

引用格式: 刘艺锋, 李玉婷, 彭欣然, 等. 电力现货市场下中长期合约价值分析及定价建议 [J]. 南方能源建设, 2025, 12(2): 169-180. LIU Yifeng, LI Yuting, PENG Xinran, et al. Value analysis and pricing recommendations for medium- and long-term contracts in the electricity spot market [J]. Southern energy construction, 2025, 12(2): 169-180. DOI: 10.16516/j.ceec.2024-260.

电力现货市场下中长期合约价值分析及定价建议

刘艺锋[✉], 李玉婷, 彭欣然, 卢斌

(中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司, 广东 广州 510663)

摘要: [目的]在全国电力市场化改革稳步推进的态势下, 广东、山西等区域电力现货市场已步入正式运行阶段。电力现货市场价格波动频繁且难以准确预测, 对发电企业年度收入构成显著影响。文章旨在深入分析中长期合约的实际价值, 为中长期合约电力交易提供科学合理的定价依据, 进而降低发电企业(尤其是新能源发电企业)签订中长期合约的市场风险, 提高其发电收入。[方法]文章选取广东电力现货市场作为研究案例, 深入剖析当前阶段的阻塞费用分配机制以及中长期合约中的阻塞费用结算方式。基于历史数据, 对实行单独结算中长期阻塞费用的中长期合约进行价值评估分析。此外, 对于拥有基数电量的新能源发电机组, 文章还对其在当前基数电量条件下中长期合约的实际价值进行定量分析, 从而为中长期合约定价提供依据及建议。[结果]在中长期阻塞费用单独结算的框架下, 常规发电机组中长期合约价值主要取决于日前统一结算点电价; 而对于新能源发电机组, 由于基数电量等因素的影响, 其中长期合约价值还与所在节点电价以及新能源自身出力特性密切相关。[结论]文章总结出适用于常规发电机组和新能源发电机组在中长期阻塞费用单独结算下的中长期合约价值公式, 据此提出中长期合约定价建议。为发电侧(尤其是新能源发电机组)提供了中长期合约估值及定价思路同时, 也为交易规则制定者对后续完善阻塞管理机制提供重要依据。

关键词: 中长期合约; 阻塞费用; 电力现货市场; 估值分析; 合约定价

DOI: 10.16516/j.ceec.2024-260

文章编号: 2095-8676(2025)02-0169-12

CSTR: 32391.14.j.ceec.2024-260

中图分类号: TK01; TM73



论文二维码

Value Analysis and Pricing Recommendations for Medium- and Long-Term Contracts in the Electricity Spot Market

LIU Yifeng[✉], LI Yuting, PENG Xinran, LU Bin

(China Energy Engineering Group Guangdong Electric Power Design Institute Co., Ltd., Guangzhou 510663, Guangdong, China)

Abstract: [Objective] With the steady advancement of nationwide electricity market reforms, regions like Guangdong and Shanxi have entered the formal operation phase of electricity spot markets. The frequent and unpredictable price fluctuation in the electricity spot market has significantly impacts or the annual revenue of power generation enterprises. This paper aims to deeply analyze the actual value of medium-and long-term contracts, provide scientific and reasonable pricing basis for electricity trading in these contracts, and thus reduce the market risks for power generation enterprises (especially new energy power generation enterprises) signing medium-and long-term contracts, while increasing their power generation income. [Method] This paper selected the Guangdong electricity spot market as a case study, thoroughly analyzing the current stage's congestion cost allocation mechanism and the settlement method of congestion costs in medium-and long-term contracts. Based on historical data, the paper conducted a value evaluation analysis of medium-and long-term contracts implementing separate settlement of medium-and long-term congestion costs. Additionally, for new energy power generation units with base electricity, the paper quantitatively analyzed the actual value of medium-and long-term contracts under current base electricity conditions, providing a basis and suggestions for the pricing of medium-and long-term contracts. [Result] Under

the framework of separate settlement of medium-and long-term congestion costs, the value of medium-and long-term contracts for conventional power generation units mainly depends on the day-ahead unified settlement point price. For new energy power generation units, due to the influence of base electricity and other factors, the value of medium-and long-term contracts is also closely related to the node price and the output characteristics of the new energy. [Conclusion] The paper summarizes the value formulas for medium-and long-term contracts applicable to both conventional and new energy power generation units under the separate settlement of medium-and long-term congestion costs, and based on this, proposes pricing suggestions for medium-and long-term contracts. Providing clear valuation and pricing strategies for medium-and long-term contracts for the power generation side, particularly for new energy power generation units, this paper also offers crucial guidance for rule-makers in improving congestion management mechanisms.

Key words: medium-and long-term contracts; congestion costs; electricity spot market; valuation analysis; contract pricing

2095-8676 © 2025 Energy China GEDI. Publishing services by Energy Observer Magazine Co., Ltd. on behalf of Energy China GEDI.

This is an open access article under the CC BY-NC license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>).

0 引言

2015年3月,《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发[2015]9号)由中共中央和国务院发布,旨在通过深化电力体制改革,促进电力资源在全国范围内优化配置,推动电力行业向更加市场化和高效的方向发展,以构建一个政府监管下、政企分开、公平竞争、开放有序、健康发展的电力市场体系^[1]。2017年,国家下发通知,明确南方(以广东起步)、山西、山东等作为首批8个试点现货市场地区^[2]。2018年8月,南方(以广东起步)电力现货市场率先发布规则体系并启动试运行。在经过多轮试运行、连续试运行后,2023年12月,广东、山西电力现货市场作为全国第一批转入正式运行^[3]。

广东电力现货市场采取全电量集中优化出清和节点电价机制,分为日前市场和实时市场,结算模式采用三部制:中长期合约全电量结算(含中长期阻塞电费)、日前市场与中长期市场的偏差电量(日前偏差电量)按日前市场价格结算、实时市场与日前市场的偏差电量(实时偏差电量)按实时市场价格结算。发电侧现货市场结算电价为发电机组所在区域物理节点的节点电价,用户侧现货市场结算电价采用的是统一结算点电价进行结算^[4-6]。

2023年,广东电力市场全年直接交易电量达到314.14 TWh,现货偏差电量(包括日前偏差电量和实时偏差电量)为28.33 TWh,占市场直接购电用户总电量的9.1%。其中,现货市场日前节点均价在170~835元/MWh之间波动,现货市场实时节点均价在150~760元/MWh之间波动,现货节点电价在反映一次能源成本高低和电力系统供需平衡状态的同时

意味着发电企业发电收入的不稳定性和高波动性,现货偏差电量表现为高风险。2023年,广东电力市场中90%市场电量由中长期交易覆盖,交易均价540元/MWh^[7]。可见,绝大部分市场电量通过中长期交易进行事前“锁价”,中长期交易扮演着重要的“压舱石”作用。

在电力现货市场中,节点电价由系统电能价格与阻塞价格2部分构成^[8-9]。受到输电线路传输功率的容量约束,电力传输过程中将发生输电阻塞,而输电阻塞将导致现货市场中各节点电价存在差异,即电能在不同节点处表现出不同的价值(节点电价的分布差异)。在节点电价体系下,发电机组签订中长期合约虽然看似定量“锁价”,但由于电能的空间价值差异是客观存在的,中长期合约电量交易过程中存在阻塞的可能,中长期合约电量的执行需要合约一方承担发电侧节点价格与结算参考点价格不一致引起的费用,当节点价格低于结算参考点价格时,为中长期阻塞费用,图1为中长期阻塞费用的示意图。

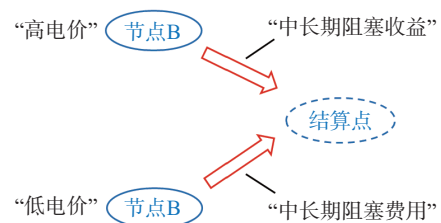


图1 中长期阻塞费用示意图

Fig. 1 Illustration for medium-and long-term congestion costs

根据广东电力交易中心公开数据,2024年上半年,年内发电机组(含新能源发电机组)中长期阻塞费用累计11.39亿元,中长期市场化电量累计157 TWh,

合计单位中长期阻塞费用-7.26元/MWh。近年来阻塞费用研究主要围绕其分配机制及其合理性上^[10-12],也不乏对市场阻塞管理建议^[13-15],对中长期合约实际价值的定量分析未考虑代购电量和中长期阻塞费用^[16]。此外,新能源发电企业因其在国内享受特殊的保障性政策,业界对其所签署的中长期合约实际价值缺乏深入分析与研究,新能源发电企业在制定中长期合约的定价策略及其风险控制^[17]时面临着一定的挑战。

为了深入剖析电力现货市场环境下中长期合约的实际价值,为发电企业在合约签订过程中提供科学、严谨的定价指导,文章首先将聚焦电力市场阻塞等核心概念,结合广东电力现货市场正式运行阶段的交易规则,推导出一套精确的中长期合约价值计算公式;随后,将运用历史电价数据,对中长期合约价值展开系统的定量分析。最终,基于以上研究,文章将提出一套切实可行的中长期合约估值分析方法,以确保发电企业在电力中长期市场中能够做出明智、合理的决策,并为后续进一步完善中长期阻塞费用管理机制提供参考依据。

1 电力现货市场阻塞

1.1 市场阻塞费用和阻塞盈余

电力现货市场的阻塞是指电力网络中输电线路或设备的传输容量达到极限,无法满足电力输送需求的情况。这种现象通常发生在电力需求高峰时段或特定地理区域,当电力需要从一个地区传输到另一个地区时,如果输电线路容量不足,就会形成阻塞。广东电力现货市场采用节点电价机制进行日前和实时市场全电量优化出清,只要线路存在阻塞就会产生阻塞盈余,总阻塞盈余包括计划部分阻塞盈余和市场部分阻塞盈余,当前广东电力现货交易规则中,市场部分阻塞盈余为市场用户按照统一结算电价支付的总电费与发电侧总电费之间的差额,由发电侧按上网电量比例进行分摊(分享)^[6]。

国外主要电力市场如美国 PJM 市场采用节点边际电价(Locational Marginal Price, LMP)机制进行日前和实时市场交易结算,对节点电价模式下发电侧与用电侧结算产生的阻塞结余,通过建立金融输电权(Financial Transmission Right, FTR)交易市场,以公开招标的方式将阻塞结余的分摊权利给予市场主体,市场主体可通过竞标金融输电权获取分摊阻塞

结余的权利,从而降低由于输电阻塞导致节点边际电价波动带来的市场风险^[18]。

北欧(Nord Pool)电力市场采用多区域定价机制进行电力市场交易结算和阻塞管理。在这种机制下,整个市场区域被划分为多个价格区域,区域之间因输电限制而形成不同的区域电价(Zonal Marginal Price, ZMP)。同样分为日前市场和实时市场进行电力交易结算,在市场出清过程中,先不考虑输电阻塞进行市场出清计算,当实际运行中出现输电阻塞时,根据各区域的实际输电能力进行调整,从而形成分区电价。在区域定价机制上采用平衡市场以处理实际运行过程中的输电阻塞,称为“对销交易”^[19]。以最小成本为目标,市场运营商(Transmission System Operator, TSO)通过使发电机组增加或减少发电出力,或给予电力用户一定的补偿,使之改变用电方式,以缓解电力系统中的阻塞问题。“对销交易”的费用由 TSO 承担,并最终通过输电附加费形式传导给电力用户。

1.2 中长期合约阻塞

在美国 PJM 市场中,场外双边合约由市场主体自行约定进行差价结算,中长期合约差价电费与现货市场电费分开结算。其中,中长期合约差价电费为中长期合约电量与合约差价相乘得到,合约差价通常基于合同约定的结算价格与实际市场价格的差额来确定,实际市场价格为合约双方选定的交割节点现货价格,北欧电力市场、澳大利亚 NEM 市场中的中长期差价合约等金融合同与之类似。

在广东电力现货市场中,中长期合约和现货市场统一进行结算,其中,中长期合同电量先按中长期合同价格结算,实际电量与中长期合同电量的偏差按现货市场价格结算,同时结算所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值(这部分定义为“中长期阻塞费用”)。以上两种处理中长期合约方式是等价的^[10,20],后者直接体现了中长期阻塞费用。

国内外典型电力市场中长期合约及阻塞费用管理机制的对比总结如表 1 所示。从表 1 可以看出,与美国 PJM 等国外典型电力市场不同的是,广东电力市场中长期合约的结算参考点是统一选定的,而不是由交易双方自行约定。此外,在实际结算时,各机组中长期阻塞费用不予单独结算,而由直接参与交易的市场机组按实际月度上网电量比例分摊,其

表 1 典型电力市场中长期合约及阻塞管理机制对比

Tab. 1 Comparison of medium-and long-term contract and congestion management mechanisms in typical electricity markets

电力市场	交易模式	定价方式	阻塞管理	阻塞费用分摊
美国PJM	金融合同	价格+结算点约定	LMP	金融输电权(FTR)
北欧Nord Pool	金融/物理合同	价格+结算点约定	ZMP+“对销交易”	结余分配给TSO; 对销交易费用传导给电力用户
澳大利亚NEM	金融合同	价格+结算点约定	ZMP	拍卖收益权(Sale Right Auction, SRA)
广东	金融	价格约定+统一结算点	LMP	不单独结算, 按电量比例由发电侧进行分摊

中,参与交易的核电机组、现货新能源交易单元按实际上网电量扣减转让前基数电量参与不单独结算的中长期阻塞费用分摊,也就是说考虑当前市场并不成熟、市场主体对中长期阻塞费用认知不足,单独结算中长期阻塞费用将一定程度影响发电企业对中长期合约实际收益的预想,于是当前规则中长期阻塞费用实际并不单独结算,而是由发电机组按一定的上网电量比例进行分摊,这不仅忽视了阻塞费用物理意义,也违背了交易规则设置的初衷,可见当前中长期合约阻塞处理机制仅为暂时的权宜之计。鉴于此,本文将从中长期阻塞费用实际物理意义出发,对其进行单独结算,以发现中长期合约实际价值。

2 中长期合约价值及定价思路

2.1 现货市场下发电机组电费结算

根据交易规则^[6],参与电力市场交易的发电机组总电费用由代购市场及跨省外送电量电费以及市场化电费收入组成,其中,市场化电费收入包含中长期合约电能量电费、日前市场的偏差电能量电费、实时市场的偏差电能量电费、中长期合约阻塞电费、分摊电费及返还电费。具体计算公式如下:

$$R = R_{\text{non}} + R_{\text{market}} = R_{\text{non}} + R_c + R_d + R_r + R_{\text{cc}} + R_{\text{re}} + R_{\text{al}} \quad (1)$$

$$R_c = \sum Q_{c,t} \times P_{c,t} \quad (2)$$

$$R_d = \sum (Q_{d,t} - Q_{c,t} - Q_{\text{non},t}) \times P_{d,t} \quad (3)$$

$$R_r = \sum (Q_{g,t} - Q_{d,t}) \times P_{r,t} \quad (4)$$

$$R_{\text{cc}} = \sum Q_{c,t} \times (P_{d,t} - P_{d,t}^u) \quad (5)$$

式中:

R_{non} ——代购市场及跨省外送电量电费收入,参与现货的新能源交易单元为基数电量电费收入 R_b ,

核电为相应的基数及代购市场电量电费收入 R_b (元);

R_{market} ——市场化电量电费收入(元);

R_c ——发电机组中长期合约电能量电费收入(元);

R_d ——发电机组在日前市场的偏差电能量电费收入(元);

R_r ——发电机组在实时市场的偏差电能量电费收入(元);

R_{cc} ——发电机组中长期合约阻塞电费收入(元);

R_{re} ——发电机组考核、补偿及其他返还电费(元);

R_{al} ——发电机组承担的各类分摊电费(元);

$Q_{c,t}$ ——发电机组在 t 时段的中长期合约电量(MWh);

$Q_{d,t}$ ——发电机组在日前市场 t 时段的出清电量(MWh);

$Q_{\text{non},t}$ ——发电机组在 t 时段净代购市场及跨省外送电量实结电量,核电机组为对应的基数及代购市场电量 $Q_{b,t}$,现货新能源交易单元则对应基数电量 $Q_{b,t}$ (MWh);

$Q_{g,t}$ ——发电机组在实时市场 t 时段的上网电量(MWh);

$P_{c,t}$ ——发电机组在 t 时段的中长期合约价格(元/MWh);

$P_{d,t}$ ——发电机组所在节点在日前市场 t 时段的结算价格(元/MWh);

$P_{r,t}$ ——发电机组所在节点在实时市场 t 时段的结算价格(元/MWh);

$P_{d,t}^u$ ——日前市场用电侧统一结算点电价,即发电侧所有节点电价的电量加权平均值(元/MWh)。

2.2 常规发电机组

常规机组签订中长期合约价值为签订中长期合约与不签订中长期合约的电能量电费收入差额,即:

$$V_{\text{con}} = R_{w_c} - R_{n_o_c} = \sum Q_{c,t} \times P_{c,t} + \sum (-Q_{c,t}) \times P_{d,t} + \sum Q_{c,t} \times (P_{d,t} - P_{d,t}^u) = \sum Q_{c,t} \times (P_{c,t} - P_{d,t}^u) \quad (6)$$

由式(6)可以看出,中长期阻塞费用单独结算下的机组中长期合约价值只与日前用户侧统一结算点电价(结算参考点价格)以及中长期合约电量电价相关,整个市场中所有机组中长期约定价策略依据保持一致,其本质上与美国 PJM 市场对场外双边中长期合约的结算做法相同,主要区别在于广东电力现货市场统一将结算参考点设置为用户侧统一结算点电价。

换言之,美国 PJM 市场的做法是直接关联合约价格与结算参考点价格,对差价部分进行中长期合约电量结算,直接体现了中长期合约实际价值;而广东电力现货市场的结算方式则要历经“两步走”,即从中长期合约价格到自身现货结算价格,再从自身现货结算价格到中长期参考结算价格^[10]。

若能保证分时 $P_{c,t} > P_{d,t}^u$, 则中长期合约价值将为正 ($V_{\text{con}} > 0$), 即签订中长期合约产生正收益。但在实际交易过程中,由于 $P_{d,t}^u$ 波动较大且难以准确预测,即难以确保中长期分时 $P_{c,t} > P_{d,t}^u$ 。为确保签订的中长期合约价值为正,假定中长期合约价格为固定值(这一设定在实际交易过程中最为普遍且最具备交易可行性),则:

$$V_{\text{con}} = P_c \times Q_c - \sum Q_{c,t} \times P_{d,t}^u = Q_c \times (P_c - P_{wd,t}^u) \quad (7)$$

要使上述 $V_{\text{con}} > 0$, 则可推导出 $P_c > P_{wd,t}^u$ 。其中 $P_{wd,t}^u = \frac{\sum Q_{c,t} \times P_{d,t}^u}{Q_c}$, 为一定周期内日前用户侧统一结算电价按照中长期合约分时电量进行加权平均后的结算价格(元/MWh)。

2.3 新能源发电机组

对于新能源发电机组,代购市场电费收入指基数电量电费收入,新能源基数合约电量刚性执行,按照不含补贴的批复上网电价 P_g 结算,即 $R_{\text{non}} = R_b = P_g \times \sum Q_{b,t}$ 。由于新能源保障性基数电量的原因,签订中长期合约会直接影响基数电量的结算,此外,还会影响新能源发电机组补偿、返还、分摊等费用,其中影响较大的为变动成本补偿电费,对于新能源发

电机组, R_{re} 取 $(Q_g - Q_b) \times P_{cp}$ 。那么新能源发电机组签订中长期合约的价值为:

$$V_{\text{new}} = R_{w_c} - R_{n_o_c} = P_g \times (\sum Q_{b,t} - \sum Q'_{b,t}) + \sum (Q_{c,t} \times P_{c,t}) + \sum (-Q_{c,t} - Q_{b,t} + Q'_{b,t}) \times P_{d,t} + \sum Q_{c,t} \times (P_{d,t} - P_{d,t}^u) + (\sum Q'_{b,t} - \sum Q_{b,t}) \times P_{cp} \quad (8)$$

式中:

P_{cp} ——发电机组的度电补偿标准,度电补偿标准为机组批复上网电价(含脱硫、脱硝、除尘)叠加超低排放电价后,与市场参考价之差(元/MWh);

$Q'_{b,t}$ ——不签订中长期合约下分时基数电量(MWh)。

假设签订的每日中长期合约电量小于 α 倍的实际上网电量(α 为可再生能源基数电量比例^[21]),每日基数合约总电量 $Q_{b,d} = Q_{g,d} \times \alpha - Q_{c,d}$, $Q'_{b,d} = Q_{g,d} \times \alpha$, 按照实际上网电量曲线分解至每小时,则 $Q_{b,t} - Q'_{b,t} = -Q_{wc,t}$, $\sum Q_{b,t} - \sum Q'_{b,t} = -Q_c$, 将其代入式(8)中,新能源发电机组中长期合约价值为:

$$V_{\text{new}} = \sum Q_{c,t} \times (P_{c,t} - P_{d,t}^u) + \sum Q_{wc,t} \times P_{d,t} - Q_c \times P_g + Q_c \times P_{cp} \quad (9)$$

通过对比式(6)和式(9)可以发现,在中长期阻塞费用单独结算下,新能源发电机组中长期合约价值相较于常规发电机组而言,呈现出更为复杂的特性,不仅要考虑日前统一结算点电价,还需同时考虑新能源发电机组所在特定节点电价与新能源自身出力特性、批复上网电价、度电补偿标准等因素。若令:

$$V_{\text{add}} = \sum Q_{wc,t} \times P_{d,t} - Q_c \times P_g + Q_c \times P_{cp} \quad (10)$$

则新能源发电机组中长期合约价值可改写为:

$$V_{\text{new}} = V_{\text{con}} + V_a \quad (11)$$

式(11)可以理解为在签订同样条件中长期合约下,新能源发电机组中长期合约价值为常规价值项与新能源附加项(V_a)之和,常规价值项与常规发电机组中长期合约价值相等。

假定中长期合约价格为固定值:

$$V_{\text{new}} = V_{\text{con}} + V_a = Q_c \times (P_c - P_{wd,t}^u) + Q_c \times (P_{wd} - P_g + P_{cp}) \quad (12)$$

式中: $P_{wd} = \frac{\sum Q_{wc,t} \times P_{d,t}}{Q_c}$, 为一定周期内日前节点电价按照经上网电量分解后的中长期合约分时电

量进行加权平均后的结算价格(元/MWh)。

当 $P_{wd} = P_g - P_{cp}$ 时, V_a 价值为零, 则新能源发电机组签订的中长期合约价值将与常规机组无异; 当 $P_{wd} > P_g - P_{cp}$ 时, V_a 为正值, 新能源发电机组签订的中长期合约价值相较于常规机组将获得所在节点电价带来的溢价, 即签订同样价格、同样电量的中长期合约, 新能源发电机组将收获更高的收益(前提是 $P_c > P_{wd,t}^u$); 相反, 当 $P_{wd} < P_g - P_{cp}$ 时, V_a 为负值, 新能源发电机组签订的中长期合约价值相较于常规机组将因所在节点电价较低而折价, 即签订同样价格、同样电量的中长期合约, 新能源发电机组将收获较少的收益(前提是 $P_c > P_{wd,t}^u$), 甚至会直接导致中长期合约价值为负。

3 中长期合约价值定量分析及定价建议

3.1 常规发电机组

对于常规发电机组, 中长期合约价值取决于日前统一结算点电价与中长期合约电量及价格, 其中日前统一结算点电价由日前现货市场根据电力供需关系、发用侧申报情况, 通过日前出清规则后加权计算得到。图 2 和图 3 展现了广东电力市场 2023 年及 2024 上半年日前用户侧统一结算点电价每日均值和分时均值, 日前用户侧统一结算点电价反映日前市场电力供需平衡下的电价整体水平。

从图 2 可以观察到, 2023 年和 2024 上半年的电价数据均呈现出较为明显的波动性, 其中 2023 年算术平均电价为 432 元/MWh(其中上半年算术平均电价为 460 元/MWh), 波动幅度从 161 元/MWh 至 803 元/MWh, 标准差为 80 元/MWh; 2024 上半年算术平均电价为 356 元/MWh, 波动幅度从 62 元/MWh

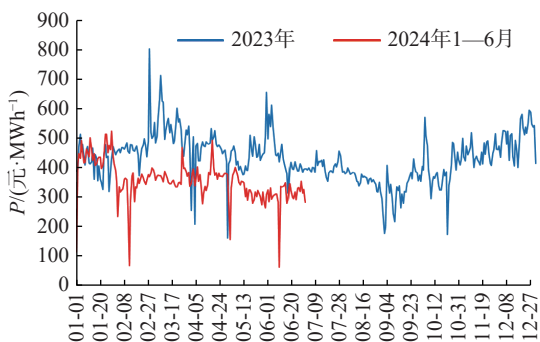


图 2 日前用户侧统一结算点电价逐日均值

Fig. 2 Daily average of day-ahead electricity price on user-side unified settlement point

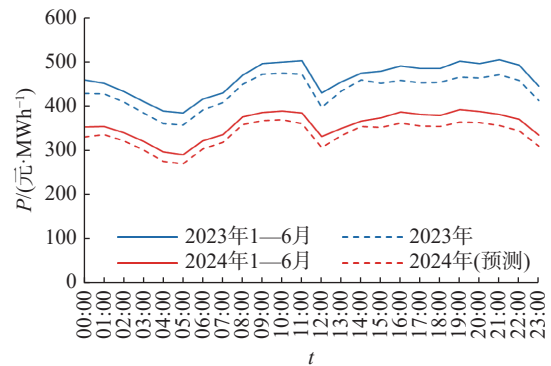


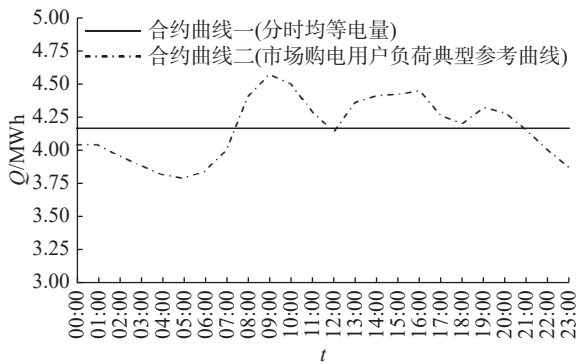
图 3 日前用户侧统一结算点电价逐时均值

Fig. 3 Hourly average of day-ahead electricity price on user-side unified settlement point

至 523 元/MWh, 标准差为 66 元/MWh。相比 2023 年, 2024 上半年的算术平均电价同比下降 23%, 反映了整体电力市场供需格局的变化, 其中缘由, 很可能是新能源发电机组, 以其近乎零的边际成本优势, 正式进入现货市场, 加剧了电力市场竞争, 叠加一次能源价格走低, 导致了平均电价大幅下滑; 2024 上半年电价相较 2023 年整体波动收窄, 离异系数(CV, 又称离散系数, 用于衡量数据离散程度的相对统计量)均约 0.18, 在逐日均值上表现为相似的离散程度。

从图 3 可以观察到, 2023 年和 2024 上半年的电价数据展现出了一致的分时波动特性, 同时也揭示了电价随昼夜更替转换的规律性起伏。2024 上半年整体变化趋势与 2023 年的保持高度一致, 同期电价之间呈现高度正相关性, 其皮尔逊相关系数(r , 又称皮尔逊积矩相关系数, 用于衡量两个变量之间线性相关性的统计量, 绝对值越接近于 1, 说明两个变量正相关性越强)超过 0.98, 且在统计学上具备显著性(通过相关系数的 t 检验, P 值小于 0.01), 电价分时变化趋势几乎一致。其中, 分时平均电价最小值均出现在早晨 5 时和中午 12 时, 上午 8 时至 11 时、下午 14 时至傍晚 22 时为高峰时段。此外, 图 3 给出了 2024 年全年日前用户侧统一结算点电价预测, 平均电价预测值为 335 元/MWh。

假设常规机组中长期合约电量按以下两种方式的分时典型曲线进行签订: 合约曲线一(分时均等电量曲线); 合约曲线二(市场购电用户负荷典型参考曲线), 如图 4 所示。根据式(7), 结合 2023 年及 2024 上半年日前统一结算点电价数据, 可计算常规机组中长期合约价值。



注:假定全日合约电量为 100 MWh。

图 4 中长期合约电量分时曲线

Fig. 4 Medium-and long-term contract power volume time series

表 2 列出了中长期阻塞费用单独结算下的常规发电机组中长期合约预估价值, 经过对比可知, 两种合约电量曲线的选择对中长期合约的实际价值产生的影响相对有限。常规发电机组若在 2023 年及 2024 年间签订的中长期合约价格 P_c 处于市场平均水平之上, 那么机组将预计实现超过 100 元/MWh 的中长期合约价值。进一步来说, 在机组每度电燃料成本(边际成本)低于其签订的中长期合约价格这一前提下, 签订此类合约将确保实现正向收益。

表 2 常规发电机组中长期合约价值表

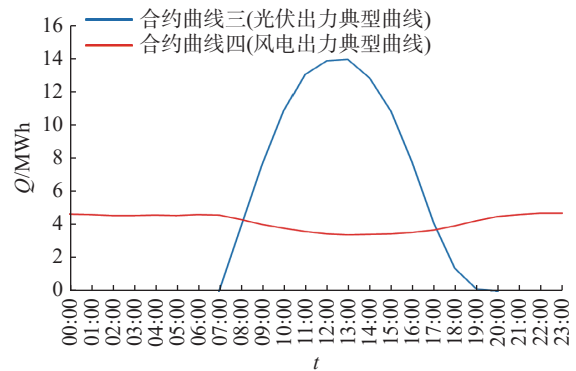
Tab. 2 Medium-and long-term contract value for conventional power generation units

时间	常规发电机组合约	P_c	$P_{wd,t}^u$	V_{con}
2023年	合约曲线一	539.9 ^[7]	432.7	107.2
	合约曲线二	539.9 ^[7]	434.3	105.6
2024年 上半年	合约曲线一	461.6 ^[7]	356.5	105.1
	合约曲线二	461.6 ^[7]	357.9	103.8
2024年 (预测)	合约曲线一	461.6 ^[7]	335.1	126.5
	合约曲线二	461.6 ^[7]	336.5	125.1

3.2 新能源发电机组

新能源发电机组的出力受限于天气等自然因素, 本质上不具备自主调控能力。因此, 新能源发电企业通常会根据机组历史出力曲线签订中长期合约分时电量曲线。假设新能源发电机组中长期合约电量按下述两种方式的分时典型曲线进行签订, 对于光伏发电机组: 合约曲线一(分时均等电量曲线)、合约曲线三(光伏出力典型曲线); 对于风力发电机组: 合

约曲线一(分时均等电量曲线)、合约曲线四(风电出力典型曲线), 如图 5 所示。



注:假定全日合约电量为 100 MWh。

图 5 中长期合约电量分时曲线

Fig. 5 Medium-and long-term contract power volume time series

根据前述分析及式(12)已知, 新能源发电机组中长期合约价值相比常规发电机组复杂许多, 不仅要考虑统一结算点电价, 还需考虑新能源发电机组所在节点电价与新能源出力特性、批复上网电价、度电补偿标准等因素。图 6—图 9 展现了广东省内部分节点 2024 上半年光伏、风电发电机组中长期合约预估价值, 其中, 中长期合约价格 P_c 取 461 元/MWh^[5] (中长期阻塞费用单独结算), 批复上网电价 P_g 取 453 元/MWh, 度电补偿标准 P_{cp} 为 -10 元/MWh(市场参考价为 463 元/MWh^[22])。

可以观察到, 中长期合约电量曲线的选取仅对中长期合约常规价值部分产生影响, 对新能源中长期合约附加项并无影响, 中长期合约附加项取决于新能源发电机组自身出力及所在节点特性。由于基数电量的保障(按批复上网电价 453 元/MWh 结算)及变动成本补偿电费分摊, 理论上要实现中长期合约附加项大于 0, 按上网电量分解后的日前加权节点电价 P_{wd} 须大于 $(P_g - P_{cp})$, 即 463 元/MWh; 然而, 当前日前市场均价是明显小于 463 元/MWh 的, 这意味着中长期合约附加项将持续为负值, 按新能源上网电量加权后的日前节点电价越低, 其对应的中长期合约附加项 V_a 将呈现越小的数值。同等中长期合约条件下, 新能源发电机组中长期合约价值恒小于常规发电机组中长期合约价值 ($V_{new} < V_{con}$)。

具体来说, 位于节点 A 珠海地区的新能源发电机组(不管光伏还是风电), 中长期合约附加项绝对

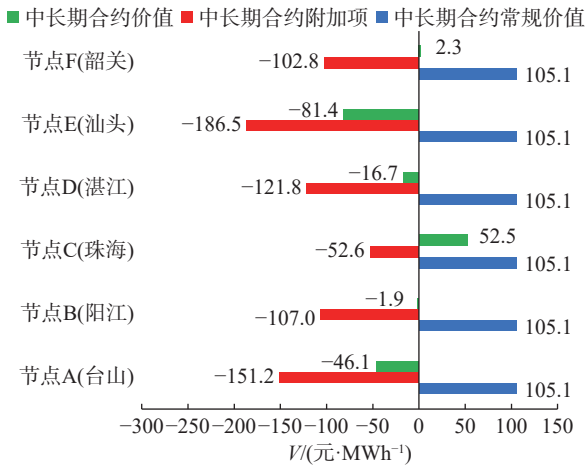


图 6 2024 上半年光伏中长期合约价值(曲线一)
Fig. 6 Medium-and long-term contract value for solar power generation units in the first half of 2024 (contract curve 1)

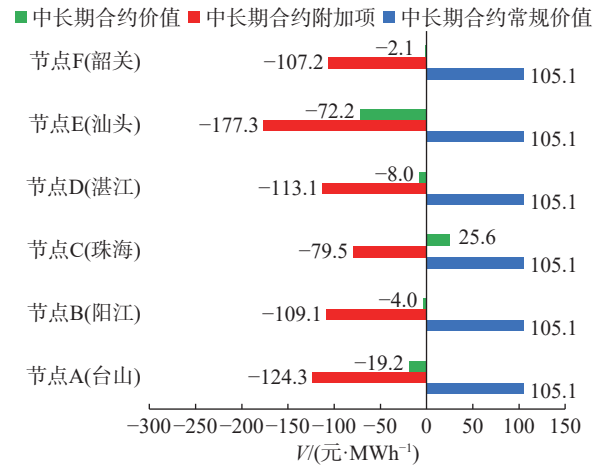


图 8 2024 上半年风电中长期合约价值(曲线一)
Fig. 8 Medium-and long-term contract value for wind power generation units in the first half of 2024 (contract curve 1)

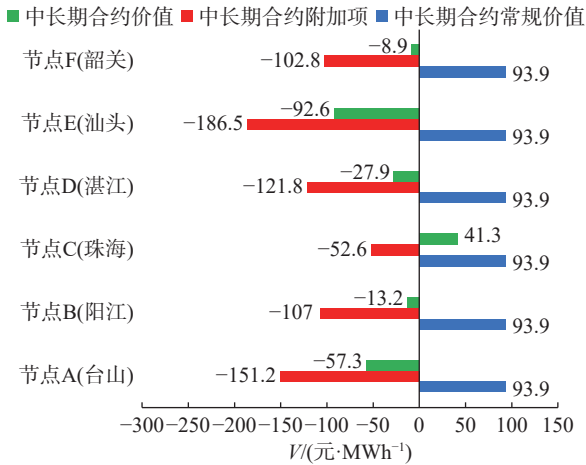


图 7 2024 上半年光伏中长期合约价值(曲线三)
Fig. 7 Medium-and long-term contract value for solar power generation units in the first half of 2024 (contract curve 3)

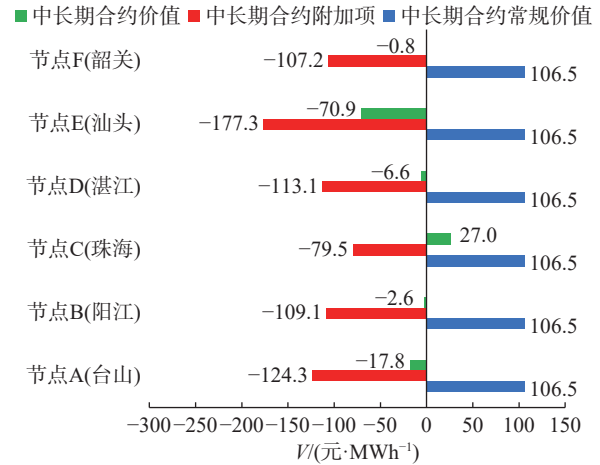


图 9 2024 上半年风电中长期合约价值(曲线四)
Fig. 9 Medium-and long-term contract value for wind power generation units in the first half of 2024 (contract curve 4)

值最小, 中长期合约可实现预估 25.6~52.5 元/MWh 的合约价值; 而位于节点 F 韶关地区的新能源发电机组, 只有光伏发电机组且按分时均等电量曲线签订中长期合约的方可实现合约正收益, 且仅为 2.3 元/MWh; 其他选定节点地区的新能源发电机组, 其中长期合约价值均为负值, 即在中长期合约价格为 461 元/MWh 且中长期阻塞费用单独结算的情形下, 其签订的中长期合约实际并未实现正收益, 签订中长期合约将造成发电收入下降, 直接原因为机组所在地区的日前节点电价经过加权后的 $P_{wd} < P_g - P_{cp}$, 而 $(P_g - P_{cp})$ 对于新能源发电机组来说即为市场参考价 463 元/MWh, 究其根本原因为所处地区电力

呈现“供大于求”情况, 区域内机组以低于市场参考价的水平进行电量出清; 位于节点 E 汕头地区的新能源发电机组的中长期合约价值最小, 中长期合约将带来约 -92.6 ~ -70.9 元/MWh 的损失, 表现为地区电力需求疲软, 所在地区节点电价低于市场平均水平。图 10 给出了节点 A、节点 F 和节点 E 的日前市场价格。

图 11—图 14 给出了广东省内部分节点 2024 全年光伏、风电发电机组中长期合约预测价值。

以位于节点 A(台山)光伏发电机组为例, 要对其中长期合约进行科学合理定价并使得 V_{new} 大于零, 基于式(12), 则中长期合约价格 P_c 最小值应等于

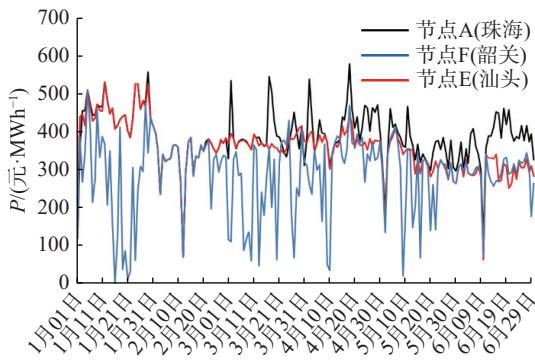


图 10 2024 上半年部分节点日前市场价格逐日均值
Fig. 10 Daily average of day-ahead electricity price on selected nodes in the first half of 2024

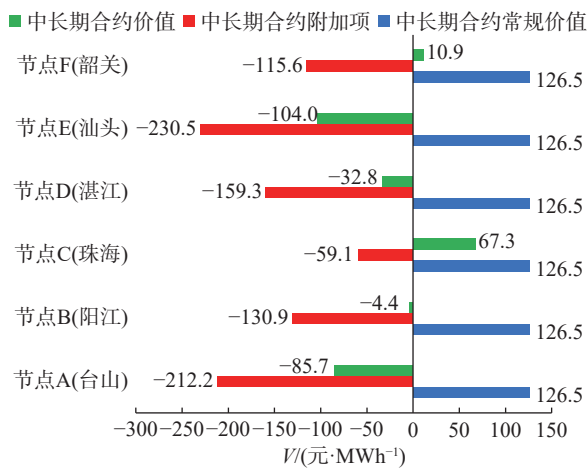


图 11 2024 年预测光伏中长期合约价值(曲线一)
Fig. 11 Medium-and long-term contract value forecast for solar power generation units in 2024 (contract curve 1)

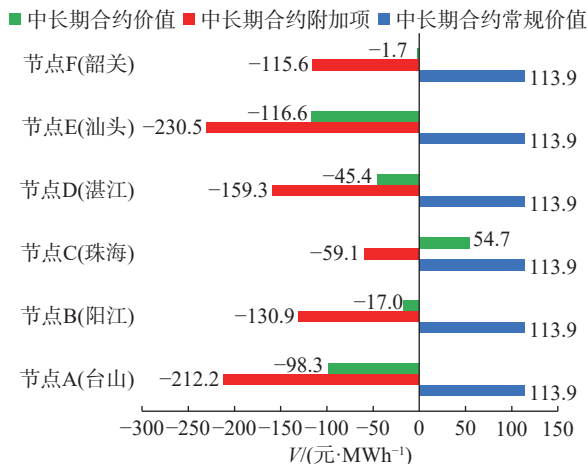


图 12 2024 年预测光伏中长期合约价值(曲线三)
Fig. 12 Medium-and long-term contract value forecast for solar power generation units in 2024 (for contract curve 3)

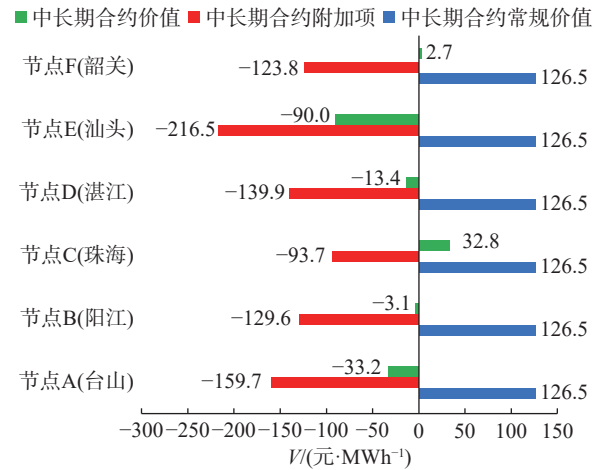


图 13 2024 年预测风电中长期合约价值(曲线一)
Fig. 13 Medium-and long-term contract value forecast for wind power generation units in 2024 (contract curve 1)

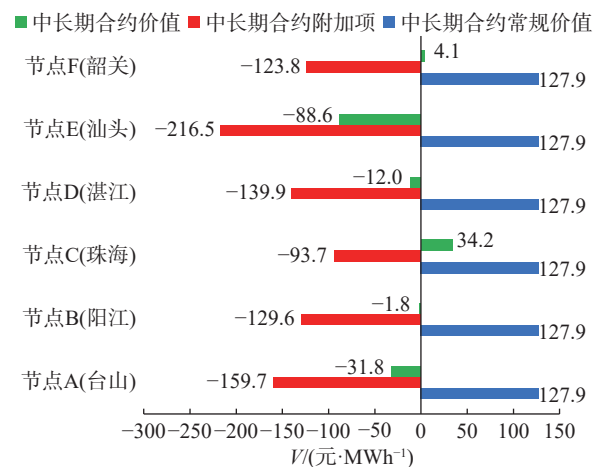


图 14 2024 年预测风电中长期合约价值(曲线四)
Fig. 14 Medium-and long-term contract value forecast for wind power generation units in 2024 (contract curve 4)

$(P_{wd,t}^u - P_{wd} + P_g - P_{cp})$, 其中批复上网电价 P_g 和度电补偿标准 P_{cp} 为固定值, 分别为 453 元/MWh 和 -10 元/MWh; P_{wd} 取决于所在节点日前市场价格水平, 按照经上网电量分解后的中长期合约分时电量进行加权平均后得到; $P_{wd,t}^u$ 取决于日前市场统一结算点电价和 中长期合约电量分时曲线, 按照中长期合约分时电量进行加权平均后得到, 具体数值如表 3 所示。此外, 表 4 给出了中长期阻塞费用单独结算下选取节点地区的新能源发电机组中长期合约统一定价建议值, 统一定价建议值取不同合约曲线下 P_c 的最大值。

表 3 不同合约曲线下节点 A (台山) 光伏发电机组中长期合约定价建议值

Tab. 3 Recommended pricing for medium-and long-term contracts for solar power generation units in node A (Taishan) under different contract curves 元/MWh

合约定价	曲线一	曲线二	曲线三
$P_{wd,r}^u$	335	337	348
P_{wd}	251	251	251
P_g	453	453	453
P_{cp}	-10	-10	-10
P_c	547	549	560

注: 以上数值基于2024年日前节点电价及统一结算点电价预测值。

表 4 新能源发电机组中长期合约统一定价建议值

Tab. 4 Recommended uniform pricing for medium-and long-term contracts for new energy power generation units 元/MWh

所在地区	光伏发电机组 P_c	风力发电机组 P_c
节点A(台山)	560	496
节点B(阳江)	479	466
节点C(珠海)	407	430
节点D(湛江)	507	476
节点E(汕头)	578	553
节点F(韶关)	463	460

注: 以上数值基于2024年日前节点电价及统一结算点电价预测值。

4 结论

中长期交易在当前电力现货市场中发挥至关重要“压舱石”作用, 深刻理解中长期合约的阻塞机制及其价值, 对于发电企业实现预期收益至关重要。

在中长期阻塞费用单独结算的情况下, 常规发电机组的合约价值主要取决于合约价格、合约电量以及日前市场统一结算点电价, 而不受机组所在节点位置的影响——这一点与美国 PJM 市场的做法相一致; 然而, 由于基数电量及变动成本补偿的存在, 新能源发电机组中长期合约价值不仅需要考虑日前用户侧统一结算点电价, 还需综合考虑机组所在节点电价与新能源自身出力特性、批复上网电价、度电补偿标准等因素。因此, 相比常规发电机组而言, 新能源发电机组的中长期合约价值可分为常规价值项和新能源附加项。

以 2024 年为例, 年度双边协商合约价格约 461 元/MWh, 比 2023 下降了 15%, 考虑到预计 2024 年的日前市场价格将同比减少约 20%, 如果中长期

合约签订价格高于市场平均水平, 常规发电机组有望实现超过 100 元/MWh 的中长期合约价值。但对于新能源发电机组, 在单独结算中长期阻塞费用的情形下, 由于中长期合约附加项为负值, 即便在相同的合约条件下, 新能源发电机组也无法达到常规机组一样的中长期合约价值, 并且在多数选定的节点上, 中长期合约价值为负数, 表现为发电收入损失, 其根本原因为机组所在地区节点价格低于市场平均水平, 低于保障性基数电量对应的批复上网电价。

在 2024 年广东电力现货市场中, 中长期阻塞费用并未单独结算, 而是按一定上网电量比例由发电机组进行分摊。未来, 在履行中长期合约的履行过程中, 阻塞费用将采取独立结算的方式, 准确评估中长期合约的实际价值会变得尤为重要。在此背景下, 新能源发电机组应当特别关注其所在节点的电价特征, 在签订中长期合约之前进行全面的合约价值分析与评估, 以期最大化合约价值。

参考文献:

- [1] 中共中央国务院. 关于进一步深化电力体制改革的若干意见 [EB/OL]. (2015-03-15) [2024-08-01]. https://drc.gd.gov.cn/snyj/bmgf/content/mpost_3736970.html.
CPC Central Committee, State Council. Several opinions on further deepening the reform of the power system [EB/OL]. (2015-03-15) [2024-08-01]. https://drc.gd.gov.cn/snyj/bmgf/content/mpost_3736970.html.
- [2] 国家发展改革委办公厅, 国家能源局综合司. 关于开展电力现货市场建设试点工作的通知 [EB/OL]. (2017-09-05) [2024-08-01]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201709/t20170905_962552.html.
Office of the National Development and Reform Commission, General Department of the National Energy Administration. Notice on commencing pilot work for the construction of power spot market [EB/OL]. (2017-09-05) [2024-08-01]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201709/t20170905_962552.html.
- [3] 谭慧娟, 郭文鑫, 郑文杰, 等. 国内外电力现货市场的发展综述与展望 [J/OL]. 发电技术, 2024: 1-11. (2024-05-20) [2024-07-31]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/33.1405.tk.20240517.0906.002.html>.
TAN H J, GUO W X, ZHENG W J, et al. Review and outlook of worldwide spot [J/OL]. Power generation technology, 2024: 1-11. (2024-05-20) [2024-07-31]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/33.1405.tk.20240517.0906.002.html>.
- [4] 广东电力交易中心. 广东电力市场现货电能交易实施细则 (2024 年修订) [EB/OL]. (2024-05-09) [2024-08-01]. <https://>

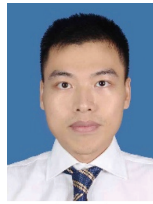
- pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=13937¬iceTypeId=31.
Guangdong Power Trading Center. Guangdong power market spot electricity trading detailed rules (Revised 2024) [EB/OL]. (2024-05-09) [2024-08-01]. <https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=13937¬iceTypeId=31>.
- [5] 广东电力交易中心. 广东电力市场中长期电能交易实施细则(2024年修订) [EB/OL]. (2024-05-09) [2024-08-01]. <https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=13937¬iceTypeId=31>.
Guangdong Power Trading Center. Guangdong power market medium-and long-term electricity trading detailed rules (Revised 2024) [EB/OL]. (2024-05-09) [2024-08-01]. <https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=13937¬iceTypeId=31>.
- [6] 广东电力交易中心. 广东电力现货市场结算实施细则(2024年修订) [EB/OL]. (2024-05-09) [2024-08-01]. <https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=13937¬iceTypeId=31>.
Guangdong Power Trading Center. Guangdong power spot market settlement detailed rules (Revised 2024) [EB/OL]. (2024-05-09) [2024-08-01]. <https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=13937¬iceTypeId=31>.
- [7] 广东电力交易中心. 广东电力市场2023年年度报告 [EB/OL]. (2024-03-11) [2024-08-01]. <https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=13679¬iceTypeId=29>.
Guangdong Power Trading Center. Annual report of Guangdong electricity market for 2023 [EB/OL]. (2024-03-11) [2024-08-01]. <https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=13679¬iceTypeId=29>.
- [8] 张永平, 焦连伟, 陈寿孙, 等. 电力市场阻塞管理综述 [J]. *电网技术*, 2003, 27(8): 1-9, 32. DOI: 10.3321/j.issn:1000-3673.2003.08.001.
ZHANG Y P, JIAO L W, CHEN S S, et al. A survey of transmission congestion management in electricity markets [J]. *Power system technology*, 2003, 27(8): 1-9, 32. DOI: 10.3321/j.issn:1000-3673.2003.08.001.
- [9] SCHWEPPE F C, CARAMANIS M C, TABORS R D, et al. Spot pricing of electricity [M]. New York: Springer, 2013. DOI: 10.1007/978-1-4613-1683-1.
- [10] 王宁, 吴明兴, 王浩浩, 等. 广东现货市场阻塞费用分配机制现状与发展方向分析 [J]. *电力建设*, 2023, 44(4): 1-7. DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2023.04.001.
WANG N, WU M X, WANG H H, et al. Analysis on congestion revenue allocation mechanism in Guangdong power spot market and future development [J]. *Electric power construction*, 2023, 44(4): 1-7. DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2023.04.001.
- [11] 林少华, 别佩, 王浩浩, 等. 在南方(以广东起步)电力现货市场下的阻塞收益权分配机制 [J]. *南方电网技术*, 2022, 16(5): 115-122. DOI: 10.13648/j.cnki.issn1674-0629.2022.05.014.
LIN S H, BIE P, WANG H H, et al. Allocation mechanism of congestion revenue right in Southern China (starting from Guangdong Province) electric spot market [J]. *Southern power system technology*, 2022, 16(5): 115-122. DOI: 10.13648/j.cnki.issn1674-0629.2022.05.014.
- [12] 郑小强, 何健, 孙逸林. 电力网络阻塞市场管理机制研究综述 [J]. *电力与能源*, 2023, 44(2): 101-107, 161. DOI: 10.11973/dlyny202302001.
ZHENG X Q, HE J, SUN Y L. Review on market management mechanism of power grid congestion [J]. *Power & energy*, 2023, 44(2): 101-107, 161. DOI: 10.11973/dlyny202302001.
- [13] 周玮, 党伟, 芝昕雨, 等. 基于灵活性资源调节和网络重构的P2P交易的阻塞管理方法 [J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(20): 83-93. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.231545.
ZHOU W, DANG W, ZHI X Y, et al. A congestion management approach for P2P transactions based on flexible resource regulation and network reconfiguration [J]. *Power system protection and control*, 2024, 52(20): 83-93. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.231545.
- [14] 孙可, 兰洲, 林振智, 等. 国际典型电力市场阻塞管理机制及其对中国的启示研究 [J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(12): 170-178. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190944.
SUN K, LAN Z, LIN Z Z, et al. Transmission congestion management mechanism of typical international power markets and possible guidance for China's power market [J]. *Power system protection and control*, 2020, 48(12): 170-178. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190944.
- [15] 赵晋泉, 杨婷, 姚建国, 等. 电力现货市场下输配协同传输阻塞管理 [J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(7): 107-114. DOI: 10.7500/AEPS20190409001.
ZHAO J Q, YANG T, YAO J G, et al. Transmission congestion management based on transmission and distribution coordination in spot power market [J]. *Automation of electric power systems*, 2020, 44(7): 107-114. DOI: 10.7500/AEPS20190409001.
- [16] 李志鑫. 电力现货市场环境下中长期交易报价策略分析 [J]. *电气技术与经济*, 2023(8): 258-261. DOI: 10.3969/j.issn.1673-8845.2023.08.086.
LI Z X. Analysis of medium and long-term transaction pricing strategies under the environment of the power spot market [J]. *Electrical equipment and economy*, 2023(8): 258-261. DOI: 10.3969/j.issn.1673-8845.2023.08.086.
- [17] 田帅. 新能源风险投资全周期风险管理体系的构建 [J]. *南方能源建设*, 2022, 9(1): 40-46. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.01.006.
TIAN S. Construction of the whole cycle risk management

- system of new energy venture capital [J]. *Southern energy construction*, 2022, 9(1): 40-46. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.01.006.
- [18] PJM. PJM Manual 28: operating agreement accounting [EB/OL]. (2022-11-01) [2024-08-01]. <https://pjm.com/-/media/documents/manuals/m28.ashx>.
- [19] 李竹, 庞博, 李国栋, 等. 欧洲统一电力市场建设及对中国电力市场模式的启示 [J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(24): 2-9. DOI: 10.7500/AEPS20170614004.
- LI Z, PANG B, LI G D, et al. Development of unified European electricity market and its implications for China [J]. *Automation of electric power systems*, 2017, 41(24): 2-9. DOI: 10.7500/AEPS20170614004.
- [20] 王正风, 王吉文, 高卫恒, 等. 电力现货市场阻塞费用结算机制分析 [J]. *浙江电力*, 2024, 43(1): 57-63. DOI: 10.19585/j.zjdl.202401007.
- WANG Z F, WANG J W, GAO W H, et al. Analysis of congestion cost settlement mechanisms in electricity spot market [J]. *Zhejiang electric power*, 2024, 43(1): 57-63. DOI: 10.19585/j.zjdl.202401007.
- [21] 广东电力交易中心. 广东省可再生能源交易规则(试行) [EB/OL]. (2023-11-23) [2024-08-01]. <https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=12999¬iceTypeId=31>.
- Guangdong Power Trading Center. Guangdong Province renewable energy trading rules (Trial) [EB/OL]. (2023-11-23) [2024-08-01]. <https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=12999¬iceTypeId=31>.
- [22] 广东省能源局, 国家能源局南方监管局. 关于 2024 年电力市场交易有关事项的通知 [EB/OL]. (2023-11-21) [2024-08-01]. <https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/>

[detail?id=12979¬iceTypeId=31](https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=12979¬iceTypeId=31).

Energy Bureau of Guangdong Province, South China Energy Regulatory Bureau of National Energy Administration of the People's Republic of China. Notification on matters concerning the 2024 power market transactions [EB/OL]. (2023-11-21) [2024-08-01]. <https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=12979¬iceTypeId=31>.

作者简介:



刘艺锋

刘艺锋(通信作者)

1993-, 男, 经济师、工程师, 工学硕士, 主要从事能源、电力投资工作, 主要研究方向包括电力市场、能源项目投融资(e-mail) liuyifeng@gedi.com.cn。

李玉婷

1998-, 女, 经济师, 硕士, 主要从事投资咨询、电力市场交易工作, 主要研究方向包括能源投资、电力市场等(e-mail) liyuting02@gedi.com.cn。

彭欣然

1996-, 女, 经济师, 硕士, 主要从事投资机会分析、商业模式策划、电力市场交易工作, 主要研究方向包括电力市场、行业分析等(e-mail) pengxinran@gedi.com.cn。

卢斌

1983-, 男, 锡伯族, 高级工程师, 硕士, 主要从事电力项目投资开发工作, 主要研究方向电力市场、电力投资及策略研究(e-mail) lubin@gedi.com.cn。

(责任编辑 孙舒)