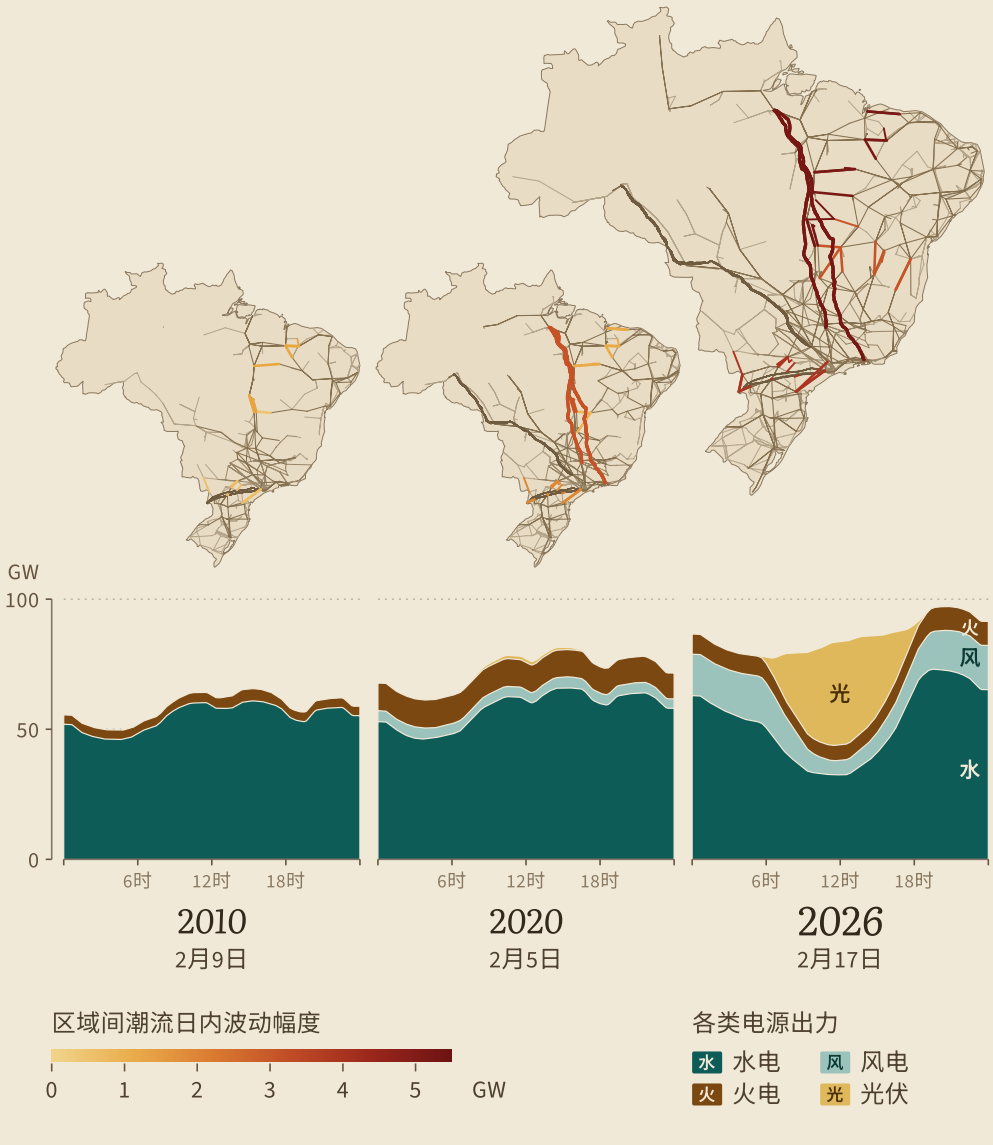
ALEXANDRE STREET

巴西电力市场简史

与灵活性的丧失

评论文章汇编（2014–2026）



巴西电力市场简史与灵活性的丧失

评论文章汇编（*2014–2026*）

Alexandre Street

2026

© 2026 Alexandre Street de Aguiar。版权所有，保留一切权利。

本书免费提供，可在线阅读，也可下载PDF版本供个人使用。禁止以任何方式对本书全部或部分内容进行商业性复制；其他任何形式的复制须事先获得作者书面许可。欢迎在注明完整出处的前提下简短引用。

中文版，2026年

最后更新：2026年11月13日。

最新版本：lampspuc.github.io/brazil-electricity-market-history/zh

alexandrestreet.com

关于文章来源

本书所有文章均由我独立撰写。它们发表在我的个人网站alexandrestreet.com/opinion所列出的报纸、杂志和社交媒体上。该页面是本文集的权威来源。我与巴西国家工程院的同事合写的“2026年补贴系列”是一部集体作品，将另行出版。

每篇文章开头都注明发表日期、发表媒体和原文链接，并附有原标题。这些文章刊登于《环球报》（O Globo）、《经济价值报》（Valor Econômico）、CanalEnergia、MegaWhat、CNN巴西（CNN Brasil）、Brazil Journal和领英（LinkedIn）。最初以葡萄牙语发表的文章，在此以中文呈现。本书的开篇文章《当价格不再说真话：巴西电力市场的紧迫改革》以英文写成，于2026年3月7日发表在领英上。它有一篇篇幅更短的葡萄牙语姊妹篇《电力行业的紧迫改革》（*A urgente reforma do setor elétrico*），于2026年2月24日发表在《经济价值报》上。2024年至2026年发表在《经济价值报》上的文章，正文以同一页面上链接的手稿为准。

每篇文字中的缩写在首次出现时都给出全称，因此每篇文章、每章导言都可以单独阅读。大事年表之后附有缩写表。书中有一处勘误，在相应位置以脚注注明。

本书有三种读法。只读各章导言，就能了解完整的故事，以及每个时期的核心观点和结论。每篇文章开头的摘要用三四百字交代其推理和结论。全文则按发表时的原貌呈现每一个论点，所用的是当时能够获得的数据。

目录

关于文章来源 iii
文章列表 vii
核心主题一览 ix
序言：设计出来的市场 xv
文章中的大事年表 xix
缩写 xxii

第1章
当价格不再说真话 *2026* 1
当价格不再说真话：巴西电力市场的紧迫改革 5

第2章
为水而设计的系统 *2014–2015* 12
水资源管理出了问题 16
2015年的能源危机 18
是时候重新审视电力行业的运行与扩张了 21

第3章
失落的一致性：模型、机构与一再重演的危机 *2016–2021* 24
值得欢迎的电价计算方法修订 28
评估与监测指标 31
电力市场与机构重组 33
电力行业的不一致与一再重演的危机 36

第4章
为时间定价：从小时电价到辅助服务 *2018–2024* 39
小时电价：机遇与挑战 43
2021年电价的新组成部分 46
重新思考能源管理与各类电源的角色 49

第5章
依靠补贴的扩张与用户的回应 *2024–2025* 52
电力零售革命挑战监管 56
电力行业依靠补贴扩张的传奇 59

第6章
追寻逝去的灵活性 *2025* 62
追寻逝去的灵活性 66
为电力市场中的电能与灵活性定价 70

第7章
既非市场，也非规划：2026年的容量拍卖 *2026* 74
既非市场，也非规划：扩张靠的是补贴 78
巴西2026年容量储备拍卖的五个问题 81
电力行业与错失机遇的国度 88
巴西电力行业的监管壁垒与电池拍卖 92

第8章
短视且不完整的价格体系 *2026* 96
电力行业关于价格与风险规避的混乱 100
从弃电到零售高电价：问题在于短视且不完整的价格体系 104

第9章
制度、用户与公正 *2026* 109
关于伊泰普的两大荒谬 113
作为社会公正的电力改革 116
巴西电力行业的制度退化 119

第10章
面向2027年的议程 *2026* 123
2027年起的巴西电力行业议程 127
后记：展望未来 131

文章列表

按发表时间排列。点击标题可跳转到书中的文章；最后一栏链接到原文。

日期	标题/ 媒体	原文
2014年10月14日	水资源管理出了问题 O Globo	oglobo.globo.com
2015年2月24日	2015年的能源危机 Valor Econômico	lamps. ind.puc-rio.br
2015年11月27日	是时候重新审视电力行业的运行与扩张了 Valor Econômico	drive.google.com
2016年9月1日	值得欢迎的电价计算方法修订 Valor Econômico	lamps. ind.puc-rio.br
2018年2月21日	小时电价：机遇与挑战 CanalEnergia	canalenergia. com.br
2019年1月15日	评估与监测指标 CanalEnergia	canalenergia. com.br
2019年1月31日	电力市场与机构重组 Valor Econômico	lamps. ind.puc-rio.br
2020年4月14日	2021年电价的新组成部分 Valor Econômico	valor.globo.com
2021年6月16日	电力行业的不一致与一再重演的危机 Valor Econômico	valor.globo.com
2024年4月23日	重新思考能源管理与各类电源的角色 Valor Econômico	valor.globo.com
2024年6月19日	电力零售革命挑战监管 Valor Econômico	valor.globo.com

日期	标题/ 媒体	原文
2025年2月14日	电力行业依靠补贴扩张的传奇 Valor Econômico	valor.globo.com
2025年3月7日	追寻逝去的灵活性 MegaWhat	megawhat.energy
2025年8月25日	为电力市场中的电能与灵活性定价 Valor Econômico	valor.globo.com
2026年3月7日	当价格不再说真话：巴西电力市场的紧迫改革 LinkedIn	linkedin.com
2026年3月20日	关于伊泰普的两大荒谬 MegaWhat	megawhat. uol.com.br
2026年3月25日	既非市场，也非规划：扩张靠的是补贴 CNN Brasil	cnnbrasil.com.br
2026年4月24日	电力行业关于价格与风险规避的混乱 LinkedIn	linkedin.com
2026年5月20日	巴西2026年容量储备拍卖的五个问题 LinkedIn	linkedin.com
2026年6月9日	电力行业与错失机遇的国度 Valor Econômico	valor.globo.com
2026年6月25日	从弃电到零售高电价：问题在于短视且不完整的价格体系 LinkedIn	linkedin.com
2026年6月26日	作为社会公正的电力改革 Brazil Journal	braziljournal.com
2026年7月2日	巴西电力行业的制度退化 CNN Brasil	cnnbrasil.com.br
2026年8月19日	巴西电力行业的监管壁垒与电池拍卖 CNN Brasil	cnnbrasil.com.br
2026年10月22日	2027年起的巴西电力行业议程 CNN Brasil	cnnbrasil.com.br

核心主题一览

有14个主题在这些文章中反复出现。下面我逐一说明本书如何处理每个主题，随后列出涉及该主题的文章。

灵活性

灵活性是电厂、储能和用户迅速改变出力或用电、使系统保持平衡的能力。巴西失去了水库曾经提供、却从未被定价的灵活性；我认为，如今必须把灵活性与电能分开定价。

当价格不再说真话：巴西电力市场的紧迫改革 5
是时候重新审视电力行业的运行与扩张了 21
小时电价：机遇与挑战 43
2021年电价的新组成部分 46
重新思考能源管理与各类电源的角色 49
电力行业依靠补贴扩张的传奇 59
追寻逝去的灵活性 66
为电力市场中的电能与灵活性定价 70
电力行业与错失机遇的国度 88
2027年起的巴西电力行业议程 127

补贴

原本为风电和光伏提供初始推动的补贴，变成了不断催生下一项补贴的机制。能源发展账户、对不可控可再生能源的三重补贴，以及按电源举行的容量拍卖，是其中的主要案例。

当价格不再说真话：巴西电力市场的紧迫改革 5
电力零售革命挑战监管 56
电力行业依靠补贴扩张的传奇 59
为电力市场中的电能与灵活性定价 70

既非市场，也非规划：扩张靠的是补贴 78
巴西2026年容量储备拍卖的五个问题 81
巴西电力行业的监管壁垒与电池拍卖 92
关于伊泰普的两大荒谬 113
作为社会公正的电力改革 116
巴西电力行业的制度退化 119

短期电价

短期电价结算市场主体所签合同与其实际发电量或用电量之间的每一笔差额，是市场的基石。2021年，它从按周计算改为按小时计算。由于它仍然提前一天确定，并且忽略电网，它无法说出系统运行的真相。

当价格不再说真话：巴西电力市场的紧迫改革 5
水资源管理出了问题 16
值得欢迎的电价计算方法修订 28
电力行业的不一致与一再重演的危机 36
小时电价：机遇与挑战 43
2021年电价的新组成部分 46
重新思考能源管理与各类电源的角色 49
巴西2026年容量储备拍卖的五个问题 81
巴西电力行业的监管壁垒与电池拍卖 92
电力行业关于价格与风险规避的混乱 100
从弃电到零售高电价：问题在于短视且不完整的价格体系 104

容量拍卖

容量合约为电厂的可用性付费，而用户仍需另行购买它们的电能。我分析了2026年3月的拍卖、其价格和激励问题，以及随后的电池拍卖。

当价格不再说真话：巴西电力市场的紧迫改革 5
电力行业依靠补贴扩张的传奇 59
追寻逝去的灵活性 66
为电力市场中的电能与灵活性定价 70
既非市场，也非规划：扩张靠的是补贴 78

巴西2026年容量储备拍卖的五个问题 81
电力行业与错失机遇的国度 88
巴西电力行业的监管壁垒与电池拍卖 92
巴西电力行业的制度退化 119
2027年起的巴西电力行业议程 127

辅助服务

备用和调频等辅助服务在毫秒到分钟的时间尺度内发挥作用，使系统保持平衡。它们必须被定价，与电能联合优化，并向每一种提供这些服务的电源一视同仁地支付报酬。

当价格不再说真话：巴西电力市场的紧迫改革 5
小时电价：机遇与挑战 43
重新思考能源管理与各类电源的角色 49
为电力市场中的电能与灵活性定价 70
从弃电到零售高电价：问题在于短视且不完整的价格体系 104
2027年起的巴西电力行业议程 127

双结算与实时市场

在双结算机制中，日前市场形成第一次结算，任何偏离这一结算的部分再按实时价格结算一次。配合每10分钟形成的价格，双结算机制是我为短期市场提出的改革的核心。

2021年电价的新组成部分 46
追寻逝去的灵活性 66
为电力市场中的电能与灵活性定价 70
从弃电到零售高电价：问题在于短视且不完整的价格体系 104
巴西电力行业的制度退化 119
2027年起的巴西电力行业议程 127

分布式发电与零售

分布式发电表明，用户会借助受管制板块的漏洞从中脱身。零售市场开放、配电网以及配电公司的报酬机制，都属于同一个市场设计。

电力零售革命挑战监管 56

追寻逝去的灵活性 66
电力行业与错失机遇的国度 88
作为社会公正的电力改革 116
2027年起的巴西电力行业议程 127

需求响应与分布式灵活性

从2001年的限电配给到2022年设立的计划，需求响应是我证明用户会对价格作出反应的主要证据。我主张借助聚合商和本地灵活性市场，把它扩展为分布式灵活性。

电力零售革命挑战监管 56
追寻逝去的灵活性 66
电力行业与错失机遇的国度 88
从弃电到零售高电价：问题在于短视且不完整的价格体系 104
作为社会公正的电力改革 116

电池与储能

电池在书中有两种面貌：一是设计良好的价格本身就能吸引来的技术，得克萨斯州即是一例；二是借2026年电池拍卖获得补贴的下一个候选者。

电力行业与错失机遇的国度 88
巴西电力行业的监管壁垒与电池拍卖 92
巴西电力行业的制度退化 119

模型与风险规避

巴西的调度和价格都来自官方优化模型。我追踪了这些模型的乐观偏差、长期模型与短期模型之间的不一致，以及一种在全球系统运营商中找不到先例的风险规避度量。

水资源管理出了问题 16
2015年的能源危机 18
是时候重新审视电力行业的运行与扩张了 21
值得欢迎的电价计算方法修订 28
评估与监测指标 31
电力市场与机构重组 33

电力行业的不一致与一再重演的危机 36
小时电价：机遇与挑战 43
电力行业关于价格与风险规避的混乱 100

水电与水价值

水电站和水价值是巴西市场设计的基础；水价值衡量的是储存的水能在多大程度上降低未来的供电成本。本书涉及水资源管理的历次危机、水库在吸收可再生能源波动性方面的作用，以及水电站未获报酬的灵活性。

水资源管理出了问题 16
2015年的能源危机 18
是时候重新审视电力行业的运行与扩张了 21
评估与监测指标 31
电力行业的不一致与一再重演的危机 36
重新思考能源管理与各类电源的角色 49
电力行业关于价格与风险规避的混乱 100
从弃电到零售高电价：问题在于短视且不完整的价格体系 104

制度与治理

制度决定了价格是否被允许反映系统运行。我讨论了谁掌控模型、运营商与规划机构的分离、单一购买方、被忽视的预算，以及归根结底的领导力问题。

水资源管理出了问题 16
2015年的能源危机 18
是时候重新审视电力行业的运行与扩张了 21
值得欢迎的电价计算方法修订 28
评估与监测指标 31
电力市场与机构重组 33
电力行业的不一致与一再重演的危机 36
电力零售革命挑战监管 56
电力行业依靠补贴扩张的传奇 59
既非市场，也非规划：扩张靠的是补贴 78
巴西2026年容量储备拍卖的五个问题 81

关于伊泰普的两大荒谬 113
作为社会公正的电力改革 116
巴西电力行业的制度退化 119

危机与限电

2001年的限电配给、2014–2015年和2021年的危机，以及2023年8月15日的大停电，是这段历史的里程碑。我认为，其中大多数是模型、价格或规则偏离真实运行的结果。

水资源管理出了问题 16
2015年的能源危机 18
电力行业的不一致与一再重演的危机 36

国际经验

国际经验以得克萨斯州、加利福尼亚州和PJM互联电网的教训形式出现。这些市场大约领先巴西15年，但我也提醒，它们没有一个称得上是美德的典范。

电力市场与机构重组 33
巴西2026年容量储备拍卖的五个问题 81
巴西电力行业的监管壁垒与电池拍卖 92

序言：设计出来的市场

电力市场是设计出来的。它们建立在受物理定律支配的物理系统之上，在这些系统中，供需必须每秒保持平衡，潮流遵循电网的约束。在这样的系统中，稀缺性既取决于装机容量，也同样取决于时间、位置和灵活性。电力行业还涉及许多需要专门设计的外部性，因此电力市场不会自然而然地以服务于系统的形式出现。必须有人决定交易什么、价格如何形成、谁与谁签约、谁为什么付费。这些决定构成了市场设计。

每一种设计都回应着某个地方的需要。每个国家或州都有自己的气候和资源禀赋、自己的需求增长节奏、自己的历史和政治目标，甚至有自己的文化和社会道德标准。正因如此，世界上没有两个完全相同的电力市场。并不存在最好的市场设计。有的只是更好的设计和积累下来的经验教训，而市场设计是一项永远不会完结的工作，因为技术、经济、政治目标乃至气候本身都在不断变化。用Frank Wolak的话说："理解不同市场设计所产生的激励，是设计可靠、低成本、低碳电力供应的关键。"

然而，设计无法阻止市场的形成。只要存在稀缺，人们又可以自由地合作和交换，市场就会形成。巴西的家庭就证明了这一点。有一个环节在设计时假定那里不可能存在市场，他们却在其中建立起了分布式发电电量抵扣额度的市场。这段故事，我在《电力零售革命挑战监管》中讲过。设计决定的是，涌现出来的东西究竟服务于系统，还是与系统作对。

拉丁美洲经历了负荷的快速增长，该地区用三种工具来应对：（1）稳定收入、提供投资激励的长期合约；（2）把需求增长与新建发电挂钩的监管框架；（3）通过拍卖进行的系统化签约，它降低了成本，协调了负荷的签约，并保证了流动性。这是该地区的长处。它在短期激励和间歇性可再生能源并网方面的经验则很有限。短期价格与实时运行之间的联系很弱，光伏和风电是靠补

贴扩张起来的。相比之下，美国在努力把短期价格定准方面有着悠久的历史。

巴西的设计

巴西的市场是为一个约90%依靠水电的系统设计的。水电是一种可控的可再生能源。水库提供电能，同时在没有明显成本的情况下，提供运营商时时刻刻平衡供需所需的灵活性。在那样的系统中，稀缺意味着数月乃至数年的缺水，因此这一设计为电能定价，并把灵活性当作与电能打包在一起的一部分。调度和短期价格由官方的优化模型计算。这些模型估算水库存水的未来价值，并决定今天用掉多少。正如我在《2015年的能源危机》中所写，巴西依赖对水库存水的管理，因而也依赖这些模型对系统刻画得有多忠实。

2004年的改革完善了这一设计。改革是在2001年的限电配给危机之后推出的，确立了三项原则。全部负荷都必须有合约覆盖。每份合约都必须以保证电量作为背书，保证电量是一种以行政方式核定的固定电量证书。此外，配电公司只能通过集中组织的公开拍卖购买标准化的长期合约，这些拍卖由矿产与能源部以单一购买方采购的形式组织。这次改革让负荷增长与长期投资信号重新挂钩，开启了一轮强劲而协调的扩张，许多拉丁美洲国家纷纷效仿。

发生了什么变化

这一设计背后的现实大约从2010年开始改变。受环境约束和更严格的许可审批所限，新的调节水库停止建设。负荷持续增长，2010年至2024年间增长了约45%。在补贴的鼓励下，风电和光伏填补了缺口。可再生能源在发电量中的占比大体保持不变，2024年为87%，而2010年仅水电站一项就占89%。然而，不可控电源的占比从2010年不到总发电量的1%，上升到2024年可再生能源发电量的30%。正如我在《电力行业依靠补贴扩张的传奇》中所说，这些电源提供电能，却消耗灵活性。系统依然是可再生的，却失去了可控性。

设计却没有随系统一起改变。短期价格仍在运行前一天计算，而且不刻画电网。在数秒到数分钟内平衡系统的辅助服务没有定价。风电和光伏获得了三项补贴，这些补贴抬高了它们相对于竞争技术的“感知价格”，助长了一种缺乏经济约束的扩张。市场一旦不再为已经变得稀缺的东西付费，运营商就只能通过从未进入价格的操作来维持系统平衡。火电厂被偏离经济序位调度，水电站在没有明确报酬的情况下承接光伏爬坡，相关成本则通过附加费转嫁给用户。价格不再说出系统运行的真相。

从那时起，每一次纠正都制造出另一次纠正的需要。用户通过电价中的能源发展账户支付行业补贴，该账户自2004年以来年均增长16.5%。为了纠正对其他电源的补贴所造成的失衡，又有人提出针对特定电源的容量拍卖；2026年的容量拍卖之后，又推出了电池拍卖。这就是本书书名中“灵活性的丧失”的含义。一个曾经灵活性充裕的系统，如今却缺乏灵活性，没有价格来揭示它的价值，只能通过补贴、附加费和长期合约为它付费。

本书的安排

本书收录了我在2014年至2026年间发表的二十五篇文章。全书以我在2026年3月写的一篇综述开篇，即《当价格不再说真话：巴西电力市场的紧迫改革》，因为这篇文章一气呵成地陈述了其他文章逐步构建起来的论点。从第二章起，本书按发表顺序编排，让读者看到这一论点如何随着事件的发展而成形。2026年是我写得最多的一年，这一年的各章按主题归集文章，时间上相互重叠几个月。

1. 第1章通过2026年3月的那篇文章，阐明本书的论点和改革议程。
2. 第2章回到2014–2015年的危机，当时的系统是为水而设计的，运行所依靠的模型总比现实更乐观。
3. 第3章追踪模型、机构与运行之间失落的一致性，从2016年一直写到2021年一再重演的危机。
4. 第4章讲述从周电价到小时电价的转变，以及为辅助服务和灵活性定价的理由。

5. 第5章展示用户如何通过分布式发电对价格作出响应，与此同时，补贴又催生出更多的补贴。
6. 第6章为灵活性的丧失确定时间节点，并指出可以在实时市场、需求响应和配电网中把它找回来。
7. 第7章分析2026年3月的容量储备拍卖以及随后的电池拍卖。
8. 第8章诊断一个短视且不完整的价格体系。
9. 第9章转向制度、用户与公正，从伊泰普一直谈到行业机构的削弱。
10. 第10章以我为下一届政府提出的议程作结，这届政府将于2027年开始执政。

在所有这些章节中，我捍卫的是同一个观点。价格必须说出系统运行的真相，才能把市场及其激励与系统的需要连接起来。价格做到了这一点，投资者和企业家就会把资本、技术和智慧投向经济价值最高的地方。价格做不到这一点，系统所需之物的成本就会重新出现在补贴、附加费和行政性合约之中，而在那里，这些成本再也无法引导任何人的投资。

文章中的大事年表

以下所列，均为文章本身注明了日期的事件。每个事件之后列出记述它的文章。

2001年 巴西经历限电配给，振兴委员会研究其成因，并为新的监管框架奠定基础(第 5)。

2001年 限电配给期间，《能源效率法》（第10.295/2001号法律）为设备规定了最低能效水平，用户自己选择了更高效的电器(第 92)。

2002年 第10.438号法律设立能源发展账户，其预算随市场增长而调整，并设定于2027年终止(第 59)。

2004年 新的监管框架要求全部负荷都须签约，每份合约都须以保证电量（固定电量证书）为背书，配电公司须通过集中拍卖购电。当时系统90%为水电(第 5, 70)。

2005年 从这一年起，几乎每一次新建电源拍卖都按技术限制竞争(第 119)。

2010年 水电约占发电量的89%，不可控可再生能源不到总发电量的1%，巴西开始鼓励风电场和光伏电站(第 59, 66)。

2012年 在来水仅略低于平均水平的情况下，蓄水率从70%以上的历史最高纪录跌至约30%的历史最低(第 18)。

2013年 第579号临时措施（第12.783号法律）取消了能源发展账户的终止日期，并加入新的补贴(第 59)。

2014年 短期价格自2013年起一直处于上限。主要水库的蓄水几近于零，东南部蓄水率降至约25%，国库出手救助配电公司(第 16)。

2015年 东南部水库逼近10%的临界安全线，咨询机构估计限电配给的概率超过50%(第 18)。

2016年 电力部门监测委员会表示将修订调度和价格形成方法(第 28)。

2017年 关于电力行业现代化的第33号公众咨询确定了小时电价的议程，并把基于报价的市场提上讨论日程(第 43, 33)。

2021年 现货价格改为按小时形成，但仍提前一天确定(第 46, 49)。

2021年5月27日 电力部门监测委员会就新一轮水危机召开临时会议，当时东南部水库蓄水率约为32%(第 36)。

2022年 巴西国家电力监管局第1.040/2022号规范性决议设立了一项自愿性需求响应计划，到2024年10月，该计划已超过9吉瓦时(第 66)。

2022年 对法律框架的一种解释推动了分布式发电电量抵扣额度在受管制市场内的销售(第 5)。

2023年 伊泰普的债务全部还清，电价本应下降(第 113)。

2023年8月15日 一场大停电波及25个州和联邦区(第 66)。

2024年 能源发展账户达到400亿雷亚尔出头，不可控电源占到可再生能源发电份额的30%(第 59)。

2025年 国家电力系统运营商估计，到2029年因容量不足而失负荷的概率为96%(第 88)。

2025年12月 得克萨斯州电力可靠性委员会引入电能与辅助服务的联合优化(第 127)。

2026年2月17日 中午前后光伏出力达到40吉瓦的峰值，水电站承接了傍晚的爬坡(第 5)。

2026年3月18日 容量储备拍卖以每年约389亿雷亚尔签下18977兆瓦容量(第 78)。

2026年7月30日 国家互联电力系统首次电池拍卖的公众咨询启动(第 92)。

2027年 新一届政府开始执政，这一年正是能源发展账户原定的终止年份(第 127, 59)。

缩写

ABIAPE	巴西能源自产投资者协会
ACL	自由购电环境，即自由市场，用户在其中自主选择供电商
ACR	受管制购电环境，受管制用户在其中按管制电价向当地配电公司购电
ANEEL	巴西国家电力监管局
BNDES	巴西国家经济社会发展银行
CAISO	加州独立系统运营商
CAPEX	资本支出
CCEE	电能交易所，即市场运营机构，负责计算现货价格并进行市场结算
CDE	能源发展账户，行业补贴通过这一基金计入电价、转嫁给用户
Cepel	电力研究中心，埃莱特罗布拉斯集团下属研究机构，负责维护官方模型
CMSE	电力部门监测委员会
COVID-19	2019冠状病毒病（新冠肺炎）
CP 33	第33号公众咨询，2017年发起，主题为电力行业现代化
CVaR	条件风险价值，官方模型以嵌套形式将这一风险度量应用于总运行成本
DESSEM	由Cepel维护的日前调度模型
DG	分布式发电

DR	需求响应
DSO	配电系统运营商
EPE	巴西能源规划机构
ERCOT	得克萨斯州电力可靠性委员会，得克萨斯州的系统运营商
FERC	美国联邦能源监管委员会，美国联邦层面的能源监管机构
FGTS	工龄保障基金
GSF	水电发电调整因子
Inpe	巴西国家空间研究院
IPCA	巴西广义消费者价格指数，巴西的官方物价指数
LAMPS	里约热内卢天主教大学应用数学规划与统计实验室
LRCAP	容量储备拍卖
MME	矿产与能源部
Newave	由Cepel维护的长中期规划模型
ONS	国家电力系统运营商
PJM	美国PJM互联电网
PLD	差额结算价格，即现货价格，用于结算合约与实际发电量或用电量之间的差额
Procel	国家节电计划
PUC-Rio	里约热内卢天主教大学
SAR	风险规避曲面，即一年中特定时段的最低蓄水水平
US$	美元

第1章

当价格不再说真话

2026

本章内容

当价格不再说真话：巴西电力市场的紧迫改革 5

导言

2026年2月17日中午前后，巴西的光伏出力达到40吉瓦的峰值。日照强烈时，水电站减少出力；傍晚日落、光伏出力急剧下滑时，水电站又迅速爬坡。这项服务就是我们所说的灵活性，那一天正是它维持了系统平衡。现货价格却没有充分体现它的价值。价格提前一天确定，而运营商为应对出力变化在实时采取的许多操作，从未进入价格形成过程。这一天的运行就包含了本书的论点。我以讲述这一天的文章开篇，因为它一气呵成地陈述了本书的主旨，而后续各章从2014年写到2026年，一步步才抵达这一主旨。

论证从物理出发，因为电力市场建立在一个物理系统之上，这个系统必须每秒匹配供需，电力则按电网允许的方式流动。因此，稀缺性既取决于装机容量，也同样取决于时间、位置和灵活性；好的设计会把真正稀缺的东西内部化，让市场主体接收到正确的信号。每个国家都有自己的气候、资源、历史、制度和政治目标，所以没有两个完全相同的电力市场，也没有一种设计对所有国家都是最好的。调整是设计的一部分，但小小的干预就可能深刻改变激励，补贴尤其需要慎重对待。

短期价格是这一结构的基石。即便在像巴西这样以长期合约为基础的市场中，合约电量与实际发电量或用电量之间的每一笔差额，也都按现货价格结算。最近遭遇弃电的可再生能源发电商（或者用我更愿意的说法，没有被调度的发电商）保住了合约收入，却仍在这种结算中损失了巨额资金。一旦价格与运行之间的纽带断裂，系统照样运行，但市场不再为稀缺的东西付费。我把这种纽带的断裂称为“万恶之源”。运营商很快就会面临不需要的东西过剩、需要的东西短缺，随之而来的是对补贴的要求、按技术类型举行的拍卖、诉讼、被削弱的机构和监管俘获。

在巴西，这条纽带在好几个方面断裂了。水库建设停止，提供电能却消耗灵活性的风电和光伏，在扩张中取代了水电的位置。价格仍提前一天确定，辅助服务没有价格。辅助服务指的是在毫秒到分钟的时间尺度上保持系统稳定的备用和快速调节。三项补贴抬高了可再生能源相对于竞争技术的“感知价格”。这些补贴经由能源发展账户进入用户的电价，该账户年均增长16.5%。从2022年起，在受管制市场内出售分布式发电电量抵扣额度的做法，挑战

了一个未能适应变化的设计，这一设计也因此丧失了自我调节能力。到2025年底，竞争已经变成了对下一笔补贴的争夺。我把这一切与2004年的改革相对照，那次改革让负荷增长与投资重新挂钩；文章最后提出了一项结构性议程。

核心观点

1. 电力市场建立在物理系统之上，其中的稀缺性既取决于装机容量，也同样取决于时间、位置和灵活性；市场设计必须把真正稀缺的东西内部化。
2. 没有两个完全相同的电力市场，也不存在唯一的最佳设计。调整是设计的一部分，但小小的干预，尤其是补贴，可能让激励背离初衷。
3. 即便在以长期合约为基础的市场中，短期价格也是基石，因为任何偏离合约的部分都按现货价格结算。
4. 价格与运行之间纽带的断裂是“万恶之源”，因为运营商随之会得到太多不需要的东西、太少需要的东西，补贴、按技术类型举行的拍卖、诉讼和监管俘获也接踵而至。
5. 在巴西，水库建设停止，风电和光伏扩张，价格仍提前一天确定，辅助服务没有价格，因此价格低估了水电站在2026年2月17日承接40吉瓦光伏爬坡时提供的灵活性。
6. 三项补贴抬高了可再生能源的“感知价格”，能源发展账户每年增长16.5%，直到竞争变成对下一笔补贴的争夺。
7. 2004年的改革要求全部负荷都有合约覆盖、每份合约都以保证电量作为背书，并实行集中拍卖，从而让负荷增长与投资重新挂钩，许多拉丁美洲国家也纷纷效仿。
8. 结构性议程是削减补贴，使现货价格与实时运行相一致，建立辅助服务市场，发展风险管理工具，并整合配电运营商与国家系统运营商。按现有方案设计的容量拍卖，只会再加一层补贴。

结论

巴西灵活性短缺的根源，是市场设计问题。价格一旦不再反映运行，合约、拍卖和补贴就会与系统的需要脱节。因此，补救要从能够显示系统真实运行方式的价格做起。跳过这一步的容量拍卖，只会增加一层日后还需纠正的补贴。

本章文章

《当价格不再说真话：巴西电力市场的紧迫改革》是本章唯一的一篇文章。我用英文为领英（LinkedIn）撰写了这篇文章，于2026年3月7日发表；在此之前，阐述同一论点、篇幅更短的葡萄牙语版本《电力行业的紧迫改革》（*A urgente reforma do setor elétrico*）已于2月24日发表在《经济价值报》（Valor Econômico）上。文章从原理推进到证据。它解释了短期价格为何是电力市场的基石，并用三幅图记录了巴西的情况。这三幅图分别显示日前价格与实际调度发电的边际成本之间的差距、2026年2月17日的光伏与水电出力曲线，以及能源发展账户的增长。文章随后回顾了2004年的改革，并以一项议程作结，第10章将回到这一议程。

当价格不再说真话：巴西电力市场的紧迫改革

原标题: *When Prices Stop Telling the Truth: The Urgent Reform of the Brazilian Electricity Market*

LinkedIn · 2026年3月7日

原文链接: linkedin.com

姊妹篇: *A urgente reforma do setor elétrico*, Valor Econômico, 2026年2月24日

摘要

电力市场建立在物理系统之上，其中的稀缺性既取决于装机容量，也同样取决于时间、位置和灵活性；市场设计必须把真正稀缺的东西内部化。短期价格是这一设计的基石，长期合约主导的市场也不例外，因为偏离合约的部分都按现货价格结算。价格一旦与运行脱钩，市场就不再为稀缺的东西付费。我把这种纽带的断裂称为“万恶之源”。于是，运营商不需要的过剩，需要的短缺。在巴西，水库建设停止，风电和光伏扩张，价格却仍提前一天确定，辅助服务也没有定价。2026年2月17日，水电站承接了40吉瓦的光伏爬坡，日前价格却低估了这项灵活性服务。三项补贴抬高了可再生能源的感知价格，能源发展账户年均增长16.5%。市场设计丧失了自我调节能力，竞争变成了对下一笔补贴的争夺。2004年的改革曾让负荷增长与投资重新挂钩。结构性议程是削减补贴，使现货价格与实时运行一致，建立辅助服务市场，发展风险管理工具，并整合配电运营商与国家系统运营商。按现有方案设计的容量拍卖，只会再加一层补贴。

电力市场之所以独特，是因为它建立在物理系统之上，支配这些系统的是物理定律，而不是合约或政治意志。供需必须每秒保持平衡；潮流遵循电网约束，而不是合约路径；稀缺性既取决于装机容量，也同样取决于时间、位置和灵活性。因此，市场设计必须正视这些物理现实，把真正稀缺的东西内部化，才能向市场主

体传递正确的信号。与此同时，电力市场的设计也是为了应对特定的挑战和各地的区域现实。

每个国家或州都有自己的气候和资源禀赋，也有自己的历史、制度和政治目标，因此世界上没有两个完全相同的电力市场。正因如此，并不存在唯一的最佳市场设计。有的只是更好的设计，以及积累下来的经验教训。技术、经济、政治优先事项乃至气候本身都在随时间演变，所以调整并不是市场设计的失败，而是市场设计的内在组成部分。尽管如此，恰恰因为市场设计是通过塑造激励来发挥作用的，即便只是增加一项小小的规则或一次监管干预，也必须慎之又慎，因为看似微小的改动可能从根本上改变激励、扭曲价格信号，产生与初衷大相径庭的结果。在处理补贴问题时，这一点尤为关键。

短期价格是电力市场的基石，它把其他所有工具与系统的稀缺性联系在一起。当价格内化了系统的运行现实，既揭示用户的支付意愿，也揭示维持系统平衡所需的电网资源和发电技术的稀缺程度时，整个经济–技术循环就会被激活，去纠正短期的短缺或过剩。在价格能够反映运行现实中“痛点”的市场里，投资者和企业家会作出回应，把资本、技术和智慧投向经济价值最高的地方。

即便在主要依靠长期远期合约的市场中也是如此，因为合约电量与实际用电量（或发电量）之间的偏差，要按短期现货价格结算。因此，短期现货价格保证了长期合约市场及其激励与系统未来的短期运行需求之间的联系。如果读者觉得这一点并不显而易见，只需去问问最近遭遇弃电的可再生能源发电商，或者用我更愿意的说法，那些没有被调度的发电商。它们的合约收入虽然没有变化，但由于实际发电量与合约头寸之间的差额要按短期价格结算，它们损失了巨额资金。遗憾的是，巴西有许多这样的例子。不少发电企业把合约签到监管允许的上限（接近其平均发电量），在确定长期远期合约头寸时，忽视了同时考虑自身发电的可实现性和捕获价格的重要性。

一旦市场与运行之间的纽带断裂，系统照样运行，但市场将不再为稀缺或必要的东西付费。这在巴西等拉丁美洲国家尤为突出，但在某种程度上，这是任何电力市场都面临的大问题；这就是“万恶之源”。用不了多久，系统运营商就会发现，自己不需要的东西过剩，必需的东西却短缺。此后剧情如何展开、局面如何恶化，我们已经很清楚：要求更多补贴，按技术类型设立特殊规则

和专项拍卖，司法纠纷不断，行业机构被削弱，具有强大政治影响力的利益集团实施监管俘获。这一切在某种程度上都被赋予了正当理由：有人声称市场无法有效地吸引或抑制投资，也有人借助与系统恶化的真正原因毫不相干的阶段性副作用，编织机会主义的叙事，并以此主导了讨论。

让我们从理论回到巴西电力行业的现实。过去十年间，环境约束和更严格的许可审批要求大大限制了大型水电项目的扩张，新水库的建设随之停止，巴西也越来越依赖风电、光伏等间歇性可再生能源。与其他电源不同，光伏和风电虽然提供电能，但由于其出力的间歇性，会消耗系统的短期灵活性，而巴西现行的电力市场设计对此仍然准备不足。

除了辅助服务没有价格之外，现行的行业模式还提前一天确定批发市场的短期电价。结果，从前一天到当天，预测与实际情况之间的所有误差，以及为纠正这些误差而采取的运行措施的大部分成本，都在市场之外结算。从图1可以清楚地看到，提前一天确定的现货价格与实时的实际情况明显背离。

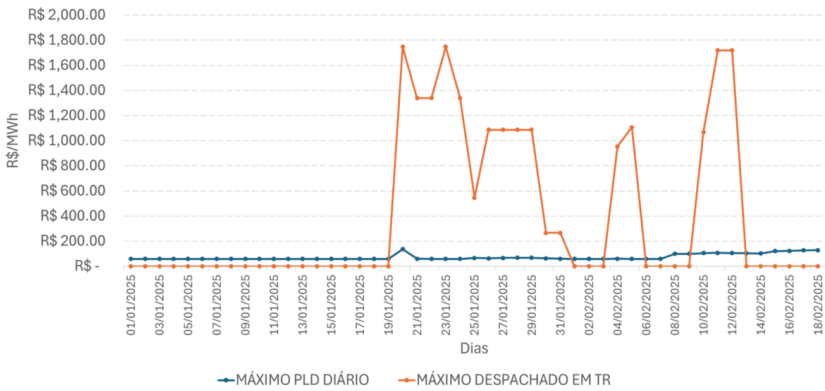


图1 现货价格（蓝色）与已调度发电的边际成本（橙色）。资料来源：巴西市场运营机构和系统运营商，即电能交易所（CCEE）和国家电力系统运营商（ONS）。1美元≈5雷亚尔。

在这种设计下，引入不确定性的市场主体无须为其造成的成本付费，帮助应对不确定性的市场主体也得不到应有的报酬。以图2为例，2026年2月17日中午前后，光伏出力达到40吉瓦的峰值。当时，水电出力大幅下降，傍晚又迅速爬坡，以弥补日落时光伏出力的急剧下滑。这项服务通常被称为灵活性，对维持系统的实

时平衡至关重要，但它在日前现货价格中并没有得到充分体现，因为为应对由此产生的净负荷波动而在实时采取的许多运行措施，都没有纳入价格形成过程。

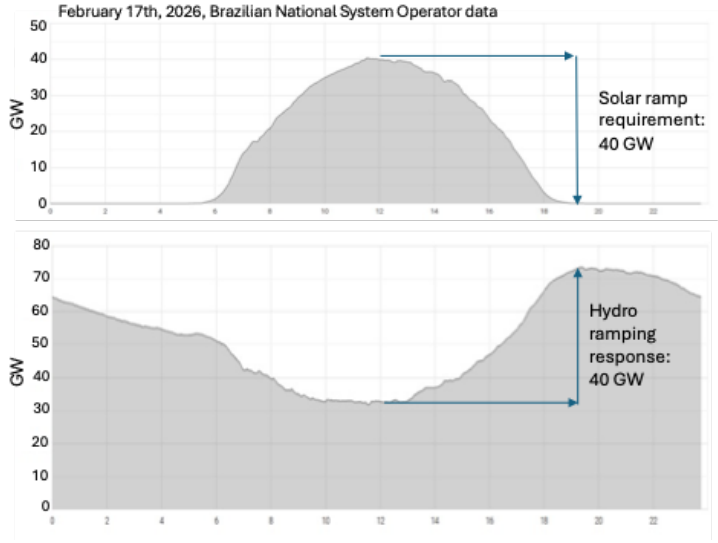


图2 2026年2月17日巴西电力系统的光伏与水电总出力。资料来源：巴西系统运营商（ONS）。

在这些扭曲之上，又叠加了一条危险的捷径，即通过补贴确保可再生能源得以部署，并在与常规电源的竞争中蓬勃发展。如今，可再生能源享受三类补贴：（1）输配电网使用费减免50%；（2）免于参与辅助服务分摊；（3）免于承担其不确定性带来的额外成本。与这套补贴叠加在一起的，是早已剥离了一切稀缺信号的短期价格，而这些稀缺信号本应来自这些电源所造成的不灵活性。其结果是，相对于与之竞争的发电技术，可再生能源出现了一个被系统性抬高的“感知价格”，推动风电和光伏在补贴下加速扩张，却缺少一个设计良好的市场本应施加的经济约束。图3展示了巴西通过电价转嫁给用户的补贴呈指数式增长。能源发展账户（CDE）的增长主要由可再生能源补贴推动，年均增速达16.5%。

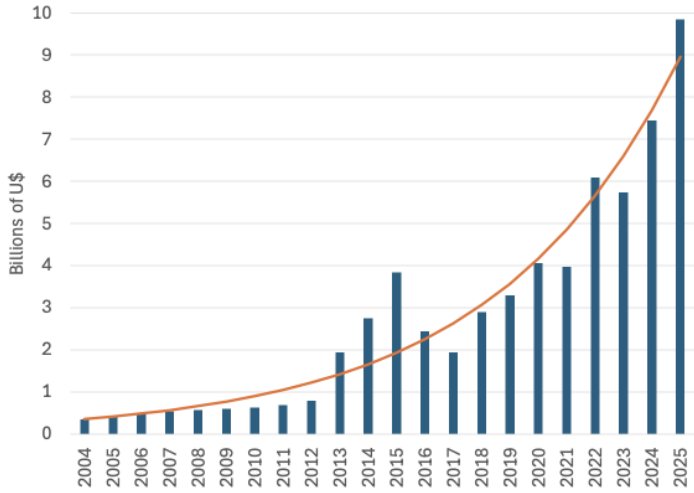


图3 巴西能源发展账户（CDE，葡萄牙语缩写）：通过电价转嫁给用户的补贴。资料来源：巴西能源自产投资者协会（ABIAPE）。

从2022年起，随着分摊给居民用户的补贴成本升至历史高位，分布式发电（DG）在对现行法律框架的一种解释下获得了强劲推动。按照这种解释，配电网内小型光伏电站所发的电量，可以通过净计量电价机制共享和出售。在这一背景下，DG通过在受管制市场内出售分布式发电电量抵扣额度，挑战了现状和现行市场设计，而在受管制市场中，只有配电公司才获准售电（配电公司是受监管的垄断零售商，并在批发市场中参与竞争）。这清楚地说明，一项新技术挑战了既有的市场设计和监管，而后者未能适当调整，也未能将新的范式内部化。结果，现行市场设计丧失了自我调节能力，因为无论批发价格还是零售价格，都没有重新调整，以反映新技术，以及如今左右系统短期运行的发电和用电资源的波动性及其空间分布。

正是在这种短期价格不再代表系统运行现实的环境中，竞争不再服务于系统和用户的利益，而变成了对下一笔补贴的争夺。也正是在这种环境中，经济和监管陷入混乱，游说能力取代市场智慧，成为赢得这场游戏最有效的策略。这就是2025年底巴西电力市场的状况。

巴西2001年爆发严重的限电配给危机之后，振兴委员会研究了导致系统崩溃的主要原因，并在扎实的技术分析基础上，为新的

监管框架奠定了基础。这一新监管体系的核心是三项主要原则，旨在确保清晰的长期价格信号，推动新增容量的投资，使之跟上发展中经济体快速增长的需求：

1. 第一项原则规定，100%的负荷都必须有合约覆盖。对签约不足的事后处罚，加上对配电公司成本传导的限制，确保了及时签约的激励。
2. 第二项原则要求每份合约都以一项电量可靠性指标作为背书，这一指标称为“保证电量”；它是一种以行政方式计算的认证，相当于水电机组所用固定电量证书的概率化版本。
3. 最后，第三项原则规定，配电公司只能通过公开拍卖购买标准化的长期合约；与智利等其他拉丁美洲国家不同，这些拍卖由矿产与能源部集中组织，采用单一购买方采购拍卖的形式。

前两项原则确保有足够的实际容量满足全部用电需求，第三项原则则为配电公司提供了一套透明、竞争性的系统化签约机制，而配电公司有权将购电成本传导给用户。新的监管设计于2004年实施后，重新把负荷增长与长期投资信号联系起来，这一信号由远期合约市场的均衡决定。其结果是新一轮强劲而协调的扩张，许多拉丁美洲国家纷纷效仿，世界各地也将其视为一个值得关注的案例。

自2004年以来，拉丁美洲电力系统运行的许多重要方面都已改变，过去支撑所选近似方法和市场设计的大多数前提已不再成立。因此，拉美各国现行的监管框架面临诸多挑战。然而，按照支撑21世纪初那轮改革的同一逻辑，应对当前的挑战，需要仔细审视其成因，而不是只盯着其影响和后果。

在这方面，拉美国家长期以来低估了短期现货价格的作用，原因在于水电资源相对丰富，而水电凭借强大的爬坡能力和惯量，能够“解决”大部分短期运行中的稀缺问题，正是这些特性赋予了水电机组很高的灵活性。如今，随着间歇性可再生能源大规模并网，那些十多年来一直在应对这些问题的国家所积累的经验，就显得极为宝贵。

因此，要从结构上解决巴西当前在灵活性不足方面面临的挑战，与拟议中的容量拍卖相比，更根本的出路在于：（1）逐步而迅速地削减补贴；（2）使现货价格与系统实时运行相一致；

（3）建立辅助服务市场；（4）发展新的风险管理工具和交易渠道。众所周知，容量拍卖这种机制会削弱稀缺定价，扭曲投资激励。

然而，这一改革议程并不止于批发市场改革。它还要求配电系统运营商与国家系统运营商更深入地整合，并在配电环节打下必要的物理和监管基础，使用户、聚合商和分布式发电主体能够积极参与市场、响应价格信号。

这些问题并没有穷尽所有必要的改进，但它们指向一条更具结构性、能够自我调节的道路，与目前所走的道路相比，它对补贴和市场保留（受保护的专属市场）的依赖更少。仅仅为了让某些特定的可控电源留在场上而为容量付费，这种想法不仅是用一项补贴去应对另一项补贴（对可再生能源的补贴）造成的扭曲，也证明现行的市场设计和监管框架（即游戏规则）未能培育出系统真正需要的东西。

因此，拟议中的容量储备拍卖具有以下特点：（i）按电源类型设置专门产品，从而削弱竞争；（ii）采用静态、单一属性的评估框架；（iii）不以短期价格进行结算（与巴西已经实施、行之有效的看涨期权机制不同，这些容量合约与系统的实际物理状况完全脱节）；（iv）需求由行政方式确定，与最终承担成本者的支付意愿脱节。这样的拍卖并没有解决结构性问题，只是又增加了一层补贴，而这层补贴最终还需要纠正。

第2章

为水而设计的系统

2014–2015

本章内容

水资源管理出了问题 16
2015年的能源危机 18
是时候重新审视电力行业的运行与扩张了 21

导言

2014年10月，巴西一些重要水库的蓄水几近于零，主要水库所在的东南部蓄水率约为25%。直到大选之前，官方口径一直是没有危机。自2013年以来，短期价格一直处于上限，以此发出稀缺信号。配电公司只能通过下一年的电价把这些成本转嫁给用户。它们的现金流因此失衡，不得不靠国库资金救助。本章的三篇文章写于那场危机期间及其后一年。它们描述了本书所讲的这个系统在其弱点暴露之时的样貌。

这个系统是为利用水资源而设计的。水库蓄满时，水电站供应90%以上的用电，火电厂则起补充作用，并在不利年份帮助节约用水。因此，一切都取决于官方计算机模型如何规划存水的使用。2012年，系统已经发出过警告。蓄水率从70%以上的历史最高纪录跌至约30%的历史最低，而当年来水仅略低于平均水平。我把部分问题归结为模型以及为其提供输入的规则中的四处缺陷：（1）模型简化了输电、安全约束和单座水库；（2）模型对东北部的来水预测二十年来一直高估水量；（3）监管既不奖励准确的电站数据，也不要求系统性审核；（4）模型假定延期的电站和线路会按时投运。因此，模型眼中的未来总比现实更充裕。水库见底时，水电站每发一兆瓦时电还需要更多的水，所以形势越糟，恢复就越困难。巴西没有官方的、经过审核的稀缺指数来决定是否实行限电配给，就好像这个国家没有通货膨胀指数一样。

到2015年11月，危机也暴露了机构的问题。三年来，国家电力系统运营商以系统安全为由，违背官方方法调度火电厂。这种额外调度耗资数以十亿计，也让水电站、火电厂、用户和电力交易商失去了可预期性。这类调度还越来越多地受到矿产与能源部等政府部门的影响。官方模型仍然把水库聚合处理，几乎不刻画输电网，并且只凭径流自身的历史来预测径流。而逐座水库建模、详细刻画输电的版本早已存在十多年。我建议：以替代模型为参照，对官方模型进行公开的压力测试；让运营商对自身模型拥有广泛而灵活的自主权，并向社会负责；对输入数据进行持续审核。

在同一篇文章中，我还提出了第二个问题，后面的章节会继续追踪。新增装机来自火电厂、风电场和径流式水电站，这些水电站的水库小到必须让所有来水都通过水轮机发电。这样的发电

装机需要火电厂更长时间地发电，成本更高，排放也更多。水库还能“储存风能”，因为它们可以把与风电富余出力等值的水蓄留下来。正因如此，风电和光伏应当与水电同步扩张。为保护局部环境而禁止建设大型水库，会带来社会没有加以权衡的全局性代价。在北部地区，新项目的淹没面积不到1万平方公里，而2000年至2013年间，法定亚马孙地区平均每年因毁林失去14315平方公里。

核心观点

1. 巴西的电力系统是为利用水资源而设计的，水库蓄满时，水电站供应90%以上的用电。
2. 由于一切都取决于官方计算机模型如何规划用水，这些模型的质量决定了系统运行的安全程度。
3. 模型不必要地简化了系统，二十年来一直高估东北部的来水，依赖未经审核的数据，并假定延期的电站会按时投运，因此看到的未来比现实更好。
4. 2012年，在来水接近平均水平的一年里，蓄水率从70%以上跌至约30%，这是危机之前发出的警告。
5. 2014年，价格停在上限，国库出手救助配电公司。压低价格上限、让发电商承担应急发电成本，解决了眼前的问题，却造成了扭曲和监管不确定性。
6. 巴西没有官方的、透明的、经过审核的稀缺指数来决定是否实行限电配给，就好像没有通货膨胀指数一样。
7. 违背官方方法调度火电，又受到日益增强的政府影响，这耗资数以十亿计，也让各方失去了可预期性。补救之道是对模型进行公开的压力测试，建立自主且负责的运营商，并审核数据。
8. 没有调节水库的扩张意味着更多的火电出力，因为水库能“储存风能”；禁止建设水库会带来必须加以权衡的全局性代价。

结论

2014年和2015年，危机看得见的起因是干旱，但其根源在于水资源的管理。模型假定的未来比实际到来的更充裕，模型数据未经审核，运营商的行动又游离于自身的方法之外。这一设计依赖水库，而早在2015年11月，我就警告说，正在进行的扩张正在放弃那种曾为系统带来安全性和稳健性的廉价资源。

本章文章

《水资源管理出了问题》于2014年10月14日发表在《环球报》（O Globo）上，文章认为干旱暴露了水库用水管理中一个更深层的问题，并呼吁保障系统运营商、市场运营机构和监管机构的自主性。《2015年的能源危机》于2015年2月24日发表在《经济价值报》（Valor Econômico）上，文章解释了一个为水而设计的系统为何依赖其规划模型，列出了模型以及为其提供输入的规则中的四处缺陷，并呼吁建立官方的稀缺指数。《是时候重新审视电力行业的运行与扩张了》于2015年11月27日发表在《经济价值报》上，文章转向主导运行与扩张的各个机构。这是本书中第一篇为水库辩护的文章，主张把水库作为应对风电和光伏波动性的储能手段。

水资源管理出了问题

原标题: *Um problema de gestão da água*
O Globo · 2014年10月14日
原文链接: oglobo.globo.com

摘要

重要水库的蓄水几近于零，东南部蓄水率仅约25%，但直到大选之前，官方口径一直是没有危机。我认为，干旱暴露了一个更深层的问题，那就是我们管理水库用水的方式。电力系统依靠软件运行，而这些软件不必要地简化了系统的运行现实。其技术数据没有得到持续审核，因而日渐过时。新电站延期投产已成常态，程序却假定它们会如期投运。按照未来总比现实更好、更简单的假设来运行，会让系统即便面对并不严重的来水条件也十分脆弱。由于蓄水不足，燃烧昂贵燃料的火电厂决定了短期价格，而这一价格自2013年以来一直处于上限。配电公司只能通过下一年的电价转嫁这些成本，现金流因此失衡，国库不得不出手救助。人为压低价格上限、让发电商承担应急发电成本，能解决一时之困，却会造成经济扭曲和监管不确定性。电力行业必须让规划软件更贴近现实，给予配电公司管理合约所需的流动性和灵活性，并保障系统运营商、市场运营机构和监管机构的自主性。

巴西电力行业正在经历一场严重的能源危机，一些重要水库的蓄水已几近于零。并非巧合的是，它同时也在经历一场严重的财务危机，配电公司正向国库“求救”，以支付账单。直到大选之前，官方口径都是没有危机，尽管我们正经历有记录以来最严重的干旱之一，东南部（主要水库所在地）的蓄水率只有25%左右。然而，在干旱之外，这场能源危机还有更深的根源，它与我们管理水库用水的方式有关。

如今，电力系统的运行依靠的软件不必要地简化了系统的运行现实，输入这些软件的技术数据又没有经过持续审核，因而日渐过时。新电站延期投产已经成为常态，而不是例外。我们告诉程

序，A、B、C三座电站将于今年年底投入运行，却要等到年底才去更正一个人人早已知道的事实：这些电站要到2016年才会开始发电。

在假定未来总比现实更好、更简单的前提下运行系统，会让系统即便面对并不特别严重的来水条件也十分脆弱。因此，在干旱之中（这是我们自2013年以来的现实），恰恰在系统本该准备好跑一场马拉松的时候，它却在头几公里就心脏病发作，此后一直靠生命维持设备勉强支撑。

供求的经济逻辑隐含在系统运行和电能定价之中。由于蓄水很少，又看不到来水充沛的前景，我们不得不使用燃烧极其昂贵燃料的火电厂。这一成本是形成短期电价的基础，而自2013年以来，短期电价一直以触及上限的方式发出供应稀缺的信号。

配电公司在短期市场购电的成本，只能通过下一年的电价上调转嫁给用户，因此它们的现金流严重失衡。资金缺口甚至超过了这些公司自身的价值，迫使政府动用国库资金注资救助。人为压低短期价格的上限、把应急发电的成本分摊给发电商，就是这类措施的两个例子，它们能解决一时之困，却会造成严重的经济扭曲和监管不确定性。

这场危机暴露出电力行业监管框架在实施方式上的脆弱。让规划运行的软件更贴近运行现实，建立监管机制，给予配电公司管理合约所需的流动性和灵活性，是电力行业眼下必须克服的重大挑战，唯有如此，才能恢复稳定、吸引新的投资。在这一过程中，必须保障国家电力系统运营商（ONS）、电能交易所（CCEE）和巴西国家电力监管局（ANEEL）等机构的自主性。

2015年的能源危机

原标题: *A crise energética de 2015*
Valor Econômico · 2015年2月24日
原文链接: lamps.ind.puc-rio.br

摘要

2015年的电力危机真实存在，已造成前所未有、数以十亿计的资金缺口。我认为，能源危机和财务危机都源于一系列单独看似无害的事实，它们合在一起，却造成了不稳定且激励危险的监管环境。我们的电力系统是为利用水资源而设计的，水库蓄满时，水电站供应90%以上的用电。一切都取决于运营商的模型如何规划用水。2012年，蓄水率从70%以上的历史最高纪录跌至约30%的历史最低，而当年来水仅略低于平均水平。我指出四处缺陷：模型过度简化输电、安全和水库约束；东北部来水预测二十年来一直高估水量，生物质、小水电和风电也是如此；监管既不奖励准确的电站数据，也不要求系统性审核；模型还假定延期的电站和线路会按时投运。因此，模型眼中的未来总比现实充裕；水库见底时水电站效率下降，恢复也更加困难。咨询机构估计限电配给的概率已超过50%，政府却押注形势逆转。巴西没有官方的、经过审核的稀缺指数，如同没有通货膨胀指数。

我们正身处电力行业的一场严重危机之中。不管你愿不愿意，也不管政府愿不愿意，危机都存在，而且是真实的，它已经造成了前所未有、数以十亿计的资金缺口。这让我们面对两个问题：如何渡过短期的能源危机？又如何纠正那些同时引发能源危机和财务危机的潜在因素？这两场危机的根源，在于一系列单独看似无害的事实；然而，这些事实合在一起，就造成了一个不稳定、充满危险激励的监管环境，对经济和社会造成实实在在的损害。

我们的电力系统是为充分利用本国丰富的水资源而设计的。水库蓄满时，水电站供应90%以上的用电。然而，由于河流径流和降

雨都不确定，我们需要火电厂来补充运行，并在水文条件不利时帮助节约用水。但这些火电厂所占的用电份额不到30%。

巴西满足用电需求，基本上依靠对水库存水的管理。要安全度过丰水期与枯水期的交替，国家电力系统运营商（ONS）所用的计算机模型就必须如实刻画电力系统和水力系统，才能模拟一年中每一种可能的水文情景下会发生什么。

继2010年之后，电力系统在2012年已经发出第二次警告，表明水库的运行方式出了问题。2012年的情况颇具代表性，因为我们以有记录以来最高的蓄水率（70%以上）开年，又以另一项相反的纪录收尾，即有记录以来最低的蓄水率（约30%）。耐人寻味的是，当年的来水并不算严重偏枯，只是略低于平均水平。于是我们不禁要问：是什么导致了2012年水库的这次见底？

部分答案在于我们如何规划利用水库的水来发电。ONS目前使用的运行规划模型，很难令人满意地逼近运行现实。结果，规划变得短视，运行则在结构上充满风险。

我们可以把这些模型需要审视的改进之处归纳为四点。前两点属于技术和计算层面：

1. 在规划用水的计算机模型中，电力系统的许多实际运行约束，例如输电约束和安全约束，以及每座水库和梯级水电的个体约束，都被极度简化了；
2. 东北部地区的来水预测模型系统性地高估了流入该地区的水量（这种情况已持续20年），生物质电厂、小水电站和风电场的发电量也同样被高估。

后两点则属于技术和监管层面：

3. 监管没有采用有效的激励机制，促使企业报告其电站最准确的技术数据；遗憾的是，监管也没有要求ONS对许多相关数据进行系统性审核，以确保模型忠实于现实；以及
4. 最后，扩建计划一再系统性延误，而模型又没有考虑这些延误，结果模型不会节约用水，因为它们设想的未来里，新电站和输电线路总能按期投运。

在当前情况下，模型给出的存水量总是比应有的更乐观，它们设想的未来总比现实更充裕、更简单。另一个重要却很少被讨论的问题，是水电站在水库见底时发电效率很低。这时，要发出同

样一兆瓦时的电，需要比正常蓄水水平下更多的水。换句话说，形势越糟，恢复就越困难、越昂贵。

自2014年7月以来，我们就已掌握技术依据，表明应当采取某种预防性机制来减少用电。但政府否认存在任何这种可能，在一个前所未见的局面中依然押注形势会逆转。遗憾的是，如今我们正走向这样的局面：根据专业咨询机构最近发布的数据，不得不实行限电配给的概率已经突破50%这一惊人的心理关口。当然，这些机构在分析中采用的假设和数据与官方不同。

当我们对某件事缺乏了解时，默认的做法是比平时更加谨慎。自2014年以来已被证实的严重干旱，究竟赋予了我们押注形势逆转的特权，还是要求我们承担起为最坏情况做准备的责任？设想你是一家之主，丢了工作。花了一年积蓄仍没找到新工作，你还会继续外出吃饭、维持过去的生活水准，仿佛什么事都没有发生吗？

已有好几个州开始限制供水。东南部的主要水库已逼近10%的临界安全线。伊利亚索尔泰拉（Ilha Solteira）等重要水库已经跌破这条线，其电站已经停机。眼下的大问题是，没有任何标志告诉我们已经走到了尽头。我们没有一套官方的、透明的、可复现的、经过审核的方法，来计算能源稀缺指数，以判断是否需要实行限电配给。

这就好比我们没有通货膨胀指数，只能凭自己的感觉提出诉求、向执政者施压。归根结底，这在市场主体与政府之间造成了巨大的距离，给一个靠自身吸引力维持发展的行业带来了更多不确定性。

是时候重新审视电力行业的运行与扩张了

原标题: *Hora de rever a operação e expansão do setor elétrico*
Valor Econômico · 2015年11月27日
原文链接: drive.google.com

摘要

能源危机迫使我们重新评估政府的作为，以及主导行业运行与扩张的机构。第一个问题是运行。三年来，国家电力系统运营商以系统安全为由，违背官方方法，频繁调度火电厂。这种额外调度耗资数以十亿计，也让水电站、火电厂、用户和交易商失去了可预期性。矿产与能源部等政府部门对这些决定的影响日增。官方模型将水库聚合处理，几乎不刻画输电网，仅凭历史径流预测径流，尽管逐库建模的版本早已存在十多年。我建议对照替代模型开展公开的压力测试，让运营商对自身模型拥有灵活的自主权并向社会负责，并持续审核数据。第二个问题是扩张。新建火电厂、风电场和库容极小的水电站，意味着更多火电出力、更高成本和更多CO_2排放。为保护局部环境而禁建大型水库，会带来全局性代价。在北部，新项目的淹没面积不到1万平方公里，而2000年至2013年间，法定亚马孙地区年均毁林14315平方公里。水库还能“储存风能”，因此风电和光伏必须与水电同步扩张。

巴西当前面临的能源危机，迫使我们重新评估政府的作为，以及主导电力行业运行与扩张的各个机构所扮演的角色。

我们有一套以计算机模型形式编程实现的官方方法，用来决定火电厂应当如何发电，以保护水库并使总运行成本最小。然而，过去三年来，国家电力系统运营商（ONS）一直以维护系统安全为由，违背这套方法频繁调度火电厂。但这种额外调度并不是免费的。它一直在造成数以十亿计的成本，并给电力行业的市场主体、经济和社会带来多种副作用。

模型建议的操作与ONS的实际做法之间存在巨大差距，这使其极为脆弱，并造成了监管不稳定的环境。水电站不知道何时才能

恢复发电，从而不必再在短期市场上购电。已经用到运行小时数上限的火电厂，不知道何时才能检修。用户支付的价格不能反映实际运行，附加费也被扭曲，电力交易商则没有空间开展良性业务。

使用模型有多方面的好处。模型让我们能够在措施真正实施、不利情况真正发生之前，就模拟其影响。这样，模型就为市场主体提供了透明度和可预期性。最后但同样重要的是，模型使知识得以积累，人们可以根据过去的错误和意外不断改进。但要让这一优势走出概念层面，就必须大力投入，使模型与其改进之间形成持续的反馈。

21世纪已经过去了相当一段时间，强大的云端并行计算能力也早已唾手可得，我们使用的却仍是一个聚合水库模型，几乎不刻画输电网；而市场上逐座水库单独建模、能详细刻画输电约束的同类方法，早已存在了十多年。此外，在大数据时代，我们仍在使用一个只看自身历史、忽视现有气候信息的径流预测模型。

我主张改革这些模型和方法的管理方式。模型应当通过压力测试以及与替代模型的比较，公开接受检验。在这种安排下，负责运行的ONS应当在模型改进上拥有广泛而灵活的自主权，并就其决定向社会负责。输入数据应当持续接受审核，促使所有相关方提高信息质量。这将大大提升模型的稳健性、准确性和可靠性，而要让模型与ONS的实际运行真正、切实地重新接轨，这些特性不可或缺。

此外，这些游离于方法“之外”的调度，越来越多地受到矿产与能源部（MME）等与政府相关的机构的影响。这些机构不应干预ONS的职责范围，ONS必须独立于短期政治利益来运行系统。

第二个问题是发电装机的扩张。新增装机来自火电厂、风电场和水电站（这些水电站的水库小到必须让所有来水都通过水轮机发电），因此我们将需要火电厂更长时间地发电。火电厂要弥补过去由较大水库完成的工作，这些水库调节来水，把水从丰水期转移到枯水期。这种扩张政策的后果，是运行成本上升和CO_2排放显著增加。

替代方案众所周知，却一直被忽视，那就是重新启动考虑建设较大水库的研究。社会和主管机构没有权衡这样一个事实：为了减轻淹没对局部环境的影响而禁止建设大型水库，会对环境、电价、能源安全和社会造成全局性的影响。显然，我们不应该一味

地去建设每一座可能的水库，而是应当重新评估衡量水库正负面影响的方式。

以北部地区为例，要充分利用新项目的水库，所需淹没的面积不到1万平方公里（约为亚马孙雨林面积的0.15%）；而根据巴西国家空间研究院（Inpe）的数据，法定亚马孙地区（2000年至2013年）年均毁林面积为14315平方公里。

此外，风电和光伏等替代能源虽然对系统有益，却无法取代带水库的水电站，因为在无风或没有日照时，正是水电站在发电。水电站的水库还扮演着“储存风能”的技术角色，它们把与风电富余出力在能量上等值的水蓄留下来。因此，替代能源的扩张必须与水电的扩张齐头并进。否则，就要调度更多火电厂，来弥补替代可再生能源固有的波动性。

最后，一方面是不透明的运行，在政府干预下进行，且与官方方法的要求相悖；另一方面是看不到水库多重效益的扩张（水库是目前仍可利用的、能为系统带来安全性和稳健性的主要廉价资源）。两者结合，暴露出电力行业的结构性问题和治理问题。我们需要让运行方法更贴近运行现实，强化各机构的作用，并在发电装机扩张的过程中，考虑每种电源对系统运行和环境造成的全局性正负面影响。

第3章

失落的一致性：模型、机构与一再重演的危机

2016–2021

本章内容

值得欢迎的电价计算方法修订 28
评估与监测指标 31
电力市场与机构重组 33
电力行业的不一致与一再重演的危机 36

运行的规划方式与实际发生的运行之间的一致性，是巴西电力行业遗忘了的品质。一致性的缺失滋生了低效、诉讼和腐败，也削弱了电力行业对私人资本的吸引力。2016年，在经历了前几年的危机之后，负责监测电力行业的政府委员会表示将修订电站调度和价格形成的方法。我对这次修订表示欢迎，条件是它能找回这种失落的一致性。本章收录的四篇文章写于2016年至2021年间，它们从四个方面探讨一致性：模型、对模型结果的衡量、运作这些模型的机构，以及模型的不一致在2021年再次引发的危机。

模型之所以重要，是因为整个设计都依赖于它们。运行模型影响现货价格，而市场正是按现货价格结算每个市场主体超出或低于其合约的发电量或用电量。运行模型还影响保证电量，以及决定各类技术在新建电源拍卖中如何竞争的参数。保证电量是为每份合约提供背书的固定电量证书。当长期规划模型忽略输电、单座水库、水电站效率的非线性以及实际执行的安全准则时，它就会构建出对未来的乐观图景。存水于是无法应对承压局面，短期模型大部分时间都在被现实打个措手不及。现货价格的波动很大程度上就来自这一过程。正因如此，我主张必须先修正模型对未来的刻画，然后才能校准风险规避参数，否则我们最终校准的，只是对一种想象中风险的规避。2019年，我又提出了一个切实可行的步骤。应当通过公开发布的指标来比较计划运行与实际运行，就像国家跟踪通货膨胀指数那样，因为没有人能分辨偏差究竟来自错误的径流预测，还是来自过度简化的模型。

机构因素解释了一致性为何如此难以恢复。系统运营商和市场运营机构都必须使用同一家供应方的模型，即埃莱特罗布拉斯集团（Eletrobras）旗下的电力研究中心，而这家机构并不对系统运营商负责。运营商无法自行选择工具。规划机构与运营商各自为政，尽管运营商掌握着规划机构所需的信息，而规划本身就是为运行服务的。责任分散在多个机构之间，没有谁对任何事情负全部责任，账单则落到用户头上。基于核定成本的集中模式在20世纪90年代发挥了很好的作用；自21世纪初限电配给结束以来，基于报价的市场越来越被视为前进的方向。2017年的第33号公众咨询把这一讨论摆上了桌面。要走到那一步，需要合格的人才、使

自我调整的激励能够发挥作用的机构组织，以及切实可行的时间表。

2021年，危机卷土重来，5月27日，那个政府委员会召开了临时会议。在经历了有记录以来最差的丰水期之一后，东南部水库在枯水期开始时的蓄水率只有约32%，而现货价格的中位数仍徘徊在250雷亚尔/兆瓦时左右。原因正是我在2016年所描述的那一个。水价值衡量的是把水蓄存起来时，未来供电成本会降低多少。2021年，水价值来自一个长期模型，这个模型忽略了电网、单座水库，以及15年多来来水减少的证据。它的乐观偏差传递到运行决策和当前价格之中，而短期调度模型却能看到长期模型所忽略的每一项约束。结果就是行业自2013年以来就熟知的一连串事件。火电厂调度太迟，水库过早见底，价格被人为压低。随后，不信任模型的运营商下令偏离经济序位调度电站，等到无计可施时，价格又触及监管上限。

核心观点

1. 运行规划与现实之间的一致性，是电力行业遗忘了的品质，它的缺失滋生了低效、诉讼和腐败。
2. 运行模型是巴西市场设计的基石，因为它影响现货价格、保证电量以及新建电源拍卖的参数。
3. 计划运行与实际运行之间的不一致，在很大程度上解释了现货价格的波动。
4. 在校准风险规避之前，必须先修正模型内部对未来的刻画，否则行业校准的只是对一种想象中风险的规避。
5. 应当通过公开、独立的指标来比较计划运行与实际运行，例如偏离经济序位调度的记录，以及对未来1至48个月预测的误差。
6. 现有的机构架构使得没有人对结果负责：模型只有一家供应方，且它不对运营商负责；运营商无法选择自己的模型；规划机构与运营商各自为政。

7 基于成本的集中模式曾在20世纪90年代发挥作用，而建立基于报价的市场，需要合格的人才、经过重组的机构和切实可行的时间表。

8 2021年的危机重演了2013年以来的历次危机，补救之道是给予运营商选择模型的自由，并要求它对计划运行与实际运行的吻合程度负责。

结论

从2016年到2021年，诊断没有改变，结果也没有改变。规划用水、形成价格的模型继续构建对未来的乐观图景，而机构架构使得没有人为这一差距负责。我提出的补救办法遵循企业管理的两项基本原则：给予自由，要求结果。

本章文章

《值得欢迎的电价计算方法修订》于2016年9月1日发表在《经济价值报》（Valor Econômico）上，文章阐述了一致性原则，并解释了运行模型为何是整个设计的基石。《评估与监测指标》于2019年1月15日发表在CanalEnergia上，文章建议公开发布衡量计划运行与实际运行吻合程度的指标。《电力市场与机构重组》于2019年1月31日新一届政府执政之初发表在《经济价值报》上，文章分析了建立基于报价的市场所面临的制度障碍。《电力行业的不一致与一再重演的危机》于2021年6月16日发表在《经济价值报》上，文章表明同一机制在当年的水危机中再次起作用，并呼吁让运营商自由选择软件，同时对其结果负责。

值得欢迎的电价计算方法修订

原标题: *A bem-vinda revisão do método de cálculo da energia elétrica*
Valor Econômico · 2016年9月1日
原文链接: lamps.ind.puc-rio.br

摘要

运行规划与现实的一致性，是电力行业遗忘的品质，它的缺失滋生了低效、诉讼和腐败。电力部门监测委员会已表示将修订调度和价格形成方法。我欢迎这次修订，前提是重新思考由谁对模型负责，并引入数据审核。电力研究中心隶属埃莱特罗布拉斯集团，独立于系统运营商，却是系统运营商和市场运营机构必须使用的模型的唯一提供者。可选方案从开源模型到机构和职责的全面重组。应由市场主体、大学和政府组成工作组，在一年左右内检验这些方案。我们的研究表明，计划运行与实际运行之间的不一致会造成巨大的额外成本，并在很大程度上解释了短期价格的波动。长期模型忽略了输电、单座水库、水电站效率的非线性和安全准则，因此看到的是一个乐观的未来，而短期模型则不断被现实打个措手不及。运行模型是整个设计的基石，从价格、保证电量到拍卖参数，无不受其影响。在校准风险规避之前，必须先纠正模型计算未来的方式，否则我们校准的只是对一种想象中风险的规避。

近年来电力行业遗忘的最主要的品质，是一致性；我们今天积累下来的大部分问题，都源于一致性的缺失。缺乏一致性会带来几种业内熟知的副作用：低效、诉讼和腐败。这些副作用削弱了电力行业对私人资本的吸引力，也损害了行业的长期可持续性；要减轻它们，就要找回运行规划与现实之间失去的一致性。

在电力部门监测委员会（CMSE）最近一次会议纪要中，政府指出需要修订调度和价格形成方法，以提高电力市场的透明度和效率。政府释放的这一修订信号值得欢迎，如果做得好，将有利于市场。但这个问题十分复杂，应当经过广泛的技术讨论。

我们需要恢复一致性，并为这些方法注入监管上的稳健性。有一类监管变动只会给每个市场主体的规划增添噪声，从而制造更多的不一致；要让这次修订不至于沦为又一次这样的变动，就必须重新思考模型责任方的制度架构，并引入某种数据控制和审核流程。

但我们不能陷入官僚主义和低效集中管控的误区。我们需要找到一种设计，引导每一个主体，从发电方到用户，从系统运营商到市场运营机构，各自走向效率和一致。应当激励市场主体投资于技术，更好地测量和预测自身的数据。也应当促使运营商选择最好的模型，并始终与之保持一致。

如今，我们仍被拴在一套陈旧的监管设计上，它行动迟缓，不利于提高效率和一致性。在这套设计中，电力研究中心（Cepel）这个隶属埃莱特罗布拉斯集团（Eletrobras）、独立于国家电力系统运营商（ONS）的机构，是系统运营商和市场运营机构都必须使用的整条模型链的唯一提供者和维护者。

可以设想的设计有很多，从“开源”设计（模型代码公开，并定期接受各方贡献），到机构和职责在层级上的全面重组。因此，这次修订必须范围广泛，必须让市场主体、大学（国内外的大学都要参与；没错，我们有很多东西要向外国研究人员学习）和政府都参与进来。我们需要成立一个工作组，通过对整条模型链的仿真研究来检验各种设想及其影响。我们需要找到能够促成一致性的制度架构。这不是四个月就能完成的工作，但也不能远远超过一年。

我们最近研究了模型简化所造成的计划运行与实际运行之间的不一致及其影响，结果证实这一问题至关重要，在额外成本方面影响巨大。我们今天所知的问题，有很大一部分都因这种不一致和输入数据的不准确而被放大。

例如，令业内市场主体如此困扰的差额结算价格（PLD，即电能的短期价格或现货价格），其波动在很大程度上可以用这一过程来解释。当我们用一个简化的系统模型来规划存水，比如这个模型忽略了输电约束、各水库的个体约束和水电站效率的非线性，也不考虑实际执行的安全准则和备用分配时，我们就在模型内部构造出一个总体上偏乐观的未来图景。结果，存水总是无法应对承压局面。系统因此日益脆弱，而短期模型大部分时间都在被长期模型未能察觉的现实打个措手不及。

运行模型的这种措手不及，体现为PLD的高位尖峰，以此发出资源稀缺的信号。但不一致的来源还不止于此，还可以加上那些经典的、未被建模的不确定性，例如负荷和燃料成本的波动，以及投运时间表等输入数据的不准确。它们产生的效果非常相似，因为计划运行又一次偏离了实际运行。

在我们现行的行业设计中，运行模型是基石，其影响从PLD一直延伸到保证电量（固定电量证书）的计算，以及在新建发电项目拍卖中决定不同技术竞争力的各项参数。因此，运行模型直接或间接地影响着电力行业的整条链条，包括行业对私人资本的吸引力本身。所以，在校准现行计算机模型的风险规避参数之前，我们必须先审视在模型内部是如何计算未来的，以免落入陷阱，去校准对一种想象中风险的规避参数，而那并不是我们将要面对的风险。

让模型更贴近现实，能够提升行业机构的透明度和公信力，尽量减少诉讼，并提高短期和长期电价的可预期性。反过来，价格更可预期，会让所有做好功课的市场主体和投资者受益，同时把那些只想抢先押注权宜性监管措施来牟利的人挡在门外。这些权宜措施，是巴西国家电力监管局（ANEEL）、电能交易所（CCEE）和ONS为纠正一致性缺失造成的扭曲而不得不采取的。

评估与监测指标

如今，我们不知道偏离计划究竟是因为径流预测错得太离谱，还是因为电力系统建模过于简化；一切都混在一起，无从衡量

原标题: *Métricas de avaliação e monitoramento*
CanalEnergia · 2019年1月15日
原文链接: canalenergia.com.br

摘要

在巴西，人们花大力气让运行规划模型收敛、快速运行，评估其运行策略实际表现的投入却连零头都不到。没有指标，社会就缺乏必要讨论的参照。如今我们分不清运行偏离计划，是因为径流预测有误，还是模型把系统过度简化。公布偏离经济序位调度的历史记录，可显示运营商对模型的不信任程度。这类数字散见于行业报告，却无中立机构公布。规划期内径流、负荷和小型可再生能源电站的预测误差也无人跟踪。在水火电系统中，计划与现实的一致最为重要，因为规划要权衡蓄水留待将来的收益与今天不用水的成本。这种权衡一旦出错，社会可能付出高昂代价。我建议用指标衡量计划运行与实际运行的吻合程度，让国家电力系统运营商检验自身表现。如果对未来1至48个月的预测偏差超出统计误差范围，规划就会向短期模型传递错误的机会成本信号，最廉价的资源随之被低效使用并耗尽。像通货膨胀指数那样定期发布行业指数，既有助于当下的市场主体，也支持向基于报价的市场过渡。

在巴西电力行业，人们历来（也理应）投入大量精力，让中长期运行规划的计算模型稳定收敛，并借助割平面筛选等方法确保足够的计算性能。然而，对于这些模型得出的运行策略在实践中执行时的质量，我们却连这份精力的零头都没有用来建立评估和控制的方法。既没有这种控制，也没有能就某一运行策略是否得当

形成最低共识的指标，社会在开展必要的讨论和变革时，便失去了参数和参照。

如今，我们不知道偏离计划究竟是因为径流预测错得太离谱，还是因为电力系统建模过于简化；一切都混在一起，无从衡量。如果按照清晰、透明公布的方法，建立一份历史记录，记载出于能源安全原因而偏离经济序位调度的电量的频次、数量和成本，就能显示运营商在多大程度上不信任模型。然而，这只是一个例子，这类数字散见于各种行业报告，却没有一个中立机构加以系统地整理和公布。我们也没有跟踪规划所用的中长期时段内，径流、负荷和可再生能源注入（小型电站）的预测误差。仅仅在提前一个月的预测上做到平均准确是不够的，预测在中长期内保持一致同样重要。

规划与运行现实之间是否一致，是一个极为重要的信号，在水火电系统中尤其如此，因为在这样的系统中，水是需要跨时段管理的稀缺资源。因此，规划环节十分重要，它要在为将来储存水的经济收益与今天不用水的成本之间进行权衡，从而决定这一资源的最优使用。里约热内卢天主教大学（PUC-Rio）应用数学规划与统计实验室（LAMPS）研究人员的最新研究表明，这笔账一旦算错，可能给社会带来巨大的代价，并产生诸多连锁反应。因此，建立一套跟踪规划与现实之间差距的方法，将是一项创新之举，与多阶段模型背后的理念及其时间一致性的重要意义完全契合。

建立并使用指标，跟踪计划运行与实际执行的运行之间的吻合程度，将是迈出的第一步，也是重要的一大步，使国家电力系统运营商（ONS）能够检验自身表现，并提高其模型与运行操作之间的一致性。如果规划模型对未来1至48个月所作的预测在统计误差范围内得不到实践的验证，那就意味着我们正把错误的机会成本信号从规划带入短期模型。这种脱节的后果众所周知：系统中最廉价的资源被系统性地低效使用并耗尽。

目前只有一些零散的做法，其方法不够透明，也没有公开发布。正如我们跟踪通货膨胀指数、贸易差额等指标一样，我们也可以定期发布一系列行业指数，并就计算方法展开广泛的技术讨论，保证透明和中立。即使在以集中方式决定运行的现行行业模式下，这些指标也会给市场主体带来很大收益，它们也将是向基于报价的市场模式过渡的重要一步。

电力市场与机构重组

原标题: *O mercado elétrico e a reestruturação institucional*
Valor Econômico · 2019年1月31日
原文链接: lamps.ind.puc-rio.br

摘要

巴西电力行业由国家电力系统运营商基于核定成本集中协调能源资源。它在20世纪90年代卓有成效，那时我们正在发现水资源一体化管理的好处。自21世纪初限电配给以来，基于报价的市场日益被视为该模式衰竭后提升效率的答案。危机一再表明，集中模式无法及时应对气候、物理、经济和政治逆境。即便2004年的改革，也未能为效率和数据问责建立多少激励。我认为，主要障碍之一在于制度。行业缺乏合格人才，学术界课程陈旧，企业对学术界投入很少。行业和政府机构受制于积弊、官僚主义和机构保护主义。第一，运营商与规划机构各自为政，而规划机构所需的信息恰在运营商手中。第二，运营商不能自选模型，模型由埃莱特罗布拉斯集团的研究机构垄断。责任被稀释，谁都不负责，账单则落到用户头上。2017年关于行业现代化的公众咨询已把这些问题摆上桌面。新政府带来了窗口期，前提是培养人才，围绕自我调整的激励组织各机构，并制定务实的四年时间表。

巴西电力行业现行的运行模式，以国家电力系统运营商（ONS）基于核定成本对能源资源进行集中协调为前提。这一模式在20世纪90年代发挥了根本性的作用，那时我们正在发现，在一个水文情势高度多样且相互补充的系统中，对水资源实行一体化管理有哪些好处。然而，自21世纪初限电配给结束以来，实行基于报价的市场越来越被公认为提升效率的解决方案，以应对现行行业模式的难以为继。

在现行模式下，所有数据和对未来的判断都集中管理。一次又一次的危机证明，这种模式无法及时应对气候、物理、经济和政治方面的不利局面。即便在2004年推行了广泛的监管改革之后，

运行效率缺乏激励的状况，以及在追究市场主体行为责任和所报技术数据准确性方面缺乏一致性的状况，在很大程度上依然没有改变。尽管无数事实表明集中模式已难以为继，要求建立更符合市场激励的模式的呼声也日益高涨，但关于这一转型的技术讨论却进展甚微。

对于一个兼顾巴西电力行业特殊性的、基于报价的市场，业内并没有围绕切实可行的方案展开客观的技术讨论。而且，与人们常说的相反，国际经验可以给我们很大的帮助。缺少一批真正合格、能够接手并推进这些讨论的人才，是一个很大的缺口。然而，学术界一直没有为这场讨论培养人才，其课程设置也落后于这一新的现实；在这一现实中，经济学和工程学的概念已密不可分地交织在一起。企业也没有对学术界进行大规模投入，以提升行业的技术水平。发达国家则不同，那里的产学合作早已证明是模式转型的主要基础。至于行业机构和政府部门，它们大多被积弊和过时的观念所把持，这些积弊和观念阻碍了人员和架构方面最明显、最必要的更新，原因通常是官僚主义和机构保护主义。

然而，要让这场讨论得以进行，让现状能够通过行业自身的内部机制受到质疑，最大的障碍之一在于行业机构现行的层级结构。随着时间推移，现行结构恰恰是为了阻止广泛讨论而组织起来的。此外，这种保护主义的组织结构还带来了第二个后果，那就是机构之间相互隔绝，本应密切合作的机构在互动中效率大大降低。

有几个严重低效的例子很能说明问题，也很容易辨认。第一个例子是ONS（国家电力系统运营商）与规划机构之间的完全分离，前者负责高效地运行电力系统，后者负责设计系统，使前者能够尽可能好地履行职责。无论这两个主体如何完成各自的任务，是利用市场的结果，还是完全以集中方式进行，从这两个机构的定义中显而易见的一般原则已经告诉我们，它们应当携手并进。毕竟，运营商掌握着规划机构所需要的信息，而规划机构的规划又是为了运营商的利益。然而，如今两者完全分离，导致数据和标准互不衔接，扩张与运行之间也缺乏协调。

第二个例子源于运营商无权自行选择运行所用的计算机模型。与国际经验和常识背道而驰的是，运营商为优化能源资源利用而必须使用的计算机模型，由电力研究中心（Cepel）垄断供

应。Cepel是埃莱特罗布拉斯集团（Eletrobras）的研究机构，并不对ONS负责。

这一限制除了造成任何市场保留（受保护的专属市场）都会带来的典型低效之外，还使任何就能源资源使用的效率和一致性对ONS进行问责或奖励的有效政策都无从施行。在这种局面下，低效的责任分散在多个机构之间，没有谁对任何事情负100%的责任。其结果我们再熟悉不过：许多人因为错误的理由获利，账单落到用户头上，而既得利益者则竭力维持现状。

建立市场有望通过重组机构、重新调整其角色和激励，带来规模可观的系统性收益。第33号公众咨询（CP 33）是2017年就巴西电力行业规则现代化开展的公众咨询，它把这一议题以及其他许多重要讨论摆上了桌面。在本届政府执政之初，我们迎来了一个启动变革的独特窗口期。但我们需要一套认识到这一议程之复杂性的方案，不能带着现成的公式而来，因为事先的技术讨论和对国际经验的分析至关重要。

最后，我们必须为稳妥的转型培养人才，组织好各机构，使自我调整的激励切实有效，并为今后四年制定切实可行的时间表。

电力行业的不一致与一再重演的危机

现货价格（PLD）考虑了不利条件下的系统运行，却没有捕捉到人人都能察觉的迫近风险

原标题: *A inconsistência do setor elétrico e a repetida crise*
Valor Econômico · 2021年6月16日
原文链接: valor.globo.com

摘要

2021年5月27日，电力部门监测委员会就新一轮水危机召开临时会议。经历了有记录以来最差的丰水期之一后，东南部水库在枯水期开始时仅蓄水至库容的32%左右。然而，用模拟不利条件的模型算出的现货价格，却徘徊在250雷亚尔/兆瓦时的中位数附近。所幸，最具体的问题并不难找出。运营商必须用官方的长期规划模型计算水价值。这一模型忽略了输电网、各水库的个体约束，以及15年多来来水减少的证据。其乐观偏差传导至运行决策和当下价格。短期调度模型则能看到长期模型所忽略的每一项约束。这种不一致造成了一连串熟悉的后果：火电厂调度太迟，水库过早见底，危机前价格被人为压低，不信任模型的运营商下令偏离经济序位调度，等到无计可施时价格又触及监管上限。2013年以来的历次危机都源于同样的效应。我的建议遵循企业管理的两项基本原则。运营商应当可以自由选择它认为最高效的软件，也应当为计划运行与实际运行的吻合程度负责。

2021年5月27日，电力部门监测委员会（CMSE）召开临时会议，评估巴西新一轮的水危机。诊断结果是大家早已知道的：就枯水期开始而言，东南部水库的水位非常低（约为其最大库容的32%）；2020年9月至2021年5月的来水是有记录以来最差的之一（这一时期是丰水期，水库在此期间蓄水，以应对枯水期）；需要放宽约束，协调水的多种用途，以便我们不实行限电配给就能度过枯水期。

与此同时，现货价格（PLD，即差额结算价格）本应向市场主体发出信号，提示当前形势已经清楚显示的、即将到来的枯水期的能源稀缺，但它对人人都已察觉的情况却表现得相当宽松，直到5月29日，其中位数一直徘徊在250雷亚尔/兆瓦时左右。

可是，这个行业为什么总是一惊未平、一惊又起？PLD是用模拟不利条件下系统运行的复杂模型计算出来的，为什么却捕捉不到人人都能察觉的迫近风险？为什么我们总要系统性地采取偏离经济序位的人工干预，付出高昂的成本，打乱市场的整个经济逻辑？是否有某种根本性的错误，把行业推入危机，又让危机在PLD本应发出的信号中隐而不见？答案是肯定的！

我不想屈从于诱惑，回到行业设计的源头，去论证行业应当转向一种被称为报价调度的市场模式；在这里，我选择务实而明确地表态。这是因为，这已经不是我就同一主题写的第一篇或第二篇文章，也因为我相信，在转向市场模式之前，我们还有功课要做。所以，我首先要说的是，所幸我们当前最具体的问题并不难找出。它的根源大多在于规划环节，而国家电力系统运营商（ONS）必须使用Newave软件来完成这一环节，这是强制要求。

ONS正是用这款软件计算水价值的。该软件由埃莱特罗布拉斯集团（Eletrobras）的研究中心，即电力研究中心（Cepel）开发和维护。水价值这一指标极为重要，因为它衡量的是，如果我们把水蓄存起来留待将来使用，未来满足电力需求的成本会降低多少。因此，水价值是决定ONS今天可以动用多少存水、同时确保将来不会再遭遇此类危机的关键。这一指标也是PLD中本应发出下一个枯水期稀缺警报的组成部分。

背景交代清楚之后，问题在于，水价值的计算存在乐观偏差。这一偏差源于计算水价值的软件对电力系统现实所作的一系列简化。而且，这种偏差不仅传递到运行决策中，也传递到今天的价格中。结果，用水和电能定价本应受到规划期内已经显现的未来稀缺的影响，却变得短视，看不清人人都已看见的情况。

Newave中引入的简化，借口是计算复杂度太高，而这一难题几年前就已解决（主要得益于高性能云计算的普及）。这些简化如此之深，甚至到了无视电网本身存在的地步。当我们在Newave中计算留给下一个枯水期的水究竟值多少时，我们假装不会有电网约束，假装众多水库不会有各自的约束，假装来水会接近其长期

均值（尽管15年多来已有强有力的证据表明来水在减少），诸如此类。

但问题并没有到此为止。问题会在日常运行中显现出来，也就是在依据一个乐观的水价值来运行真实系统的时候。此时，ONS要借助专为短期运行设计的软件DESSEM，把这个水价值与火电厂的成本进行比较。由于DESSEM必须给出次日切实可行的运行计划，它需要看到系统的所有约束，而这些约束恰恰是在Newave中被忽略的。

因此，计算水价值时所考虑的现实，与短期软件所描绘的现实之间存在巨大的不一致，其后果就是电力行业早已司空见惯的一连串事件：1）火电厂没有提前适当的时间得到调度；2）即使在来水偏少的情况下，水库也过早见底；3）危机来临之前，短期价格被人为压低；4）由于运营商和CMSE不信任模型，下达偏离经济序位的调度指令；最后，5）危机爆发、已经无计可施时，短期价格触及监管上限。

造成这次新危机的效应，与2013年以来历次危机背后的效应大体相同，都是规划与实际运行之间由来已久的不一致。通过一些简单的措施就能大大缓解这些效应，例如让ONS自由选择它认为最高效的软件，并要求这一机构对计划运行与实际运行的吻合程度负责。

这些都是企业管理的基本原则：给予自由，要求结果。在这些措施付诸实施之前，我们还会继续看到行业各机构为不惜一切代价避免限电配给而“各行其是”，看到一些市场主体在危机中不当获利，另一些主体即便做足了功课，也损失了大部分投入的资本。此外，这一简单、近乎显而易见的建议，还将有助于解决行业中其他一些棘手的问题，例如水电发电调整因子（GSF）和保证电量（固定电量证书）。

第4章

为时间定价：从小时电价到辅助服务

2018–2024

本章内容

小时电价：机遇与挑战 43
2021年电价的新组成部分 46
重新思考能源管理与各类电源的角色 49

直到2020年底，巴西的现货价格还是按周计算的。这一价格用于结算合同、用电量与发电量之间的全部差额。随一天中各小时变化的价格，告诉发电商和用户运行灵活性在什么时候受到限制，正如随电网位置变化的价格，告诉他们输电能力在哪里受到限制。建立小时价格信号的意向可以追溯到2001年限电配给之后的时期，而2017年7月的第33号公众咨询终于为它定下了日期。我在2018年2月撰写本章第一篇文章时，小时电价预定于2019年生效。到2020年4月，生效日期已推迟到2021年1月，小时电价也在那一年付诸实施。在本章的三篇文章中，我追踪了这一变革，随后主张推进下一项变革，即为辅助服务和灵活性定价。

价格形成是电力市场的基石，因为买方和卖方正是通过它识别稀缺，并调整各自用电和生产的方式。不同时段之间、电网不同位置之间的价格差异，赋予本地发电、储能和需求响应以价值。随着间歇性可再生能源的增长，以及水电站逐渐失去以零成本吸收所有日内波动的能力，这些信号变得愈发重要。小时电价也引出了一些至今悬而未决的问题。发电机组存在爬坡限制，这些限制约束着机组升降出力的速度，并把不同时段的决策耦合在一起。一旦这些限制起作用，边际价格就可能变为负值，或高于运行中最贵电厂的成本。忽视这些信号，恰恰会扭曲投资储能和需求响应的激励。要让价格计及可再生能源和负荷的不确定性，还需要对电能与备用进行联合优化，也就是在同一次计算中一并安排。

我指出了这一转型中的两项风险。市场主体需要在远超官方调度模型所覆盖的几周范围之外预测小时电价，因为市场运营机构只确定价格，并不预测价格。而官方长期模型仍然忽略了将参与形成新电价的短期约束。它的水价值衡量的是储存的水对未来的价值，却带有乐观偏差。这种偏差可能让小时电价从诞生之初就受到污染，也可能污染新建电源拍卖中用于遴选项目的各项指标。2020年，我描述了新电价将会揭示什么。新电价提前一天确定，尚不能反映实际成本，但会比周电价更接近真实运行。相邻时段之间价格的剧烈波动，将使此前埋藏在附加费中的一项系统成本浮出水面。为这项成本定价，可以吸引储能、合理支付水电站的报酬，并鼓励需求响应，而无需补贴或市场保留（受保护的

专属市场）。当时预计巴西暂时还不会出现负电价，原因有三：以水电为主的系统所遗留下来的灵活性、新冠疫情对需求的影响尚不可知，以及现货价格下限。

2024年，光伏发电量在某些时段已仅次于水电，我主张迈出下一步。必须区分两类服务。辅助服务是在毫秒到分钟的尺度上偏离计划运行点的灵活性，用于覆盖实时运行中调度计划未能预见的一切。灵活性产品则是在日调度计划明确界定的时段内，提供额外上调或下调爬坡能力的报价。在巴西，这两类服务几乎全部由水电站和火电厂提供。电能、备用和爬坡能力应在日调度计划中联合优化，并保证经由电网的可送达性；这些服务的边际成本应与现货价格一并定价。每一种作出贡献的电源都将得到一视同仁的报酬，水价值也将作出一致的更新。只有这样，行业才能发现哪些技术、何种电源组合将占据主导。

核心观点

1. 价格形成是电力市场的基石，不同时段之间、电网不同位置之间的价格差异，揭示了输电能力和灵活性在哪里受到限制。
2. 随着间歇性可再生能源的增长，以及水电站逐渐失去以零成本吸收所有日内波动的能力，小时电价变得更加紧迫。
3. 当发电机组触及爬坡限制时，边际价格可能变为负值，或超过运行中最贵电厂的成本，而这些信号会为储能和需求响应带来回报。
4. 要让价格反映可再生能源和负荷的不确定性，就需要对电能与备用进行联合优化。
5. 忽略短期约束的长期模型，会把带有乐观偏差的水价值传递给新电价，以及新建电源拍卖的各项指标。
6. 2021年的小时电价提前一天确定，人们预期它将揭示此前隐藏在附加费中的机会成本。
7. 2020年，巴西仍依赖以水电为主的系统所遗留下来的灵活性，这也是当时预计不会出现负电价的原因之一。

8 下一步是将辅助服务和灵活性产品按边际成本与现货价格一并定价，并让每一种电源都得到一视同仁的报酬，从而让电源组合得以被发现。

结论

2021年向小时电价的转变，使价格更贴近运行，并有可能让此前隐藏在附加费中的成本浮出水面。但这项工作也只完成了一半。价格仍然提前一天确定，辅助服务依旧没有价格，长期模型也继续把带有乐观偏差的水价值传递给短期。在这几年的文章中，我已经描述了第二步。灵活性和辅助服务必须与电能一并定价。

本章文章

《小时电价：机遇与挑战》于2018年2月21日发表于CanalEnergia，阐述了价格形成的原理，以及小时电价中从爬坡限制到长期模型乐观偏差的种种悬而未决的问题。《2021年电价的新组成部分》于2020年4月14日发表于《经济价值报》（Valor Econômico），解释了小时电价将会揭示什么，以及相邻时段之间价格的剧烈波动为何会暴露真实的系统成本。《重新思考能源管理与各类电源的角色》于2024年4月23日发表于《经济价值报》，区分了辅助服务与灵活性产品，并把为它们定价视为与2021年的小时电价同样自然、同样必要的一步。

小时电价：机遇与挑战

建立这类在其他系统中广泛采用的小时价格信号，是行业由来已久的意向，相关讨论可以追溯到限电配给之后的时期

原标题: *Preços horários: oportunidades e desafios*
CanalEnergia · 2018年2月21日
原文链接: canalenergia.com.br

摘要

价格形成是电力市场的基石。电网各节点之间、一天各时段之间的价格差异，向发电商和用户表明输电和运行灵活性在哪里受限。这些差异赋予本地发电、储能和需求响应以价值。继2017年7月的第33号公众咨询之后，小时电价将于2019年生效，这是评估基于报价的市场的第一步。随着间歇性可再生能源扩张，水电站逐渐失去以零成本吸收所有日内波动的能力，小时电价日益重要。边际定价留下了悬而未决的问题。发电机组触及爬坡限制时，价格可能变为负值，并把不同时段的成本混在一起。忽视这些信号，会扭曲投资储能和需求响应的激励。小时电价还必须反映可再生能源和负荷的不确定性，这要求联合优化电能与备用。我认为这一转型面临两项挑战。市场主体需要预测调度模型几周视野之外的小时电价。官方长期规划模型仍忽略短期约束，其水价值中的乐观偏差可能污染新电价和新建电源拍卖所用的指标。这一变革值得欢迎，也赋予学术界重要的新角色。

电力市场的基石是其价格形成过程。借助这一过程，买方和卖方识别出资源稀缺的信号，并将其反馈到各自的用电和生产策略之中。正是通过电网不同节点、一天中不同时段的价格差异，发电商和用户才了解到输电能力或运行灵活性存在限制，从而看到投资于本地自备发电或热电联产、储能系统以及需求响应策略的价值。

建立这类在其他系统中广泛采用的小时价格信号，是行业由来已久的意向，相关讨论可以追溯到限电配给之后的时期。与之相伴的通常还有第二场争议大得多的讨论，即基于报价的市场体制。尽管存在这一争议，小时电价仍是大多数专家的共识。随着我们不断提高间歇性可再生能源在电源结构中的比重，随着水电站以零成本吸收任何日内波动的能力逐渐耗尽，小时电价变得越来越重要。

2017年7月的第33号公众咨询（CP 33）以一项积极主动、着眼长远目标的议程，重新点燃了这些旧日讨论的火焰。作为这一举措的结果，小时价格信号将于2019年生效，并从今年起开始公布。实施这一新的价格体系将带来诸多机遇与挑战，而它本身就是分析未来可能向基于报价的市场体制过渡的重要第一步。

然而，小时电价的定义本身就已经引出了一些在该领域文献中至今悬而未决的问题，人们针对具体情况分别提出了不同的解决方案。对于哪种价格形成模型最能回收发电商的主要固定成本和其他机会成本，目前尚无共识。基于边际主义理论的经典方案，即由生产下一兆瓦电力的增量成本决定价格，可能产生乍看之下难以理解的价格。这些价格可能为负（多个国家都出现过），也会把一天中不同时段的成本结构混杂在一起。当系统触及发电机组的上爬坡或下爬坡限制时，就会出现这种情况，因为这些限制把一天中不同时段的决策耦合在了一起。然而，如果我们忽视这些信号，恰恰会扭曲对储能电站或需求响应的投资激励，而正是这些投资能够缓解上述约束。

当负荷或间歇性可再生能源出力剧烈波动时，这些挑战还会进一步放大。正如不考虑来水不确定性以及未来数月用水机会成本的电价是不可想象的，不纳入可再生能源与负荷的不确定性、不纳入一天中其他时段运行约束之机会成本的小时电价，同样不可想象。已经完成这一转型的国家对此有过广泛讨论，并认识到必须在运行和定价方法中纳入电能与发电备用的联合优化；所谓发电备用，就是作为应对短期不确定性的保险而保持闲置、随时可用的容量。

第二个相关问题是：行业的市场主体将如何应对向小时电价的转变？要确保平稳过渡，必须解决两个要点。第一是小时电价的可预测性。虽然已经有一套小时级发电计划的编制方法，即电力研究中心（Cepel）的DESSEM软件，原则上2019年的小时电价

将由它产生，但市场主体和学术界需要着手考虑自己的方法，在比DESSEM的视野（目前为几周）更长的时间范围内预测小时电价。这是因为市场运营机构的职责不是预测价格，而只是确定价格。然而，用户、发电商和交易商需要制定长期的购售电合同、套期保值和投资策略，为此就必须在这一时间范围内预测价格。在这场竞赛中，谁对物理系统的表征以及影响实际运行的各种不确定性看得最清楚，谁就会胜出。

第二点则更为微妙一些。官方长期规划模型Newave（同样由Cepel维护）至今尚未纳入短期约束，而这些约束如今在实践中已经得到执行，从2019年起也将参与价格的形成。长期模型中的这些简化已有科学研究加以探讨，被认为是造成强烈乐观偏差的原因，这种偏差影响着从电价到水库蓄水位的方方面面。如果长期模型与短期模型不能相互兼容，这一效应将延续下去，并污染新的小时电价所包含的全部信息；这些新电价有可能一诞生就淹没在水价值的乐观偏差之中。此外，支撑发电扩张的大部分方法，例如计算决定新建电源拍卖中哪些项目将被购买的各项指标，都依赖于在规划模型中表征短期约束。

向小时电价的转变值得欢迎，它带来了巨大的挑战，也带来了巨大的机遇。小时定价将把聚光灯打在我们在短期内面临的一系列难题上。这一进程将为更务实、更技术化地讨论向基于报价的短期市场过渡打开大门，也将让学术界在行业发展中扮演一个更加突出、责任更重的新角色。

2021年电价的新组成部分

原标题: *As novas componentes do preço da energia elétrica de 2021*
Valor Econômico · 2020年4月14日
原文链接: valor.globo.com

摘要

2021年1月起，巴西用于结算合同、用电量与发电量之间全部差额的短期电价将改为按小时计算。国家电力系统运营商总干事表示，新冠疫情危机不会推迟这一变革。新电价由编制运营商日调度计划的模型确定。它们提前一天确定，尚不能反映实际成本，但比现行周电价更接近真实运行。计算得当的小时电价将揭示稀缺资源的机会成本并吸引投资。发电机组触及爬坡限制时，电价可能高于或低于运行中最贵电厂的可变成本。在风电和光伏众多、以火电为主的系统中，负电价和价格尖峰并不罕见。巴西暂时不会出现负电价，原因在于以水电为主的系统留下的灵活性、新冠疫情危机下幅度未知的需求下降，以及价格下限。我认为，相邻时段间价格的剧烈波动未必错误或有害。它们揭示了此前隐藏在附加费中的一项系统成本。为其定价可以吸引储能、合理支付水电站报酬并鼓励需求响应。这样，系统所需的技术将以经济方式被吸引进来，无需补贴或市场保留（受保护的专属市场）。

国家电力系统运营商（ONS）总干事最近在一场行业网络研讨会上表示，当前的新冠疫情危机不会推迟原定于2021年1月生效的短期电价改革。

短期电价最主要的实际功能，是在电能交易所（CCEE）结算合同、用电量与发电量之间的全部差额。正因如此，它们被称为差额结算价格（PLD）。不到一年后，ONS目前用来计算发电机组日调度计划的计算模型，也将被用来按小时确定新的短期电价。**如果计算得当，小时级PLD有可能向市场主体揭示系统稀缺资源的机会成本，并形成吸引新投资的重要财务激励。**

这一变革将对巴西电力行业的每一个市场主体产生深远影响。影响价格形成的技术、气候、政治和经济特征本身就十分复杂，即便在现代经济中最高效、最成熟的市场里，也需要监管机构密切关注。要在2021年1月小时级PLD预定生效之时建立起正确的监测和改进机制，关键在于理解这一新体系的特点及其带来的挑战。

改革之后，CCEE将依据ONS所实施的新的日运行方式的边际成本来计算小时级PLD。由于这些价格是提前一天（事前）确定的，它们尚不能反映系统的实际成本，但与现行的周电价相比，会更加接近真实运行。我们将开始在PLD中看到系统机会成本的一个新维度，这些成本此前一直隐藏在未经优化的运行所造成的低效背后。正是这些新的组成部分，解释了小时级PLD为什么可能高于或低于运行中最贵电厂的可变成本；这个话题一直困扰着许多市场主体，也在行业论坛上引发了大量争论。

在以火电为主、风电和光伏等间歇性可再生能源电站并网比例很高的国家，在需求或可再生能源出力剧烈变化的关键时段，负电价或价格尖峰并不罕见。原因之一在于各类发电机组改变出力速度的技术限制，即所谓的上爬坡和下爬坡限制。一旦触及这些限制，价格就会揭示系统的机会成本，这些成本源于能够逐小时跟随用电量或可再生能源出力变化的发电技术的稀缺。这些成本过去没有被定价，也没有体现在PLD中。

国际市场上不乏真实案例，专业论坛上也对此多有讨论。例如，在相邻两个小时之间，用电量增加，或光伏、风电出力大幅下降，可能迫使运营商在第二个小时调用一座昂贵的电厂，即便一座较便宜的电厂尚未满发。在这种情况下，如果较贵电厂的成本超过紧邻其下的较便宜电厂成本的两倍，我们就可能观察到负电价。同样，需求的迅速下降或可再生能源出力的迅速上升，也可能使价格尖峰超过所用最贵电厂的成本。在这两种情况下，我们都可能遇到有悖于行业常识的情形。我们可能看到发电厂在电价低于其可变成本的时段仍在发电，也可能看到电价超过未被调用电厂的可变成本。

小时级PLD可能不同于最贵发电机组的成本，这向行业传递了一个新信息：运行成本不仅取决于扣除可再生能源出力之后的每日用电总量，还取决于这一净用电量在各小时之间的分布形态。波动剧烈的负荷曲线需要快速调节的发电机组，因而可能带来

高昂成本。这些特征也受到输电网的影响，电网可能无法把电能送出去，从而放大这一效应。然而，相邻时段之间价格的剧烈波动未必是错误的或有害的。它们只是揭示了系统成本中此前隐藏在附加费里的一个组成部分。让这一新的组成部分浮出水面，可以通过经济手段吸引储能电站、合理支付水电站的报酬，并鼓励真正的需求响应。**能够满足系统需求的技术将通过经济手段被吸引进来，而不是依靠补贴或市场保留（受保护的专属市场）。此外，合理支付各类技术的报酬，会形成推动创新的竞争压力，并成为新投资的可持续驱动力。**

间歇性可再生能源发电的大规模装机，无论是大型集中式电站还是分布式发电，再加上区域间富余交换容量的减少，通常会为局部触及爬坡限制创造条件。不过需要强调的是，巴西暂时还不会出现负电价，因为我们拥有以水电为主的系统所遗留下来的灵活性，新冠疫情危机导致的需求下降效应尚不可知，而且我们为PLD设定了下限（最低限值）。**无论如何，这些例子表明，价格可能偏离那条经验法则，即PLD等于正在发电的最贵发电机组的可变成本。它们有助于厘清当前关于巴西东北部电价波动的讨论，也展示了所有市场主体必须为之做好准备的各种挑战与机遇，因为2021年已近在眼前。**

重新思考能源管理与各类电源的角色

尽管我们身处发电供应过剩的局面，却缺乏对水电水库以及各类电源属性的智能管理

原标题: *Repensando a gestão energética e o papel das fontes*
Valor Econômico · 2024年4月23日
原文链接: valor.globo.com

摘要

自2010年风电崛起、近五年光伏在高压电网和分布式发电中迅猛扩张以来，巴西的电源结构引人注目。某些时段，光伏发电量仅次于水电。然而，尽管发电供应过剩，水库和各类电源的属性却管理不善。我们没有为明天可再生能源的不确定性储存所需的水，发电机组几乎想接在电网哪里就接在哪里。我认为，建立一个能反映各类电源运行属性机会成本的新价格体系势在必行。必须区分两类服务。辅助服务是在毫秒到分钟尺度上偏离调度计划的灵活性，用以在实时运行中覆盖计划未能预见的一切。灵活性产品则是在日调度计划明确界定的时段内，提供额外上调或下调爬坡能力的报价。如今这些服务几乎全由水电站和火电厂提供。电能、备用和爬坡能力应在日调度计划中联合优化，并保证经由电网的可送达性。这些服务将与现货价格一并按边际成本定价。每种作出贡献的电源都应得到一视同仁的报酬。水价值也须作出一致的更新。只有这样，我们才能发现哪些技术和电源结构将占据主导。

随着间歇性可再生能源（风电和光伏）的使用日益增加，巴西以其电源结构引人注目。继2010年以来风电的强劲增长之后，光伏在过去五年中迅猛扩张，表现格外突出，无论是在高压电网中，还是以分布式发电（DG）的形式。在一天中的某些时段，光伏发电量位居第二，仅次于传统的水电站。

然而，尽管我们身处发电供应过剩的局面，却缺乏对水电水库以及各类电源属性的智能管理。今天，我们没有储存足够的水来对冲明天可再生能源的不确定性；发电机组几乎想接在电网哪里就接在哪里，尽管我们都知道发电扩张与输电扩张相互协调有多么重要。能源转型和气候变化带来了固有的挑战，迫使我们在利用可再生发电资源时应对巨大的不确定性。面对这些挑战，国家需要改进管理其电力与能源资源的方式。

问题不仅在于发了多少电，还在于这些电能如何随时间调配、如何经由电网输送、又如何被用户消纳。一个充满间歇性可再生资源的电力系统，需要具有高度运行灵活性的发电机组，也需要储能资源。在此背景下，一个能够反映各类电源运行属性真实机会成本的新价格体系，已不只是必要，而是势在必行。

辅助服务涵盖发电机组能够提供的、在毫秒到分钟的时间尺度上偏离其名义运行点的灵活性。换言之，它是应对基于市场的调度计划流程中未被建模的不确定性和现象所需的短期灵活性。辅助服务使运营商不仅能够在实时运行中保持系统同步、应对负荷和发电的瞬时变化，还能在发生故障时弥补发电机组和线路的不可用，甚至弥补光伏和风电出力预测中较大的误差。

另一方面是灵活性产品，它们在实践中较少被开发利用。灵活性的定义可以相当宽泛，甚至可以涵盖电网层面的因素。即便如此，这类产品通常被理解为市场主体所提交的报价，向系统运营商提供额外的上调或下调出力的能力，供其在日调度计划中明确界定的时段内使用。一般而言，它们指的是发电机组的爬坡能力，或任何能够产生同样效果的其他资源，例如削减需求。

照这样描述，两者在概念上似乎有所重叠。然而，从各自的使用方式来看，区别便一目了然。简单地说，灵活性服务旨在把更多的爬坡资源纳入运营商的名义调度计划，而辅助服务则用于应对实时运行中调度计划未能涵盖的其他一切情况。

在巴西，所有这些服务主要由传统的可控电源，即水电站和火电厂提供。如今系统所吸收的风电和光伏出力预测误差，几乎全部由水电站在日调度计划调整阶段，以及由所有参与辅助服务的电源在实时运行中加以化解。因此，鉴于弥补可再生能源的不确定性、惯量缺失和波动性在能源转型中所具有的重大意义，重新审视报酬体系是当务之急。然而，凡是为此作出贡献的电源，都

必须得到一视同仁的报酬。只有这样，我们才能去发现，而不是去规定，未来系统中将由哪些技术、何种电源组合占据主导。

提供这些服务的选择相当丰富：从已经建成并在运行的传统水电站和快速启动的火电厂，到抽水蓄能电站和电池，再到大名鼎鼎的需求响应。视价格高低，需求响应可以激励新兴的零售市场创造出（在巴西）前所未见的产品。但要让这一切行之有效，我们需要一套新的日发电调度计划机制。在这套机制中，电能、备用和爬坡灵活性这几类产品必须联合优化，并保证经由电网的可送达性。

在监管层面，市场同样需要调整，以贴近新的运行现实。我们需要能够反映各类电源所提供服务之机会成本的价格。正如今天我们从日调度计划中得到边际运行成本，并据此形成差额结算价格（PLD），即结算合同与发电量之间差额的短期现货价格，我们同样可以得到这些新服务的边际成本。这样，PLD依据预期次日将发生的情况向发电商支付报酬，而灵活性价格和辅助服务价格则根据市场主体在各小时之间调节电量以及实时响应的能力向其支付报酬。这些新价格将补充以边际成本为基础的报酬机制；这一机制目前受到批评，因为它没有反映那些使系统得以吸收可再生能源不确定性的能源资源的价值。新价格将有助于重新平衡各类电源的价值，以透明且在经济上自洽的方式，把它们所扮演的角色体现在其商业吸引力之中。

这是价格体系的一次演进，就像2021年实施小时电价一样自然而必要。它既有学术文献的支持，也有世界上大多数发达电力市场的实践作为依据。不仅如此，为确保这些服务能够年复一年地持续提供，由中长期模型完成的水价值计算也必须作出一致的更新。只有这样，水电站和火电厂才能协调运行，储存未来保障这些服务所需的水。

一个为辅助服务和灵活性定价、并使其与电能联合优化的新体系，并不能解决所有问题，但它能为投资指明方向，使投资对各类电源的新角色不再那么短视。

第5章

依靠补贴的扩张与用户的回应

2024–2025

本章内容

电力零售革命挑战监管 56
电力行业依靠补贴扩张的传奇 59

到2024年，居民用户已经做到了监管认为他们做不到的事。分布式发电来自接入配电网的小型光伏电站。规则中的一个漏洞，允许把分布式发电的电量抵扣额度分配给同一特许经营区内的其他用电单元。用户利用这一漏洞，在配电公司内部出资催生了买卖这类额度的平行市场，电费节省约20%。他们别无其他渠道。在受管制购电环境中，居民必须以管制电价向当地配电公司购电，无法选择供电商。这一事件表明，长期被认为被动的用户，一旦规则给他们留出途径，就会对价格作出大规模响应。

我把这看作关于市场如何形成的一课。只要存在稀缺，又有合作与交换的自由，市场即便在不利的规则下也会涌现并不断适应，就像生命适应环境的压力一样。因此，为用户自由化设置障碍只会适得其反。行业需要一份明确的议程，以经济上正确、高效且合乎伦理的方式过渡到自由选择。如果居民能够进入自由购电环境，即由用户自主选择供电商的市场，强势群体就更难维持只对自己有利的诉求。分布式发电也将不得不与零售售电商竞争，后者销售的是资本成本低得多的集中式电站所发的电。风险在于游说的老套路。每个市场主体都争取自己的补贴、临时禁令或立法附加条款，行业由此陷入囚徒困境。合作从长远看对所有人都有利，但每个主体的最优个体策略却是拒绝合作。

2025年2月，我转而讨论补贴的代价。能源发展账户于2002年依据第10.438号法律设立，目标明确，预算随市场增长而调整，并定于2027年终止。2013年，第579号临时措施取消了这一终止期限，并加入了新的补贴。此后，该账户从2012年的不足50亿雷亚尔猛增至2024年的400亿雷亚尔出头。享受输配电网使用费折扣的风电和光伏，是在这些补贴中占比最大的电源之一。电源结构的构成也发生了总量数字所看不出的变化。2010年水电站生产了约89%的电量，2024年可再生能源仍生产了87%。然而，不可控电源从2010年占总发电量的不到1%，增长到2024年占可再生能源发电的30%，系统的可控性随之下降。

直到2010年，可控电厂同时提供电能和灵活性，用户通过电能价格（以雷亚尔/兆瓦时计）为这一揽子服务付费。此后，风电和光伏的份额不断扩大，它们在供应电能的同时也消耗灵活性，而市场设计却从未随之更新。结果是三重补贴。第一重是直接补

贴，即输配电网使用费折扣。另外两重是间接补贴。可控电源弥补可再生能源的不确定性，却得不到应有的报酬；而可再生能源既不承担这一成本，也没有动力投资电池。矿产与能源部没有针对这一根源采取行动，而是开始讨论面向水电站、火电厂和电池的容量拍卖。我把这称为“依靠补贴扩张的传奇”，即利用市场保留（受保护的专属市场）来补贴一种电源的扩张，以解决另一种电源依靠补贴扩张所造成的问题。

核心观点

1. 分布式发电电量抵扣额度市场表明，居民用户会对价格作出大规模响应，他们通过受管制市场内部的一个平行市场，使电费节省约20%。
2. 只要稀缺与合作和交换的自由相遇，市场就会涌现，因此阻碍用户自由化只会适得其反。
3. 当每个市场主体都争取自己的补贴、临时禁令或立法附加条款时，行业就陷入了囚徒困境。
4. 能源发展账户在2013年失去了终止期限，从2012年的不足50亿雷亚尔增长到2024年的400亿雷亚尔出头。
5. 2010年至2024年间，可再生能源在发电量中的份额大体不变，但不可控电源从2010年占总发电量的不到1%，增长到2024年占可再生能源发电的30%。
6. 风电和光伏提供电能、消耗灵活性，而过时的设计给予它们三重补贴，一项直接，两项间接。
7. 按电源举行的容量拍卖重演同一套路，利用市场保留来修补此前补贴所造成的问题。

结论

这几年里，只要监管给用户留出渠道，他们就会对价格作出响应；补贴体系则用新的补贴来回应自身的副作用。用户的回应指向自由化和正确的价格信号。补贴体系则指向2026年的容量拍卖，第7章将对此展开分析。

本章文章

《电力零售革命挑战监管》于2024年6月19日发表于《经济价值报》（Valor Econômico），回应了分布式发电电量抵扣额度市场的爆发式增长，并由此论证了用户自由化的必要性。《电力行业依靠补贴扩张的传奇》于2025年2月14日发表于《经济价值报》，借助能源发展账户的历史和关于容量拍卖的争论，说明行业如何用更多补贴来修补补贴的副作用。文中还预告，缺少为灵活性定价的实时市场将是我下一篇文章的话题，而那篇文章正是第6章的开篇。

电力零售革命挑战监管

分布式发电电量抵扣额度市场的爆发式增长提醒我们，为用户自由化设置障碍只会适得其反

原标题: *Revolução no varejo elétrico desafia regulação*
Valor Econômico · 2024年6月19日
原文链接: valor.globo.com

摘要

爆发式增长、饱受争议的分布式发电电量抵扣额度市场表明，长期被认为无法对价格作出反应的居民用户，其实会大规模响应。借助监管漏洞，用户在配电公司内部出资催生了这类额度的平行市场，电费节省约20%。我认为，阻碍他们响应的，正是受管制市场本身的设计，居民在其中只能以管制电价向当地配电公司购电。市场的发展很像生命的演化。只要有稀缺，又有合作与交换的自由，市场即便在不利规则下也会涌现并适应。因此，为用户自由化设置障碍只会适得其反，行业需要一份明确的议程，以经济上正确、高效且合乎伦理的方式过渡到自由选择。向居民开放自由市场，会让强势群体谋求私利的诉求更难站得住脚。它还将迫使分布式发电与零售售电商竞争，后者销售资本支出低得多的集中式电站的电能。风险在于重拾游说的老套路，陷入囚徒困境，各方只争取自己的补贴、临时禁令或立法附加条款。其他平行市场还会出现，行业机构现在必须推进自由化，纠正价格信号。

近来行业转向零售领域，转向爆发式增长、饱受争议的分布式发电（DG）电量抵扣额度市场，这为我们洞察行业的未来提供了一些有趣的启示。

用户一度被认为是被动的、无法对价格作出反应，如今却绕过了整个行业，作出了大规模的响应。监管刚一出现漏洞，允许把DG抵扣额度分配给同一特许经营区内的用电单元，用户便出资

催生了一个名副其实的平行市场来买卖这些额度。这个市场就在配电公司的五脏六腑之中运作；在那里，约20%的节省缓解了数以千计居民用户的开支负担，他们一直被过多的补贴和行业的低效所累。然而，这一市场的发展表明，行业要确定一份连贯一致的市场化议程有多么困难，同时也暴露出推迟自由化、维持错误价格信号的危害。

说穿了，阻碍用户作出响应的，正是受管制购电环境（ACR）本身的设计；在这一市场板块中，居民用户必须以管制电价向当地配电公司购电。既然无法选择供电商，用户便以一种新的商业模式作出回应，从而获得了前所未有的成本下降。他们与DG开发商合作，采用共享电费账单的模式，并出资引入新技术，以远比一些配电公司更高效的方式管理电费账单。此外，由于DG折扣带来了成本下降，加入这一模式的用电单元的用电量明显增加。

这给行业上了重要的一课：当某些条件具备、又存在选择自由时，一种商品或服务的稀缺成本就像一股潜在的力量，对连接生产者与用户的整个经济、技术和监管回路施加压力。稀缺所造成的压力推动着思想和创新，而思想和创新又会渗过监管的毛孔，找到通往用户资金海洋的最短路径。DG与居民用户创造了一个范例，市场在一个受管制的板块中自发涌现，而设立这个板块，恰恰是因为人们认为那里不可能、也不应该存在市场。无论正当与否、公平与否，我们都必须承认，这是一个极其值得理解的重要现象。这是一个案例研究，其中有许多微妙之处，也为行业为确保用户拥有可持续的未来而必须迈出的下一步提供了诸多教训。

撇开尺度上的差异，市场的发展遵循着与维系生命演化的有机机制相类似的机制。没有人确切知道生命是如何开始的，但只要条件合适，生命就会出现，并与自然界固有的物理和化学机制相协调地发展。它抵御并适应环境的压力，找到与最初状态截然不同的平衡。这个生物学类比不仅富有诗意，也很务实。它提醒我们，市场的发展与人类的社会性和合作天性相协调，即使面对充满挑战的监管，也能找到适应和繁荣的途径。因此，在设计新的政策和监管规则时，我们必须考虑到市场的天然倾向，即只要存在为应对稀缺而合作与交换的可能，市场就会有机地涌现。随着用户与系统之间的合作变得越来越重要，我相信眼下正是这种情形。

因此，DG抵扣额度市场的爆发式增长清清楚楚地提醒我们，像近来一些尝试那样为用户自由化设置障碍，只会适得其反。从这个意义上说，把全部精力集中于为这场转型制定一份明确的行业议程，似乎更为合理，也更有成效。在这份议程中，我们必须优先找出经济上正确、高效且合乎伦理的机制，以实现从曾在过去发挥重要作用的现行模式，向基于自由选择和市场安排的新模式过渡。

把自由购电环境（ACL）扩展到居民用户，具有潜在的结构性好处。在一个高度分散的市场中，行业中强势群体要求作出明显只对本群体有利的决定，这类诉求将更难站得住脚。新冠账户（COVID账户）就是一个例子。自由化本身将对DG的无节制增长形成制衡；当DG必须与零售售电商竞争，而后者出售的是资本支出低得多的集中式电站所发的电时，DG将不得不重塑自身。新的平衡必然会出现，DG也必须调整其商业模式。不仅如此，我们还将不得不重新审视补贴在ACR与ACL之间的分配。一些艰难的对话势在必行。

然而，风险在于重拾游说的老套路。许多人宁愿让ACL和ACR保持原样，一边是低价，另一边则是管制电价高企的市场保留（受保护的专属市场）。阻碍电力行业前进的大恶正在于此，即行业变革议程在源头上的腐化。在当前的行事方式下，我们不去讨论如何保障自由选择、如何形成正确的价格信号以实现各类电源之间更可持续的平衡，反而纷纷争取更多针对个体的补贴。于是，我们陷入了博弈论中著名的囚徒困境的一个变体。在这一困境中，我们知道，所有主体之间的合作将为每个人带来更大的长期利益。然而，在现状之下，单个主体的最优策略却变成了不合作，转而争取自己的补贴、临时禁令或各自偏爱的立法附加条款（俗称“jabuti”）。著名的约翰·纳什（John Nash）证明了非合作博弈中这类均衡的存在；他大概就会这样解释我们今天在电力行业所经历的局面。

居民用户已经证明自己能够对价格信号作出反应；由于他们一直受到忽视，其他平行市场的出现只是时间问题。现在，轮到行业机构挺身而出，推进自由化议程，纠正价格信号和激励机制。

电力行业依靠补贴扩张的传奇

国家利用市场保留来补贴一种电源的扩张，以解决另一种电源依靠补贴扩张所造成的问题

原标题: *A saga da expansão por subsídios no setor elétrico*
Valor Econômico · 2025年2月14日
原文链接: valor.globo.com

摘要

我认为，巴西电力行业惯于用更多补贴修补补贴的副作用，能源发展账户和容量拍卖就是明证。该账户设立于2002年，目标明确，预算与市场增长挂钩，定于2027年终止。2013年，臭名昭著的第579号临时措施取消了这一期限并加入新补贴。此后，该账户从2012年的不足50亿雷亚尔猛增至2024年的400亿雷亚尔出头。享受输配电网使用费折扣的风电和光伏，是这些补贴的主要受益者之一。2024年，可再生能源仍占发电量的87%，接近2010年仅水电就达到的89%。但不可控电源从不足发电量的1%升至可再生能源发电的30%，系统失去了可控性。这些电源提供电能却消耗灵活性，而市场设计从未更新。结果是三重补贴，一项直接，两项间接。按电源举行的容量拍卖以市场保留（受保护的专属市场）重演同一套路，却没有为灵活性定价的实时市场。立法者和监管机构应避免用简单方案应对复杂问题，并借助学术界更公正的观点。

巴西电力市场面临着结构性挑战，而一套偏离了初衷的补贴体系又使这些挑战雪上加霜。能源发展账户（CDE）的案例典型地说明，设计欠佳的公共政策所造成的失衡和不必要补贴的长期维持，如何可能引发监管上的“短路”，并以连锁效应危及整个行业的可持续性。本文旨在通过CDE和容量拍卖的例子，说明巴西电力行业试图用更多补贴来修补补贴副作用的倾向。

CDE于2002年依据第10.438号法律设立，目标明确：促进巴西的能源发展，保障电力的普遍接入，并为可再生能源提供战略性补

贴资金。CDE的运作逻辑也可以预期，预算随市场增长而调整，并设定于2027年终止。这一最初的模式力求在资源配置上实现平衡与效率，同时不对电价造成过大冲击。

2013年，臭名昭著的第579号临时措施（第12.783号法律）出台之后，CDE的初衷被扭曲得面目全非。2027年的终止期限被取消，新的补贴被纳入该账户，例如对可再生能源和煤炭的新激励，以及对孤立电力系统供电成本的补偿。这一措施的影响是CDE开始呈指数式增长，从2012年的不足50亿雷亚尔猛增至2024年的400亿雷亚尔出头。由于缺乏明确的上限，该账户变成了一个几乎没有限度的资源转移机制，受政治游说和极不透明的议程所左右。

目前在CDE补贴中占比最大的电源之列，就有间歇性、不可控的可再生能源（风电和光伏）。这些电源（由于现行监管给予的激励，也被称为“激励型电源”）过去是、将来也仍将是能源结构多元化的关键，但它们已发展到相当成熟的阶段，有必要重新审视对它们的补贴。给予这些电源的激励之一，是输配电网使用费（即使用输电系统的成本）折扣，这在实际上使发电商和用户分享了这一好处。然而，维持这些激励已经在各类电源之间造成了结构性失衡，并扭曲了无数市场激励。

直到2010年，不可控的可再生能源在巴西总发电量中所占比重还不到1%。而作为可控的可再生能源，水电站在当年生产了全国约89%的电能。2024年，巴西可再生能源发电的总体比重几乎没有变化，达到总发电量的87%。然而，不可控电源在可再生能源发电结构中的比重大幅上升，达到30%。结果，2010年至2024年间，巴西电力系统的可控性显著下降。

在这一背景下，直到2010年，传统可控电源一直是电能和灵活性的主要提供者（为简便起见，我在这里把满足高峰负荷所需的可控性、调节出力的灵活性以及全部辅助服务都包括在内）。用户通过前者的交易量，即所供应的电能，按雷亚尔/兆瓦时为这一揽子服务付费。然而，从2014年起，一类新型市场主体在市场中占据了更大份额，并对现行设计提出了挑战，这就是不可控的可再生能源。有意思的是，这些电源进入市场时，同时扮演着供应者和用户的角色，它们提供电能，却消耗灵活性。但巴西市场与国际经验背道而驰，没有针对这一新局面作出更新。

这种错配严重抑制了用于保障高峰负荷供电的可控电源的积极性，实际上等于对不可控可再生能源给予了三重补贴。第一重是

行业直接补贴，来自输配电网使用费折扣。第二重和第三重是间接补贴，源于过时的市场设计所造成的电源之间缺乏公平竞争环境。如今，可控电源不得不弥补不可控可再生能源所带来的不确定性和不灵活性，却得不到应有的报酬；而不可控可再生能源既无须承担这些成本，也没有动力投资电池储能。

矿产与能源部没有直接针对这一巨大失衡的根源采取行动，而是开始讨论面向水电站、火电厂和电池的容量拍卖。然而，风险在于我们会沿用把我们带到今天这一步的同一套路，只不过这一次换成了可控电源。说到补贴，最容易的办法通常也是最糟糕的办法。我们已经在讨论按电源类别举行拍卖，而围绕哪种技术将拿下第一份灵活性需求的争夺也已经开始。当前关于新的容量拍卖和电量拍卖、关于哪种电源应在提供各类产品时享有优先权的讨论，大多忽视了电源内在的多属性本质，也忽视了现有关于如何高效拍卖这些服务的知识。

此外，我们正在讨论在巨大不确定性之下，为实时运行长期预先签约大批容量和灵活性，却连一个能够为灵活性缺口定价、并向多年来一直提供灵活性的主体支付报酬的实时市场都没有（这是我下一篇文章的话题）。这就是巴西电力行业依靠补贴扩张的传奇：我们将利用市场保留（受保护的专属市场）来补贴一种电源的扩张，以解决另一种电源依靠补贴扩张所造成的问题。

我不想落入“都是游说集团的错”这种俗套；我相信每个人都有权捍卫自己的观点和方案。尽管如此，最终拍板的是立法者和监管机构。因此，他们应当提防用简单方案应对复杂问题的陷阱。他们忘了，整个学术界都可以为其所用，学术界能够提供更为公正的观点，帮助作出更有效的决策。

第6章

追寻逝去的灵活性

2025

本章内容

追寻逝去的灵活性 66
为电力市场中的电能与灵活性定价 70

导言

在20世纪80年代和90年代，国际航班常用大型波音747客机，每位乘客最多可以免费托运两件32公斤的行李。当时空间充裕，一件行李的边际成本很低，航空公司出售的是全包票价。后来，更小、更省油的飞机让行李与乘客争夺空间，航空公司便开始对座位和行李分别收费。2025年，我借用这个故事来解释巴西电力市场。这个类比并不完美，但在2004年进行上一轮行业改革时，巴西电力系统中水电占90%，水电站拥有巨大的短期灵活性。我们当时采用的设计只对电能这一稀缺产品收费，并假定灵活性会捆绑其中一并提供，边际成本为零。

直到2010年，约90%的发电量来自水电，其余几乎全部来自火电，这使供应具有很高的可控程度。从2010年起，巴西以补贴鼓励风电和光伏发展，这些补贴本意是提供初始推动，结果却演变成不可控电源在输电网和配电网中无节制、无协调的增长。2010年至2024年间，负荷增长约45%，新水库的建设却停止了，于是由风电和光伏填补缺口。这些电源提供电能，却消耗灵活性。在巴西东北部，每100兆瓦时的预期风电出力，就有6兆瓦时的水电出力被预留为二次备用。二次备用是在实时运行中维持系统平衡的辅助服务之一。这些服务既不按供求关系定价，也不按供求关系获得报酬。临界点出现在2023年8月15日，当天一场大停电波及25个州和联邦区。此后，运营商对风电和光伏实施弃电的频率大幅提高，分布式发电也开始在配电网中造成潮流反向。

容量拍卖成了时下的热门方案。它们照搬了受管制市场中僵化的长期合约，这些合约与巴西官方的广义消费者价格指数挂钩。这些拍卖还为特定电源保留需求，并优先照顾那些可变成本可能超过现货价格上限的火电厂。它们还与自由市场中较短期的合约相冲突，也与计划于2030年实现的自由化相冲突。替代方案早在2017年的第33号公众咨询中就已摆上桌面。其中最重要的步骤之一，是发展序贯实时市场。在这类市场中，未能交付其计划电量的发电机组，须按实时价格购买短缺部分，并以此向提供灵活性的一方付费，无论其采用何种技术。需求响应表明，用户也能提供这种灵活性。监管机构于2022年设立的一项自愿计划，为大用户负荷削减的日调度提供了一个显性报价市场；到2024年10月，其规模已超过9吉瓦时。这一计划还揭示了价格与

真实运行成本之间的差距有多大。现货价格常常低于100雷亚尔/兆瓦时，而在价格形成模型之外调度的火电厂，其可变成本却超过1000雷亚尔/兆瓦时。

最后要寻找的地方是配电网。我称之为“深层系统”（deep system），因为它是行业中最深、开发最少的灵活性层。它是灵活性的“盐下层”，储量巨大，开采却更难。具备自动限发和储能功能的分布式发电、智能电价，以及住宅和商业自动化系统，都可以聚合起来，由此形成的灵活性则可以通过聚合商在配电公司与国家运营商之间实时交易。这需要在国家运营商与配电系统运营商之间建立新的通信协议。2025年8月，我以一项主张为这一论证作结。灵活性必须被视为一组有别于电能的产品，向需求方收费，并向供给方付费。在得克萨斯州，电池已经提供了90%的调频服务，其收入的很大一部分来自辅助服务市场。如果不改进短期市场，就把行业锁定在长达数十年、按电源划分的容量合约之中，只会加剧行业竞争的缺失。

核心观点

1. 直到2010年，约90%为水电、其余几乎全为火电的电源结构，使巴西的电力供应具有很高的可控程度。
2. 本为风电和光伏提供初始推动的补贴，演变成不可控电源在输电网和配电网中无协调的增长，而2023年8月15日的大停电标志着临界点的到来。
3. 2004年的设计只对电能收费，并假定灵活性会捆绑其中一并提供，边际成本为零，就像波音747时代的全包票价一样。
4. 2010年至2024年间，负荷增长约45%，水库建设停止，灵活性因而变得稀缺，而辅助服务仍然没有价格。
5. 容量拍卖照搬受管制市场中僵化、与通胀挂钩的合约，为特定电源保留需求，并与计划于2030年实现的自由化相冲突。
6. 第33号公众咨询早已提出的序贯实时市场，会按边际运行成本向弥补偏差的一方付费，无论其采用何种技术。

7 2022年设立的需求响应计划到2024年10月已超过9吉瓦时，并揭示出现货价格常常低于100雷亚尔/兆瓦时，而在价格模型之外调度的火电厂成本却超过1000雷亚尔/兆瓦时。

8 配电网是最深的灵活性层，要触及它，需要聚合商，也需要国家运营商与配电系统运营商之间的新协议。

结论

到2025年，灵活性丧失的原因已经清楚。2004年的设计只为电能定价，补贴使消耗灵活性的电源成倍增加，而市场没有给提供灵活性的一方任何价格。出路在于把实时市场、辅助服务价格，以及用户和配电网的灵活性结合起来。其中第一项自2017年起就已摆上桌面。正如我在《为电力市场中的电能与灵活性定价》结尾所写，我们需要一条中间道路，一条更具结构性、更可持续的道路。

本章文章

《追寻逝去的灵活性》于2025年3月7日发表于MegaWhat，正是上一章末尾所预告的那篇文章。它为灵活性的丧失标定了时间，批评了容量拍卖，并指出实时市场、需求响应和配电网是可以找到灵活性的地方。《为电力市场中的电能与灵活性定价》于2025年8月25日发表于《经济价值报》（Valor Econômico），借机票价格的拆分来解释这一问题，列举了对可再生能源的三项补贴，并论证灵活性必须作为有别于电能的产品来定价。

追寻逝去的灵活性

原标题: *Em busca da flexibilidade perdida*
MegaWhat · 2025年3月7日
原文链接: megawhat.energy

摘要

直到2010年，巴西约90%的发电量来自水电，其余几乎全是火电，供应高度可控。本为风电和光伏提供初始推动的补贴，变成了不可控电源在输配电网中无节制、无协调的增长。2023年8月15日波及25个州和联邦区的大停电是临界点。弃电频繁，分布式发电在配电网中造成潮流反向。时下热门的容量拍卖照搬受管制市场僵化、与通胀挂钩的长期合约，按电源设立市场保留（受保护的专属市场），并与2030年的自由化计划相冲突。我认为，第33号公众咨询的改革议程已给出替代方案。在序贯实时市场中，未能交付者按实时价格补购缺额，并向提供灵活性者付费，不论技术。2022年设立的需求响应计划到2024年10月已超过9吉瓦时。它揭示出现货价格常低于100雷亚尔/兆瓦时，而在价格模型外调度的火电厂成本超过1000雷亚尔/兆瓦时。追寻的最后一站是配电网，即深藏的灵活性“盐下层”，有待聚合商及国家运营商与配电系统运营商间的新协议来开发。

巴西电力系统曾经主要依靠可控的，或者说灵活的电源。直到2010年，约90%的发电量来自水电，其余几乎全部由火电厂生产，这使能源供应在面对需求的短期和长期波动时具有很高的可控程度。

为了利用系统的高度可控性，以可再生、多元化的电源扩充能源结构，巴西从2010年起鼓励建设风电场和光伏电站。其目的是抑制化石燃料火电厂的使用，并减少对环境影响较大的大型水库式水电站的依赖。对这些技术的初期支持以补贴为基础，旨在加快它们走向具有竞争力的成熟阶段。

然而，正如《电力行业依靠补贴扩张的传奇》一文（原题“A Saga da Expansão por Subsídios do Setor Elétrico”，刊于《经济价值报》（Valor Econômico）评论专栏，2025年2月14日）所述，这些补贴的初衷已被严重颠覆。它们没有成为新电源的初始推动力，反而成了扭曲行业扩张的机制，助长了不可控资源在主干输电网和配电网中无节制、无协调的增长。

2023年8月15日，这种增长到达了临界点，当天一场大范围停电波及25个州和联邦区。在事故的诸多原因中，尤为突出的是风电场向国家电力系统运营商（ONS）申报的响应时间并不恰当，这削弱了功率平衡服务的可靠性。

作为应对，ONS开始以远高于以往的频率，出于运行原因对风电和光伏实施弃电。在配电层面，问题既出现在商业上，也出现在技术上。商业上，分布式发电（DG）冲击了受管制市场，使用电量减少了数千兆瓦；技术上，潮流反向影响了保护系统，并导致变压器过载。因此，尽管ONS既无权限也无技术能力在配电层面实施与高压电网同样的弃电，一些配电公司还是开始以行政手段阻挠新的DG并网。

在这种背景下，容量拍卖成了时下的热门方案。火电厂大量参与，合约与过去的可用容量合约非常相似，灵活性则由一些公式来界定，这些公式偏向响应时间更短、最小出力更低的电源。尽管这一举措有可能吸引能为系统贡献灵活性的新发电商，但这一策略存在明显的局限，值得注意：

第一，容量拍卖照搬了受管制环境中的长期合约模式。事实已经证明，这种模式既昂贵，因为它与巴西广义消费者价格指数（IPCA）挂钩，而这一官方物价指数与本行业脱节；又过于僵化，难以应对需求在中长期的波动。尽管如此，长期合约的设计仍在沿用，而无视未来对这些产品的真实需求存在巨大不确定性，也无视新型储能技术和其他电源成本下降的趋势。

第二，这些拍卖将造成市场保留（受保护的专属市场），举行只面向特定电源的拍卖，并优先照顾那些可变成本可能超过现货价格（PLD，即差额结算价格）上限的火电厂，却没有触及问题的根源，即补贴过多，以及缺乏与运行现实相一致的市场价格信号。此外，新的拍卖与基于较短期合约（一般不超过5年）的扩张思路相冲突；这类合约在自由购电环境（ACL）中广泛交易，也是计划于2030年实现的行业自由化逻辑的基础。

与矿产与能源部（MME）通过容量拍卖获取新灵活性的策略形成对照的，是第33号公众咨询（CP 33）成果中提出的短期市场设计改革议程。朝这个方向迈出的最重要的步骤之一，是发展序贯实时市场。在这类市场中，每当一台承诺交付一定兆瓦时电量的发电机组未能履行义务，它就必须按实时市场价格购买其短缺部分，从而为那些表现出灵活性的发电机组提供资金；这些机组调整了前一天为其安排的出力水平，以弥补由此造成的不平衡。

因此，缺口是由水电站还是由配有储能的混合电站来填补，都无关紧要。为所造成的成本支付的款项，将流向解决问题的一方，无论其属于何种电源。此外，这笔支付将以系统的边际运行成本为基础，从而激励任何能在每个时刻带来所需灵活性的创新。这样，实时市场不仅能更精确地优化全天的资源利用，还建立起一种无歧视、技术中立的机制，向所有以自身灵活性帮助弥补不灵活资源所造成缺口的主体支付报酬。这纠正了我们现行市场设计中的许多不公。

当前，行业在激励灵活性方面正逐渐偏离市场化议程，而新的自愿需求响应（DR）计划是一个例外。这一计划依据巴西国家电力监管局（ANEEL）第1.040/2022号规范性决议设立；需求响应这一历来被低估的资源，似乎终于在巴西电力行业找到了合适的时机和恰当的设计。此外，DR的出现一劳永逸地证明，用户确实会对价格信号作出反应。

新的DR计划让大用户在关于电力行业如何获取灵活性的讨论中扮演了主角。ONS和电能交易所（CCEE）以市场化的形式进行创新，为DR的日调度建立了一个显性报价市场；到2024年10月，该市场的规模已超过9吉瓦时。借助DR，运营商可以挖掘工业灵活性中巨大而尚未开发的潜力，并为过去完全由发电商承担的基本服务支付报酬。

此外，DR还揭示了行业中一个刺眼的差异。现货价格（PLD）常常低于100雷亚尔/兆瓦时，而在价格形成模型之外调度的火电厂，即在所谓“post-DESSEM”流程（在日前调度模型DESSEM之后进行的调度）中调用的火电厂，其可变成本却超过了1000雷亚尔/兆瓦时。由此，DR表明行业的电价远远没有像其应有的那样，反映满足负荷的真实运行成本。因此，DR为系统带来的好处显而易见：

1. 它根据系统对灵活性的真实需求，为用户自愿向系统提供服务的报价支付报酬，价格则与替代更昂贵的化石燃料火电厂的机会成本相关联。
2. 它为用户开辟了一项新的重要收入来源；用户提供的灵活性往往本来就闲置可用，而他们因此获得的报酬高于其机会成本。
3. 它为运营商的选项增添了一种响应几乎瞬时的高价值产品；这类产品在巴西尚处于起步阶段，但在更成熟的系统中已出现在许多市场里，从中期拍卖到辅助服务，不一而足。
4. 最后，它极有助于减少可再生能源弃电和降低排放，并为新技术和新商业模式开辟道路，这些技术和模式将提高分布式资源的利用效率。

终于，我们来到了寻找灵活性的最后一站。我们来到了配电公司，即“深层系统”（deep system），这是电力行业中最深、至今仍未开发的灵活性层。

配电公司意味着发现了灵活性的“盐下层”，好比巴西近海深埋在厚盐层之下的巨型油田。然而，这里的储量固然巨大，开采起来也要困难一些。挑战既涉及监管改革，也涉及技术。

开发商可以通过专门的应用程序，推出具备自动限发和储能功能的新型DG产品，以规避上网电量与用电量之间日益悬殊的电价。另一方面，智能电价可以通过价格信号，或通过住宅和商业自动化系统，让用户参与进来。所有这些服务都可以聚合起来，由此形成的灵活性则可以通过聚合商在配电公司与ONS之间实时交易。然而，开启这场革命的钥匙在于在ONS与配电系统运营商（DSO）之间建立新的通信协议；这场革命已经在其他好几个同样曾苦于灵活性不足、而更为成熟的系统中发生过。

尽管CP 33已经勾勒出一份积极的议程，以吸引所需的灵活性，在尽可能少依赖补贴和化石燃料发电方案的前提下接纳更多可再生能源，但殖民时代的掠夺式开采观念似乎刻在我们的基因里。我们不断攫取这个几乎坐拥各类丰富能源资源的国家的财富，却没有拿出一分一毫，为它打下迈向可持续未来的基础。“不产生财富的财富。”问题依然摆在那里：我们是终于要把这个市场组织起来，让它创造长期价值，还是继续受制于短视、市场保留和一时的宠儿？

为电力市场中的电能与灵活性定价

市场设计的最终结果是供电可靠性下降、用户电价上涨，以及向可再生能源发出极其糟糕的信号，而这些电源本来早已可以全面转向配备电池的混合模式

原标题: *Precificando energia e flexibilidade no mercado de eletricidade*
Valor Econômico · 2025年8月25日
原文链接: valor.globo.com

摘要

我以机票的拆分定价类比巴西电力市场。20世纪80年代和90年代，大型波音747让每位乘客以全包票价托运两件32公斤的行李。更小、更省油的飞机让行李与乘客争夺空间，航空公司开始对座位和行李分别收费，巴西直到2017年才跟进。2004年的电力改革针对一个90%依靠水电的系统，沿用了波音747时代的定价体系，只对电能收费，假定灵活性捆绑其中，没有边际成本。2010年至2024年负荷增长约45%，水库建设停止，提供电能却消耗灵活性的风电和光伏填补了缺口。在巴西东北部，每100兆瓦时预期风电出力需预留6兆瓦时水电出力作二次备用。然而，辅助服务并不按供求定价，可再生能源还享受三项补贴，包括输配电网使用费50%的折扣。在得克萨斯州，电池已提供90%的调频服务。我认为，灵活性必须作为有别于电能的产品定价。若不改进短期市场，按电源举行的容量拍卖只会加剧竞争缺失。我们需要一条更具结构性、更可持续的中间道路。

在20世纪80年代和90年代，国际航班普遍使用大型波音747客机，这种飞机装有四台发动机，座位间距宽敞。它的动力和体量如此富余，以至于每位乘客最多可以托运两件32公斤的行李。由于真正起约束作用的是座位数，而一件行李的边际成本很低，航空业采用的是全包模式，乘客为座位付费，携带行李则无需额外付费。

随着全球化和竞争加剧，燃油效率成为首要考量，飞机因此变得更小，每公斤运输成本也随之降低。可用空间减少后，行李开始与乘客直接争夺空间。全球市场的应对之道是把产品拆分开来，对座位和行李分别收费，从而在乘客对行李公斤数的需求与航空公司为此承担的机会成本之间实现更好的平衡。

在巴西，监管坚持单一定价模式的时间比世界其他地方长得多，直到2017年才引入拆分收费。结果，定价模式与新型飞机现实之间的脱节，不仅推迟了巴西加入廉价航空革命的步伐，还造成了市场摩擦，给旅客带来了额外成本。

这个类比并不完美，但电力行业当前的态势与此相似。上一轮行业改革是在2004年，当时巴西电力系统中水电占90%。这些电站的中长期发电量虽然受到来水不确定性的制约，却拥有巨大的短期运行灵活性（即迅速调整出力、帮助系统运营商平衡供需的能力）。于是，我们采用了一套波音747时代的定价体系：只对稀缺的产品，也就是电能收费，并假定灵活性会捆绑在其中一并提供，边际成本为零。

正如航空业不得不调整机队以提高运营效率，电力行业也不得不适应负荷的增长，而仅在2010年至2024年间，负荷就增长了约45%。随着新水库建设的停止，保持可再生能源发电结构的唯一途径，就是扩大（本质上具有间歇性的）风电和光伏发电。然而，与既提供电能又提供灵活性的传统可控电源不同，风电和光伏只提供电能，却消耗灵活性。

例如，火电厂每天都要重新安排计划，以补充可再生能源发电；水电站则在正午减少出力，在日落时迅速爬坡，使系统既能消纳预期的发电曲线，又能应对风电和光伏的实时不确定性。在巴西东北部，每100兆瓦时的预期风电出力，就有6兆瓦时的水电出力被预留为二次备用；二次备用属于辅助服务，是灵活性的关键要素。在南部，这一数字升至16兆瓦时。[1]随着集中式和分布式光伏发电的快速扩张，灵活性已变得稀缺，并开始与电能这一产品相竞争；电能是唯一由短期电价支付报酬的产品，也是为合同销售提供背书的产品。

[1] 按照国家电力系统运营商（ONS）的标准，南部的数值为15兆瓦时；原发表版本印作16兆瓦时。

然而，尽管辅助服务在弥补可再生能源不确定性和维持系统可靠性方面发挥着至关重要且日益增长的作用，它们却既不按供求关系定价，也不按供求关系获得报酬。这抹去了其稀缺性的信号，也消除了对提供这种灵活性的技术进行新投资的激励。

巴西再一次重蹈覆辙，坚持让价格与运行现实相互脱节。除了维持单一的定价机制，国家还在补贴那些消耗灵活性的技术。如今，可再生能源享受三类补贴：（1）输配电网使用费50%的折扣；（2）免于分担辅助服务；（3）免于为备用需求的增加付费，而这些备用由水电站等电源提供。这一设计的结果是系统可靠性下降、用户电价上涨，并向可再生能源发出极其糟糕的信号，而这些电源本来早已可以采用配备电池的混合配置运行。作为参照，美国得克萨斯州的系统运营商，即得克萨斯州电力可靠性委员会（ERCOT）的最新数据显示，电池已经提供了90%的调频服务，其收入的很大一部分来自辅助服务市场。

如果设计得当，这些市场不仅能通过加强或抑制对能够提供灵活性的技术的激励来提高系统可靠性，还能为长期机制的定价树立基准。推进这一议程，意味着（1）培育储能和需求响应领域的新业务，（2）纠正多年来一直在提供这些服务的火电厂和水电站的报酬。在这样的环境中，对灵活性的激励将变得技术中立，由这一属性的供求动态来引导，而不是靠更多的补贴。因此，恰当的做法是把通过这些服务获得的各类灵活性视为有别于电能的产品，向需求方收费，并向供给方支付合理的报酬。

然而，我们没有去设计辅助服务市场，也没有去改进本已过时的电能市场（例如引入更精细、更接近实时的第二次结算），反而在讨论把容量储备拍卖的结果锁定几十年，而这些拍卖的设计饱受质疑。这些拍卖包含固定收入逐年上涨的合约，尽管全球灵活性设备的价格呈下降趋势；它们还为特定技术，主要是排放更高、可变成本高得离谱的火电厂，设置了市场保留（受保护的专属市场）。同样，这个类比并不完美，但请想象一下：如果为了出行，我们必须为未来20年每年打算携带的所有行李预先签约，却不知道自己会踏上哪些旅程，不知道机票的市场价格会是多少，甚至不知道在这么长的时间里这样做是否还有意义，那会是什么情形?

如果不改进短期市场（包括灵活性），而是通过面向特定电源的容量拍卖来扩大发电，只会加剧行业当前竞争不足、缺乏公平

竞争环境和效率低下的问题。我们需要一条中间道路，一条更具结构性、更可持续的道路。

第7章

既非市场，也非规划：2026年的容量拍卖

2026

本章内容

既非市场，也非规划：扩张靠的是补贴 78
巴西2026年容量储备拍卖的五个问题 81
电力行业与错失机遇的国度 88
巴西电力行业的监管壁垒与电池拍卖 92

导言

2026年3月18日，巴西的容量储备拍卖签约了18977兆瓦容量，其中火电16.47吉瓦，水电2.5吉瓦。年成本约389亿雷亚尔，在10至15年的合约期内总支出约5150亿雷亚尔。按39.5万美元/兆瓦·年计，这一价格是美国PJM互联电网最近一次2026/27年度容量拍卖价格的3.8倍。这场拍卖想要解决的问题是真实存在的。2025年，国家电力系统运营商估计，到2029年因容量不足而失负荷的概率为96%，并预计此后五年80%的白天时段需要弃电。问题源于受补贴的光伏发电，其出力在日落时下降，造成巨大的净负荷爬坡。净负荷是扣除光伏和风电出力之后、留给可控电站的那部分需求。在本章的四篇文章中，我质疑的是为解决这一问题所选择的工具。

容量合约为电厂保持可用而付费，却不要求其向用户交付电能。用户通过附加费为可用容量付费，而每当电厂发电时，仍要按市场价格购买电能。与特定电源的遴选相结合，这笔固定收入就起到了补贴的作用。它还造成了风险分配不均，因为发电商锁定了收入、免受低价冲击，用户却没有获得能在高价时保护自己的电能权利。一旦出现危机，发电商便从市场转向索赔和诉讼。在二十年间支撑新建电源拍卖的可用容量合约则不同，因为它们类似看涨期权。当火电厂被调度发电时，电能归用户所有，由用户向电厂偿付其可变成本，从而限制了用户在高企的短期价格面前的风险敞口。

拍卖结束一周后，我指出，它没有走扩张的两条正当路径中的任何一条。一条相信市场信号能够揭示成本、引导投资。另一条依靠集中规划，借助能够内化约束、不确定性以及电源之间互补性的模型。这场拍卖两种模式的基本要素都不具备，因此连两者的混合都算不上。采购数量和电源都是以行政方式选定的，这场拍卖更像一种招标式补贴。补贴很少单独出现。政府当时已在安排公共融资，以推迟由早先补贴推高的电价上调，这有可能搭起一座补贴金字塔。5月，我列出了五个激励问题：（1）保障性收入令人上瘾，并引发争抢新拍卖的竞赛；（2）市场设计尚未为这类合约做好准备；（3）需求由机构确定，而这些机构对停电的恐惧远远超过对在多年间摊薄的电价上涨的顾虑；（4）单一购买方进行成本传导，把商业纠纷变成监管纠纷；（5）拍卖助长监管惰

性。就第二个问题而言，巴西没有实时市场，辅助服务没有合理的价格，也没有双结算机制，因此项目几乎把全部可行性都寄托在固定收入上。在双结算机制下，每一笔偏离日前计划的偏差都会按实时价格再结算一次。而在巴西，我们却试图从终点起步。领先我们约15年的市场表明，短期价格形成必须先行。

6月，我提出，更深层的问题是白天的电力过剩，傍晚爬坡只是它的后果之一。过剩电量很大一部分来自配电网内部的分布式光伏。配电公司的本地灵活性市场，配合实时价格和双结算机制，能够从源头上解决这一问题。在这些市场中，聚合商协调发电设施、电池和用户。只依赖容量拍卖，等于放弃了三种未来：投资电池的用户，成为有偿灵活性资产的分布式发电，以及批发与零售融为一体的市场。同样的模式在国家互联电力系统的首次电池拍卖中再次出现，其公众咨询于7月30日启动，我在8月就此撰文。竞争性拍卖仍然必须以行政方式回答那些面对一致价格的市场主体本可自行回答的问题。由于储能的成因和受益者都可以识别，通过市场迈出第一步触手可及。两段经验表明，市场主体会对价格作出反应。在2001年限电配给期间，用户自己选择了更高效的电器；在得克萨斯州，电池之间的竞争压低了辅助服务价格。

核心观点

1. 2026年3月18日的拍卖以每年约389亿雷亚尔签下18977兆瓦容量，10至15年合计约5150亿雷亚尔，价格是PJM互联电网最近一次年度容量价格的3.8倍。
2. 容量合约为可用容量付费，却不向用户交付电能，与电源遴选相结合，就起到了补贴的作用。
3. 风险分配不对称，因为发电商免受低价冲击，用户却仍然暴露在高价之下。
4. 这场拍卖既不走市场路线，也不走一体化规划路线，它所产生的补贴往往会催生新的补贴，有可能形成补贴金字塔。

5 由此产生五个激励问题：对保障性收入上瘾、市场设计尚未为容量合约做好准备、以行政方式确定的需求、进行成本传导的单一购买方，以及监管惰性。

6 领先巴西约15年的市场表明，改革的顺序很重要，短期价格形成必须先行。

7 更深层的问题是配电侧白天的电力过剩，本地灵活性市场、实时价格和双结算机制能够从源头上解决它。

8 2026年的电池拍卖重复了这一模式，尽管储能的成因和受益者都可以识别，使通过市场迈出第一步触手可及。

结论

2026年，巴西选择了一条既在市场之外、也在一体化规划之外的扩张路线，价格远高于国际参照，风险主要由用户承担。正如我在8月所写，顺序很重要。价格必须先说出系统运行的真相，容量或储能合约随后才能对其加以补充。如果在理顺价格之前就采购容量，价格未能揭示的成本就会转移到合约的固定收入之中。

本章文章

《既非市场，也非规划：扩张靠的是补贴》于2026年3月25日发表于CNN Brasil，距拍卖仅一周，文章将这场拍卖与扩张的两条正当路径相对照，并警示补贴金字塔的风险。《巴西2026年容量储备拍卖的五个问题》于2026年5月20日发表于LinkedIn，详细阐述了五个激励问题，并给出支持价格先行的国际经验。《电力行业与错失机遇的国度》于2026年6月9日发表于《经济价值报》（Valor Econômico），把这场拍卖与运营商自己的警告以及白天的电力过剩相对照，并指出它所放弃的三种未来。《巴西电力行业的监管壁垒与电池拍卖》于2026年8月19日发表于CNN Brasil，把同样的推理用于首次电池拍卖。

既非市场，也非规划：扩张靠的是补贴

原标题: *Nem mercado, nem planejamento, a expansão é por subsídio*
CNN Brasil · 2026年3月25日
原文链接: cnnbrasil.com.br

摘要

2026年3月18日，巴西容量储备拍卖以每年约389亿雷亚尔签下18977兆瓦容量，10至15年合计约5150亿雷亚尔。这些数值几乎超过所有国际基准，但我关注的是拍卖所开创的系统扩张方式。问题确实存在。受补贴的间歇性可再生能源造成了大幅光伏净负荷爬坡。然而，容量合约为电厂的可用容量付费，却不要求其交付和结算电能。发电商借此锁定收入、规避低价，用户则经由附加费买单，却没有抵御高价的电能权利。危机一来，发电商便从市场转向索赔和诉讼。数量和电源均由行政选定，拍卖因此近似招标式补贴。扩张有市场和集中规划两条正当路径，它都没走，连两者的混合都算不上。补贴很少单独出现。政府已在安排公共融资，以推迟过去补贴引发的电价上调，这些补贴仅去年就给能源发展账户增添了500亿雷亚尔。风险在于形成补贴金字塔。将这类拍卖定为扩张主轴之前，我们必须追问，它们是在高效采购灵活性、容量和电能，还是只在重复老捷径。

2026年3月18日举行的容量储备拍卖（LRCAP）签约了18977兆瓦容量，预计投资645亿雷亚尔，年成本约389亿雷亚尔，在10至15年的合约期内总支出约5150亿雷亚尔。这些数值几乎超过了所有国际基准，也超过了巴西本国以往拍卖中所要求的收入水平。但本文的重点不在价格，而在于我们正在打造的市场设计，以及系统扩张的方式。

LRCAP的思路很简单，就是采购额外容量，在满足负荷高峰或爬坡时保障安全和灵活性。问题的根源同样清楚，即光伏发电造成的巨大净负荷爬坡，而这又是补贴间歇性可再生能源（集中式

和分布式）所驱动的无序扩张的直接后果。因此，要问的不是是否存在问题，存在问题已经很清楚。要问的是如何解决它。

在这次拍卖中，我们采用了容量合约的思路。容量合约按电厂容量的可用性向其支付报酬，却不要求电厂在合约期内向市场交付并结算一定数量的电能。然而，不同电源在不同时段提供电能和容量的比例各不相同，因此风险在于，我们并没有用合适的产品和机制，去采购一个能够解决系统问题的高效电源组合。

这一风险以多种方式显现。例如，在竞争不足的容量拍卖中，发电商理所当然地寻求降低风险，往往会按照仅凭容量收入就能让项目完全可行的水平报价，而不计入售电利润，即便在价格结构性偏高的情景下也是如此。这也源于众多可用性条款，它们给发电商带来了若干不容小觑的风险。

在这种情况下，该机制无法单独揭示容量这一属性的价值，最终诱导出为整个打包产品付费的结果。然而，结果是不对称的。发电商锁定了收入，免受低价情景的冲击；同样具有风险规避倾向的用户，却没有获得能在高价情景下保护自己的电能结算权利。

更糟的是，在危机时期，发电商的激励可能完全错位。他们不再争取推动监管设计的演进，让价格反映运行实际、使自身利益与系统利益一致，而是把精力集中在通过索赔和诉讼去谈判那些能为自己卸下责任的合同条款上。退场的是借助市场实现的价值最大化，登场的是借助监管实现的最大化。

撇开合约设计，单看拍卖本身，采购数量和优先电源都是以行政方式确定的，并非技术中立，也几乎没有利用与现有机组之间的协同。这样一来，LRCAP更像是一种招标式补贴：合约并不直接与用户签订，成本通过附加费分摊，而当中标电厂发电时，用户还要为这部分电量全额付费。

关于如何扩张发电，基本上有两种正当且有充分依据的观点：

1. 一方相信市场机制、价格信号以及供需之间的相互作用，能够揭示成本、引导投资；
2. 另一方主张集中规划，依托能够内化约束、不确定性以及电源与基础设施之间互补性的模型。

尽管存在分歧，两派在一些基本原则上是一致的，例如透明、决策有技术依据、效率以及以用户为中心。分歧在于实现路径，

尤其在于应当由谁掌握必要的信息，并承担引导这些决策的责任。

问题在于，在这一分歧尚未解决所留下的真空中，借由容量拍卖逐渐成形的道路，并不能恰当地代表上述两种思路中的任何一种。它不是市场改革。市场改革本可以让短期价格更贴近运行实际，引入辅助服务产品，并为零售侧的用户和分布式发电主体对价格作出反应奠定监管基础。

它也不是回归以扎实研究和广泛讨论的标准为基础的传统集中规划。遗憾的是，我们也不能说它是两者的混合，因为这两种模式的基本要素我们一样都不具备。

2026年3月18日，我们选择了一种新的系统扩张方式。它既不基于市场，也不基于一体化规划，而是依靠向以行政方式、凭自由裁量预先选定的电源提供长期补贴。此外，拍卖需求的计算和项目的遴选，都建立在关于各类电源贡献的不切实际的假设之上，这使该机制缺乏透明度，也没有明确的标准来检验其效率。

历史告诉我们，补贴很少孤立出现。它们几乎总会在市场中制造失衡、扭曲和不良激励，而这些问题随后又被用来为新的补贴辩护。据新闻平台*MegaWhat*2026年3月19日的报道，政府已在着手通过巴西国家经济社会发展银行（BNDES）设立融资渠道，以推迟早已难以承受的电价上调，其中一些调幅达到两位数。在很大程度上，这些上调是过去十年所设补贴的后果，仅去年一年，这些补贴就在能源发展账户（CDE）中产生了500亿雷亚尔。

当以容量为基础的扩张模式所带来的新补贴，伴随新的电价调整敲响用户的家门时，会发生什么？我们将不得不再一次把债务往后推，因为那时我们还在为上一轮补贴支付利息。风险在于，我们会搭起一座补贴金字塔。显然，这条路走不通。

我们推迟了更艰难的讨论，也就是从批发到零售的市场设计改革，转而选择了一个“务实”的方案。在电力行业，这个词一出现，就总该引起怀疑。因此，在决定把容量拍卖作为扩张的中心轴之前，我们必须回答一个简单的问题：我们究竟是在打造一个高效的机制，来采购系统所需的属性（灵活性、容量和电能），还是只是又一次求助于那条老捷径，也就是补贴，来给出一个务实却明知次优的答案？

巴西2026年容量储备拍卖的五个问题

原标题: *Cinco problemas do LRCAP 2026*
LinkedIn · 2026年5月20日
原文链接: linkedin.com

摘要

巴西2026年容量储备拍卖（LRCAP）标志着从可用容量合约向容量合约的转变。前者类似看涨期权，后者向发电商支付固定收入，却不向用户交付电能。我认为，这一转变为时过早，并带来五个激励问题。第一，对保障性收入上瘾。固定支付与电源遴选相结合，便成了补贴，引发争抢新拍卖的竞赛，而10年期和15年期的合约又把用户锁定在危机价格上。第二，市场设计尚未为这类合约做好准备。由于没有实时市场、双结算机制和合理定价的辅助服务，项目几乎完全靠固定收入实现可行，价格约为美国PJM互联电网近年最昂贵的容量拍卖的3.8倍。第三，需求由机构确定，而这些机构对停电的恐惧远胜于对摊薄的电价上涨的顾虑。第四，单一购买方进行成本传导，把商业纠纷变成监管纠纷。第五，监管惰性。领先我们15年的市场表明，短期价格形成必须先行。在采购容量之前，必须先让价格说出系统运行的真相。

最近媒体上的讨论常常像一场善与恶的较量，如今似乎又升级为火电厂、电池与可再生能源之间的争斗。面对这样的讨论，或许有必要试着换个角度看问题。本文无意对具体技术作价值评判。各类电源都不应被当作反派或救星，何况没有哪一种电源能够免于负外部性。更重要的是，现代电力系统不应以道德眼光看待这些技术，而应把它们视为一组物理、运行和经济属性的组合，这些属性是否有用、有多大用处，取决于系统在每一时刻的需要。

本文也无意争论这场拍卖的正当性。我们的前提是，容量储备拍卖（LRCAP）已经举行，社会，尤其是电力行业，带着其所有的得与失，已经走到了今天这一步。本文的目的另有所在，即讨

论与拍卖设计以及容量合约形式本身相关的结构性问题。在我看来，这些问题受到的关注仍然少于应有的程度。本文意在提出一些问题，在巴西就容量机制作出任何新决定之前，这些问题或许需要被列为最优先的事项。

LRCAP可能是巴西电力行业迄今为止决定一试的最具争议的合约形式。这并不是因为可靠性、灵活性和资源充裕性不必要。它们是必要的。核心问题在于为这些属性付费所选择的方式，以及这种合约设计所产生的经济激励和制度激励。

在这一背景下，采用LRCAP对巴西电力行业而言是一次意义格外重大的变化。过去二十年里，巴西在远期合约和类似看涨期权的结构方面积累了相对成熟的经验，例如新建电源拍卖中使用的可用容量合约，其设计初衷正是让投资变得可行。因此，转向容量合约并不只是合约产品的渐进式调整，而是对报酬逻辑、风险分配以及市场、用户与行业机构之间协调方式的深刻改变。

这不仅是一步险棋，而且鉴于巴西市场设计的现状，也显得为时过早、并不恰当。在下文中，我将论证，LRCAP至少带来了五个重要的经济与制度激励问题，在这类机制于巴西电力行业中结构性地固定下来之前，它们值得更加深入的讨论。

第一个问题——对保障性收入与市场保留上瘾

容量合约为发电商创造了一笔固定收入，却没有把所产电能的任何权利转移给用户。换言之，用户为可用容量付费，却仍要在市场上另行购买电能。这是垂直一体化时代遗留下来、未经妥善改造的产物，那时既没有竞争，也没有电能市场。后来，它在现代市场中被重新包装，成为面向合格发电商的一种“普遍收入”，用来填补整个行业的报酬缺口。

然而在实践中，这一理念（付费而不交付电能）与特定电源的遴选结合在一起，就起到了补贴的作用。中标的发电商在电能市场上竞争时，带着一笔其他市场主体所没有、或者至少不应该有的额外保障性收入。换言之，我们选择了一种加深行业对补贴依赖的形式。此外，我们采用了10年期和15年期的合约，把用户锁定在危机价格上，而根据美国联邦能源监管委员会（FERC）的报告，国际经验表明，年度采购或1至3年期的合约能够提供更大的灵活性和更好的价格管理。

这样做的问题在于，我们培育出了一个平行市场。结果是其他市场主体竞相争取属于自己的补贴、属于自己的容量拍卖。于是，我们逐渐走向一个非正式的补贴市场，走向一个经济可行性越来越不由电能市场信号来协调的环境。这就像上瘾一样。一旦容量合约投入使用，市场主体觉得自己理应获得保障性收入，就几乎再也回不去了。

向所有技术开放采购，并清晰界定灵活性产品和容量产品（与电能属性不重叠，因为容量合约并不为电能付费），将为更充分的技术竞争留出空间。这会降低系统受燃气轮机价格冲击的风险，并为用户和系统本身带来效率高得多的竞争态势。市场及其机制（例如拍卖）的作用，是发现胜出的技术，而不是指定它们。

第二个问题——巴西市场设计的不适配

即便承认容量合约的正当性，仍有一个重要问题在巴西的讨论中鲜少出现。在使用容量机制的国际市场中，这类合约通常只起补充作用。它们的设计初衷并不是为项目提供全部资金。

发电商知道，自己的收入将来自多个渠道：容量合约的固定收入、短期市场的收入（现货和远期合约）、辅助服务收入、套利、套期保值，以及其他要求调整发电曲线以解决系统问题的产品。

成熟市场拥有与电能价格联合优化的辅助服务价格，实行双结算机制，实时价格可信且足够精细，能够反映电网真实的机会成本。在这些市场中，竞争和其他收入来源迫使市场主体在容量拍卖中以低于项目盈亏平衡点的固定收入报价。换言之，容量合约只是收入的补充，是保障系统充裕性的兜底机制。

巴西的运行至今仍缺乏能够充分反映若干关键运行维度的价格。我们没有实时市场，没有双结算机制，辅助服务也大多仍未得到合理的经济定价。

在这样的环境中，灵活性信号仍然严重扭曲，与人们已知的高比例可再生能源系统中真正重要的东西脱节，开发商几乎失去了未来收入这一替代来源。自然的结果是，市场主体试图让项目几乎全部的经济可行性都落在容量合约的固定收入上。

这只会进一步说明，我们的监管环境尚未准备好容纳容量合约。遗憾的是，这正是我们在2026年LRCAP中看到的情况。即使与美国PJM互联电网（PJM）近年来最具争议、价格最高的容量拍卖相比（见FERC报告图9），巴西2026年LRCAP的价格也达到了其约3.8倍。

2026年LRCAP的设计，加上竞争不足、按电源分割，以及未能为灵活性提供合理报酬的监管环境和市场设计，最终形成了一个平行市场。在这个市场中，开发商对现行激励和规则作出了完全理性的反应，得以让几乎全部投资和成本都依靠容量合约的固定收入实现可行。

换言之，由于巴西的监管环境与容量合约的形式互不兼容，我们没有在容量和电能之间分摊成本，而是把项目几乎100%的经济可行性都分配给了容量，全然不顾这样一个事实：电能一旦生产出来，用户仍须按市场价格为其全额付费。

第三个问题——以行政方式确定容量需求

尽管当前市场设计及其激励机制并不适合容量合约，但还存在另一个更为棘手的结构性问题，即拍卖需求本身的确定。在较为传统的市场中，需求来自用户以特定价格购买特定产品的真实意愿。然而在容量拍卖中，需求是由行业中枢机构以制度方式确定的，主要涉及系统运营商、规划机构，以及通过矿产与能源部（MME）行事的政府。这就造成了一种天然的向上偏差。

对这些机构而言，供电危机或大停电带来的政治和制度成本，比在多年间摊薄的电价上涨成本要大上无数倍。毕竟，电价上涨可以被平滑、分摊，或随时间递延。最近关于电价递延的讨论恰恰说明了这一点。把成本薄薄地摊进未来的电价，要比应对一场公开的能源危机容易得多。

因此，当确定需求的一方并不是直接支付账单的一方时，经济激励就完全改变了。自然的结果是采购更趋保守，容量需求更大，降低成本的经济压力更小。这个细节至关重要，因为它表明问题并不只出在拍卖的供给侧。问题也出在需求在制度上的构建方式。

此外，以行政方式确定需求的容量机制，一旦叠加结构性竞争不足、供给高度集中或产品过度细分，就特别容易受到市场力行使的影响。在这些条件下，拍卖的竞争性往往会进一步下降。

第四个问题——进行成本传导的单一购买方的制度激励，以及与真正付费者之间的距离

还有一个更深层的问题，源于发电商与买方代表之间的制度关系。合约不再是传统买方与卖方之间的关系，而变成发电商（卖方）与作为买方的电能交易所（CCEE）之间的关系。CCEE充当单一购买方，并把成本直接传导到电价中。

此外，在实践中，巴西国家电力监管局（ANEEL）也扮演着重要角色，例如调解纠纷，并经常作出直接影响这些关系的决定。2021年那次拍卖的历程清楚地展示了这种动态。

问题在于，CCEE和ANEEL的性质都与一个经济意义上的买方截然不同。这本身既不是缺点，也不是问题。ANEEL和CCEE都是对行业极为重要的机构。换言之，本文的目的远非批评这两家机构，恰恰相反。论证的核心在于这类关系可能产生的激励。

CCEE和监管机构的职能包括调解纠纷、保障制度稳定、预防危机和推动解决方案。总体而言，它们在这些方面做得很好。但是，当我们把真正为产品付费并消费产品的那一方从等式中拿掉，换上承担此类制度职能的行政机构时，激励就完全改变了，而发电商是最先领会这种新动态的人。一旦遇到运行困难、工程延误、供应商问题或行业危机，对话就不再是商业性的，而变成监管性的，其中还夹杂着不容忽视的政治干预。

国内外的经验呈现出完全相同的模式：要求放宽合同条款、推迟履行义务、申请恢复合同经济平衡，以及一轮又一轮的重新谈判。毕竟，交易对手不是一个守护自家现金的私人买方，而是一个力图避免系统性问题的监管机构。无论好坏，2021年容量合约的案例都为这一现象提供了相当清楚的例证。结论就留给读者自己去判断。

值得回顾的是，二十多年来，我们一直在计算电量背书（lastro），将其分配给发电商，并要求所有用户购买。原则上，对于希望在市场中内化并定价的其他属性，例如灵活性、容量、惯量或排放水平，并没有结构性的理由非要通过一个实行成本传

导的受监管单一购买方来采购。不过，这里暂不讨论哪些属性应当或不应当被创设和采购（在这一点上必须格外谨慎，因为其中一些属性可能只是其他属性的衍生，比如灵活性，它可以理解为随时间改变电能交付的能力，而这与电能价格结算的粒度和精度直接相关），要点其实很简单，那就是交易对手很重要。交易对手是否愿意毁约、更换供应商、对价格作出反应，会改变激励、合约纪律，并最终改变市场本身的运行。

第五个问题——助长监管惰性的激励

有一点极其重要，需要读者看清，那就是关于容量机制的讨论被摆在了真正应当先行的改革之前。因此，在引入更多行政性采购机制之前，我们或许应当先回答一个更根本的问题：巴西电力系统的哪些问题，是无法通过在短期市场中经过合理重构的价格信号，辅以更灵活、更精细的电能合约，以及与配电公司灵活性市场的衔接，来切实解决的?

没有哪个国际市场必然比我们的更好，也没有哪个称得上是美德的典范。许多市场仍在使用容量合约，背负着沉重的补贴负担，并经常成为游说和政治干预的对象。

尽管如此，在适应不可控资源高比例接入这一现实方面，这些市场领先我们约15年。观察这一演进过程，包括其中的失败，逐渐形成的共识是，如果我们先理顺短期市场的价格形成，合理构建实时市场、辅助服务、日前市场和双结算机制，许多问题就能避免。当我们创造出更贴合运行实际的经济信号时（延伸阅读），所有市场主体都会获得一个关于灵活性价值、起码符合现实的参照。

有几个例子特别值得一提。例如，在得克萨斯州电力可靠性委员会（ERCOT），也就是美国得克萨斯州的电力市场，电池已在调频服务的提供上大规模取代了火电厂。这一短期产品的吸引力引发了极其激烈的竞争，电池的大量涌入把价格压到了历史低点。火电厂则并未因此失去价值。它们转而在面向负荷恢复的辅助服务产品以及持续时间更长的服务中竞争，而电池在这些领域受到的限制更大。火电厂与电池的混合配置也并不少见。

然而，发现解决方案（以及在某一时刻最终胜出的技术组合）的，不是政府，也不是某个行业机构，而是竞争。解决方案是涌现出来的，不是强加的。而且，它通常出人意料。

这个例子揭示了两件重要的事。第一，当结构良好的短期市场运转起来时，系统每一种属性的价值参照都会清晰得多。第二，火电厂与电池既互补又竞争，取决于产品、时间尺度以及需要满足的运行需求。

而在巴西，我们却试图从终点起步。我们决定推行容量合约，却没有关于灵活性和容量价值的透明、动态的参照，也没有针对盈余和短缺的合理平衡机制，同时还按电源设置了市场保留（受保护的专属市场），竞争不足，并采用了一种合约设计。这种设计不仅多年来一直受到该领域顶尖研究者的批评，也与一个至今未能理顺短期市场基本经济信号的监管环境互不兼容。

价格所能回报的与系统真正需要的之间差距越大，转移到容量合约受监管的固定收入中的成本往往就越高。正因如此，在深入改革巴西的价格形成（其中还应包括零售以及配电公司的灵活性市场）之前就讨论容量合约，意味着把优先次序的逻辑完全颠倒了。

因此，在采购容量之前，电力行业必须让价格在多个维度上说出系统运行的真相。行业需要的是现代化。然而，它选择了在巩固市场的基本经济信号之前，先扩大监管协调。

现在的风险在于，一种问题已被解决的感觉会笼罩行业机构和公共部门，阻碍关于推进市场设计的重要讨论。用不了多久，我们又会回过头来讨论完全相同的问题。

电力行业与错失机遇的国度

巴西具备成为全球能源强国的一切条件，却正因自己的选择而损害自身的竞争优势

原标题: *O setor elétrico e o país das oportunidades perdidas*
Valor Econômico · 2026年6月9日
原文链接: valor.globo.com

摘要

我认为，巴西应对早已为人所知的灵活性问题时行动迟缓、手段单一，浪费了推动监管设计现代化的难得窗口。2025年，国家电力系统运营商（ONS）估计，到2029年因容量不足而失负荷的概率为96%，并预计未来五年80%的白天时段需要弃电。2026年3月，容量储备拍卖（LRCAP）签约16.47吉瓦火电容量和2.5吉瓦水电容量，每年超过389亿雷亚尔，是美国PJM互联电网最近一次年度容量价格的3.8倍。拍卖限于单一技术，在明知需求很高时限制了供给，价格几乎没有折让。与市场保留相结合，这类合约的固定收入就成了补贴，而用户仍要按短期价格购买电能。更深层的问题是白天的电力过剩，其中很大一部分来自分布式光伏发电。依托聚合商的本地灵活性市场、实时价格和双结算机制，能从源头上解决这一问题。只依赖容量拍卖，等于放弃了三种未来：用户投资电池，分布式发电成为有偿灵活性资产，以及批发与零售融为一体的市场。

早在2024年，面对白天光伏发电过剩和傍晚净负荷急剧上升（这一现象被称为傍晚负荷爬坡），国家电力系统运营商（ONS）就已指出存在灵活性缺口。2025年，ONS进一步深化了诊断。它估计，到2029年因容量不足而失负荷的概率为96%，并判断未来五年里80%的白天时段将需要弃电。2026年3月，我们举行了第二次容量储备拍卖（LRCAP），签约了16.47吉瓦火电容量和2.5吉瓦水电容量，采用的是一种不向用户交付任何电能的合约类型。

尽管需求不容否认，ONS也发出了无数警告，政府仍选择迟迟才着手应对这一问题，而且只用了单一机制，没有触及问题的根源，即白天分布式发电的过剩。结果是一笔通过附加费传导的容量付费，每年超过389亿雷亚尔（39.5万美元/兆瓦·年，是美国PJM互联电网最近一次2026/27年度拍卖价格的3.8倍）。更糟的是，这一选择浪费了一个难得的窗口，没能借此重整过时的监管设计，让它重回现代化和高效率的正轨。

在拍卖中，价格反映的是供需之间的平衡。灵活性需求之所以居高不下，是因为市场无法通过自我重组来提供灵活性。面对这样的高需求，向所有技术开放拍卖，正是通过加强竞争来压低价格的机制。水电站、火电厂、电池和聚合起来的用户，都在不同程度上具备灵活性、容量和电能等属性。把一次招标限定在单一技术上，就意味着在明知需求很高的情况下限制供给。

结果可想而知：价格高企，与拍卖前不久刚刚上调的价格上限相比，几乎没有任何折让。全球供应链让这幅图景更加完整。在数据中心需求的压力下，燃气轮机的交货排队时间超过一年。另一边，电池供过于求，价格不断下跌。我们在全球市场吃紧之处高价买入，却在其充裕之处放弃了富余。

所选的形式还暗藏第二个陷阱。在容量合约下，发电商因可用容量获得固定收入，却不必交付所产的电能作为回报，而电能正是所有人在市场上竞争的唯一产品。如果再加上为一部分市场主体设置的市场保留（受保护的专属市场），这笔固定收入实际上就具有了补贴的性质。那么用户呢？用户仍须在短期市场上购买这部分电能，继续暴露在全球地缘政治危机推高燃料价格的风险之下。

与可用容量合约的对比一目了然。这种合约在二十年间支撑了新建电源拍卖，类似于看涨期权。在这种合约下，拍卖确定的期权费是发电商唯一的收入；当火电厂被调度发电时，电能归用户所有，由用户在市场中结算，并向发电商偿付其可变成本，从而限制了用户在短期市场中面对高价的风险敞口。

但还有一个更深层的问题。电力行业真正面对的并不是傍晚爬坡问题，而是白天过剩问题。日落时分的净负荷爬坡，是白天光伏发电过剩、而系统仍无法高效消纳这一状况的后果之一，但不是唯一的后果。而这种过剩在很大程度上发生在配电网内部，也

就是分布式光伏发电。只靠集中式火电扩张来应对爬坡，是治标不治本。

分布式发电（DG）也将面临弃电，这一点已经很清楚。不那么清楚的是，弃电实施之后DG会怎样；当LRCAP的成本体现在电价和短期价格中时，用户又会怎样。电池和DG的投资成本（CAPEX）持续下降，短期价格不断上涨，二者共同推动用户掀起一波降低对电网依赖的浪潮。因此，LRCAP往往会削弱对它自身的需要，但遗憾的是，这是通过一种在投资已经签约之后才出现的副作用实现的。强迫一个低压与高压资产之间强耦合的复杂问题，只由高压侧单一类型的发电机组来解决，显然是次优的。

源于配电侧、并向上传导到高压侧的问题，其解决需要零售与批发协同行动，这是更成熟的市场已经走过的路。配电公司内部的本地灵活性市场，由聚合商协调发电设施、电池和用户，再配合实时价格信号和双结算机制，不论灵活性由何种电源提供，都以同样的方式为其定价，就能从源头上解决问题。

分布式灵活性能够为用户提供更高的可靠性，缓解配电网中的潮流反向和电压越限，还能减轻日落时火电和水电的爬坡压力。从源头上、按照系统的需要解决问题，就能回应配电公司、ONS、用户以及DG自身的痛点，让成本在市场主体之间更高效地分担，而不是全部传导给用户。对于那些怀疑在高价压力下市场能以多快速度成长的人，只需回顾2012年至2024年间的DG，它从几乎为零增长到30吉瓦以上，而美国的分布式电池已经超过了这一规模。监管的土壤一旦肥沃，市场就会迅速诞生并蔓延开来。

配电侧的发电过剩以及高压侧无法消纳这些电量的问题，需要的是监管改革，而不只是更多的集中式发电机组。只盯着容量拍卖，就放弃了三种未来：（1）用户投资电池，以提高自身的供电可靠性、向电网提供服务并降低电费的未来；（2）DG从问题的一部分转变为有偿灵活性资产的未来；以及最后，（3）一个运转良好的市场的未来，在这个市场中，批发与零售融为一体，配电公司内的本地灵活性市场在通往用户的最后一公里上平衡成本、可靠性和利用率。更糟的是，容量拍卖这一方案可能会推着我们，迟迟地、无序地走向我们曾选择忽视的那种分布式架构，而且是在我们为两条路都付过账之后。一个具备成为全球能源强

国一切条件的国家，就是这样因自己的选择而损害了自身的竞争优势。

巴西电力行业的监管壁垒与电池拍卖

电池拍卖暴露出，目前缺少恰当的价格信号来为灵活性提供报酬，并让市场协调投资。

原标题: *A barreira regulatória do setor elétrico e o leilão das baterias*
CNN Brasil · 2026年8月19日
原文链接: cnnbrasil.com.br

摘要

巴西电力行业的主要壁垒在于监管。这个国家有资源、技术和资本，但它的价格没有说出稀缺的真相。2026年7月启动的首次电池拍卖公众咨询，使争论集中在由谁支付其附加费上。我认为这是一个伪问题。真正的问题在于推迟纠正批发和零售价格信号的决定。竞争性拍卖并不等于市场化解决方案。它必须以行政方式回答面对一致价格的市场主体本可轻松回答的问题：哪里需要电池，电池如何运行，谁受益，谁受损，以及何种价格上限合适。配电环节至今未被触及，那里的光伏发电正在造成过载和潮流反向。2026年3月的容量储备拍卖以每年389亿雷亚尔的成本采购了16吉瓦以上的火电容量；此后，巴西正准备补贴而非激励电池。由于储能的成因和受益者都可以识别，通过市场迈出第一步触手可及。两段经验表明，市场主体会对价格作出反应：在2001年限电配给期间，用户自己选择了高效电器；在得克萨斯州，电池之间的竞争压低了辅助服务价格。价格形成必须放在首位。

巴西电力行业面临的主要壁垒既不是技术上的，也不是经济上的，而是监管上的。我们有可再生资源，有技术，也有愿意为之提供资金的资本；我们缺少的，是一个价格能够说出系统稀缺真相的市场，以及对市场在电力领域行之有效的信念。

7月30日启动的公众咨询，针对的是国家互联电力系统内首次电池拍卖的招标文件，它是这个故事的下一章。它已经引发的争论

集中在由谁来支付集中采购电池所产生的附加费上，而根本问题其实是另一个：为什么我们又一次集中采购一项在设计良好的市场中本会有自愿买家的服务。

第15.269/2025号法律将电池成本完全划归发电商承担。然而，巴西国家电力监管局（ANEEL）近期把容量储备附加费的分摊从招标文件中删除，留待一个单独的监管程序处理。在国会占上风的逻辑是：谁引起成本，谁就应当承担成本。既然对灵活性和容量的需求源于不可控的可再生能源发电，那么应当由这些发电商而非用户为电池出资，这还将有助于减少弃电（即削减可再生能源的出力）。

原则是合理的，但所选的工具并不有效。这是因为，拍卖中的竞争性角逐并不等同于市场化解决方案。一场拍卖可能竞争十分激烈，却仍然以行政方式采购了过多或过少的数量，而这些本应由一个组织良好的市场自行揭示，并自愿分配给愿意付费的受益者。

容量拍卖很难以行政方式回答以下问题，而在价格与系统现实相一致的市场中，市场主体回答起来要容易得多：（1）未来10年，巴西对电池的需求将分布在哪里？它在多大程度上会替代或补充对第一次拍卖中所采购火电厂的需求？（2）电池将如何运行，为谁的利益运行？（3）其成本是否会全部分摊给受益者？（4）在这个鲜有讨论的过程中，所作出的任意选择将使谁受损？（5）将纳入哪些服务，与之相适应的价格上限又是多少？

此外，在光伏发电如今最为集中的配电层面，这一问题几乎原封未动。这些电源不仅加剧了高压电网上原有的挑战，还在低压侧造成过载、潮流反向以及其他各种运行问题，需要在配电基础设施上追加数十亿雷亚尔的投资。

在更成熟的市场中，对这一问题的应对大多来自市场本身。随着价格开始反映灵活性的价值，电池不再是一种附属品，而成为许多可再生能源项目商业模式的组成部分。在需求侧，各种规模的用户，包括利用自备发电机和电池为电网提供服务的数据中心，都在不同的市场中通过短期、中期和长期合约将其用电灵活性变现，而所有这些合约都以短期价格为锚。

因此，既然成因和受益者都是已知的，就没有理由不通过市场迈出第一步：服务的受益者按照其支付意愿，与按照其供给意愿行事的供应商签约，双方就这一属性或这类设备达成均衡价格。

在这样的设计下，容量和灵活性的短缺将在很大程度上作为由市场激励协调的私人决策的副产品得到解决，而无需通过规章来规定谁必须付费。

正因如此，关于由谁支付电池拍卖附加费的争论，归根结底是一个伪问题。真正的问题在于推迟纠正批发市场和零售市场价格信号的决定，尽管所有人都承认，正是这些价格信号造成了上述扭曲中的很大一部分。

为便于建立本土供应链，甚至可以考虑某种初期经济激励，设定明确的终止日期，并作为由联邦预算出资的公共政策来对待。但无论如何，都绝不能像容量拍卖那样干预买卖双方之间的关系结构，也不能干预电价，因为电价会影响经济中的所有其他部门。

尽管如此，恰恰是行业机构无力推动纠正这些价格信号，才使得提供灵活性的一方无法获得应有的报酬。其结果是，容量拍卖之类游离于市场设计之外的“务实”方案日益占据上风。

今年3月的容量储备拍卖以每年389亿雷亚尔的成本采购了16吉瓦以上的火电容量，合约期限为10至15年（价格是美国PJM互联电网上一次容量拍卖价格的3倍多，而后者的定价当时就已引起轩然大波）。在此之后，我们开始着手准备补贴电池，而不是激励电池。

就这样，我们在既没有综合规划、也没有市场协调的情况下，继续补贴特定技术，去解决一个由价格信号缺失和尚未完全取消的可再生能源补贴所造成的问题。这是一个恶性循环：它不断制造新的扭曲，并让终端用户的电价高到必须按复利分期支付的地步。

国际经验就摆在眼前：领先我们15年的国家早已走过了种种试错，我们本可以从中学习。一个重要的教训是，顺序很重要。首先，纠正价格形成；然后，创造激励，让受益者自己购买电池，同时建立他们所需的市场环境和机制，使其能够对贴合运行现实的价格信号作出反应。恰恰因为在储能问题上，成因和受益者都可以识别，通过市场迈出这第一步是我们力所能及的。

2001年的限电配给提供了丰富的例证。当时，我们并没有为减少用电而集中、强制地采购更高效的白色家电，再把成本传导到电价中。相反，政府加强了国家节电计划（Procel）和能效标识制度，更重要的是通过了《能源效率法》（第10.295/2001号法律），

为在巴西销售的设备规定了最低能效水平。补贴是有的，但采取的是对本国制造业基础给予临时激励的形式。

然而，最终决定投资购买更高效设备的，是用户自己，他们这样做是为了避免限电配给期间对未完成节电目标者加收的电费。因此，与许多人的说法相反，巴西用户在这场或许是历史上规模最大的需求响应计划中，证明了自己完全有能力作出正确的选择。

在美国得克萨斯州，电网运营机构得克萨斯州电力可靠性委员会（ERCOT）所辖的市场里，电池之间的激烈竞争压低了多种超短时辅助服务的价格，并把火电厂挤向了其他持续时间更长的服务。两段经验给出的教训是相同的：所有市场主体都会对价格激励作出极为有效的反应，只要价格定义得当，就能高效地解决系统的问题。市场是行得通的。它要求我们的，是下定决心，为用户、也为所有证明自身高效的市场主体谋求最好的结果。

第8章

短视且不完整的价格体系

2026

本章内容

电力行业关于价格与风险规避的混乱 100
从弃电到零售高电价：问题在于短视且不完整的价格体系 104

导言

2026年头几个月，短期价格再次成为激烈争论的焦点。一些人认为价格过高，因为官方模型把风险规避调得过高。另一些人则认为，价格长期被多种偏差压低，提高风险规避恰恰纠正了这些偏差。我指出，双方都在把性质不同的问题堆到同一个工具上。到了6月，争论转向了弃电，即运营商下令削减可再生能源出力。问题在于，径流式水电站是否应当与光伏电站和风电场一起分摊这些削减。在本章的两篇文章中，我把这两场争论都看作同一个病因的症状。价格体系是短视的，因为它不体现电网、实时和备用。它也是不完整的，因为它不为那些已对系统安全至关重要的服务付费。

4月，我从风险的度量方式入手。官方模型通过对假定为无限长的时域内的总运行成本施加嵌套条件风险价值，来表达风险规避。这一度量建立在一项无人支付、也无人收取的成本之上，并以一个脱离电力行业实际的利率折现。世界上没有任何系统运营商使用它。它的参数针对某一初始条件校准，会随着系统演变而失效。本来有绝对型的替代方案。一种是风险规避曲面，它为一年中特定时段设定最低蓄水水平。另一种是对缺电风险设限。这些约束的对偶变量度量的是违反约束的成本，本可以在系统的每一个状态下为这种风险定价。来水预测带有乐观偏差，而风险参数又是用受同一偏差影响的模拟来校准的，混乱因此加剧。任何价格水平都可能被质疑，运营商也逐渐疏离自己的模型。好消息是，国家电力系统运营商已经承担起模型的责任。

6月，我从老彼得·勃鲁盖尔的画作《盲人引导盲人》中为第二篇文章取了意象。当信号是短视的，即便完全理性的市场主体也会走向低效的决策。弃电是一项调度决策，却没有任何价格反映它，因为现货价格的形成过程中没有电网。现货价格是对每一笔偏离合约的偏差进行结算的短期价格。现货价格下限是在弥补另一种扭曲，即价格形成模型赋予水电站的零可变成本。仅仅取消这一下限，对水电站并不公平。它们在中午降低出力，在日落时增加出力，并在数秒之内吸收波动，却没有得到明确的报酬。我提出了三项措施。第一项是每10分钟更新一次的实时价格，最好细化到电网的每个节点。第二项是双结算机制，即对偏离日前市场中排定的计划头寸的偏差按实时价格结算。第三项是电能与运

行备用的联合市场。前两步要求市场主体报量报价，从可再生能源开始，之后扩展到所有市场主体。模型移交运营商，使这一切成为可能。

改革还必须延伸到零售端。运营商的需求响应计划应当演进为一项分布式灵活性计划，涵盖负荷、分布式发电和电池。非线路替代方案应当成为常设的规划工具。它让配电公司可以采购分布式灵活性，而不必加固自己的电网。这样，聚合商和零售售电商就能打通批发与零售之间的闭环。没有这项改革，低电价只是幻觉。稀缺成本会重新出现在容量拍卖、偏离经济序位的调度、储备拍卖和各类行业附加费之中，在那里，它们已无法指明谁应当投资、谁应当运行、谁应当获得报酬。

核心观点

1. 2026年关于短期价格水平的争论，把性质不同的问题压在了同一个工具上，即风险规避参数。
2. 对总运行成本施加的嵌套条件风险价值，在全球运营商中并无先例，也没有绝对参照。基于最低蓄水水平或缺电风险的标准本来是可用的。
3. 来水预测的乐观偏差，加上用有偏的模拟进行校准，使行业陷入长期混乱，并把运营商推离自己的模型。
4. 弃电之争是收付款项与实际提供的服务相脱节的症状，因为价格形成不体现电网。
5. 现货价格下限弥补的是赋予水电站的零可变成本，而水电站的灵活性服务没有得到报酬。
6. 三项措施可以纠正这一设计：每10分钟更新、最好按节点形成的实时价格；以日前计划为基准的双结算机制；电能与备用的联合市场。
7. 需求响应、分布式灵活性、非线路替代方案、聚合商和零售售电商，是连接批发与零售的同一个市场设计的组成部分。

8 低电价只是幻觉，因为稀缺成本会重新出现在拍卖、偏离经济序位的调度和附加费之中，在那里已无法指明谁应当投资。

结论

2026年围绕价格水平和弃电的种种争议，正是一个短视且不完整的价格体系的产物。它的模型在没有绝对参照的情况下度量风险，它的价格忽视电网和实时，而保障系统安全的那些服务没有价格。技术方案已经存在，运营商如今也已负责模型。缺少的是一致性、领导力，以及实施这些方案的决心。

本章文章

《电力行业关于价格与风险规避的混乱》于2026年4月24日发表于LinkedIn，考察了官方模型的风险度量，以及它与来水预测乐观偏差之间的相互作用。《从弃电到零售高电价：问题在于短视且不完整的价格体系》于2026年6月25日发表于LinkedIn，把论证从弃电推进到零售，并提出市场设计结构性改革的三项措施。

电力行业关于价格与风险规避的混乱

原标题: *A confusão dos preços e aversão a risco no setor elétrico*
LinkedIn · 2026年4月24日
原文链接: linkedin.com

摘要

巴西电力行业再次围绕短期价格水平展开争论。有人认为价格因风险规避过度而过高，也有人认为这是在纠正被偏差长期压低的价格。我认为，这场争论把性质不同的问题压在了同一个工具上。更深层的问题在于风险度量本身。我们选择了对无限时域内总运行成本施加嵌套条件风险价值，这种度量在全球运营商中并无先例。它建立在一项无人支付也无人收取的成本之上，所用折现率又脱离行业实际。针对某一初始条件校准的参数，会随系统演变而失效。本来有绝对型的替代方案，例如基于最低蓄水水平的风险规避曲面，或对缺电量的条件风险价值设限。它们的对偶变量能在系统的每个状态下为这种风险定价。来水预测带有乐观偏差，而参数恰恰用这些有偏的模拟来校准，问题因此加剧。任何价格水平都可能被质疑，运营商也逐渐疏离自己的模型。运营商决定接管模型是个好消息。行业缺少的是一致性和领导力。没有这两样，结局将是制度脆弱、诉讼频发，账单转嫁给用户。

近几个月来，电力行业再次就短期价格水平展开激烈争论。一些人认为价格过高，反映的是过度的风险规避；另一些人则认为，由于影响这一问题的多种偏差，价格长期偏低，而近来风险规避程度的提高恰恰是为了纠正这些偏差。问题在于，这场讨论最终把性质各异的多个问题堆到了同一个工具上；而实际上，每个问题都应当分开处理，采用适合解决它的技术和原则。

这场争论的核心，是最主要的摩擦来源之一，即风险规避参数的调整。但还有一个更深层的问题，那就是用来刻画风险规避的度量本身就是问题的一部分。当风险规避由间接标准来定义、又没有绝对参照时，相互冲突的解读就必然有了空间。毕竟，每个

人都有自己的风险规避。如果没有一个客观参照，把系统安全与水火电系统运行的语言和参照清楚地联系起来，就无法确定什么才是恰当的风险偏好。在这种情况下，争论就会变成我们眼下看到的样子，技术性越来越弱，诠释性越来越强。混乱恰恰由此开始。

过去十年，我们在行业内围绕电力系统的计算模型进行过广泛而高水平的讨论。当时并不缺少技术上站得住脚的替代方案。例如，风险规避曲面（SAR）相对于系统状态设定了清晰而绝对的参照，而且最重要的是，它使用的正是运营商监测供电风险时习惯的语言，即一年中特定时段的最低蓄水水平。这是一种建立在非相对参照之上的标准，与现行方法相比，其计算的模糊程度很低。这使得关于可容忍风险上限的讨论，与系统所处的状况无关。当时讨论的方案还包括对缺电量的条件风险价值（CVaR）设限，这是另一种客观、透明、易于理解的度量。

但我们选择了另一条路。我们选择了一种在全球任何系统运营商那里都找不到先例的度量，即把嵌套CVaR应用于假定为无限长的时域内的总运行成本。我们构建的这一度量，建立在一项无人支付、也无人收取的成本之上，没有评估风险所需的实际而绝对的参照，并且依赖于一连串按月计算的成本，而这些成本又以一个脱离电力行业实际的利率折现。结果是一种高度主观的构造，因而从根本上容易受到各种质疑。

现行的程序在校准基于成本的嵌套CVaR的风险规避参数时，试图借助与实际运行相去甚远的模拟，把缺电量和蓄水量等运行指标调整到被认为可以接受的水平。问题在于，一旦确定了看似“恰当”的风险规避参数对（CVaR的λ和α），这种恰当性就只在进行模拟时的初始条件及其他全部假设下成立。随着系统状态的演变，没有任何东西能保证这些参数仍会产生合理的结果。事实上，可以肯定它们不会产生预期的结果，因为随着我们逐渐逼近那个被视为安全的蓄水水平，罚项的“价格”（或者说CVaR的λ）必须提高，才能保证同样的蓄水水平。相反，例如对蓄水水平施加一个绝对而直接的约束，恰好就能产生这种效果。只需分析与该约束相对应的对偶变量（无论来自SAR，还是来自对缺电量的约束）即可，它以内生的方式（通过期望成本的边际替代）精确度量了在系统每一个状态下违反该约束的机会成本。在考虑风险约束的模型中，这一信息已内化于原始决策变量之中。

后果是必然的。在成本上表达风险规避，却没有一个客观参照来界定什么对运营商而言构成风险事件，我们就把结构性的主观性引入了模型。这种方法对私营市场主体或许有用，因为他们需要评估投资组合的不同风险偏好，但它并不适合用于电力系统的运行。世界各地的运营商使用的都是直接的安全指标，例如缺电概率和最低蓄水水平。因此，问题很简单：为什么不直接基于这些指标进行优化?

选择基于成本的嵌套CVaR，我们再一次错过了走向一致性的机会。当前的讨论暴露了这个问题，因为没有人能够、也没有人有权断言，差额结算价格（PLD，即现货价格）多涨多少，才算公平地换来东南部“大水桶”在N个月末更高的蓄水水平。但我们都会同意，让水库蓄水降到x%以下意味着结构性风险。显然，任何风险度量都包含一定程度的主观性，SAR和缺电风险也不例外。不过，当我们使用以运营商切实掌握的变量为基础的绝对、直接的参照时，无论是就供电风险而言，还是就预防性和纠正性措施而言，讨论的质量都会高得多。

如果说这种主观性本身就已经成问题，那么当它与另一个有充分记录的因素叠加时，问题就更加严重了，这个因素就是来水预测中的乐观偏差。这一偏差幅度不小，会导致模型系统性地放空水库，里约热内卢天主教大学应用数学规划与统计实验室（LAMPS）近期的多项研究对此已有讨论。

结果是一种长期混乱的局面。我们不去解决问题的根源，而是系统性地选择间接而务实的方案，而且是最坏意义上的务实。我们提高本已高度主观的成本风险规避，去抵消一个我们并不纠正的偏差所造成的影响。于是，我们把两种扭曲混在了一起：一个定义不清的风险度量，以及系统主要输入中的系统性误差。

最令人担忧的是，我们恰恰是基于这些有偏的模拟来校准风险规避参数的。在这种情况下，任何结果都可能受到质疑。如果价格上涨，就会有人说，风险规避被人为调高，是为了弥补水文偏差、电网简化或折现率不当等已知问题。如果价格下跌，解释则正好相反，即乐观偏差让模型看到了并不存在的资源富余。

今天，我们正处在这两种不一致的交汇点上：一个以间接方式度量风险的运行模型，以及一个扭曲了风险规避校准所用模拟的径流预测模型。在这种背景下，行业讨论中出现的不信任和混乱程度，不应令任何人感到意外。

或许最值得忧虑的一点是，我们仍在坚持那些离运行实践越来越远的方案。而每当我们让价格模型偏离运行实际，价格便不再向我们说出真相，不再告诉我们系统真正需要什么、又有什么过剩。另一个影响是，运营商自身也开始疏远这些模型，因为为了在实践中保障系统安全，它不得不采取与模型指示不同的行动。

尽管如此，我并不认为改变风险规避就能解决我们的问题。它只是提升模型一致性、进而改善整个行业健康状况的相关要点之一。我们需要正视多年来被掩盖起来的诸多问题，例如由于模型与序列动态不匹配而导致的径流预测巨大偏差。当世界在短期不确定性、动态备用、网络约束和水资源多用途的建模上不断前进时，我们却停留在20世纪90年代，讨论动态规划这一技术。这并不是说它不重要，而是我们忘了，它不是目的，而是解决现实问题的手段。好消息最近到来了，国家电力系统运营商（ONS）开始承担起模型的责任。所有参与其中的人展现了主动与勇气，值得祝贺。如果这一举措得以落实，用户和市场主体很快就会心存感激。

我们缺少的其实很简单，就是一致性和领导力。其余的，行业从来不缺。只要我们还没有把模型中的风险规避与以经典运行安全变量为锚的绝对参照对齐，只要我们还没有切实监测并缩小模型所描述的问题与实际运行所面对的问题之间的巨大鸿沟，结局就不可避免：制度脆弱、诉讼频发，账单转嫁给用户。

从弃电到零售高电价：问题在于短视且不完整的价格体系

原标题: *Do curtailment aos altos preços no varejo: o problema está no sistema de preços míope e incompleto*

LinkedIn · 2026年6月25日
原文链接: linkedin.com

摘要

我认为，在价格为已对系统安全至关重要的服务付费之前，巴西电力行业的任何争论都不会有结果。正如勃鲁盖尔画中盲人引导盲人，短视的价格会让即便理性的市场主体也走向低效决策。围绕哪些电站分摊弃电的争议说明了这一点，因为收付款项仍与实际提供的服务脱节。弃电是被价格忽略的调度决策，因为价格不体现电网。现货价格下限用于抵消另一种扭曲：水电站的可变成本被设为零，而其灵活性服务并未得到明确付费。我提出三项措施：每10分钟更新、最好按节点形成的实时价格；以日前计划为基准的双结算机制；电能与备用的联合市场，并从可再生能源开始报量报价。近期模型移交系统运营商，使之成为可能。改革还须延伸到零售端，把需求响应发展为分布式灵活性，使非线路替代方案成为常设规划工具。低电价只是幻觉，因为稀缺成本会重新出现在容量拍卖、偏离经济序位的调度和附加费之中，在那里已无法指明谁应当投资。技术方案已经存在，缺少的是实施它们的决心。

如果不改革价格体系，让那些对电力系统的安全与运行日益关键的服务获得报酬，行业内的任何争论都不会真正解决问题。我们会继续争论症状，却对病因视而不见。**在勃鲁盖尔描绘的那则寓言里（即老彼得·勃鲁盖尔1568年的画作《盲人引导盲人》），一个盲人为其他盲人引路。在巴西电力行业，引路人是一个已经看不见系统运行之物理与经济现实的价格体系。而当信号是短视**

的，即便完全理性的市场主体也会走向低效的决策。这就是我们正在经历的电力行业的悲剧。

以弃电为例。当前的争论是，径流式水电站是否应当与光伏电站和风电场归入同一个弃电分摊组。双方都会提出无数技术和监管上的论据。问题在于，无论谁“赢得”这场争论，我们都只是在制造新的问题。原因很简单：只要收付款项仍与实际提供的服务相脱节，新的激励冲突就必然会出现。

不纠正问题的根源，只制定规则去缓解其后果，是无济于事的。让价格贴近运行现实，才能促进配置上的公平。例如，如果市场主体能够自行报价，关于弃电分摊组的争论就会简单得多。那样，我们就能知道每种资源真实的机会成本。

但这就需要取消差额结算价格（PLD，即现货价格）的下限，让每个市场主体都能表达其真实的机会成本；如今，这一成本也关系到哪些资源应当降低出力或关停（被弃用，或因实际约束而未能利用，而这些约束归根结底是经济性的，只是没有明示）。值得注意的是，弃电不过是运行约束强加给不可控电源的一项调度决策。然而，与可控电源的调度不同，这一决策至今仍缺少一个能够内化其背后约束的价格体系作为支撑。

例如，在形成PLD时，我们并没有把电网纳入模型，而在很大程度上，正是电网造成了可再生能源的“不调度”。如果做不到这一点，弃电（无论何种电源）将继续被当作一种须予补偿的行政干预，而它本可以是经济、透明的决策结果，同时还能把正确的信号传递给正确的市场主体。在我们撸起袖子，投入时间和政治资本，把我们每一天都在采取的运行措施内化到价格之中以前，争论的任何一方都总能找到充分的理由。

不过，向前推进的具体机遇已经出现。近期，计算模型的治理权移交给了国家电力系统运营商（ONS），这为逐步把这些要素纳入模型创造了制度和技术条件，前提是电能交易所（CCEE）、巴西国家电力监管局（ANEEL）、巴西能源规划机构（EPE）和矿产与能源部（MME）对这一进程给予跟进和鼓励。

回到现货价格下限的问题上，麻烦在于，它恰恰是为了弥补另一种扭曲而设计的。在价格形成模型中，水电站的可变成本被人为设定为零，尽管它们有相当可观的运行和维护成本。这又是一个典型的例子：一条为处理后果而非病因而制定的规则，最终让新问题更难解决。

因此，简单地取消现货价格下限，对水电站同样不公平。除了（直接的）运行成本之外，它们还持续提供对系统至关重要的灵活性服务。正是水电站在中午降低出力，为光伏发电腾出空间；在日落时迅速增加出力，同时抵消光伏发电的下降和需求的上升；并在数秒乃至数毫秒之内吸收负荷和可再生能源的波动，维持电力系统的平衡。这些服务具有巨大的经济价值（对系统和对可再生能源皆然），但如今并没有得到明确而一致的报酬。

怎样才能纠正这种不公，同时让弃电之类的争论变得客观得多？答案在于对市场设计进行结构性改革，包括三项基本措施：（1）每10分钟更新一次的实时价格（最好细化到电网的每个节点），正如可再生能源占比较高的国家所做的那样（相关技术已经集成在系统运营商使用的软件之中）；（2）以日前市场中排定的计划头寸为基准实行双结算机制，而这些头寸本身也需要变得更加贴近实际；（3）建立电能与运行备用的联合市场，对可控电源提供的辅助服务给予明确报酬。需要强调的是，第（1）步和第（2）步要求市场主体报量报价（而不只是报量；否则，运营商仍将无法区分风电场、光伏电站和径流式水电站），初期仅限于可再生能源。待这一模式成熟之后，报价应扩展到所有市场主体，并借鉴第（1）至（3）步的经验。

按照每种资源在需要的时段和地点实际提供的服务给予报酬，争议就不再主要是监管问题，而会由经济信号本身来解决。此外，这还会形成一种强有力的激励，促使每种技术都投资于可控性，无论是通过电池或其他储能方案、需求侧灵活性，还是通过入股具有互补性的市场主体或与之签约。只要价格说出系统现实的真相，并且市场安全足以让交易安全地进行，自由市场就会找到并揭示解决方案。

这项改革也是零售市场健康开放的关键。市场开放有可能为用户带来持久的利益，并加大价格上的竞争压力，前提是用户能够通过聚合商和零售售电商对价格信号作出响应。详见《经济价值报》（Valor Econômico）刊发的文章《电力行业与错失机遇的国度》（*O setor elétrico e o país das oportunidades perdidas*）。

然而，要做到这一点，这些主体需要在批发市场中看到一致的经济信号，反映系统真实的运行需求。但仅有这一点还不够。需求响应必须全面纳入市场设计。运营商的需求响应计划必须不断

演进，以整合的方式涵盖负荷、分布式发电、电池以及其他经聚合的分布式能源资源，真正成为一项分布式灵活性计划。

这一演进必须伴随着针对配电公司的新监管思路。有关非线路替代方案的规定不能再是特例，而要成为规划电网扩展的常设工具。只要在经济上更有效率，配电公司就应当能够采购分布式灵活性，作为常规电网加固的替代方案。这将有助于提高系统可靠性，推迟或避免对整个使用寿命期内利用率偏低的资产进行投资，并大幅缩短解决电气约束所需的时间。所有这些都会降低需要转嫁给用户的电网成本。

实际上，需求响应、分布式灵活性、非线路替代方案、聚合商和零售售电商并不是彼此独立的议题，而是同一个市场设计的不同组成部分。批发市场产生的经济信号必须沿着整条链条一直传递到终端用户；反过来，零售端可用的灵活性也必须能够作为一种经济资源回到系统中，带着自身的优势和局限，与系统中的其他资源竞争。

只有打通批发与零售之间的这一闭环，聚合商和零售售电商才会有正确的激励，去协调并回报数以百万计的关于用电、储能、分布式发电和提供灵活性的小决策。其结果是一个更高效、更可靠、总成本更低的系统，减少对附加费、交叉补贴以及本可通过恰当的经济信号避免的投资的需要。

相信我们现在拥有或将来会拥有低电价，是一种幻觉。看看日前调度模型DESSEM计算出的边际成本就会发现，在稀缺时刻，实际调用的资源成本非常高（见这篇帖子）。区别在于，这些价格没有在它们应当出现的时间和地点出现。这些成本没有只在稀缺资源提供服务的时刻和地点为其付费（就像在实行节点电价和实时价格的市场中那样），而是最终被转移到各种行政机制之中，例如容量储备拍卖（LRCAP）、偏离经济序位的调度、储备拍卖和各类行业附加费。成本依然存在，却不再能正确地指明谁应当投资、谁应当运行、谁应当获得报酬。

结果适得其反。用户仍在为可靠性和灵活性服务付费，但他们是通过附加费、交叉补贴和行政机制付费，而不是通过透明的价格。关于我们选择强化容量拍卖之路而非市场之路时所面临的诸多问题，可参阅这篇关于LRCAP问题的文章。与此同时，真正提供这些服务的市场主体往往没有按照其为系统创造的价值获得相应的报酬，而那些本可以投资扩大这种能力的主体，也得不

到这样做的正确激励（参见这篇关于价格及其激励的文章中的讨论）。

换言之，我们一直试图通过制定行政规则来解决报酬问题，而我们本应让市场自己为各种服务定价；如今，这些服务对于运行一个可再生能源比重日益提高的电力系统已不可或缺。

这个行业最大的矛盾在于：它已经通过市场为市场主体支付报酬，却执意阻止这个市场发挥其主要功能，即揭示电能、灵活性和可靠性对于系统运行的经济价值。这切断了成本揭示、系统运行与激励之间的正反馈回路。我们没有去改进价格信号，反而不断增加例外、补贴、附加费和补偿机制。我们花费巨大的监管精力去应对一个不当设计所造成的后果，而几乎所有人都已经知道解决方案的方向：让价格尽可能如实地反映系统运行的物理与经济现实。一篇附有数值算例的帖子，以及在MegaWhat举办的活动上的讨论（顺便一提，MegaWhat通过这些活动、播客和质量极高的资料，一直在为行业和社会提供出色的服务），可以在这篇帖子中找到。

只要我们坚持纠正症状而非病因，每一条新规则在解决眼前问题的同时，都会为下一次监管扭曲创造条件。技术解决方案并不缺乏。缺少的是实施它们的决心。

第9章

制度、用户与公正

2026

本章内容

关于伊泰普的两大荒谬 113
作为社会公正的电力改革 116
巴西电力行业的制度退化 119

导言

伊泰普水电站的建设债务已于2023年全部还清。按照巴西和巴拉圭约半个世纪前签订的条约，电价此时本应降至约9美元/千瓦·月，以电价结构性下降的形式把这笔投资回馈给社会。然而，电价如今却高达19.28美元/千瓦·月，约为应有水平的两倍，原因是所谓的社会环境支出自2022年起急剧增长，取代了偿债支出。2026年3月，我把这项条约描述为一份近乎为未来用户签订的固定收益合约，即一笔“能源养老金”。作为“基金持有人”的两国政府，似乎恰恰在这笔收益本该开始兑付的第一年改变了主意。这是关于伊泰普的两大荒谬中的第一个。在本章的文章中，我的关注点从价格转向决定价格能否说真话的制度与规则，也转向在价格做不到这一点时为此买单的用户。

《伊泰普条约》附件C只允许把严格意义上的运行成本传导到电价中。新增的支出既与电站所在地无关，也不属于条约所规定的支出类型。它让两国政府得以从用户的口袋里掏钱，绕开联邦预算的审查，为那些大多带有选举色彩的公共政策提供资金。巴拉圭声称这座电站欠该国一笔“历史债务”，这是第二个荒谬。正如Jerson Kelman援引Claudio Sales的分析所表明的，巴拉圭从伊泰普取得了约60亿美元的正收益，而巴西累计的负收益约为900亿美元。这是一个法律和伦理问题。它的代价不止于金钱，因为有限的制度成熟度会带来法律上的不确定性、隐蔽的交叉补贴、风险溢价，以及对未来条约的信任丧失。

6月，我提出电力改革已经成为一个关乎社会公正的问题。用户是电力行业存在的理由，然而监管体系却把用户当作被动的主体，由第三方代表其利益。因此，制度几乎完全从发电侧的视角发展起来，市场力也转到市场之上的监管层面行使。久而久之，保护变成了监管的牢笼，而分布式发电的增长表明，用户正从牢笼的漏洞中出逃。这种安排已经走到尽头。个别补贴已没有空间。一套停滞不前的监管，使用户、可再生能源发电商和电池无法利用已有的技术提供灵活性服务和辅助服务，这同样不公平。巴西与这些技术之间只隔着一纸政令。在得克萨斯州和加利福尼亚州，专门计划让用户、聚合商、电池和混合配置方案不论采用何种技术都能参与市场。最优能源结构由此从各地区的资源和机遇中形成。

几天后，我描述了这些问题背后的制度退化。在成熟市场中，拍卖和其他市场机制的作用是通过最低价格竞争发现胜出的技术，因此它们聚焦于产品，而不论产品来自何种电源。在实行双结算机制的地方，市场主体就次日交易24个小时级合约，再由实时市场以几分钟为间隔结算偏差。在这样的价格下，可再生能源电站很少不配电池就进入市场。巴西自2005年以来几乎在每一次新建电源拍卖中都按技术限制竞争，对市场设计改革的讨论也已持续十多年。两者都不是源于技术知识的匮乏。两者都反映出制度正在丧失规划、监管和推进改革的能力。巴西能源规划机构和巴西国家电力监管局的预算遭到忽视，部委与监管机构之间关系紧张，这些都是最明显的征兆。

核心观点

1. 《伊泰普条约》曾相当于为未来用户设立的一笔能源养老金；2023年债务还清后，电价本应降至约9美元/千瓦·月，如今却仍为19.28美元/千瓦·月。
2. 取代偿债支出的社会环境支出，从用户的口袋里掏钱、在联邦预算之外为公共政策提供资金，这是一个法律和伦理问题。
3. 有限的制度成熟度，代价不止于金钱，因为它带来法律上的不确定性、隐蔽的交叉补贴、风险溢价，以及对未来条约的信任丧失。
4. 用户是电力行业存在的理由，然而制度却从发电侧的视角发展起来，市场力也转到市场之上的监管层面行使。
5. 保护变成了监管的牢笼，而阻止用户、可再生能源和电池利用现有技术提供灵活性，已成为一个社会公正问题。
6. 拍卖和市场的存在，是为了通过竞争发现胜出的技术，然而巴西自2005年以来几乎在每一次新建电源拍卖中都按技术限制了竞争。
7. 规划机构和监管机构的预算遭到忽视，部委与监管机构之间关系紧张，暴露出制度正在丧失推进改革的能力，而归根结底，这是一个领导力的问题。

结论

在这三篇文章中，我把行业问题的根源归于其制度。伊泰普表明，当政府背离与用户约定的规则时，要付出怎样的代价。把改革视为社会公正问题的论证，揭示了让用户保持被动所付出的代价。行业制度的退化，则解释了为什么一项讨论了十多年的改革迟迟没有发生。归根结底，正如我在2026年7月所写，这是一个领导力的问题。

本章文章

《关于伊泰普的两大荒谬》于2026年3月20日发表于MegaWhat，是本书中唯一一篇关于伊泰普的文章，它把电价视为对制度成熟度的一次检验，也视为一种在联邦预算之外为公共政策提供资金的手段。《作为社会公正的电力改革》于2026年6月26日发表于Brazil Journal，把用户置于改革的中心。《巴西电力行业的制度退化》于2026年7月2日发表于CNN Brasil，写于围绕容量拍卖的争议之中，它把行业的种种僵局归因于制度的弱化和领导力的缺失。

关于伊泰普的两大荒谬

原标题: *Os dois absurdos sobre Itaipu*
MegaWhat · 2026年3月20日
原文链接: megawhat.uol.com.br

摘要

我认为，伊泰普电价之争由两大荒谬主导。约52年前，巴西与巴拉圭为未来的用户签下近似固定收益合约的协议，即能源养老金。《伊泰普条约》附件C只允许传导严格意义上的运行成本，债务还清后电价理应下降。这一刻在2023年到来。然而，所谓社会环境支出自2022年起急增，与电站所在地和条约规定的支出均无关。电价本应接近9美元/千瓦·月，如今却是19.28美元/千瓦·月，约为两倍。这笔新支出取代偿债支出，让两国政府绕开联邦预算审查，拿用户的钱资助多带选举色彩的公共政策。第二个荒谬是巴拉圭称电站欠其“历史债务”。Jerson Kelman援引Claudio Sales指出，巴拉圭获得约60亿美元正收益，巴西则累计约900亿美元负收益。2024年的运营协议又加深了不利于巴西用户的不对称。问题在于法律与伦理。它揭示了制度成熟度有限的代价，即法律不确定性、隐蔽交叉补贴、风险溢价，以及对未来条约的信任流失。

在围绕伊泰普电价的整场讨论中，有两大核心荒谬必须清楚、直接地说出来。第一个荒谬在于，大约52年前，巴西和巴拉圭为未来的用户签订了一份与固定收益合约极为相似的协议，相当于一笔能源养老金。然而，恰恰在这笔收益本该开始兑付的第一年，两国这两位“基金持有人”似乎都改变了主意。

当初的目标再清楚不过，至今依然如此：促成一座巨型电站的建设，开发该地区非凡的水能资源；待债务还清之后，再以电价结构性下降的形式，把这笔投资回馈给社会。这一时刻在2023年到来。半个多世纪以来，这一切都白纸黑字地写在《伊泰普条约》附件C中，经过标注、约定并详加规定，而附件C明确只允许传导严格意义上的运行成本。

然而，我们看到的却是对条约原初理念和价值的违背。这些理念和价值本应由管理者和两国行政当局严格遵守，国会只保留在条约造成沉重负担时对其加以修订的宪法权力。

遗憾的是，这些都没有做到。从2022年偿债支出开始下降，到2023年债务全部还清，所谓的社会环境支出出现了令人目眩的增长，而这些支出既与电站所在地无关，也不属于条约所规定的支出类型。结果，电价本应接近9美元/千瓦·月，并按条约的规定惠及两国用户，如今却高达19.28美元/千瓦·月，约为应有水平的两倍。

实际上，这是以一种间接的方式，把用户早已习惯的偿债支出，换成了一笔两国政府可以相当随意支配的新支出，过去两年的情形正是如此。这是从电力用户的口袋里掏钱，去补贴那些大多带有选举色彩的公共政策，而这些政策本应接受联邦预算和财政框架的审查。与工龄保障基金（FGTS）作类比在所难免：那是一笔披着社会保障外衣的强制借款，靠着系统性地低于任何稍具理性的投资的回报率，为政府腾出财政空间。

第二件让我觉得荒谬的事，是巴拉圭政府最近的说法，即伊泰普电价不应按条约的要求下降，因为这座电站据称欠该国一笔“历史债务”。这种说法不仅含糊其辞，也拿不出任何与其所涉金额相称的理由，而它恰恰是用来维系这些对两国政府都有利的“万能”支出的。事实很清楚。杰出的Jerson Kelman最近为Canal Energia特刊撰写了文章《Setor Elétrico Rumo a 2050》（迈向2050年的电力行业），这是任何真正想弄懂这一问题的人的必读之作。正如他在文中所引述的，巴拉圭一直从伊泰普电价中获得正收益，而巴西在其中起了关键作用，因为是巴西独自为电站的建设贷款提供了担保。

> 正如Acende Brasil研究所所长Claudio Sales所指出的，自伊泰普运营之初，巴拉圭就得到了它所能消费的全部电量，用量始终低于它有权获得的50%，却仍然取得了约60亿美元的正财务收益。巴西则不仅用尽了自己的全部份额，还在几十年间为巴拉圭未使用的电量付费，累计负收益估计约为900亿美元。
>
> — Jerson Kelman，《Setor Elétrico Rumo a 2050》，Canal Energia特刊，2025年。

因此，当这些社会环境支出被抬高时，与巴西用户承担的成本相比，这些款项的分配不成比例地落在巴拉圭一方。尽管如此，两国政府最终都能拿到更多资金，用于各自的“社会环境行动”，这些激励有助于解释上述事实。此外，2024年令人失望的谈判所产生的运营协议，在2023年偿债结束后优先把剩余电量分配给巴拉圭，这意味着新一轮让步，也加深了原有的不对称，损害了巴西用户的利益。

由此可见，问题既不是技术性的，也不是经济性的。正如业内多方人士所指出的，这是一个法律和伦理问题。两国政府背离原条约的规则，打破了50多年前与用户达成的约定，给电价压上沉重负担，又借助刻意构建的说辞，为恰恰有利于决策者自身的决定辩护。

这两件事本身就很荒谬，它们揭示了仍处于发展中的国家因监管和制度成熟度有限而付出的巨大代价。这种代价超出了直接的经济成本，因为它带来法律上的不确定性、隐蔽的交叉补贴和风险溢价，并让巴西民众自己对未来的新条约产生信任危机，即便是像伊泰普这样原本构想周全的条约也不例外。

作为社会公正的电力改革

原标题: *A reforma elétrica como justiça social*
Brazil Journal · 2026年6月26日
原文链接: braziljournal.com

摘要

用户是电力行业存在的理由。然而，巴西建立起的监管体系却把用户当作被动的主体，由第三方代表其利益。因此，行业制度几乎完全从发电侧的视角发展起来，市场力也转到市场之上的监管层面行使。久而久之，这种保护变成了监管的牢笼。分布式发电的指数式增长表明，用户正从牢笼的漏洞中出逃。我认为，这种安排已经走到尽头。个别补贴已没有空间，能源发展账户的规模就是明证。一套停滞不前的监管，使用户、可再生能源发电商和电池无法利用现有技术提供灵活性服务和辅助服务，这同样不公平。巴西与这些技术之间只隔着一纸政令。缺少的是像得克萨斯州和加利福尼亚州那样的监管基础：那里的专门计划让用户、聚合商、电池和混合配置方案以技术中立的方式参与市场。最优能源结构由此从各地区的资源和机遇中形成。惰性和领导力的缺失才是需要对抗的真正病症。电力改革已不仅是一项现代化议程，它已成为一个关乎责任与社会公正的问题。

用户是整个电力行业存在的理由。我们之所以生产电能，只是因为有人需要它、消费它并为它付费。然而，这个行业自身的历史轨迹，却导致建立起一套把用户视为本质上被动之主体的监管体系，用户的利益必须由第三方来代表。

这种观点在很长时间里是合理的，而且始终会有一定的道理。然而，以这种方式看待电力行业的结果是，制度建设几乎完全是从发电侧的视角展开的。

在任何市场中，包括管制最严格的市场，市场主体都会对激励作出反应。因此，所有重大的利益诉求、关于例外的争论以及各种纷争，都主要集中在发电一侧。长期缺少能够始终如一地捍卫

行业技术原则的领导者，导致这些原则逐渐被削弱，最终形成了这样一种环境：几乎所有有组织的要求都来自同一方。

源于用户被动地位的这种“保护”被内化了，而且事实证明，它极大地方便了一种行业模式的运转：在这种模式中，市场力不是通过市场本身的报价来行使，而是在市场之上的监管层面行使。

久而久之，保护变成了监管的牢笼。用户试图从这座牢笼中出逃，所借助的正是近几十年来监管变革本身打开的漏洞。分布式发电的指数式增长，或许是这一动向最具象征意义的例子；我曾在《电力零售革命挑战监管》（*Revolução no varejo elétrico desafia regulação*）一文中讨论过这个话题。

问题在于，这种安排已经走到了尽头。这不仅是因为个别补贴已无空间可言——这里我想到的是能源发展账户（CDE）的规模，以及由于我们过去通过CDE给予的补贴，我们还将通过容量储备拍卖（LRCAP）额外支付的金额——更是因为，一套停滞不前的监管继续阻碍现有技术的应用，这根本就不公平。这些技术本可以让用户、可再生能源发电商（集中式或分布式）和电池创造新的商业模式，通过提供灵活性服务和辅助服务，积极参与系统的运行和扩展。

在这些新商业模式中，用户越来越扮演着无可争议的角色，尤其是随着大型数据处理中心和人工智能训练中心的到来。20世纪90年代的用户和系统，与2026年的已大不相同。

正因如此，除了行业改革，别无出路。这项改革应当体现Angela Gomes在其近作《如何让用户成为电力行业的主角？》中所强调的价值：平衡、代表性以及用户的中心地位。其余一切都源于这一中心地位。

因为无论是某种电源人为地兴旺，还是进入市场的电源无法凭借自身的产品和服务立足，都对用户不利。但这已不再只是一个技术问题。这关乎对最终买单的人是否公道。

用户与发电商之间如此巨大的监管失衡，以及市场设计与系统技术和运行现实之间如此深刻的脱节，都已没有任何理由继续维持下去。

我们不能再一遍遍地重复这样的说法，这既不可接受，也无建设性：可再生能源发电商只不过是需要越来越多补贴的间歇性电源，火电厂只不过是污染源，电池不产生净电能因而不创造价

值，或者用户全都缺乏灵活性、对价格毫无反应。这些说法反映的是过去的观念，而不是现在的，更不是未来的。

今天的监管，要么开启、要么葬送未来几年的繁荣。因此，为了我们希望在未来十年建设的事业，惰性和领导力的缺失才是需要对抗的真正病症。

技术已经存在。巴西与它们之间只隔着一纸政令。只要我们投资于科学和教育，这些技术可以引进、可以改造，甚至可以在本国制造。真正缺少的，是这样一种监管基础：它让市场主体能够把这一新的技术现实内化于自身决策，并通过竞争和市场激励，为建设一个更高效、更清洁、更有韧性、更公平的系统作出贡献。

所有这些技术和监管工具，都已经在世界主要电力市场中全面运行，而在这些市场里，可再生能源大规模并网的影响早已普遍显现。

例如，得克萨斯州电力可靠性委员会（ERCOT）和加州独立系统运营商（CAISO），即分别负责得克萨斯州和加利福尼亚州电力系统的运营机构，都设有专门计划，让用户、聚合商、电池和混合配置方案以技术中立的方式参与市场。

只有这样，我们才能找到自己的解决方案，即对国内各个地区而言合理的配置方案。最优能源结构并不是一幅一成不变的图景。它从可用的资源、（日益丰富的）技术与创新以及各地区的特定机遇中形成。

拒绝这些监管工具，就是阻止现有能力开花结果。在一个技术变革空前的时代，把这个行业困在过去的监管之中，等于剥夺了一个拥有人才、自然资源和繁荣意愿的社会实现经济社会发展最宝贵的投入之一：充足、高效、清洁的能源。

不仅如此，市场设计改革或许是巴西电力行业最主要的潜在议题。我们每天讨论的僵局中，很大一部分都直接或间接源于此：补贴、扩张、可靠性、不断上涨的成本、风险分配以及扭曲的经济信号。

正因如此，电力行业改革已不再只是一项现代化议程。它已成为一个关乎责任与社会公正的问题。

巴西电力行业的制度退化

制度的弱化威胁着巴西电力行业的效率与现代化

原标题: *A deterioração institucional do setor elétrico brasileiro*
CNN Brasil · 2026年7月2日
原文链接: cnnbrasil.com.br

摘要

我认为，近来围绕容量拍卖的“战争”暴露出巴西电力行业制度能力的逐步退化。在成熟市场中，拍卖等市场机制的作用是通过最低价格竞争发现胜出的技术。因此，拍卖应聚焦于产品，而不论由何种电源生产。在双结算机制下，市场主体就次日交易24个小时级合约，实时市场则每隔几分钟结算一次偏差。在这样的价格下，可再生能源电站很少不配电池就进入市场。巴西自2005年以来几乎在每次新建电源拍卖中都按技术限制竞争，对市场设计改革的讨论也已持续十多年。两者都不是源于技术知识的匮乏，而是反映出制度正在丧失规划、监管和改革的能力。规划机构和监管机构的预算遭到忽视，部委与监管机构关系紧张，是最明显的征兆。扩张越来越受游说团体、话语叙事和补贴驱动。没有一场广泛的市场改革，行业将继续推迟针对病因的措施：价格更贴近运行，整合日前与实时市场，需求响应，辅助服务市场，以及明确体现灵活性和可靠性的价值。归根结底，问题在于领导力。

在电力行业近来围绕容量拍卖展开的整场辩论中，最令人担忧的一点，或许是我们忘记了一个基本常识：在成熟市场中，核心争论很少是关于哪种技术应当“胜出”。市场及其机制（例如拍卖）的作用，是发现胜出的技术，而不是指定它们。市场应当对技术保持中立：最优的资源组合应当是一个结果，是一种通过最低价格竞争、按照提供指定属性的能力进行的“适者”选择。

正因如此，在设计拍卖时聚焦于产品，而不是聚焦于由哪种电源来生产它，才如此重要。并非偶然的是，在不同的情境下，

开发商自己就会把电池和火电厂以互补和联合的方式组合起来使用，以便在特定的辅助服务产品中获取更高的价格。

这一点在实行双结算机制的成熟市场中尤为明显。在这些市场里，市场主体每天通过集中拍卖交易一组24个小时级金融合约，每个合约对应次日的一个小时。其目标是在遵守电网约束、发电机组运行限制和系统安全要求的前提下，以尽可能低的成本实现供需平衡。

到了运行日，实时市场会对合约量与实际发电量或用电量之间的差额进行结算，结算间隔通常只有几分钟，反映系统的实际状况。

正因如此，在实时价格更如实反映系统运行状况的成熟电力市场中，可再生能源电站很少不配电池就进入市场。在系统性过剩时超出合约量注入电能的一方，只能得到很低的价格；在稀缺时段未能交付计划电量的一方，则必须以可能极高的价格把它买回来。

市场本身会恰如其分地把预测误差、灵活性不足和可再生能源的波动性转化为其所有者的经济成本，从而为储能和灵活性投资创造清晰的激励。

然而，这或许正是我们这个行业一个更深层的问题。我们至今仍很难相信市场机制有能力揭示技术之间的高效组合和新的运行安排。相反，我们执意干预市场所推动的发现过程，把我们自己关于哪些技术应当胜出的信念强加于人。

自2005年以来，我们举办的几乎每一次新建电源拍卖，都或多或少地按技术限制了竞争。此外，十多年来，我们一直在讨论改革市场设计，让价格更贴近运行，从而减少对补贴的需要。问题在于，这两种现象都不能归咎于缺乏技术知识或国际参照。两者都反映出，行业在规划、监管和推进长期结构性改革方面的制度能力正在逐步退化。

然而，在围绕2026年3月容量拍卖的这场名副其实的“战争”中，真正利害攸关的，并不是判定哪种技术更适合或更不适合行业当前所处的阶段。我们真正在讨论的，以及我们正在开创的先例（尽管我们对此并未完全意识到），是我们将如何推进一个复杂电力系统的扩张。这项任务历来都依赖规划和市场机制，或者在理想情况下，依赖两者之间的高效协调，而这是我们从未完全做到的。

数十年的市场设计、规划和运行研究，浩如烟海的理论与实践文献，投入研究的数十亿资金，已经建立起来的机构，以及高素质的专业队伍。即便如此，我们还是走到了这样一步：扩张开始更多地由游说团体、权宜考量和话语叙事决定，而不是由经济、运行和规划的基本面决定。

结果就是我们现在看到的：制度和行业的退化日益明显，用户为此付出的代价也日益高昂。我们已经完全脱离了一种稳定的监管均衡；在那种均衡中，任何扰动都会依靠技术上的严谨、既定程序以及对工程学和经济学基本原则的遵循得到纠正。

近年来，规划机构和监管机构，即巴西能源规划机构（EPE）和巴西国家电力监管局（ANEEL），其预算遭到忽视，这或许是这一过程最明显的标志。而这恰恰发生在系统经历最大变革的时期，因此也正是最需要更强分析能力来支撑研究、推动监管变革的时候。与此同时，部委与监管机构之间积累了制度性的紧张关系，这些争执侵蚀着公信力、一致性、可预测性和执行能力。正是在这样的环境中，行业形成了一种新的运作模式。

风险显而易见：当规划能力削弱、市场无法成熟、市场信号不再反映系统的实际运行时，扩张就不再是对系统整体效率的追求，而是转为受追逐补贴、行业压力和机构争端所驱动；这些争端往往在市场设计本身之外解决，甚至诉诸法院。

从更宏观的角度看，当前行业内的全部争论，从形成短期价格的官方模型中的风险规避程度，到反复出现的流动性危机和市场安全危机，再到容量拍卖，都不是以行业的现代化或完善为着眼点。归根结底，它们只是想通过补贴、争端和临时拼凑的办法，转嫁一场经过规划却从未真正实施的市场改革的成本。

在我们作为一个行业组织起来，推动一场广泛的市场改革，让系统重回高效和可预测的轨道之前，我们将继续推迟的，恰恰是那些能够解决当前问题之结构性根源的变革：价格与运行更紧密地对接，日前市场与实时市场的整合，需求响应，辅助服务市场，以及能够明确体现灵活性和可靠性价值的机制。相反，我们将继续疲于应对危机、重新分摊成本、治标不治本，而结构性根源却始终原封未动。

遗憾的是，行业如今所处的监管混乱，在很大程度上反映出，那些曾经支撑技术讨论、既定程序以及对机构及其职能之维护的

原则，正在逐渐被放弃。而既然原则只能通过人来体现，那么显而易见，归根结底，这是一个领导力的问题。

第10章

面向2027年的议程

2026

本章内容

2027年起的巴西电力行业议程 127

导言

2027年就任的政府将接手一个与2004年改革所设想的不同的电力行业。巴西建成了高度可再生的电源结构，吸引了私人投资，扩大了发电规模，但协调运行、引导投资的市场并没有随之实现现代化。结果是一个悖论。这个国家拥有充裕的可再生能源，利用起来却越来越困难，为保障供电付出高昂成本，电价也在损害其竞争力。本章的文章写于2026年10月，是我为这届政府拟定的议程。它把前面各章逐一展开的建议汇集在一处，也为本书讲述的这段历史画上句号。

问题出在未能适应新技术现实的制度上，既不能归咎于能源转型，也不能归咎于任何特定电源。这个系统是在水电同时提供电能和运行灵活性的年代设计的。风电和光伏改变了这种关系。白天，光伏挤占其他电站的出力；日落时，光伏出力的退出要求可控电源迅速增加出力。可再生能源的预测误差也必须持续不断地加以平衡。灵活性曾经充裕，如今变得珍贵，却没有任何价格能够充分揭示其价值。于是，每一项需求都催生一项新的附加费、补贴或合约，成本像复利一样不断累积。通过用户电价归集行业补贴的能源发展账户，自2004年以来年均增长16.5%。日落时分，当数十吉瓦的分布式光伏不再为供电作出贡献时，政府通过长期容量拍卖采购接入高压电网的资源。这一选择建立在一种逻辑跳跃之上，即认为长期采购是纠正短期市场失灵的最佳方式，而这个短期市场并不为运行所需的服务定价。

这项议程从三个方面着手。第一个方面是让价格更贴近系统的物理运行。日前市场和实时市场将在双结算机制下运行，市场主体超出其日前头寸交付或消费的任何电量，都按实时价格结算。这些价格将与每10分钟一次的优化调度挂钩。辅助服务，尤其是用于弥补可再生能源波动性和不确定性的备用，将通过向水电站、火电厂、电池和用户开放的竞争性、技术中立机制来定价。其成本将遵循成本归因原则，即谁引起成本，谁就承担成本。2025年12月，得克萨斯州的系统运营商引入了电能与辅助服务的联合优化，估计收益超过10亿美元。

第二个方面是重新设计系统扩张。拍卖将不再采购预先确定的技术和数量，而是评估每个项目的综合贡献，包括数据中心等大型负荷的接入。巴西能源规划机构在整合发电、储能、输电和可

靠性的规划模型方面已有丰富经验。这些模型能够遴选出使系统总成本最小化的项目。

第三个方面是推进零售市场现代化。居民用户需要价格与技术相结合，正如2001年限电配给期间家用电器的情形那样。工商业用户需要配电公司的报酬机制不再以资本支出回报为核心。他们还需要通过聚合商和零售售电商与批发市场相整合的本地灵活性市场。

这一切都不是用一个放松管制的市场取代规划。这项议程要求与市场相融合的规划、与运行相一致的经济工具，以及循序渐进的实施，辅以测试、公开的时间表和法律确定性。零售市场开放应当在扩大选择的同时，不把成本藏进附加费里。我把给下一届政府的议程概括为一句话，即“我们需要更少的例外和更好的规则”。

核心观点

1. 2027年的政府将接手一个悖论：可再生能源充裕，利用起来却越来越难，保障供电的成本高昂，电价损害竞争力。
2. 问题出在未能适应新技术现实的制度上。它不能归咎于能源转型或任何特定电源。
3. 灵活性曾经充裕，如今变得珍贵，而在没有揭示其价值的价格时，每一项需求都会催生一项新的附加费、补贴或合约。
4. 能源发展账户自2004年以来年均增长16.5%。
5. 第一个方面让价格贴近物理运行，包括双结算机制、每10分钟形成的价格，以及竞争性、技术中立且成本遵循成本归因原则的辅助服务。
6. 第二个方面重新设计扩张拍卖，借助行业已在使用的规划模型，评估每个项目的综合贡献，包括数据中心等大型负荷。
7. 第三个方面推进零售市场现代化，把价格与技术结合起来，改革配电公司的报酬机制，并建立本地灵活性市场。
8. 这项议程保留规划，并通过循序渐进的实施、公开的时间表和法律确定性，使规划与市场相融合。

结论

面向2027年的议程把本书的论证转化为决策。它把三个方面结合在一起：贴近运行的价格，衡量每个项目为系统增添之价值的扩张拍卖，以及能够调动居民、企业和配电网络灵活性的零售市场。下一届政府将在着手解决结构性根源与继续处理其后果之间作出选择。

本章文章

《2027年起的巴西电力行业议程》于2026年10月22日发表于CNN Brasil，是本书的最后一篇文章。我把它写成一份为2027年就任的政府准备的纲领，它把议程概括为三个方面和一条收束性的原则，即“更少的例外和更好的规则”。随后的后记将探讨这项议程能够取得成功的条件。

2027年起的巴西电力行业议程

下一届政府需要更少的例外和更好的规则，以降低能源成本，并使电力行业成为经济发展的引擎

原标题: *Uma agenda para o setor elétrico brasileiro a partir de 2027*
CNN Brasil · 2026年10月22日
原文链接: cnnbrasil.com.br

摘要

2027年就任的政府将面对一个不同于2004年改革设想的电力行业。巴西建成了高度可再生的电源结构，市场却未随之现代化。结果是一个悖论：可再生能源充裕却日益难以利用，保障供电成本高昂，电价损害竞争力。我认为，问题在于制度未能适应。灵活性由充裕变得珍贵，却无价格揭示其价值。于是，每项需求都催生新的附加费、补贴或合约，能源发展账户自2004年以来年均增长16.5%。下一届政府可从三方面遏止这一进程。第一，让价格贴近物理运行：双结算机制下的日前与实时市场、每10分钟的价格，以及技术中立、按“谁引起、谁承担”分摊成本的辅助服务。得克萨斯州自2025年12月起实行电能与辅助服务联合优化，估计收益逾10亿美元。第二，重新设计扩张拍卖，评估各项目的综合贡献，包括数据中心等大型负荷。第三，推进零售现代化，改革配电报酬机制，建立本地灵活性市场。这并非以放松管制取代规划。我们需要更少的例外和更好的规则。

下一届政府将接手一个与2004年改革所设想的不同的电力行业。巴西已经建成了高度可再生的电源结构，吸引了私人投资，扩大了发电规模。然而，这种扩张并没有伴随着那些协调系统运行、引导投资的市场的现代化。

结果是一个悖论：我们拥有充裕的可再生能源，利用起来却越来越困难，保障资源充裕性的成本高昂，电价也在损害竞争力。问题既不在于能源转型，也不在于任何特定电源，而在于制度未

能适应新的技术现实。如何确定这一挑战的优先次序，将取决于下一届政府的目标。

巴西电力系统是在水电同时提供电能和运行灵活性的年代设计的。风电和光伏发电的扩张改变了这种关系。白天，光伏发电挤占其他电站的出力；日落时，光伏出力的退出要求可控电源迅速增加出力。可再生能源的预测误差也必须持续不断地加以平衡。

灵活性曾经充裕，如今变得珍贵，然而尽管已有国际经验可循，市场仍然缺少能够充分揭示其经济价值的价格。

这些后果相互强化。没有运行服务的价格，电池、需求响应和其他灵活性来源就缺乏激励。针对特定技术的补贴，即便在新项目的新增贡献很小时也在鼓励其上马。当可再生能源发电超过需求或输电能力时，运营商就会下令强制削减出力，也就是所谓的弃电。

与此同时，在日落时分，当数十吉瓦的分布式光伏不再为满足需求作出贡献时，政府通过容量储备拍卖，长期采购接入高压电网的资源，并把成本转嫁给用户。

无论是资源充裕性还是拍卖的重要性，都无人质疑。问题在于一种逻辑上的跳跃：认为长期采购是应对短期市场失灵的最佳方式，而这个短期市场并不为运行所需的服务定价。不纠正问题的根源，每一项需求都会催生一项新的附加费、补贴或采购。那些被包装成“务实”的方案掩盖了结构性问题，而这些问题的成本会像复利一样不断累积。

能源发展账户（CDE）自2004年以来年均增长16.5%，正说明了附加费的膨胀。其结果是一个更复杂、更昂贵、更依赖行政决定的行业。

下一届政府可以从三个方面遏止这一进程。

第一，让价格更贴近系统的物理运行，这是一项在巴西普遍遭到违背的基本原则。实行双结算机制的日前市场和实时市场，以每10分钟与优化调度挂钩的价格，将揭示电能在不同时段和不同地点的价值。辅助服务也必须定价，尤其是用于弥补可再生能源波动性和不确定性的备用。其报酬应当具有竞争性并保持技术中立，让水电站、火电厂、电池和用户都能参与。

这些备用的成本应当按照“谁引起、谁承担”的成本归因原则来分摊，避免不当的转移。得克萨斯州的系统运营商得克萨斯州电力可靠性委员会（ERCOT）于2010年将实时市场的时段间隔

从15分钟缩短至5分钟，并于2025年12月引入电能与辅助服务的联合优化，估计收益超过10亿美元。

第二，重新设计系统扩张的方式。拍卖应当不再采购预先确定的技术和数量，而是转向评估每个项目的综合贡献，包括数据中心等大型负荷的接入。一座电站的价值取决于它在何时、何地发电，它所提供的灵活性，输电条件，以及它与现有机组的互补性，而不仅仅取决于电能或可靠容量的价格。

行业内已在使用、巴西能源规划机构（EPE）也拥有丰富经验的规划模型，能够把发电、储能、输电和可靠性整合起来，通过一场使系统总成本最小化的拍卖来遴选项目。拍卖可以纳入大用户为接入电网而提出的报价，以其缴纳足以覆盖新增并网成本的费用作为接入条件。

这将使巴西成为发电和大型负荷的枢纽，同时落实经济责任，保留集中规划，并利用竞争来遴选投资。

第三，推进零售市场现代化，承认用户之间的差异，并提供激励，让他们对系统状况作出响应。在居民用户领域，单靠调整电价效果有限。必须把价格与技术结合起来，正如2001年限电配给期间家用电器的情形那样，只是这一次是为了促进灵活性。

这一挑战不仅涉及用电，也涉及分布式光伏的上网注入。国际经验表明了如何鼓励电池和各类设备在不影响舒适度的前提下，根据系统需要自动调整运行。这需要一项与设备制造业协调推进的部级议程。

在工商业领域，经济回报能够更直接地激励需求侧管理和灵活性的提供。要释放这一潜力，就需要改革目前以资本支出（CAPEX）回报为核心的配电公司报酬机制，并像美国和欧洲那样，发展本地灵活性市场、新的报酬与支付机制以及新的商业模式。这些市场必须与批发市场相整合，并有聚合商和零售售电商的参与。

这几方面的举措并不意味着用一个放松管制的市场取代规划。它们要求与市场相融合的规划、与运行相一致的经济工具，以及循序渐进的实施，辅以测试、公开的时间表和法律确定性。零售市场开放应当在扩大选择的同时，不把成本藏进附加费里。

巴西可以把自己的电源结构转化为持久的竞争优势。挑战不在于挑选胜出的技术，而在于制定能够吸引所需资源的规则。成功

的能源政策，提供的是可靠、清洁且价格可负担的电力。我们需要更少的例外和更好的规则。

复杂的问题很少有简单的解决办法，但这个行业已经证明了自己有能力应对它们。如果没有全面改革，一项战略优势将继续带来成本和发展障碍。下一届政府必须作出选择：是着手解决结构性根源，还是继续处理它们带来的后果。

后记：展望未来

巴西电力市场接下来会怎样，与其说取决于技术，不如说取决于决策。这些决策掌握在国家领导层、矿产与能源部和行业各机构手中。我想以对未来的展望为本书作结。我持审慎的乐观态度，因为巴西拥有纠正方向所需的一切。我同时也持批评态度，因为过去十年表明，这样的机会多么容易错失。

巴西拥有什么

巴西有可再生资源，有技术，也有愿意为之提供资金的资本。这个行业还拥有数十年的市场设计、规划和运行研究，长期建立起来的机构，以及高素质的技术队伍。正如我在《电力行业关于价格与风险规避的混乱》中所写，我们缺少的是一致性和领导力，其余的，行业从来不缺。

国家电力系统运营商近期接管了用于规划运行和形成价格的计算模型。这一决定为逐步把电网、实时运行和备用纳入价格形成创造了制度和技术条件，前提是行业其他机构对这一进程给予跟进和鼓励。

巴西用户已不止一次表明，他们会对价格作出反应。在2001年的限电配给中，为了避免对未完成节电目标者加收的电费，他们自己选择了更高效的电器，这或许是历史上规模最大的需求响应计划。从2022年起，居民用户利用分布式发电，在受管制市场内部建立起一个电量抵扣额度市场。同年，监管机构设立了一项自愿需求响应计划，为大用户的灵活性提供了一个市场，到2024年10月，该计划已超过9吉瓦时。

改革议程也早在2017年就已摆在桌面上，当时的第33号公众咨询勾勒出序贯实时市场和一个更贴近运行的短期市场。2027年的新政府打开了将其付诸实施的窗口。我们还可以借鉴那

些在整合不可控资源方面领先我们约15年的市场所经历的试错。2025年12月，得克萨斯州的系统运营商得克萨斯州电力可靠性委员会开始对电能与辅助服务进行联合优化，估计收益超过10亿美元。

可能出错的地方

2026年3月签订的容量合约期限为10至15年，其成本通过一项附加费转嫁到用户身上。每新增一次这类拍卖，都会加深对价格得到纠正之前就已选定的设计的锁定，而一旦市场主体自认为有权获得保障性收入，就很少会放弃它。补贴仍在不断累积，能源发展账户自2004年以来年均扩张16.5%。终端用户的电价已经高到必须按复利分期支付的地步。2026年正在征求意见的电池拍卖，有可能在储能领域重蹈容量拍卖的覆辙。巴西能源规划机构和监管机构的预算遭到忽视，部委与监管机构之间的摩擦侵蚀着公信力和执行能力。归根结底，正如我在2026年不止一次写到的，这些风险中的每一项都是领导力问题。

前提条件

乐观的前景取决于按正确的顺序做事。先于我们经历这一转型的市场表明，如果首先理顺短期市场的价格形成，许多问题就可以避免。我的文章指向五个条件。

1. 价格先行。日前市场和实时市场在双结算机制下运行，与日前计划的每一项偏差都按实时价格收费或付费。价格每10分钟形成一次，辅助服务则通过竞争性、技术中立的机制定价。
2. 逐步而迅速地削减补贴，并且不再为纠正旧补贴的副作用而设立新的补贴。
3. 扩张拍卖向所有技术开放，并借助行业已在使用的规划模型，评估每个项目对系统的综合贡献。
4. 用户和配电网络通过聚合商、零售售电商和本地灵活性市场参与市场，同时改革配电公司获得报酬的方式。
5. 各机构恢复其能力，运营商自行选择所用的模型并为其结果负责，规划机构和监管机构也拥有履行职责所需的预算。

如果这些条件得到满足，并且价格先行，容量合约和储能合约就能发挥它们在成熟市场中所发挥的补充作用，如今通过附加费支付的成本也能回归价格，向市场主体指明应当在哪里投资。如果这些条件得不到满足，行业很快又会讨论同样的问题。

从拉丁美洲到美国

2026年11月5日至6日，我与Frank Wolak在斯坦福大学共同组织了一场为期两天的研讨会。研讨会的题目是*From Latin America to the United States: Challenges, Models, and Policies for Electricity Markets in Transition*（《从拉丁美洲到美国：转型中电力市场的挑战、模型与政策》）。研讨会得到拉丁美洲研究中心的支持和廷克基金会的赞助，汇聚了来自南北两个半球的系统运营商和学者。与会的运营商来自加州独立系统运营商、得克萨斯州电力可靠性委员会、西南电力库、中部大陆独立系统运营商、PJM互联电网、纽约独立系统运营商和新英格兰独立系统运营商，以及巴西的国家电力系统运营商和智利的国家电力协调中心。

间歇性可再生能源在全球范围内的快速并网，引发了人们对那些日益由零边际成本资源主导的市场能否保障长期资源充裕性的担忧。以水电为主的拉丁美洲国家二十多年来一直在用长期工具和各自的市场设计应对这一挑战。美国和欧洲则主要通过与运行更紧密对接的短期价格信号以及长期容量机制，来应对光伏和风电带来的问题。研讨会探讨了在边际成本较低、可再生能源占主导的市场中，短期信号与长期工具如何相互作用。

那些已经经历过灵活性稀缺和可再生能源大规模进入的系统，其经验对巴西和拉丁美洲其他国家意义重大，因为后者的系统是在截然不同的资源条件下发展起来的。拉丁美洲同样有经验可以提供。它带来了在负荷快速增长时至关重要的长期合约形式、机制和拍卖，而巴西在远期市场和拍卖方面的经验正是这一贡献的一部分。美国则提供了旨在释放稀缺信号的短期产品。

2004年，巴西为一个负荷快速增长的水电系统设计了市场。如今的任务，是以同样的审慎，为一个灵活性已变得稀缺的系统重新设计它。