país (por ejemplo, en Panamá se hace un análisis comparativo de valores de referencia con empresas de los Estados Unidos).

una empresa con un alto porcentaje de líneas subterráneas tendrá costos de capital más altos y costos operativos más bajos que una empresa que utiliza mayormente líneas eléctricas aéreas, así como una comparación de precios de referencia centrada únicamente en los costos de capital perjudicaría a la empresa que opera con líneas subterráneas. Como las empresas deben compensar los costos de capital con los costos operativos, comparar empresas únicamente sobre la base de sus costos de capital perjudica a las que tienen menores costos operativos.

228. Al hacer esencialmente una comparación entre países sumamente simplista centrada en los costos de capital, a nuestro entender, los análisis de benchmarking del Sr. Damonte y Mercados Energéticos son muy poco frecuentes y no resultan confiables.

## La comparación de VNR de referencia del Sr. Damonte no es confiable

### La fórmula de benchmarking del Sr. Damonte

229. Damonte pretende brindar un VNR de referencia basado en 67 empresas de distribución de siete países latinoamericanos que luego compara con (i) el precio pagado por EEGSA al momento de la privatización, (ii) el VNR de 2003 calculado por NERA, (iii) los VNR de 2008 calculados por Bates White y (iv) el VNR de 2008 calculado por Sigla<sup>304</sup>.
230. El valor de referencia propuesto por Damonte se basa en una versión sumamente simplista de la llamada fórmula Cobb-Douglas<sup>305</sup> y en la consideración de muy pocas variables. Damonte presupone que el supuesto VNR que observó de cada una de las 67 empresas de su muestra es el resultado de tres variables diferentes: la cantidad de energía eléctrica vendida en un año por la distribuidora en cuestión, la longitud de la red de mediano y bajo voltaje de la empresa y la cantidad de clientes a los que la empresa les brinda el servicio en el

---

<sup>304</sup> Damonte, párrafos 243, 249 (RER-2). Si bien Damonte sostiene que utilizó “información ... de cinco países latinoamericanos” (párrafo 243), su modelo en Excel enumera siete países: Bolivia, Brasil, Chile, El Salvador, Guatemala, Panamá y Perú. Ver el modelo de Damonte “TECO contra Guatemala – benchmarking VNR-VF V2.xlsx”, solapa “Datos”, columna D (C-568).

<sup>305</sup> La fórmula Cobb-Douglas calcula el costo de una empresa como una función de factores precio y producción. Es la función de costos más simple disponible e incorpora una serie de supuestos simplificadores que el investigador comúnmente debe poner a prueba para justificar el uso de esta fórmula en lugar de enfoques más flexibles.

## Los análisis de benchmarking del Sr. Damonte y de Mercados Energéticos no son confiables

año<sup>306</sup>. Esta simplificación excesiva le quita confiabilidad al análisis del Sr. Damonte por varios motivos.

231. En primer lugar, Damonte recurre a datos de distintas empresas de siete países pero omite incluir en su fórmula factores de control que den cuenta de las diferencias entre los distintos países y empresas, tales como diversos principios de contabilidad y regímenes jurídicos y fiscales, perfiles etarios y de tipo urbano/rural de las redes, costo de mano de obra y costos de capital. Como ilustra la siguiente Tabla, estos factores de control son una característica típica de cualquier análisis serio de comparación de precios de referencia. La Tabla demuestra también que la simplista fórmula Cobb-Douglas que propone Damonte no es compatible con las fórmulas más sofisticadas que suelen emplearse en el análisis de benchmarking en distribución de energía eléctrica.

---

<sup>306</sup> Ver Damonte, párrafos 242-44 (RER-2).

**Tabla 3.** Enfoques para una comparación de valores de referencia

Fuente <sup>307</sup>	País	Método	VARIABLES
London Economics 1999	219 empresas de servicios públicos en Australia, Inglaterra y Gales, EEUU y Nueva Zelanda	Análisis Envolvente de Datos (DEA, por su sigla en inglés)	<u>Producción:</u> Energía entregada, cantidad de clientes <u>Insumos:</u> Gasto total de operación y mantenimiento, kilómetros de recorrido, capacidad nominal del transformador <u>Factores de control:</u> densidad de clientes, picos de demanda, mix de clientes, densidad de energía, mix de redes y fiabilidad del suministro.
Pollitt y otros (2009)	Comparación europea: Reino Unido, Finlandia, Suecia, Noruega, Italia, los Países Bajos	Análisis de Fronteras Estocásticas (SFA, por sus siglas en inglés)/ Función de producción de logaritmo trascendental (translog)	<u>Producción:</u> energía entregada, cantidad de clientes <u>Insumos:</u> costo total <u>Factores de control:</u> variables ficticias de países, densidad de clientes
Estache y otros (2004)	Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay	DEA y SFA/ Función de distancia orientada a los inputs y función de requerimientos orientadas a los inputs	<u>Producción:</u> energía entregada, cantidad de clientes y área de servicio, kilómetros de la red de distribución <u>Insumos:</u> Cantidad de empleados <u>Factores de control:</u> Porcentaje de ventas residenciales y PNB per capita, capacidad del transformador
Filippini (1997)	Suiza	Función costo translog	<u>Producción:</u> energía entregada, cantidad de clientes <u>Insumos:</u> precios de capital y mano de obra <u>Factores de control:</u> factor de carga, área de servicio
Filippini y otros (2000)	Suiza (59 empresas de servicios públicos)	Función costo promedio	<u>Producción:</u> Cantidad de KWh transportados por la red de media tensión <u>Insumos:</u> Costo total, precios de mano de obra y capital <u>Factores de control:</u> nivel de tensión, consumo promedio, factor de carga, porcentaje de tierras de uso agrícola, porcentaje de tierras forestales, porcentaje de tierras improductivas respecto del área de servicio.
Kwoka (2005)	Empresas de servicios públicos de EEUU	Función cuadrática de costo promedio	<u>Producción:</u> Energía, largo de la línea, conexiones <u>Insumos:</u> Costo promedio, salarios <u>Factores de control:</u> Costos de mano de obra, costos de capital, costos de energía, titularidad pública, empresas de servicios públicos múltiples, competencia minorista

<sup>307</sup> Kwoka, J.E., "Electric power distribution: economies of scale, mergers, and restructuring," *Economía Aplicada*, págs. 37, 2373–2386 (2005); Filippini, M., "Are Municipal Electricity Distribution Utilities Natural Monopolies?" *Anales de Economía Pública y Cooperativa*, 69:2, págs. 157-174 (1998); Filippini, M. y Wild, J., "Regional Differences in Electricity Distribution Costs and their Consequences for Yardstick Regulation," *Serie de documentos de trabajo*, Centro de Economía y Políticas de Energía, Instituto Federal Suizo de Tecnología (2000); Christian Growitsch & Tooraj Jamasb & Michael Pollitt, "Quality of service, efficiency and scale in network industries: an analysis of European electricity distribution," *Economía Aplicada* (2009); Taylor y Francis Journals, vol. 41(20), págs. 2555-2570; Antonio Estache, "The Case for International Coordination of Electricity Regulation: Evidence from the Measurement of Efficiency in South America," *Revista de Economía Regulatoria*; 25:3 271-295 (2004); London Economics, "Efficiency and Benchmarking Study of the NSW distribution businesses" (1999). Todas estas fuentes se presentaron en forma conjunta como Anexo C-574.

Los análisis de benchmarking del Sr. Damonte y de Mercados Energéticos no son confiables

Damonte (2011)	67 empresas de servicios públicos de América Latina	Función Cobb-Douglas simple	<u>Producción:</u> cantidad de clientes, longitud de la red, energía vendida <u>Insumos:</u> valor del activo <u>Factores de control:</u> Ninguno
----------------	---	-----------------------------	---

---

232. En segundo lugar, la fórmula que utiliza Damonte es muy sensible a los cambios de coeficiente conocidos como elasticidades, que determinan en cuánto varía el VNR de referencia cuando cambian las demás variables. Por ejemplo, en la versión de su informe presentado junto con el Memorial de Contestación de la Demandada antes de la corrección de febrero de 2012, Damonte sostuvo que utilizó una elasticidad de VNR de 0,58 para la energía vendida, lo que significa que si la cantidad de energía eléctrica que se vende por año aumentó un 10%, el VNR registraría un incremento del 5,8%<sup>308</sup>. En la versión corregida de su informe, Damonte señaló que de hecho usó una elasticidad de 0,4759, lo que significa que si la cantidad de energía eléctrica que se vende por año aumentó el 10%, la suba del VNR sería de 4,76% (en vez del 5,8%)<sup>309</sup>.
233. La diferencia entre la cifra de elasticidad inicialmente propuesta por Damonte y la corregida es de 0,1041 (0,58 menos 0,4759) o el 1% de efecto en el logaritmo del VNR obtenido, diferencia que parecería ser menor<sup>310</sup>. Sin embargo, cuando la cifra de elasticidad de 0,58 se aplica al modelo propuesto por Damonte, el VNR de referencia que calcula Damonte correspondiente a 2008 aumenta de US\$ 505 millones a US\$ 2400 millones, valor considerablemente mayor a todos los VNR calculados por Bates White y más del doble del VNR del 28 de julio de 2008 estimado por Bates White en US\$ 1053 millones<sup>311</sup>. Esto puede apreciarse en la siguiente Figura, en la que reproducimos la Figura 9 de Damonte e incorporamos los nuevos VNR de referencia, representados en la línea roja en la parte superior del gráfico. Curiosamente, Damonte no brinda datos para respaldar las cifras de elasticidad que propone<sup>312</sup>.

---

<sup>308</sup> Ver Damonte, párrafo 245 (RER-2) (antes de su corrección).

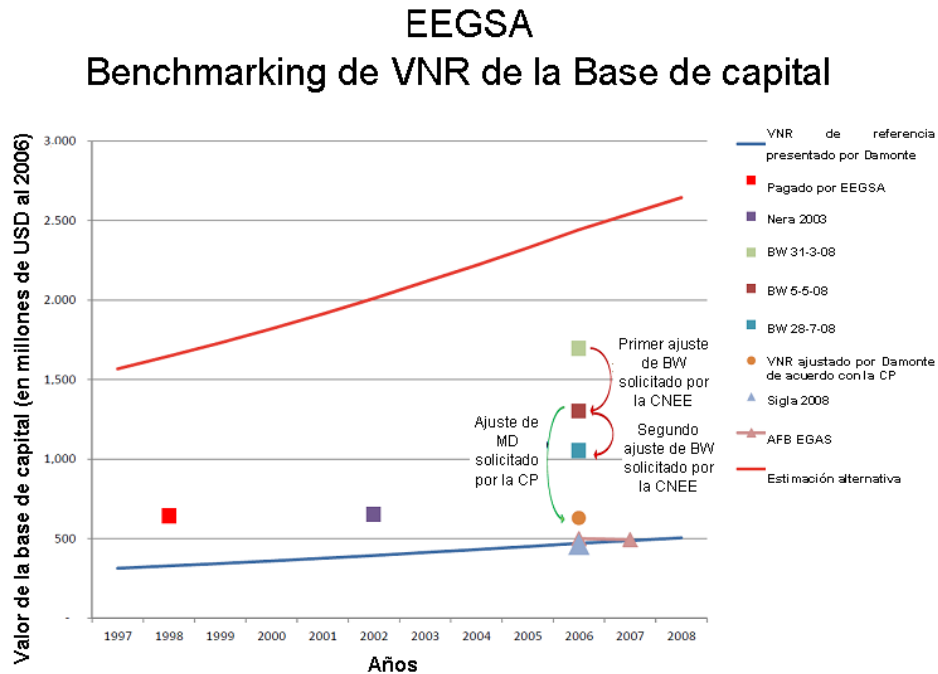
<sup>309</sup> Ver Damonte, párrafo 245 (RER-2).

<sup>310</sup> Damonte emplea una fórmula logarítmica para calcular su VNR de referencia, lo que significa que al convertir los parámetros en valores necesita recurrir a un valor exponencial, lo cual tiene un fuerte impacto en el VNR.

<sup>311</sup> Se trata simplemente de reemplazar 0,4758688 por 0,58 en la solapa “Cálculo del VNR según Bench”, celda B9 (“Energía Vendida”), del modelo de Damonte (C-568).

<sup>312</sup> Los valores de elasticidad de Damonte están simplemente tipeados o copiados en su modelo en Excel. Ver modelo de Damonte, solapa “Cálculo del VNR según Bench,” celdas B9 a B11 (C-568). En

**Figura 3.** Figura 9 de Damonte con elasticidad ajustada al valor de 0,58 que se aplicó en el reporte original de Damonte



Fuente: Cálculos del reporte de Damonte

234. En tercer lugar, la fórmula del Sr. Damonte no refleja el hecho de que las economías de escala en la distribución de energía eléctrica cambian en función del tamaño de la empresa. El término ‘economías de escala’ mide hasta qué punto puede aumentar la producción a partir de una disminución de los costos unitarios de la empresa. En distribución de energía eléctrica, como demostró, por ejemplo, Kwoka (2005), las economías de escala difieren en función del tamaño de la empresa<sup>313</sup>. Por ello, el mismo aumento del 10% de la producción puede tener un

particular, a diferencia de lo que se hace habitualmente en este tipo de análisis, Damonte no presenta datos de algún software econométrico que pudo haber utilizado.

<sup>313</sup> Ver Kwoka, J.E., “Electric power distribution: economies of scale, mergers, and restructuring,” *Economía Aplicada*, págs. 2380-2381 (2005) (C-574).

**Los análisis de benchmarking del Sr. Damonte y de Mercados Energéticos no son confiables**



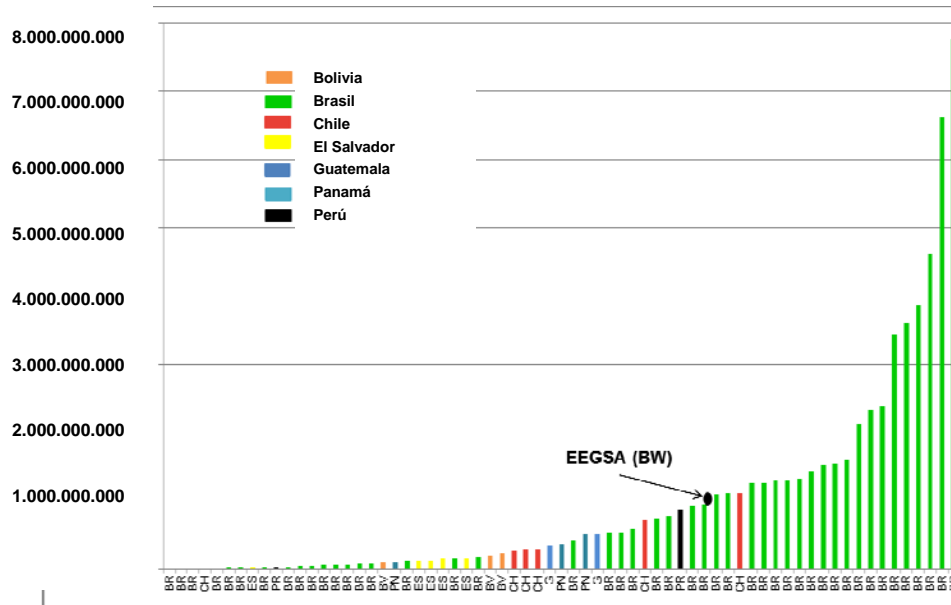
impacto en los costos de una empresa de distribución pequeña diferente del que tendría en una grande. Las fórmulas más sofisticadas de comparación de valores de referencia, como determinadas formas de la función Cobb-Douglas, tienen en cuenta esta característica. Por el contrario, Damonte aparentemente utilizó una única cifra de 1,05 para las economías de escala de todas las empresas que componen su muestra<sup>314</sup>. Se trata de un aspecto del análisis del Sr. Damonte especialmente problemático dado que su muestra incluye desde empresas muy pequeñas, como MUXFELD'T de Brasil, con una base de capital apenas por sobre los US\$ 4 millones (aproximadamente 263 veces más chica que el VNR del 28 de julio de 2008 calculado por Bates White en US\$ 1053 millones), hasta empresas muy grandes, como CEMIG de Brasil, con una base de capital de US\$ 7766 millones (más de siete veces mayor que el VNR de 2008 calculado por Bates White en US\$ 1053 millones)<sup>315</sup>. La siguiente Figura ilustra la sumamente amplia variedad de bases de capital que utiliza la muestra de Damonte.

---

<sup>314</sup> Ver modelo de Damonte "TECO contra Guatemala - benchmarking VNR-VF V2.xlsx," solapa "Cálculo del VNR segun Bench," celda B12 (Efecto Escala) (C-568).

<sup>315</sup> A pesar de que Damonte no enumera los valores en dólares de los VNR correspondientes a cada empresa de su muestra, estas cifras pueden obtenerse fácilmente como un logaritmo inverso de los valores presentados en la solapa "Datos," columna E del modelo en Excel de Damonte. Ver modelo de Damonte "TECO contra Guatemala - benchmarking VNR-VF V2.xlsx," solapa "Datos," columna E (C-568).

**Figura 4.** Variedad de bases de capital de empresas de la muestra de Damonte (US\$)



Fuente: Estudio de Damonte

235. En cuarto lugar, Damonte tampoco ha demostrado que las bases de capital que tomó para las empresas de su muestra tengan la supuesta correlación estadística con las otras variables observadas (cantidad de energía eléctrica vendida por año, longitud de la red y cantidad de clientes a los que se les presta el servicio anualmente). Al desarrollar un modelo estadístico como el análisis de benchmarking, es importante estimar en qué medida el modelo representa la realidad. Por lo general, este objetivo se alcanza mediante distintas evaluaciones que miden la robustez del modelo, como las denominadas pruebas F, las pruebas de heterocedasticidad, multicolinealidad, etc<sup>316</sup>. Damonte implementó, en cambio, una única prueba que no es de por sí suficiente para establecer si su modelo es estadísticamente significativo o no<sup>317</sup>.

<sup>316</sup> La prueba F es una manera de medir la exactitud del modelo para explicar la variable observada, en este caso, la base de capital. La heterocedasticidad es un problema que surge cuando la varianza del error no es constante y tiende a aparecer cuando se cruzan empresas de diferentes tamaños. La multicolinealidad es uno de los típicos problemas que se presentan en este tipo de regresiones y se da cuando existe correlación entre las variables independientes. Como la energía eléctrica se entrega, las líneas y los clientes suelen estar relacionados y es por ello que este problema está presente en muchos estudios sobre el negocio de la distribución. Ver Kwoka (2005) (op cit pág. 2377) (C-574).

<sup>317</sup> Puntualmente, Damonte informa un valor de 0,9766 para la llamada prueba del “R Cuadrado”. Ver modelo de Damonte “TECO contra Guatemala - benchmarking VNR-VF V2.xls,” solapa “Cálculo del

236. En quinto lugar, la comparación del Sr. Damonte abarca varios países y años. La comparación entre países con muy pocas variables explicativas es problemática, pues Damonte explica todas las diferencias entre países mediante las variables de producción de las empresas distribuidoras. Extender la comparación a lo largo de diferentes años también presenta problemas ya que, con las demás variables constantes, las estimaciones de los valores de reemplazo varían radicalmente a lo largo del tiempo debido a cambios del precio de los materiales, significativamente más que la inflación (el único factor que utiliza Damonte para hacer ajustes en el tiempo). El enfoque del Sr. Damonte, de hecho, atribuye diferencias en términos de eficiencia a los distintos puntos en el tiempo en que tuvieron lugar las correspondientes revisiones tarifarias.

### La muestra de empresas del Sr. Damonte

237. Damonte señala que las empresas que componen su muestra “*comparten características similares a las de la empresa objeto de análisis, EEGSA*”<sup>318</sup>. Esto es incorrecto, por dos motivos fundamentales.
238. En primer lugar, como demostramos precedentemente, los valores de la base de capital de varias de las empresas que integran la muestra del Sr. Damonte son significativamente mayores o menores que el VNR de EEGSA calculado en el informe de Bates White del 28 de julio de 2008, algo que de por sí diferencia dichas empresas de EEGSA.
239. En segundo lugar, las empresas de Brasil, Panamá y Bolivia, que comprenden el 69%, 4% y 3-4%, respectivamente, de todas las empresas de la muestra del Sr. Damonte (o en forma conjunta, aproximadamente el 75% de la muestra), no resultan adecuadas para hacer una comparación de valores de referencia con EEGSA ya que en ninguno de esos países se utiliza el método de VNR para determinar el valor de la base de capital<sup>319</sup>. Puntualmente, en Brasil se sigue un método conocido como Costo de Reposición Depreciado y Optimizado (DORC), junto con la comparación de valores de referencia de empresas brasileras. El método DORC es básicamente un método contable donde los

---

VNR segun Bench,” celda B6 (C-568). En nuestra opinión, el valor de este R Cuadrado es inusualmente alto, dado que el modelo de Damonte pretende utilizar tres variables independientes para explicar VNR que oscilan entre USD 4 millones y casi USD 8 mil millones, como analizamos anteriormente.

<sup>318</sup> Damonte, párrafo 243 (RER-2).

<sup>319</sup> Ver, por ejemplo, Varela y Redolfi (Presidente y Director del Departamento Técnico de Sigla, respectivamente), quienes en su documento de 2007 *Compared Regulations: The Tariff Review Process in Brazil, Panama and Peru* presentaron una tabla sobre cómo se calcula la base de capital en los tres países y describe el método que se aplica en Brasil como una “contabilidad eficiente”, con una base de capital depreciada “al aplicar una tasa lineal que refleja la vida útil contable de los activos fijos en servicios que no incluyen las tierras”. Ver Valera & Redolfi, *Compared Regulations: The Tariff Review Process in Brazil, Panama and Peru*, Asamblea General de Power Engineering Society, 2007, págs. 4, 5 (C-593).

activos se valúan al costo de reposición, teniendo en cuenta su depreciación,<sup>320</sup> lo que es incompatible con el concepto de VNR. Los valores de los activos informados para las empresas de distribución brasileras, por ende, no se corresponden con lo que serían los VNR de esos activos.

240. A fin de determinar el valor de la base de capital, Panamá emplea un análisis de benchmarking que involucra un análisis de regresión de los valores de los activos de empresas en los Estados Unidos;<sup>321</sup> claramente no se trata del método de VNR. Bolivia, por su parte, aplica un método contable que se basa en el valor libro de los activos, al que se le suman los activos incorporados y se le restan los activos retirados;<sup>322</sup> nuevamente, otro método que no se asemeja al método de VNR. Por tomar un solo ejemplo, Mercados Energéticos utilizó este método contable cuando fue contratada para calcular los costos y las tarifas de Electropaz, una de las empresas bolivianas incluidas en la muestra del Sr. Damonte<sup>323</sup>.
241. Es por ello que, los valores de “VNR” informados por Damonte para las empresas brasileras, panameñas y bolivianas no son verdaderos valores de VNR y, por lo tanto, Damonte no debió haberlos utilizado en lugar de valores de VNR.

### Información subyacente del Sr. Damonte

242. Además de los problemas que señalamos anteriormente, es muy probable que Damonte no haya utilizado los valores de VNR correctos para las empresas individuales que incluyó en su muestra. Por ejemplo, Damonte señala que el valor VNR de la distribuidora peruana Electronoroeste asciende a US\$ 31.015.573<sup>324</sup>. Sin embargo, sobre la base de información publicada por el regulador peruano

<sup>320</sup> Ver, por ejemplo, Foster & Antmann, “The Regulatory Challenge of Asset Valuation: A Case Study from the Brazilian Electricity Distribution Sector”, Documento de Trabajo en Energía No. 2 del Banco Mundial, julio de 2004, págs. 6, 7 (C-88); Resolución ANEEL 234/2006, Apéndice IV, 1.2, párrafo 3 (C-560); Resolución ANEEL 240/2006 (C-561); Nota Técnica N.º 456/2008, pág. 3 (C-585). ANEEL significa Agência Nacional de Energia Elétrica, el ente regulador de Brasil.

<sup>321</sup> Ver República de Panamá, ERSP “Ley 6”, 3 de febrero de 1997, Artículo 98 (C-588); ASEP, “Ingreso Máximo Permitido para las Empresas de Distribución Eléctrica para el Periodo 2006-2010: Metodología de Cálculo”, septiembre de 2007, págs. 14, 16-18 (C-562). Ver también Varela & Redolfi, págs. 3, 5 (2007) (op. cit.) (C-593) (donde se describe el método de Panamá como “contabilidad eficiente” y explica que la depreciación de la base de capital en Panamá se lleva a cabo utilizando una “tasa de depreciación lineal [sic] en la vida de los activos (30 años)”).

<sup>322</sup> Ver Decreto Supremo 27302 del 23 de septiembre de 2003 (C-590).

<sup>323</sup> Ver Mercados Energéticos Consultores, “Determinación de los Ingresos y Tarifas para Electropaz”, septiembre de 2007, págs. 16-21 (C-581).

<sup>324</sup> Ver modelo de Damonte “TECO contra Guatemala - benchmarking VNR-VF V2.xlsx”, solapa “Datos”, celda E17 (C-568). Al calcular el valor exponencial del logaritmo del valor de 17,25 de la celda E17 se obtiene un VNR de US\$ 31.015.573.

**Los análisis de benchmarking del Sr. Damonte y de Mercados Energéticos no son confiables**

OSINERG, al 30 de junio de 2008, el VNR de Electronoroeste era equivalente a US\$ 121,1 millones, casi cuatro veces el VNR informado por Damonte<sup>325</sup>. Otro ejemplo: Damonte informa un VNR de US\$ 867.824.445 para la distribuidora peruana Edelnor<sup>326</sup>, mientras que OSINERG registró un VNR equivalente a US\$ 960,2 millones<sup>327</sup>, más de US\$ 90 millones superior al que informó Damonte. Debido a la magnitud de estas discrepancias, concluimos que la confiabilidad de los VNR que utiliza Damonte es sumamente dudosa.

243. Es más, Damonte no ha especificado cómo o dónde obtuvo los valores de los VNR de las empresas que conforman su muestra. Por lo tanto, es posible que los demás valores de los VNR de su muestra también estén sesgados y se los haya considerado a valores más bajos que los reales.
244. Por último, ni el reporte del Sr. Damonte ni su modelo en Excel identifican la cantidad de energía eléctrica vendida por año, el largo de la red o la cantidad de clientes de los distribuidores individuales incluidos en su muestra. Damonte tampoco especifica las fuentes de los datos que utilizó<sup>328</sup>.
245. En virtud de lo expuesto, en nuestra opinión, el análisis de benchmarking realizado por Damonte tiene varios errores graves independientes y, por consiguiente, no es confiable.

## El VAD de referencia de Mercados Energéticos no es confiable

246. Mercados Energéticos intenta presentar un VAD de referencia que supuestamente demuestra que el VAD calculado en el informe de Bates White del 28 de julio de 2008 está sobrevalorado<sup>329</sup>. El análisis de benchmarking de Mercados Energéticos no resulta confiable por motivos similares a los que dan cuenta de por qué el análisis del Sr. Damonte tampoco es fiable.

---

<sup>325</sup> Ver Resolución OSINERG 180-2009-OS/CD Lima, 14 de octubre de 2009, pág. 14 (C-587). Utilizamos la tasa de cambio al 30 de junio de 2008 de N\$ 2,9119 por dólar para convertir a dólares estadounidenses el monto informado por OSINERG.

<sup>326</sup> Ver modelo de Damonte “TECO contra Guatemala - benchmarking VNR-VF V2.xlsx”, solapa “Datos”, celda E13 (C-568). Al calcular el valor exponencial del valor de 20,5815 de la celda E13 se obtiene un VNR de US\$ 867.824.445.

<sup>327</sup> Ver Resolución OSINERG 180-2009-OS/CD Lima, 14 de octubre de 2009, pág. 14 (C-587). Utilizamos la tasa de cambio al 30 de junio de 2008 de N\$ 2,9119 por dólar para convertir a dólares estadounidenses el monto informado por OSINERG.

<sup>328</sup> Todo lo que Damonte señala acerca de los datos utilizados para su análisis es que “se recopiló la información correspondiente a 67 empresas distribuidoras de electricidad provenientes de cinco [sic – siete] países latinoamericanos...”, Damonte, sección 8.2.1 (Datos Utilizados), párrafo 243 (RER-2).

<sup>329</sup> Informe de Mercados Energéticos, págs. 11, 12 (C-582).

247. En particular, al igual que Damonte, Mercados Energéticos tampoco realiza un verdadero análisis del VAD de referencia, sino que se centra en comparar la proporción entre los costos de capital y los costos operativos de distintas empresas. Los valores de referencia de Mercados Energéticos perjudican, por ende, a aquellas empresas con costos operativos bajos, como EEGSA.
248. Mercados Energéticos parte del supuesto de que el tamaño del componente de capital del VAD, en comparación con el VAD en su totalidad, está relacionado con la dispersión de la red, es decir, la cantidad de kilómetros de red que existe por cliente. De acuerdo con Mercados Energéticos, una mayor longitud de red por consumidor comúnmente genera una mayor proporción del componente de capital en el VAD total<sup>330</sup>. Sobre la base de la información relativa a la cantidad de consumidores y el largo de la red de baja y media tensión correspondiente a 20 distribuidores de cinco países de América Latina, Mercados Energéticos concluye que la proporción del componente de capital en el VAD total oscila entre el 41,2% para distribuidoras con baja dispersión de red y el 66,9% para empresas de distribución con redes muy dispersas, con un promedio de 52,2%<sup>331</sup>. Mercados Energéticos señala entonces que dada la dispersión relativamente baja de la red de EEGSA, el porcentaje de 75,5% del componente de costo de capital de EEGSA en su VAD total calculado en el informe de Bates White del 28 de julio de 2008 se encuentra “totalmente fuera de rango”<sup>332</sup>.
249. Mercados Energéticos, sin embargo, no ha demostrado que la proporción del componente de costo de capital en el VAD sea una función estadística de las dos variables que ha elegido, es decir, la cantidad de clientes y el largo de la red. Por el contrario, Mercados Energéticos simplemente grafica las cifras y decide destacar a EEGSA sobre la base de los valores promedio.
250. Mercados Energéticos concluye entonces que este promedio representa el VAD y los costos de capital más altos que podría alcanzar EEGSA y que, de modo similar, el VAD y los costos de capital de EEGSA no podrían caer por debajo del VAD o los costos de capital mínimos de cualquier empresa incluida en su muestra. Usar esta lógica, no obstante, significaría que todas las empresas con valores por sobre la media, y no solamente EEGSA, deberían considerarse ineficientes. La conclusión lógica de lo anterior es que todas las empresas quedarían excluidas a excepción de CAESS de El Salvador, que registra el VAD y los costos de capital más bajos. Esto muestra el error presente en el supuesto del que parte Mercados Energéticos de que el VAD y los costos de capital promedio de su muestra deben ser los valores máximos permitidos, pero que el VAD y los

---

<sup>330</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 11 (C-582).

<sup>331</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 12 (C-582).

<sup>332</sup> Informe de Mercados Energéticos, pág. 11 (C-582).

costos de capital mínimos son aceptables. En este sentido, señalamos que el valor de referencia de Mercados Energéticos para Sigla (43,6) es apenas mayor que el mínimo (41,2).

251. El método que utiliza Mercados Energéticos tiene errores y, al igual que Damonte, Mercados Energéticos no utiliza ningún factor de control para dar cuenta de las diferencias existentes entre los países y las empresas que conforman su muestra, tales como diferencias en los principios contables y regímenes jurídicos y fiscales, perfil etario y urbano/rural de la red, costos de mano de obra y de capital.
252. Asimismo, cinco de las veinte empresas de la muestra de Mercados Energéticos son empresas brasileras que, como señalamos anteriormente, no son adecuadas para un análisis de benchmarking de VNR ya que Brasil no utiliza el método de VNR. Entre otras cuestiones, sin que haya variaciones en las demás variables, determinar el componente de costo de capital sobre la base de una base de capital depreciada (como lo hace Brasil) resultaría en una menor proporción del componente de costo de capital en el VAD total que si la base de capital se estimara mediante el método de VNR.
253. En razón de lo expuesto, concluimos que el análisis de benchmarking de Mercados Energéticos tampoco resulta confiable<sup>333</sup>.

---

<sup>333</sup> Mercados Energéticos también pretende calcular el VAD anual “esperado” de EEGSA, que según Mercados Energéticos, asciende a US\$ 119 millones. Mercados Energéticos obtuvo este valor de US\$ 119 millones a partir del componente de costo operativo de US\$ 56,9 millones calculado en el informe de Bates White del 28 de julio de 2008 y el presunto componente de costo de capital promedio de 52,2% de Mercados Energéticos. Ver Informe de Mercados Energéticos, pág. 12 (C-582). Sin embargo, debido a que este promedio de 52,2% es producto del análisis defectuoso de comparación de valores de referencia de Mercados Energéticos, la cifra de US\$ 119 millones también es incorrecta.

## 6 El bajo valor del VNR y VAD de Sigla

254. Se nos ha solicitado analizar si el estudio tarifario del 28 de julio de 2008 elaborado por Sigla y sobre el que la CNEE se basó para fijar las tarifas de EEGSA correspondientes al período tarifario 2008-2013 <sup>334</sup>cumple con las decisiones de la Comisión Pericial presentadas en el Informe de la CP. También se nos ha encomendado estimar la razonabilidad del VNR y el VAD calculado en el estudio de Sigla desde una perspectiva económica y de ingeniería.
255. Como exponemos a continuación, sobre la base de nuestro análisis, el estudio de Sigla no cumple con el Informe de la CP en varios aspectos importantes. Es más, contiene algunas de las características que Guatemala critica respecto de los estudios de Bates White. También concluimos que el VNR y el VAD calculados en el estudio de Sigla son injustificadamente bajos, tanto en términos económicos como de ingeniería.
256. Algunos de los puntos que el estudio de Sigla incumple en relación con lo dispuesto en el Informe de la CP son los siguientes: (i) Sigla no aplicó el cálculo del FRC, conforme determina la Comisión Pericial. Por el contrario, siguió los Términos de Referencia, que calculan el retorno sobre la base de capital depreciada en un 50%; (ii) Sigla pretendía basar su estudio tarifario en los precios de referencia de 2006, ignorando los aumentos significativos en los precios de los commodities desde el 2006, a pesar de que la Comisión Pericial resolvió que esto era incorrecto. Para enmendar este error, Sigla recurrió en realidad a precios pobremente ajustados del 2004 que eran incluso menores que los precios inadecuadamente bajos del 2006. Asimismo, calculó los precios del modelo usando una metodología imperfecta; y (iii) Sigla usó una metodología inadecuada para estimar la demanda de energía eléctrica, contrariamente a lo que resolvió la Comisión Pericial. Asimismo, la configuración de Sigla de la red del modelo incumple con los estándares de seguridad y parte de supuestos no razonables sobre los activos de la empresa modelo.
257. Asimismo, determinamos que la CNEE aplicó un criterio doble a los estudios de Sigla y Bates White en el que aceptó el estudio de Sigla a pesar de que contenía varios de los mismos aspectos relacionados a vinculaciones, copias de seguridad, trazabilidad, y auditabilidad por los que, según la CNEE, los estudios preparados

---

<sup>334</sup> Informe de Sigla del 28 de julio de 2008 (C-267); modelo de Sigla (C-589). Sigla parece estar al tanto de la decisión de la Comisión Pericial, ya que el modelo de Sigla incluye una comparación de cuatro cálculos diferentes de FRC: el cálculo establecido por la Comisión Pericial, aquél que establecen los Términos de Referencia, y dos cálculos adicionales tildados de “tradicionales”, que corresponden a la fórmula de anualidad constante. Ver modelo de Sigla, carpeta “Etapa G,” archivo “VAD EEGSA (FRC Modificado CP).xls,” solapa “FRC CP” (C-589).



- por Bates White no podían aceptarse. A continuación analizamos cada uno de estos puntos.
258. Como analizamos anteriormente en la Sección 3 respecto de la discrepancia D.1, la Comisión Pericial resolvió que Bates White debía ajustar el cálculo del factor de recuperación de capital (FRC)<sup>335</sup> y hemos podido verificar que Bates White cumplió con esta disposición.
259. Por el contrario, el estudio de Sigla no pretende cumplir con lo dispuesto en el Informe de la CP; de hecho, ni siquiera lo menciona<sup>336</sup>. El informe de Sigla adopta, en cambio, el cálculo del FRC que establecen los Términos de Referencia<sup>337</sup>, el que fuera adecuadamente desestimado por la Comisión Pericial por considerarlo contrario a la LGE. Como es obvio, el estudio de Sigla no cumple con la decisión de la Comisión Pericial en lo que respecta al cálculo del FRC.
260. El uso de Sigla del cálculo incorrecto del FRC resulta en una disminución muy significativa del VNR y el VAD de la empresa modelo. Esto se debe a que, como explicamos en la Sección 2, el cálculo que establecen los Términos de Referencia amortiza la base de capital y, por lo tanto, es incompatible con el concepto de VNR. Es más, el cálculo asume que el punto inicial de la base de capital ya se encuentra depreciada en un 50%. Esto reduce efectivamente el valor de la base de capital inicial a la mitad. La falta de razonabilidad del enfoque de Sigla se ve acentuada por el hecho de que, como señalamos anteriormente, Damonte, en su intento por recalcular el estudio del 5 de mayo de 2008 de Bates White recurrió a un cálculo diferente del FRC (por cierto, también con errores) que depreciaba la base de capital en aproximadamente un 30%, equivalente a un 20% menos que el cálculo de Sigla.
261. Como también explicamos en la Sección 2, el cálculo del FRC que utilizó Sigla compensa en forma insuficiente a la distribuidora porque no brinda ingresos suficientes a la empresa para recuperar las inversiones que el regulador considera

---

<sup>335</sup> Informe de la CP, pág. 93 (C-246).

<sup>336</sup> Ver Informe de Sigla del 28 de julio de 2008 (C-267).

<sup>337</sup> Ver Informe de Sigla del 28 de julio de 2008, pág. 2 (donde se señala que Sigla utilizó la fórmula de FRC que establecen los Términos de Referencia, y se incluye su transcripción) (C-267). La fórmula se implementa en el modelo de Sigla en los archivos que determinan los costos de la empresa modelo. Esto puede verse, por ejemplo, en los siguientes archivos del modelo de Sigla: carpeta “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subcarpeta “EEGSA Etapa F - Costos de Explotación,” archivo “Modelo-EM-CyR-EEGSA-2006,” (i) solapa “Calculo de Costes,” celdas H121 a H140, donde la celda H121= $+E121/F121+E121/2*(G121/(1-0.31))$ ; (ii) solapa “Inputs y Unitarios,” celda E73, donde E73= $+E64/E65+E64/2*(E66/(1-0.31))$ ; y (iii) solapa “Inputs y Unitarios,” celda D73, donde D73= $+D64/D65+D64/2*(D66/(1-0.31))$ . Ver modelo de Sigla (C-589).

utilizadas y útiles. Se desprende entonces que, conforme al cálculo del FRC que adopta Sigla, los inversores de EEGSA no podrían recuperar sus inversiones.

### Sigla empleó fechas de referencia y metodología incorrectas para determinar los precios

262. Como abordamos en la Sección 3 respecto de la discrepancia B.1.b., la Comisión Pericial rechazó la objeción planteada por la CNEE de que el estudio tarifario debería usar los precios de referencia del 2006 y coincidió con Bates White en que deberían emplearse precios de referencia más recientes<sup>338</sup>. Específicamente, la Comisión Pericial sostuvo que *“se deben tomar los precios más actuales posibles y referidos todos al mismo entorno temporal (el mismo año) y de no existir esa información, homologarlos actualizándolos con un índice de variación de precios adecuado”*<sup>339</sup>.
263. Esta decisión tiene un impacto significativo en el VNR y el VAD obtenidos, debido a que los activos de empresas distribuidoras como EEGSA están conformados principalmente por líneas de energía eléctrica y equipos eléctricos fabricados con materiales como el cobre y el aluminio, cuyos precios de mercado, al ser commodities, varían año a año. Los precios del cobre y del aluminio en particular aumentaron considerablemente entre el 2006 y el 2008. Por ello, usar los precios del 2006 en el 2008 a fin de establecer la base de capital de la empresa modelo para el período tarifario 2008-2013 sensiblemente subvalúa el VNR y el VAD de la empresa, en comparación con los valores que se obtendrían si se aplicaran los precios más recientes conocidos al momento de la revisión tarifaria.
264. Sigla desoyó la decisión de la Comisión Pericial y pretendió basar su estudio tarifario para el período 2008-2012 en los precios de referencia del 2006<sup>340</sup>. La siguiente Figura, que reproduce parte del modelo subyacente de Sigla, ilustra esta situación. Como puede verse en el encabezado de la columna, redondeado en rojo, el modelo de Sigla identifica estos precios como los precios vigentes en Guatemala en el 2006.

---

<sup>338</sup> Informe de la CP, págs. 32, 33 (C-246).

<sup>339</sup> Informe de la CP, pág. 33 (C-246).

<sup>340</sup> Ver Informe de Sigla de Etapa D, pág. 1 (C-267); Informe de Sigla de Etapa G, pág. 1 (C-267).

**Figura 5.** Uso pretendido de Sigla de los precios de referencia de 2006

Familia	Subfamilia	Código	Descripción de Material	Unidad	NUEVO Precio Guatemala 2006 (US\$/Unidad)
Aisladores y Accesorios	Accesorios: Espigas O Pines	AXC02	ESPIGA CORTA DE CRUCETA PARA AISL	UND.	0.75
Aisladores y Accesorios	Accesorios: Espigas O Pines	AXC03	ESPIGA CORTA DE CRUCETA PARA AISL	UND.	0.97
Aisladores y Accesorios	Accesorios: Portallineas Y Sop	AXP20	PORTALINEA UNIPOLAR PARA AISLADOR	UND.	1.00
Aisladores y Accesorios	Accesorios: Portallineas Y Sop	AXP22	PORTALINEA UNIPOLAR PARA AISLADOR	UND.	1.00
Aisladores y Accesorios	Aislador Tipo Carrete	ACS01	AISLADOR CARRETE CLASE ANSI 53-1	UND.	0.51
Aisladores y Accesorios	Aislador Tipo Carrete	ACS02	AISLADOR CARRETE CLASE ANSI 53 2	UND.	0.58
Aisladores y Accesorios	Aislador Tipo PIN	APS02	AISLADOR PIN CLASE ANSI 55-5	UND.	0.78
Aisladores y Accesorios	Aislador Tipo PIN	APS03	AISLADOR PIN CLASE ANSI 56-2	UND.	0.97
Aisladores y Accesorios	Aislador Tipo Suspension	ASN02	AISLADOR SUSPENSION ANTINEBLA AN	UND.	42.84
Aisladores y Accesorios	Aislador Tipo Suspension	ASS02	AISLADOR SUSPENSION CLASE ANSI 52	UND.	18.76
Aisladores y Accesorios	Aislador Tipo Tensor	ATS01	AISLADOR TENSOR CLASE ANSI 54-1	UND.	1.18
Aisladores y Accesorios	Aislador Tipo Tensor	ATS02	AISLADOR TENSOR CLASE ANSI 54-2	UND.	1.29
Alumbrado Publico	Control De Encendido	LEC01	BASE PORTA CELULA FOTOELECTRICA	UND.	3.06
Alumbrado Publico	Control De Encendido	LEC05	CELULA FOTOELECTRICA, 1000 W, 220	UND.	6.87
Alumbrado Publico	Control De Encendido	LEC06	CONTACTOR ELECTROMAGNETICO TRIFI	UND.	36.50
Alumbrado Publico	Control De Encendido	LEC07	CONTACTOR ELECTROMAGNETICO TRIFI	UND.	81.61
Alumbrado Publico	Control De Encendido	IFC08	CONTACTOR FI CTROMAGNETICO TRIFI	UND.	42.62
Conductores Cables y Acceso Cables Subterranos, Con Ais	CCA10	CABLE NKY BIPOLAR DE 10 mm2; BAJA 1 METRO			7.29
Conductores Cables y Acceso Cables Subterranos, Con Ais	CCA11	CABLE NKY BIPOLAR DE 16 mm2; BAJA 1 METRO			8.51
Conductores Cables y Acceso Cables Subterranos, Con Ais	CCA12	CABLE NKY TRIPOLAR DE 20 mm2; BAJA 1 METRO			14.28
Conductores Cables y Acceso Cables Subterranos, Con Ais	CCA13	CABLE NKY TRIPOLAR DE 25 mm2; BAJA 1 METRO			18.23
Conductores Cables y Acceso Cables Subterranos, Con Ais	CCA14	CABLE NKY TRIPOLAR DE 50 mm2; BAJA 1 METRO			21.61
Conductores Cables y Acceso Cables Subterranos, Con Ais	CCA15	CABLE NKY TRIPOLAR DE 95 mm2; BAJA 1 METRO			31.88
Conductores Cables y Acceso Cables Subterranos, Con Ais	CCA16	CABLE NKY TRIPOLAR DE 150 mm2; BAJA 1 METRO			44.67

Fuente: Modelo de Sigla, archivo "Precios-Guatemala.xls," solapa "Costo materiales" (C-589)

265. Sin embargo, estas cifras no reflejan las transacciones del 2006 o realizadas en Guatemala. En primer lugar, como se analiza en el Informe de la Etapa B de Sigla, los precios que usa Sigla no se basan en operaciones realizadas en Guatemala sino en una base de datos elaborada por el regulador peruano OSINERG-MIN y estudios preparados por Sigla en Nicaragua, Panamá y Ecuador<sup>341</sup>. En efecto, de los 1.166 precios enumerados en el modelo de Sigla, solo 26 (o el 2,3% del total) pueden identificarse con Guatemala<sup>342</sup>. En segundo lugar, Sigla no utilizó los precios reales del 2006, sino que empleó, en cambio, los precios del 2004 que actualizó a 2006 según el Índice de Precios al Consumidor (CPI, por sus siglas en inglés)<sup>343</sup>. Sin embargo, debido a que los precios de los commodities relevantes para EEGSA, como el aluminio y el cobre, subieron más rápido entre el 2004 y el 2006 que el CPI, los precios del 2006 que Sigla pretendió emplear son menores que los precios reales del 2006, lo que reduce aún más el VNR y el VAD estimado por Sigla.
266. Más aún, la metodología que emplea Sigla para calcular los precios modelo no cumple con lo dispuesto ni en el Informe de la CP ni en los Términos de Referencia. Especialmente, como se detalla en el Informe de la CP, el Artículo

<sup>341</sup> Ver Informe de Sigla de Etapa B, pág. 6 (versión en español) (C-267).

<sup>342</sup> Ver modelo de Sigla, carpeta "EEGSA Archivos de Soporte Jul08," subcarpeta "EEGSA Etapa B - Precios de Referencia," archivo "Precios-Guatemala.xls", solapa "Costo Materiales" (C-589).

<sup>343</sup> Ver Informe de Sigla de Etapa B, pág. 6 (versión en español) (C-267).

## El bajo valor del VNR y VAD de Sigla

3.3 de los Términos de Referencia establece que los precios modelo deben ser el menor de al menos dos precios internacionales y un precio local, y la Comisión Pericial resolvió que Bates White debía complementar su estudio con precios internacionales y usar el precio más bajo<sup>344</sup>. Como explicamos anteriormente respecto de la discrepancia B.1.a, Bates White cumplió con esta disposición de la CP.

267. Por el contrario, en muchas instancias Sigla utilizó tres precios de referencia internacionales en vez de dos precios internacionales y uno local<sup>345</sup>, y empleó un promedio de esos precios en vez de considerar el precio más bajo<sup>346</sup>.
268. La falta de razonabilidad del enfoque de Sigla se ve subrayado por el hecho de que Damonte en su aparente recálculo del estudio del 5 de mayo de 2008 de Bates White adoptó un enfoque diferente para los precios de referencia que aquel empleado por Sigla, como se analizó en la Sección 3.
269. En lo que respecta a los precios de referencia, concluimos que el estudio de Sigla no cumple con los Términos de Referencia o con la resolución de la Comisión Pericial en materia de precios de referencia, y que el enfoque de Sigla resulta en un VNR y VAD de EEGSA significativamente subvaluados.

### Sigla utilizó una metodología incorrecta para determinar la densidad de la demanda

270. Como señalamos anteriormente en relación con la discrepancia A, la Comisión Pericial desestimó todas las objeciones planteadas por la CNEE sobre el Informe de la Etapa A de Bates White vinculado al estudio de la demanda<sup>347</sup>. Entre las objeciones rechazadas se encontraba aquella de que Bates White no debería utilizar cuadrículas uniformes de 400 x 400 metros para construir el modelo del área de servicio sino que debía seguir, en cambio, lo dispuesto en el Artículo 2.4 de los Términos de Referencia, que establecían que el área de distribución debía dividirse en cuadrículas de 400 x 400 metros para zonas de alta densidad, de 200 x 200 metros para zonas de densidad media, de 100 x 100 metros para zonas de baja densidad, y de 50 x 50 metros para zonas periféricas<sup>348</sup>. La Comisión Pericial

---

<sup>344</sup> Informe de la CP, págs. 29-31 (C-246).

<sup>345</sup> Ver modelo de Sigla, carpeta “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subcarpeta “EEGSA Etapa B Precios de Referencia,” archivo “Precios Guatemala.xls,” solapa “Costo Materiales,” columnas AF a AH (C-589).

<sup>346</sup> Ver modelo de Sigla, carpeta “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subcarpeta “EEGSA Etapa B Precios de Referencia,” archivo “Precios Guatemala.xls,” solapa “Costo Materiales,” columna G (C-589).

<sup>347</sup> Informe de la CP, págs. 16-28 (C-246).

<sup>348</sup> Informe de la CP, pág. 20 (C-246).

coincidió con Bates White en que la metodología establecida en los Términos de Referencia subvaluarían los activos de la empresa modelo.

271. Sigla incumplió con lo resuelto por la Comisión Pericial. Tampoco cumplió con lo previsto en este sentido en los Términos y Condiciones. El estudio de Sigla no emplea, entonces, las cuadrículas de 400 x 400 metros aprobadas por la Comisión Pericial ni la metodología de cuadrículas de tamaño variable que establecen los Términos de Referencia. Sigla empleó, en cambio, cuadrículas uniformes de 100 x 100 metros<sup>349</sup>. Aplicar estas cuadrículas de menor tamaño resulta en la eliminación del modelo de cuadrículas sin transformadores, en tanto el modelo no reconoce la interdependencia de manzanas adyacentes, lo que genera una subvaloración considerable de la infraestructura necesaria, y un menor VNR y VAD.
272. La falta de razonabilidad del enfoque de Sigla se ve acentuada por el hecho de que en su aparente recálculo del modelo del 5 de mayo de 2008 de Bates White, Damonte emplea cuadrículas de 400 x 400 metros<sup>350</sup>.

### La configuración de Sigla de la red modelo viola los estándares técnicos y se funda en supuestos no razonables sobre los activos de la empresa modelo

273. Como analizamos anteriormente en relación con la discrepancia C.3.c, conforme requiere la Comisión Pericial, Bates White consideró instalar transformadores con cuatro salidas cerca de las esquinas de las intersecciones, pero resolvió que ubicar los polos de los transformadores directamente en la esquina representaría un riesgo y violaría las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución de Guatemala (conocidas como NTDOID), y que las configuraciones alternativas que utilizaban un transformador cerca de la esquina eran más costosas que la configuración empleada por Bates White. Como explicamos anteriormente, Bates White cumplió con la resolución de la Comisión Pericial.
274. Por el contrario, el modelo de Sigla se basa en una configuración con un polo del transformador emplazado directamente en la esquina<sup>351</sup>. Gracias a esta configuración, Sigla puede utilizar cuatro salidas por transformador, lo que se

---

<sup>349</sup> Ver Informe de Sigla de Etapa A, pág. 51 (versión en español) (C-267).

<sup>350</sup> Esto resulta obvio a partir del hecho de que Damonte no modificó ninguno de los archivos del modelo de la Etapa A de Bates White del 5 de mayo de 2008.

<sup>351</sup> Puntualmente, en su informe de la Etapa C, Sigla presentó cuatro opciones de configuración diferentes, todas con transformadores emplazados directamente en las esquinas; el apéndice de Sigla “*Apéndice Redes Urbanas: Modelo de Red de Distribución Urbana Óptima: Corridas y Resultados?*” muestra que Sigla eligió transformadores con cuatro salidas en la esquina. Ver Informe de Sigla del 28 de julio de 2008 (C-267).

## El bajo valor del VNR y VAD de Sigla

traduce en un costo total menor que aquel calculado conforme al modelo de Bates White. Sin embargo, como explicamos anteriormente, esta configuración representa riesgos e incumple con las normas técnicas de Guatemala conocidas como NTDOID. Por lo tanto, desde una perspectiva de ingeniería, el uso de Sigla de transformadores con cuatro salidas, emplazados directamente en las esquinas de las intersecciones es injustificado.

275. Además, de modo similar a Damonte, Sigla parte del supuesto de que la empresa modelo sólo requeriría aproximadamente 48% de los transformadores urbanos utilizados por la empresa real<sup>352</sup>. Como en el caso del Sr. Damonte, este supuesto ha sido eliminado hasta entonces de la red real a fin de hacerla no confiable e injustificada, desde un punto de vista de ingeniería.

### El estudio de Sigla contiene algunas de las mismas características que, según la CNEE, hacen inadmisibles los estudios de Bates White

276. Mediante la Resolución CNEE 96-2008, la CNEE declaró al estudio de Bates White del 5 de mayo de 2008 inadmisibles por considerar, entre otras cuestiones, que el estudio supuestamente sufría de una “falta de trazabilidad de dichos modelos, ya que entre otros aspectos se incluyen criterios no justificados, valores sin su respectiva memoria de cálculo, factores de ajuste sin justificación, entre otros.”<sup>353</sup> En este mismo sentido, mediante Resolución 63-2008, la CNEE declaró inadmisibles el estudio del 31 de marzo de 2008 de Bates White, con motivo de que, entre otras causas, el estudio presentaba modelos que “1) no son trazables (toda presentación de un cuadro de resultados debe poder ser verificada haciendo un seguimiento paso a paso[]); 2) no están vinculados entre sí; 3) presentan valores que no deberían estar pegados sino surgir de una fórmula[;] y 4) no permiten hacer sensibilidades (cambiar automáticamente resultados al variarse un dato de entrada) como es la idea de un Modelo.”<sup>354</sup> Como explicamos anteriormente, Bates White revisó el estudio para cumplir con lo dispuesto en la Comisión Pericial sobre la Discrepancia 1, que surgió de estos comentarios.
277. En base a nuestro análisis, el estudio de Sigla contiene muchos de los supuestos puntos que, según la CNEE, tornaban inadmisibles los estudios de Bates White. Algunos de estos aspectos son los siguientes, por ejemplo:

- Muchos de los enlaces entre las fórmulas y las planillas de cálculo del modelo de Sigla parecen no funcionar, con lo cual, cualquier cambio en

---

<sup>352</sup> Ver modelo de Sigla, carpeta “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subcarpeta “EEGSA Etapa C - Optimización Red Distribuidor”, archivo “VNR Redes Urbanas EEGSA.xls,” solapa “VNR Redes Urbanas,” celdas C11 +C12 (C-589).

<sup>353</sup> Resolución CNEE-96-2008, pág. 3 (C-209).

<sup>354</sup> Resolución CNEE-63-2008, pág. 3 (C-193).

una planilla de cálculo no se traduce automáticamente en los archivos vinculados<sup>355</sup>.

- Muchos cálculos incluyen elementos y factores de ajuste que no se explican ni pueden rastrearse<sup>356</sup>.
- El modelo contiene varios valores que han sido copiados o tipeados en vez de fórmulas<sup>357</sup>.
- Algunas fórmulas del modelo son incorrectas<sup>358</sup>.

<sup>355</sup> Por ejemplo, encontramos los siguientes aspectos del archivo de Sigla “VNR-Total-EEGSA.xls,” donde se calcula el VNR. Primero, el cálculo contiene un enlace al archivo “Modelo-Urbano-Guatemala-EEGSA.xls,” que a su vez tiene enlaces al archivo “Costos2006-Urbano VF.xls.” Sin embargo, estos enlaces no funcionan porque refieren a la ubicación original de los dos archivos en la computadora de Sigla, en vez de direccionar a la ubicación de los archivos en la computadora del usuario. Este mismo problema también afecta a otros muchos enlaces del modelo de Sigla. En segundo lugar, en el ejemplo anterior, uno puede solucionar el problema al generar de nuevo los enlaces para vincular la planilla de cálculo con la ubicación correcta de los dos archivos en la computadora del usuario. Sin embargo, esto nos condujo a un callejón sin salida ya que el archivo “Costos2006-Rural VF.xls” está vinculado al archivo “Modelo Urbano Fase Final 2004.xls,” que no está incluido en el modelo de Sigla. El problema con los archivos faltantes a los vinculan los enlaces afecta a varios enlaces del modelo de Sigla. En síntesis, cualquier cambio al modelo de Sigla no se traslada automáticamente al modelo entero. *Ver* modelo de Sigla, carpeta “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subcarpeta “EEGSA Etapa C - Optimización Red Distribuidor,” archivos “VNR Total EEGSA.xls,” “Modelo Urbano Guatemala EEGSA.xls,” “Costos2006 Urbano VF.xls,” “Modelo Urbano Guatemala EEGSA.xls” (C-589).

<sup>356</sup> Por ejemplo, en la carpeta “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subcarpeta “EEGSA Etapa F - Costos de Explotación,” archivo “Modelo EM CyR EEGSA 2006.xls,” solapa “Resultados,” celdas D34 y D37, los costos de conexión e interconexión de BTS-BTSS están pegados y su origen no puede rastrearse ni explicarse. Otro ejemplo: en la carpeta “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subcarpeta “EEGSA Etapa A - Demanda,” archivo “Análisis-y-Proyección-EEGSA-FINAL.xls,” solapa “x Categoría,” celdas D105 a D112 contienen valores que han sido pegados, y cuyo origen no puede identificarse. En este mismo sentido, en la carpeta “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subcarpeta “EEGSA Etapa F - Costos de Explotación,” archivo “Modelo-EM-Estructura-EEGSA-2006.xls,” solapa “Inputs generals,” celda 17, el cálculo del costo mensual de mantenimiento y limpieza emplea la fórmula de la celda F17 =  $(30 * \$F13 + 12) / 12$ . Los factores de ajuste de 30 y 12 en esta fórmula y el factor de ajuste de la celda F13 no tienen explicación y no pueden rastrearse. *Ver* modelo de Sigla (C-589).

<sup>357</sup> Por ejemplo, en la carpeta “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subcarpeta “EEGSA Etapa F - Costos de Explotación,” archivo “Modelo EM Estructura EEGSA 2006.xls,” solapa “Inputs generals,” celdas I32 a S50, hay una tabla en la que se calcula el costo anual de varios vehículos en base a una serie de parámetros, como costos de mantenimiento, costos de combustible, vida útil, etc. Estos valores están pegados en la planilla de cálculo a pesar de que también se los puede encontrar en las planillas de cálculo de la Etapa B. *Ver* modelo de Sigla (C-589).

<sup>358</sup> Por ejemplo, en la carpeta “EEGSA Archivos de Soporte Jul08,” subcarpeta “EEGSA Etapa A - Demanda,” el archivo “Análisis y Proyección-EEGSA-FINAL.xls” pretende calcular la tasa de crecimiento de sectores individuales para los años 2006-2013, pero las fórmulas están mal hechas y calculan, en cambio, la tasa de crecimiento para los años 2013-2018. Otro ejemplo: en la subcarpeta “EEGSA Etapa A - Demanda,” archivo “Proyeccion Demanda Zona Rural.xls,” solapa “Resumen,” celdas I13, I24, I35, H6, H13, H17, H24, H28, y H35 no aplican la fórmula correcta para la relación entre las tasas de crecimiento de la demanda vertical y horizontal (que puede expresarse como  $1+t = (1+tv)(1+th)$ , donde (t) es la tasa de crecimiento de la demanda total, (tv) es la tasa de crecimiento vertical y (th) es la tasa de crecimiento horizontal). Es por ello que, para los escenarios con fuerte demanda, por

- Muchas filas, columnas y celdas individuales del modelo no cuentan con una etiqueta descriptiva que indique qué representan.

278. En este sentido, señalamos que Colom sostuvo en su declaración testimonial que la CNEE “*conocía en detalle [el estudio de Sigla], ya que a lo largo de los siete meses que había durado su preparación, habíamos estado en estrecho contacto con la empresa consultora*”<sup>359</sup>. Dado que la CNEE aceptó el estudio de Sigla a pesar de que contenía muchos de los mismos supuestos errores por los que la CNEE resolvió que el estudio de Bates White era inaceptable, concluimos que si la CNEE hubiera obrado como regulador de buena fe, sus supuestas preocupaciones sobre estos asuntos podrían haberse resuelto mediante intercambios con Bates White.

24 de mayo de 2012

\_\_\_\_\_/f/  
Dr. Fernando Barrera Rey

\_\_\_\_\_/f/  
Carlos Fernando Barrientos

---

ejemplo, la tasa correcta de crecimiento horizontal debería ser de 2,62% en vez del 3,10% que incorrectamente considera el modelo de Sigla. Ver modelo de Sigla (C-589).

<sup>359</sup> Colom, párrafo 150 (RWS-1) (énfasis añadido).



<b>NOMBRE:</b>	<b>DR. FERNANDO BARRERA</b>
Profesión:	Economista
Puesto:	Director asociado
Fecha de nacimiento:	1° de agosto de 1964
Nacionalidad:	Colombiana



El Dr. Fernando Barrera es un ejecutivo de Frontier, especializado en el sector energético, y lidera los proyectos de consultoría en materia de energía y regulación que esta firma desarrolla en la península ibérica y en América latina. Fernando es un experto en cuestiones relativas a regulación y competencia en los sectores eléctrico y gasífero, y ha acumulado más de quince años de experiencia asesorando a empresas, entes reguladores, inversores, tribunales, y organismos multilaterales.

Fernando combina experiencia académica con experiencia en consultoría y regulación. Se ha desempeñado como docente e investigador en Oxford y Colombia, y ha brindado servicios de consultoría económica por más de 10 años en el Reino Unido y España. Se ha desempeñado, asimismo, como regulador del sector energético de Colombia. Obtuvo un doctorado en la Oxford University y el título de máster en Economía de la Sussex University. También cursó un programa sobre Estudios sobre Desarrollo en la Cambridge University.

Ha participado en forma directa en los procesos de liberalización de los mercados energéticos del Reino Unido, Brasil, Italia, Portugal, Colombia y España, y una parte importante de su especialización comprende la regulación de la industria de distribución de energía eléctrica. Fernando ha participado en la regulación del sector eléctrico del Reino Unido, Italia, Portugal, España, Brasil y Colombia.

## Experiencia destacada

### Actividades reguladas

- **TECO Guatemala Holdings ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones.** Elaboración de un informe pericial sobre la aplicación de las resoluciones de la Comisión de Expertos con respecto a las discrepancias suscitadas entre el ente regulador de la energía de Guatemala, CNEE, y la empresa de distribución eléctrica de la ciudad de Guatemala, EEGSA.
- **AXA Infrastructure Partners, España.** Llevó a cabo el *due diligence* exigido por las autoridades regulatorias respecto de la venta de los activos de Endesa afectados a la transmisión y distribución de gas en España.
- **Morgan Stanley Infrastructure Fund, España.** Llevó a cabo el *due diligence* exigido por las autoridades regulatorias respecto de la venta de los activos de la red de Gas Natural en la región de Madrid (GEM). Estos activos fueron puestos en venta como parte de la reparación impuesta por la Comisión Nacional de la Competencia de España (CNC) tras la fusión de Unión Fenosa con Gas Natural. Asesoró a los oferentes ganadores, Morgan Stanley Infrastructure Fund, en cuestiones regulatorias derivadas de la venta de estos activos.
- **Iberdrola, España** – Desarrollo y aplicación de una metodología de cálculo de costos marginales para fijar cargos de distribución en España. El proyecto comprendió el cálculo de costos de distribución y transmisión, así como también metodologías aplicables a la totalidad de los elementos de la red.
- **Iberdrola, España** – Propuesta de asignación de costos no marginales y no evitables a usuarios (costos de transición a la competencia [CTC], moratoria nuclear, etc.) en el sector eléctrico español. Aplicación teórica y empírica de la norma Diamond-Mirlees.
- **Iberdrola, España** – Propuesta presentada ante el ente regulador de energía de España sobre la remuneración de las actividades de distribución en ese país. Diseño de una fórmula de cálculo de ingresos.
- **Iberdrola, España** – Análisis de las propuestas presentadas por el ente regulador de energía de Brasil, ANEEL, para la regulación de la distribución de energía eléctrica en ese país.
- **ENEL Spa, Italia** – Revisión de las metodologías de comparación de costos de distribución basadas en valores de referencia y su aplicación en forma consistente. Análisis de los métodos aplicados por el Ofgem del Reino

Unido, la DTe de los Países Bajos, la ESC de Victoria (Australia) y la NVE de Noruega.

- **ENEL Spa, Italia** – Diseño del marco regulatorio para la tarea de medición. Análisis de los métodos actuales de regulación de la tarea de medición en el Reino Unido, Australia y Noruega.
- **Electricidade do Portugal, Portugal** – Asesoramiento respecto de la revisión de precios de distribución llevada a cabo en 2004. Comparación con valores de referencia, diseño de la fórmula de ingresos, diseño regulatorio y procesos regulatorios.
- **Electricidade do Portugal, Portugal** – Asesoramiento respecto de la revisión de precios de distribución llevada a cabo en 2005. Comparación con valores de referencia, diseño de la fórmula de ingresos, diseño regulatorio y procesos regulatorios.
- **ENEL Spa, Italia** – Análisis de los problemas y riesgos que puede ocasionar la implementación a gran escala de sistemas de medición inteligentes en una industria de energía desregulada.
- **ENEL Spa, Italia** – Análisis comparativo entre diferentes países respecto de métodos de remuneración y diseño de tarifas de transmisión de energía eléctrica. Países analizados: Reino Unido, Holanda, Suecia, España y Noruega. Se hizo hincapié en los problemas que ocasiona el uso adecuado de incentivos para inversiones destinadas a proyectos de ampliación.
- **ENEL Spa, Italia** – Análisis del marco regulatorio de la producción de energía eléctrica y de la calidad de servicio. Países analizados: Portugal, Reino Unido y Noruega. Debate en materia incentivos y análisis de las propuestas presentadas por el ente regulador de Italia.
- **ENEL Spa, Italia** – Asesoramiento en el proceso de consulta respecto del nuevo marco regulatorio en materia de redes de distribución.
- **Ofgem, Reino Unido** – Determinación por medio de un enfoque *top-down* del factor de eficiencia de la fórmula de cálculo de tarifas utilizada por la empresa transportadora de gas Transco.
- **ASOCODIS, Colombia** – Estudio sobre la determinación de la base de activos regulados conforme los requerimientos de ingresos de las empresas de distribución de energía eléctrica de Colombia. Presentado ante el ente regulador colombiano como propuesta para la revisión de precios correspondiente al periodo 2008-2012.
- **Empresas Públicas de Medellín, Colombia** – Revisión crítica de las propuestas del ente regulador colombiano en materia de regulación de

calidad, pérdidas y agregación de aéreas de distribución, como parte de la revisión de precios correspondiente al periodo 2008-2012.

### **Mercado minorista**

- **Iberdrola, España** – Diseño de normas para asegurar una competencia eficiente en el mercado minorista de energía eléctrica. Procesos de registro de cambios de proveedores, de liquidación de operaciones, etc.
- **CREG, Ente regulador colombiano** – Estudio sobre los costos y beneficios de incorporar la competencia a nivel minorista y las diversas formas de hacerlo.
- **ACOLGEN, Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica.** Análisis de las propuestas de Peter Cramton (presentadas ante el ente regulador) en materia de incorporación de subastas para la compra de energía para clientes regulados.

### **Mercado mayorista de energía**

- **ACOLGEN, Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica.** Análisis de los hechos que condujeron a la intervención del mercado con motivo del fenómeno de El Niño, acaecido durante 2009-10. Análisis cuantitativo del desempeño del mercado mayorista colombiano y propuestas para evitar futuras intervenciones del mercado. Presentado ante las autoridades del gobierno y partes interesadas en una reunión celebrada el 1° de marzo de 2011.
- **Ministerio de Minas y Energía, Colombia.** Asesoramiento al ministerio respecto de las perspectivas a largo plazo del mercado gasífero colombiano. Desarrollo de una estrategia para solucionar los problemas del sector y elaboración de un documento sobre políticas en materia energética. Muchas de estas propuestas han sido implementadas en forma de decretos leyes dictados por el Poder Ejecutivo.
- **Iberdrola, España** – Análisis de las medidas de reactivación adoptadas por el gobierno brasileño con respecto a la reforma del mercado de energía eléctrica luego de la crisis energética y sus efectos sobre los intereses de las inversiones de Iberdrola en Brasil.
- **Endesa, Italia** – Análisis de las propuestas del ente regulador para un mercado mayorista de transición.
- **Energy Intensive Users Group, Reino Unido** – Estudio sobre posibles mejoras al sistema de contratos de compraventa de energía eléctrica del Reino Unido [*UK New Electricity Trading Arrangements*].

- **Termoflores vs. ChevronTexaco Petroleum Company y Ecopetrol** – Tribunal arbitral conformado para dirimir la controversia entre estas empresas. Perito designado por el Tribunal para dictaminar sobre la cuestión de la renegociación del contrato de suministro celebrado entre las empresas productoras de gas y la central térmica. Cálculo de un descuento para los contratos de compra garantizada.
- **Termocandelaria, Colombia (empresa del Grupo AES)** – Informe pericial y declaración testimonial sobre el precio por aplicar a un contrato de compra garantizada. Controversia con una empresa proveedora dedicada a la exploración y a la producción gasífera.
- **Energias do Portugal, Portugal** – Cálculo del costo del capital del área de producción de la empresa para su aplicación en la remuneración de los contratos de compraventa de energía.
- **Energias do Portugal, Portugal** – Cálculo de la tasa de retorno del área de producción de la empresa, ajustada por progreso técnico.
- **Cliente confidencial, España** – Asesoramiento respecto de la aplicación de una cláusula de revisión de precios en un contrato de suministro de GNL.
- **Gas Natural SDG, España** – Análisis de los fundamentos de las políticas de disgregación vertical en mercados gasíferos en crecimiento, aplicadas especialmente al mercado colombiano.
- **Gas Natural ESP, Colombia** – Propuestas al ente regulador colombiano con respecto a negociaciones de compraventa relativas a aumentos en el transporte de gas.
- **Colinversiones, Colombia** – Análisis de las propuestas del ente regulador colombiano en materia de incorporación de medidas para consolidar la firmeza de los contratos de compraventa de gas y el papel desempeñado por el mercado secundario en la creación de un mercado spot de gas.
- **Colinversiones, Colombia** – Análisis de las propuestas del ente regulador colombiano en materia de introducción de subastas para el suministro de gas.

## Remuneración de capacidad

- **Empresas de generación térmica, Colombia.** Asesoramiento en el diseño del cargo por confiabilidad, incluidos los productos ofrecidos en venta en las subastas finalmente implementadas. Exposición de los motivos de por qué la energía, y no simplemente la potencia, debe ser el producto ofrecido en venta en las subastas. Propuestas presentadas con gran éxito ante la totalidad de los miembros de la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia.

- **Asociación Colombiana de Generadores ACOLGEN, Colombia.** Diseño de una herramienta para remunerar la confiabilidad mediante subastas en el mercado energético colombiano. Único miembro externo de una comisión de cuatro miembros que presentó el diseño del cargo. El resto de la comisión se componía de dos representantes de empresas de generación hidroeléctrica y un tercer miembro de una empresa de generación térmica. Logró consenso respecto de un tema que tradicionalmente ha dividido al sector y lo presentó ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia.
- **Compañía colombiana de inversiones Colinversiones.** Análisis de los resultados de las subastas de confiabilidad de mayo de 2008. Análisis de las subastas primarias y GPPS, y análisis de mejoras en su diseño.
- **RWE, Alemania.** Análisis de la experiencia internacional en mercados de capacidad y de la conveniencia de incorporar una “opción de confiabilidad” en el mercado de capacidad de Alemania. El informe se complementó con las propuestas presentadas por Peter Cramton y Axel Ockēnfels.
- **Acciona, España.** Diseño de un mecanismo de remuneración de capacidad en un esquema de tarifas de generación y de incentivo intermitentes para energías renovables.
- **Iberdrola, España** – Análisis del mecanismo de pago de capacidad adecuado para el mercado español.
- **Endesa, Italia** – Análisis de las opciones para la remuneración de capacidad en Italia.
- **Grupo de empresas de generación térmica, Colombia** – Este grupo, que comprende los nueve productores independientes de energía eléctrica que han invertido en generación en los últimos diez años, contrató a Fernando para que analizara y modelara la propuesta del ente regulador para un esquema de remuneración adecuado.
- **Colinversiones y TermoCandelaria, Colombia** – Análisis de las subastas de confiabilidad para generadores de energía en Colombia. Modelización del mercado hidrotérmico colombiano y análisis del diseño del producto y de las normas que rigen las subastas.

### Subastas de energía

- **Comisión Nacional de Energía de España (CNE), España** – Administración de subastas de contratos bilaterales de energía CESUR. Organización de la subasta para la venta de contratos de suministro a clientes que no han elegido un proveedor de servicio específico, por un valor de 6,5

GW de potencia. Diseño de los contratos de cobertura de riesgo para empresas de distribución en un mercado liberalizado.

- **Gas Natural Corporativo, España.** Asesoramiento respecto de posibles modificaciones a las subastas CESUR. Desarrollo de un calendario de productos y fechas para alcanzar el objetivo fijado de compra de contratos de cobertura.
- **Iberdrola, España.** Desarrollo de subastas VPP. Asesoramiento a Iberdrola respecto de los productos a vender y de las posibles normas aplicables a la empresa y a Endesa en las subastas VPP. Ello comprendió el análisis de las fuentes de riesgo para Iberdrola/Endesa y para los posibles participantes en la subasta, a los efectos de diseñar un contrato que maximizara el interés en la subasta.
- **Gas Natural Corporativo, España.** Asesoramiento sobre modificaciones a las subastas VPP implementadas finalmente en España, ante la posible inclusión de la empresa resultante de la fusión entre Gas Natural y Unión Fenosa en el grupo de empresas obligadas a vender capacidad en dichas subastas.
- **Iberdrola, Irlanda (2006).** Subastas de energía renovable en Irlanda. Análisis del fracaso de las subastas y, especialmente, el diseño de las garantías adecuadas para asegurar que los ganadores cumplieran con los resultados de las subastas.

### Aspectos económicos ambientales

- **Fundación Ciudad de la Energía, Ciuden, España.** Elaboración de un plan de negocios del Proyecto integrado de captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés) Compostilla (OXYCFB300) y preparación de la solicitud de fondos en el marco del programa NER300.
- **Fundación Ciudad de la Energía, Ciuden, España.** Análisis de las posibilidades de captura y almacenamiento de carbono en la planta de Comportilla, provincia de León. Análisis del flujo de fondos del proyecto integrado: generación de energía, captura de carbono utilizando oxyfuel y tecnología de lecho fluidizado y almacenamiento en un acuífero salino. El proyecto requirió el desarrollo de un modelo de potencia para Europa, con el propósito de obtener precios de energía y los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.
- **Fundación Ciudad de la Energía, Ciuden, España.** Análisis de programas regulatorios eficientes para apoyo de proyectos de CCS.
- **Charterhouse Capital Partners, España.** Análisis *due diligence* de la venta de los activos renovables de Unión Fenosa.

- **Iberdrola, España** – Estudio sobre la experiencia internacional en materia de controles ambientales basados en el mercado. Países analizados: Estados Unidos, Reino Unido y Dinamarca.
- **Iberdrola, España** – Análisis del impacto de los permisos de emisión negociables sobre el sector. Se hizo hincapié en las diferencias existentes en el sector con respecto a otros sectores comprendidos en la Directiva Europea.
- **Iberdrola, España** – Propuesta en materia de instrumentos fiscales destinados a individualizar las ganancias extraordinarias derivadas de la implementación de la Directiva Europea sobre los permisos de emisión de CO<sub>2</sub>.
- **Iberdrola, España** – Informe autoritativo sobre el impacto producido por las empresas generadoras al ofrecer sus permisos de emisión al costo de oportunidad.
- **Iberdrola, España** – Diseño de impuestos no distorsivos sobre las ganancias tras la aprobación de los Planes Nacionales de Asignación.

### Diseño institucional

- **Iberdrola, España** – Diseño y redacción de un proyecto de ley sobre transparencia en los procesos regulatorios, con la intención de que se lo adopte en España. Se hizo hincapié en los procesos y en la inversión de la carga de la prueba.
- **Gobierno de Colombia** – Diseño institucional de la Comisión Nacional de Regulación del Transporte de Colombia. Diseño del organismo, su carta orgánica, sus facultades, su composición y los procedimientos que debería seguir el organismo al efectuar revisiones tarifarias en contratos de concesión y emitir regulaciones.
- **ENEL Spa, Italia** – Análisis de alternativas en materia de estructuras de gobierno para los operadores de sistemas de transmisión.
- **Electricidade do Portugal, Portugal** – Comparación de entes reguladores de energía independientes en base a valores de referencia, con especial énfasis en la conducta del ente regulador y, en especial, el ente regulador de Portugal, ERSE.

### Análisis empresarial



- **Alpiq, Suiza.** Análisis de la estrategia empresarial de la compañía en España y en los Países Bajos, y desarrollo de iniciativas para mejorar los resultados y la detección de oportunidades.
- **Iberdrola, España** – Análisis de la metodología y de los resultados de la función de evaluación y administración de riesgos en una empresa de servicios públicos multisectorial con intereses en diversos países extranjeros.
- **Iberdrola, España** – Análisis *due diligence* de la operación con la empresa de energía eléctrica de Escocia. Se hizo hincapié en el análisis regulatorio.

### Análisis de políticas en materia de competencia

- **CEPSA / Comisión Nacional de la Competencia de España.** Fideicomisario independiente en el proceso de venta de las estaciones de servicio de Cepsa. Dicho proceso se llevó a cabo como muestra del compromiso de eliminar prácticas restrictivas en el sector minorista de combustibles de España.
- **Cliente confidencial, España** – Elaboración de un informe pericial sobre la posibilidad de un violación a la Ley de Defensa de la Competencia de España por parte de una empresa generadora de energía eléctrica. Las pruebas fueron remitidas al Tribunal de Defensa de la Competencia en España.
- **Iberdrola, España.** Evaluación del impacto sobre la competencia de la fusión entre Gas Natural y Endesa.

### TRAYECTORIA PROFESIONAL

2007- a la fecha	Director asociado, Frontier Economics Ltd
2002-2007	Director asociado, National Economic Research Associates
2001-2002	Consultor Senior, European Economic Research Ltd, Londres
1999-2001	Regulador de energía, Comisión de Regulación de Energía de Colombia
1997-1999	Docente universitario e investigador, Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia.
1994-1997	Investigador, Oxford Institute for Energy Studies
1993-1995	Tutor, Manchester College, Oxford University
1989-1990	Asesor en materia de políticas sobre importación, Ministerio de

## FORMACIÓN ACADÉMICA

1994	Doctor en Economía, Oxford University, St. Catherine's College
1989	Máster en Economía, Sussex University
1988	Diploma en Estudios sobre Desarrollo, Cambridge University
1987	Título de grado en Economía, Universidad Javeriana, Bogotá, Colombia

## PUBLICACIONES RECIENTES

- Publicaciones en *Energy Trader*, *Oxford Energy Forum*, y *Global Utilities*.
- (2010) “Fallas de mercado del mercado de gas natural en Colombia” *Boletín del Observatorio Colombiano de Energía*, en preparación.(2009) “La exención al acceso de terceros a la red: los casos del gas y las telecomunicaciones”, *Anuario de la Competencia del 2009*.
- (2008) “Integración Vertical en Industrias de Red”, *Revista del Derecho de las Telecomunicaciones, Transportes e Infraestructuras*, 2008
- (2007) “The Assessment of Market Power in Europe’s Power Markets” en Voll y King (editores) *The Line in the Sand: The Shifting Boundary between Markets and Regulation in Network Industries*, NY, 2007.
- “Security of Supply: What Role can Capacity Markets Play?” Simposio sobre mercados europeos de energía eléctrica organizado por el Ministerio de Economía de Dinamarca en La Haya en septiembre de 2003.

## PRESENTACIONES RECIENTES

- “Capacity Markets: Will the re-regulation by European governments ensure a cost-efficient, continuous electricity supply given the boundary conditions of climate change policy?” Cumbre internacional sobre energía 2012, celebrada en Madrid, España.
- “Introducing competition without divestiture: Options for Greece”, presentado en el congreso anual sobre energía del IENE (Institute for Energy in South East Europe), celebrado en Atenas en noviembre de 2010.

- “Desempeño del mercado eléctrico colombiano durante el fenómeno del Niño”. Presentación organizada por la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica para instituciones del gobierno y partes interesadas.
- “Diseños de mercados mayoristas: nuevas tendencias e implicaciones para Colombia”, presentado en octubre de 2010, en el tercer encuentro de la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica.
- “Incentivos para la financiación del transporte”, presentado en la asamblea anual de la Asociación Española para la Economía Energética, celebrada en Madrid el 28 de junio de 2010.
- “La Expansión en generación: nuevas y viejas distorsiones, y propuestas” , Congreso Anual del Mercado Mayorista de Energía Colombiano: “A 15 años de la apertura del Mercado”. Celebrado en Santa Marta en octubre de 2009.
- “Implicancias de las subastas SoLR de España en el diseño de las subastas de distribución en Colombia”. Primera Asamblea de Empresas de Generación organizada por ACOLGEN en Bogotá el 27 de febrero de 2008.
- “La Subasta CESUR y el nuevo modelo español de mercado”. Primeras Jornadas de Generación organizadas por ACOLGEN, Bogotá, 28 de febrero de 2008.
- Sesiones de oferentes en subastas CESUR.
- “The New Trading Arrangements in England and Wales”, Club Español de la Energía, marzo de 2003.
- “Security of Supply: What Role can Capacity Markets Play?” Presentación y exposición de un artículo en el Simposio sobre mercados europeos de energía eléctrica organizado por el Ministerio de Economía de Dinamarca en La Haya en septiembre de 2003.
- “Propuesta sobre Cargo de Confiabilidad”. Foro sobre la propuesta del regulador, celebrado el 24 de enero de 2005 en Bogotá, Colombia.
- “Aspectos Claves de la Competencia Minorista”. Seminario del Consejo Asesor de Comercialización, celebrado los días 28 y 29 de junio de 2005 en Bogotá.
- “Uso y Abuso del Benchmarking”. VII Seminario Internacional sobre Análisis y Mercados Energéticos, Universidad de los Andes, Bogotá, 6 de octubre de 2006.
- “Avances en Comercialización”. Seminario Internacional del Consejo Nacional de Operación y el Consejo Asesor de la Comercialización a 10 años del Mercado Mayorista.

- “Comercialización: la necesidad de mejor regulación”; ANDESCO: VIII Congreso de Servicios Públicos Domiciliarios: “La Excelencia en el Servicio”, celebrado en Cartagena de Indias.
- “La forma de un buen proceso regulatorio: aplicación al proceso regulatorio de 2008”. Presentado en la V Jornada Técnica de Distribución Eléctrica de Asocodis celebrada en Bogotá en diciembre de 2008.
- “El modelo minorista y el MOR”. Presentado en la V Jornada Técnica de Distribución Eléctrica de Asocodis celebrada en Bogotá en diciembre de 2008.
- “Tendencias en competencia minorista”. Presentación a la 5ª Jornada de Comercialización de Energía Eléctrica organizada por el Comité Asesor de la Comercialización en Bogotá, el 25 de septiembre de 2009.
- “Análisis de concentraciones en generación”. Presentación en la Tercera Jornada Jurídica del Sector Eléctrico organizada por Acolgén en Bogotá el 24 de septiembre de 2009.

<b>NOMBRE:</b>	<b>CARLOS FERNANDO BARRIENTOS IRIARTE</b>
Profesión:	Ingeniero eléctrico
Puesto:	Consultor externo
Fecha de nacimiento:	1950
Nacionalidad:	Colombiana

Carlos Fernando Barrientos es un ingeniero eléctrico con más de 36 años de experiencia, 25 de ellos como consultor externo. Sus principales áreas de trabajo son el diseño de líneas de transmisión de 500 kV, 230 kV y 115 kV, la planificación de potencia en sistemas de distribución y transmisión, y, en los últimos años, la aplicación del marco regulatorio del sector eléctrico.

En su carácter de asesor de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Carlos Fernando tiene experiencia en el desarrollo de metodologías para el cálculo de cargos por usuario del Sistema de Transmisión Regional (STR) y de los Sistemas de Distribución Local (SDL), aplicados durante los periodos regulatorios 1994-1997, 1998-2002 y 2003-2008. Asimismo, ha desarrollado la metodología para el cálculo de cargos del Sistema de Transmisión Nacional (STN), que no ha sufrido modificaciones desde el año 2000. También ha brindado asesoramiento a operadores de red en procesos de revisión tarifaria y en cuestiones de índole eléctrica y financiera; por ejemplo, en la creación de bases de datos para las unidades constructivas de las redes eléctricas nacionales, regionales y locales (STN, STR y SDL, respectivamente).

## **EXPERIENCIA DESTACADA**

### **Energía**

Proyectos de consultoría

- Asesor de Puerto Industrial Aguadulce - SPIA (octubre de 2011 a mayo de 2012). Asesor en materia regulatoria y financiera con respecto al Contrato de Conexión de una red 115 kV (8MVA) entre SPIA y Empresa del Pacífico S.A. (EPSA).
- Estudio de planificación del sistema eléctrico de Empresa de Energía de Cundinamarca EEC (septiembre de 2011 a la fecha). Asesor de la empresa de ingeniería GERS en la planificación del sistema de 115 kV y 34,5 kV del subsistema de EEC (periodo 2013-2021).

- Asesor de Drummond LTD (mayo de 2010 a la fecha). Análisis de la conexión eléctrica de la mina Pribbenow (región del Cesar) al Sistema integrado colombiano STN (120 MW) y del puerto de exportación (región de Magdalena) al STN (50 MW) y asesoramiento en cuestiones regulatorias y estudios de conexión.
- Estudio de potencia reactiva para Enertolima (de mayo a julio de 2011). Análisis de intercambios de potencia reactiva con el Sistema de Transmisión Regional y sus causas subyacentes, a los efectos de implementar medidas correctivas en el sistema eléctrico y elaborar una propuesta para el marco regulatorio.
- Compilación del Reglamento Eléctrico. Asesor de la firma Avance Jurídico, Casa Editorial LTDA. en el proceso de actualización de la compilación de las normas generales que rigen el sector eléctrico en Colombia, sancionadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (noviembre de 2006 a agosto de 2007); (marzo de 2010 a abril de 2010); (octubre de 2010 a diciembre de 2010).
- Petroeléctrica de los Llanos. Elaboración de los documentos de calificación para la selección del subcontratista a cargo de la construcción de 250 km de líneas de 230 kV entre la subestación Chivor y el yacimiento petrolífero Rubiales. Elaboración del Contrato de Conexión correspondiente. (Octubre de 2010 a diciembre de 2010).
- Asesor de la Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica en relación con los cargos de conexión al STN. Asesoramiento brindado durante el periodo comprendido entre marzo y mayo de 2009.
- Asesor de Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá durante el proceso de compra de energía para su mercado no regulado. Asesoramiento brindado durante el periodo comprendido entre septiembre de 2008 y mayo de 2009, y llevado a cabo por intermedio de SOMARVI S.A.
- Contrato de conexión con la central Agua Fresca, propiedad de Agua de la Cabaña y EEPPM. Asesoramiento brindado durante el periodo comprendido entre abril y diciembre de 2007.
- Asesor de la Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica en relación con los cargos de distribución para los sistemas de transmisión regional y distribución local. Asesoramiento brindado durante el periodo comprendido entre julio y febrero de 2008.

- Elaboración de un informe pericial para Electrificadora de Santander en relación con el contrato de compra de energía celebrado con Morro S.A. (Febrero a octubre de 2006).
- Determinación del emplazamiento óptimo de estructuras para 3 proyectos de tendido de líneas de 110 kV y 29 proyectos de tendido de líneas de 34,5 kV en Electricaribe y Electrocosta. Asesor de Consultores Unidos. (Febrero a abril de 2007).
- Empresa de Acueducto de Bogotá. Asesor de la empresa prestadora de servicios de agua corriente de la ciudad de Bogotá, en relación con la conexión de un generador de 12 MVA al sistema de distribución de Codensa (operador local).
- Tribunal arbitral de la Cámara de Comercio de Colombia. Elaboración de un informe pericial sobre cargos de conexión con motivo de la controversia suscitada entre dos empresas públicas de energía eléctrica —Transelca y Electricaribe.
- Enelar. Elaboración de un informe pericial para Enelar, empresa estatal de energía eléctrica, respecto de los cargos por usuario de EDEQ, la empresa regional de servicios de distribución eléctrica.
- Trabajo de investigación para el Banco Mundial (2001) titulado “Cuestiones y opciones relativas al sector eléctrico colombiano: perfil del mercado” y recopilación de datos sobre el sistema eléctrico colombiano (generación de energía, elementos de redes, índice financiero, etc.).
- Cálculo de cargos de transmisión para SET (Sociedad Energética del Tolima) (1995).
- Asesor de Electrificadora del Tolima durante el proceso de compra de energía en el mercado mayorista de tipo *pool* y *spot* (1995).
- Desarrollo de modelos tarifarios para el servicio de suministro de energía eléctrica de ISA (Interconexión Eléctrica S.A) (1995).
- Análisis de sistemas de potencia para conectar la ciudad de Cravo Norte a la red de 34,5 kV del territorio de Arauca – Enelar (1993).
- Estudio de normalización de tensión en el sistema eléctrico colombiano elaborado para ISA (Interconexión Eléctrica S.A) (1992).

- Participación en el diseño de la línea de transmisión Pasto–Mocoa de 230 kV en carácter de asesor de Consultores Unidos Ltda. (1992).
- Estudio de ubicación de torres para la línea Tame–Puerto Rondón de 34,5 kV, en carácter de asesor de Consultores Unidos (1991).
- Estudio de pérdidas en el sistema de distribución para la empresa pública de energía Electrificadora del Cesar, en carácter de asesor de Consultores Unidos Ltda. (1991).
- Estudio de normalización de conductores para líneas de distribución en la red de EEPPM (Empresas Públicas de Medellín), en carácter de asesor de Salgado Meléndez (1990).
- Planificación del sistema de potencia para la red de 13,2 kV de EMCALI (Empresas Municipales de la ciudad de Cali) y desarrollo de los criterios de planificación para dicha empresa, en carácter de asesor de Sistecom Ltda. (1989).
- Estudio de ubicación de torres para la segunda línea de transmisión de 500 kV que interconecta la costa atlántica con la red central del país (línea San Carlos–Sabanalarga), en carácter de asesor de Salgado Meléndez Ltda. (1987).

## **TRAYECTORIA PROFESIONAL**

### **1994-2003 Asesor de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)**

- Análisis de cargos de distribución para redes regionales y locales, presentados por las empresas públicas de energía eléctrica para su aprobación en el periodo regulatorio 2003-2007. (2003)
- Desarrollo de la metodología aplicable en el periodo 2003-2007 en materia de cargos de distribución. (2001-2002)
- Desarrollo del marco para la administración de potencia reactiva en el sector eléctrico colombiano, sobre la base de los estudios llevados a cabo por el Grupo Brattle. Supervisión, en carácter de contraparte de CREG, del estudio realizado por el Grupo Brattle sobre esta materia. (2001-2002)
- Supervisión, en carácter de contraparte de CREG, de un estudio relacionado con la calidad del servicio eléctrico en los sistemas de distribución, y desarrollo del marco de control de calidad correspondiente. (1999-2000).
- Desarrollo de un nuevo marco para la ampliación del Sistema de



Transmisión Nacional a 230 kV y 500 kV, y regulación de los activos y costos unitarios informados. (1998-2001)

- Desarrollo del marco para normas de calidad aplicable en el Sistema de Transmisión Nacional. (1999-2000).
- Desarrollo del Código de Distribución. (1997-1998)
- Desarrollo de la metodología aplicable en el periodo 1998-2003 en materia de cargos de distribución. Análisis de estudios sobre cargos de distribución para redes regionales y locales presentados por las empresas públicas de energía eléctrica ante la CREG para su aprobación. (1997)
- Desarrollo de la metodología y el marco relacionados a pequeñas centrales de generación y pequeños autogeneradores. (1996-1998)
- Desarrollo del marco relacionado con los procedimientos aplicables en materia de nuevas conexiones a los sistemas de transmisión y distribución. (1996)
- Desarrollo del marco regulatorio inicial en materia de transmisión y distribución. (1994)

1992-1993 **Asesor de la Junta Nacional de Tarifas**

- Cálculos de cargos de transmisión para Proeléctrica S.A., empresa generadora situada en la costa atlántica, para su utilización en la red regional “Electrificadora de Bolívar”.
- Cálculos de cargos de transmisión para EMCALI, empresa pública de distribución, a los efectos de permitir la utilización de la red de EPSA de 230 kV y 115 kV.
- Cálculos de cargos de transmisión para King Rach, potencial nueva generadora de energía eléctrica de la costa atlántica colombiana, para su utilización en la red de “Electrificadora del Atlántico”, empresa pública regional de distribución.
- Inventario de activos de entre 34.5 kV y 115 kV en todas las empresas públicas de energía de Colombia, para la fijación de cargos de distribución.

1974-1987 **Ingeniero de diseño en Consultores Unidos Ltda.**

- Participación en el diseño de líneas de transmisión de 230 kV
  - Sabanalarga – Fundación – Valledupar (1974)
  - Termoguajira – Santa Marta – Fundación (1977)
  - Chivor – Torca II (1978)
  - Anillo de Bogotá: La Guaca – Paraíso – Sur – Tunal – Circo –

Torca (1980)

- San Carlos – Bogotá (1981)
- Bucaramanga – Ocaña – Cúcuta (1986)
- La Mesa – Mirolindo (torres normalizadas) (1987)
- Participación en el diseño de líneas de transmisión de 110kV
  - Diseño de líneas urbanas para la interconexión de la nueva subestación “Nueva Barranquilla” con la red local (1982)
  - Líneas de 110 kV en la región de Guajira: Cuestecitas – Riohacha y Cuestecitas – Maicao (1984)
  - Copey – El Paso – El Banco (1886)
- Estudio sobre el sector energético nacional – Departamento Nacional de Planificación (1975). Desarrollo de software (Cálculo de parámetros eléctricos para líneas de transmisión aéreas)
- Estudios sobre planificación de sistemas de potencia
  - Planificación de la red de subtransmisión de 13,2 kV del departamento de Cauca; Cedelca. (1974)
  - Análisis de la red de transmisión de 220 kV óptima asociada con las distintas ubicaciones alternativas de un nuevo generador de energía eléctrica de 150 MVA en la costa atlántica colombiana. (1976-1979)
  - Planificación del sistema de potencia de las redes de 110 kV, 66 kV y 34,5 kV de las regiones situadas en la costa atlántica colombiana (Atlántico, César, Guajira, Magdalena, Córdoba, Sucre y Bolívar). (1976 – 1979)
  - Desarrollo de un modelo de planificación de sistemas denominado “Planificación a corto plazo para lograr una ampliación de redes óptima”, basado en la demanda proyectada de energía eléctrica. (1976 – 1979)
  - Planificación del sistema de potencia de la red de 115 kV y 57,5 kV para la ciudad de Bogotá durante el periodo 1980-1990. (1980).
  - Análisis de la red de transmisión de 230 kV óptima asociada con las distintas ubicaciones alternativas de una nueva central a carbón de 500 MVA para ISA (1983).
  - Planificación del sistema de la red de 115 kV y 34,5 kV de Cali para EMCALI durante el periodo 1986-2000. (1985).
  - Planificación del sistema de potencia de la red de energía eléctrica

de 115 kV y 34,5 kV de la región de Arauca, con una interconexión de 230 kV al sistema central. (1988)

- Planificación del sistema de potencia de las redes de energía eléctrica de 115 kV, 34,5 kV y 13,8 kV de la región de Guajira. (1991)

## **FORMACIÓN ACADÉMICA**

1969-1974                      Ingeniero Eléctrico, Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia.

1975                              Especialización en Diseño de Líneas de Transmisión. Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia.