

基于收益结算与可靠性期权的新型集中-分散联合容量机制及其在我国的应用

荆朝霞, 李嘉雯, 季天瑶
(华南理工大学电力学院, 广州 510640)

摘要: 为保障电力系统的长期安全与可靠供电, 容量充裕度机制设计已成为电力市场建设的关键环节。在系统梳理国际上主流的容量充裕度机制的基础上, 提出了一种基于收益结算与可靠性期权的集中-分散结合的联合容量机制, 即收益期权型联合容量机制。该联合容量机制采用集中式与分散式相结合的双层结构, 集中部分通过长期收益型可靠性期权拍卖为新建机组提供稳定收益保障; 分散部分通过容量义务和证书交易确保短期资源配置效率。针对中国电力市场尚不成熟的现状, 进一步提出了包含4个阶段的收益期权型联合容量机制在我国的推进路径, 并详细设计了应用于前3个阶段的基于收益的长期合约, 为过渡至第4阶段成熟的收益期权型联合容量机制奠定基础。
关键词: 收益期权型联合容量机制; 基于收益的可靠性期权; 基于收益的长期合约; 容量充裕度机制

New Centralized-Decentralized Combined Capacity Mechanism Based on Revenue Settlement and Reliability Options and Its Application in China

JING Zhaoxia, LI Jiawen, JI Tianyao

(School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: To ensure the long-term security and reliability of the power system, the design of a capacity adequacy mechanism has become a critical component in electricity market development. This paper systematically reviews mainstream international capacity adequacy mechanisms, and proposes a combined capacity mechanism framework alongside its core mechanism—the revenue-based reliability option, which is the revenue-option based combined capacity mechanism. The combined capacity mechanism adopts a dual-layer structure integrating centralized and decentralized approaches. The centralized segment provides stable revenue guarantees for new generation units through long-term revenue-based reliability option auctions, while the decentralized segment ensures short-term resource allocation efficiency via capacity obligations and certificate trading. In view of the immaturity of China electricity market, this paper further proposes a four-stage revenue-option based combined capacity mechanism development path, and designs in detail the revenue-based long-term contract spanning the first three stages, laying the foundation for the future transition to the fourth stage of the mature revenue-option based combined capacity mechanism.

Key words: revenue-option based combined capacity mechanism; revenue-based reliability option; long-term revenue-based contract; capacity adequacy mechanism

0 引言

新型电力系统及电力市场环境下, 如何在低

碳、安全等约束下, 以最小成本保障容量充足、结构合理的发电及相关灵活性资源调节的投资无论对电力系统规划, 还是电力市场设计都十分重要, 但该问题同时也具有争议性, 目前尚无一致认可的最佳解决方案。将解决这个问题的机制称为发电容量充裕度机制, 或者简称为容量充裕度机制(capacity adequacy mechanism, CAM)、充裕度机制。一些电力市场研究和建设中的容量充裕度计划(resource

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52077081); 广东省新型电力系统技术创新研究项目(1690244992733)。

Foundation item: Supported by the National Natural Science Foundation of China (52077081); the New Power System Technology Innovation Research Project of Guangdong Province (1690244992733).

adequacy programs, RAP)也是类似的概念。在本文后续的介绍和分析中,统一用 CAM 代称发电容量充裕度机制或计划。

根据是否在电能量和辅助服务费用之外获得额外补偿, CAM 可以分为单能量市场机制(energy-only market, EOM)和容量补偿机制两大类。其中 EOM 依赖电能量和辅助服务市场的收入回收全部成本, 常有较高的价格上限, 一些情况下等同稀缺定价机制^[1-2]。容量补偿机制则通过对可用容量的额外补偿帮助投资者回收全部或部分容量成本, 典型机制包括容量支付^[3]、容量拍卖(又称集中式容量市场)^[4]、容量义务(又称分散式容量义务)^[5]、基于价格的可靠性期权^[6]、战略备用^[7]等。实际电力市场中, 这些机制并不是完全互斥的, 一个市场中可能同时有多种容量机制。

理论分析层面, 已有大量文献对 CAM 在机制设计、原理分析、市场运作模式等方面进行研究和讨论。具体研究内容包括机组等效容量的计算^[8]、容量补偿价格的确定^[9-10]、容量需求曲线的确定^[11-12]、容量成本的分摊^[13]、投资激励水平对容量机制实施的影响^[14]、容量市场可信容量的确定方法^[15]等。一些学者结合中国电力市场情况对 CAM 进行了研究: 文献[16]提出了一种考虑保供、经济和绿色多目标协同的新型容量机制; 文献[17]提出了分阶段容量充裕度机制建设方案; 文献[18]对通过容量补偿回收的容量成本比例进行了讨论; 文献[19]结合欧洲容量充裕度机制经验, 特别是芬兰、德国和比利时战略备用机制经验, 对考虑我国煤电转型的战略备用关键机制设计提出了建议; 文献[20]提出了一种考虑可再生能源发电优先消纳等目标的容量市场跨省区联合出清机制。

实践应用层面, 不同国家和地区的电力市场采用了不同的机制, 且大多在进行持续的探索与改革。美国 PJM 在对 2024 年市场评估中指出容量市场存在市场力双重收费等问题, 在 2025 年 7 月的拍卖中要求间歇性资源、储能及混合资源必须参与容量市场, 以提升容量市场的竞争性^[21]; 英国 2025 年在市场评估报告中提出容量市场改革的方向, 包括引入低碳标准、对具有不同的持续供电时长的容量分别进行招标等, 并在 2025 年容量市场招标中新增了 9 年期的容量合同以适应氢能、碳捕集与封存、长期储能等项目的需求^[22]; 2025 年澳大利亚

开展基于长期收益兜底协议的容量投资计划招标以激励清洁能源与可调度资源(如储能)等投资, 并在 12 月发布的对国家电力市场评估报告中提出了新的容量机制框架, 将集中与分散结合, 通过集中拍卖、容量合约回售市场、做市商等一系列组合拳兼顾容量投资保障和市场流动性的目标^[23-24]; 2024 年德国联邦政府也提出了将集中与分散相结合的容量机制构想^[25]。

总体上, CAM 的实施应有以下四大目标。

1)保障合理收益。降低容量投资者风险, 既能回收成本又不获得超额收益;

2)减小对价格的影响。稳定价格结构, 不影响电能量市场价格的形成;

3)提高市场流动性。激励具有容量合同的市场主体积极参与市场竞争;

4)减小预测不准确的影响。减弱对招标中关键参数(如需求曲线、价格限值)预测精度的依赖, 降低预测准确度对机制实施的影响。

现行的各类 CAM 虽各具优势与适用场景, 但在实践层面均呈现局限性, 使其难以充分实现前述四大目标^[24-29]。如稀缺定价机制通过高电价回收成本, 需要成熟的风险管理工具, 否则无法有效地保障合理收益^[30]; 容量支付机制的行政定价方式难以精准反映真实供需, 无法有效保障合理收益, 且容易影响价格信号^[31-32]; 容量市场机制参数设置主观性强, 易引发补偿不公难以稳定保障合理收益, 同时易受预测准确度影响, 且容量收入可能影响电能量市场报价, 影响价格结构^[33-34]; 容量义务机制监管成本高, 市场初期流动性不足易推高交易成本, 制约市场流动性, 且多目标下义务设置复杂, 影响机制对合理收益的保障效果^[35-37]; 基于价格的可靠性期权机制以电价结算无法有效应对电量风险, 不能有效保障合理收益^[38]; 战略备用机制仅针对短期紧缺, 既不能为新增容量提供合理收益保障, 也无法支持可持续的市场流动性。

考虑到现有 CAM 的局限之处, 本文在已有研究基础上, 通过系统性整合与精细化设计, 提出了一种基于收益结算与可靠性期权的新集中-分散联合容量机制, 即收益期权型联合容量机制(revenue-option based combined capacity mechanism, RBCCM), 并设计了适合我国该机制分阶段推进发展路径, 以系统性地实现上述四大目标。保障机组

合理收益。

1 收益期权型联合容量机制设计

本文所提出的RBCCM是一种综合型的容量充裕度机制。它由相互关联的集中式部分(RBCCM-centralized, RBCCM-C)和分散式部分(RBCCM-decentralized, RBCCM-D)组成,其整体结构如图1所示。

RBCCM机制具有以下4个特点。

1)可以保障合理收益。采用基于收益的可靠性期权(revenue-based reliability option, RRO),而不是传统基于价格的可靠性期权,以收益为基准应对可再生能源大比例参与电力市场下的电量风险。

2)可以减小对价格的影响。RRO基于事后的估算收益,与实际市场报价无关,从而减小机制对电能市场价格结构的影响。

3)可以提高市场流动性。将RRO应用于集中-分散相结合的框架,集中阶段通过招标方式解决容量配置问题,分散阶段促使资源及时回归市场竞争。通过中央机构做市商,解决因发电侧与用户侧对合约期限偏好不同而产生的交易期限错配问题。

4)可以减小预测不准确的影响。集中-分散框架中引入新建证书溢价收益在新建机组与中央机构间的分配机制,当集中阶段对新建需求的预测出现偏差时,分散阶段可通过此机制来进行新建投资激励弥补缺口。

1.1 RBCCM基本流程

RBCCM的实施主要包括以下8个步骤。

1)确定RBCCM-C的新建容量需求

需要中央机构开展对新建容量需求的评估工作。基于长期电力需求预测、机组退役计划及能源政策目标,对未来系统的容量充裕度进行前瞻性评估,以此确定新建容量需求总量。

2)确定RBCCM-C应招标的新建装机容量

确定新建容量总需求后, RBCCM-C需确定应招标的各类资源的新增装机容量。由于后续的新建容量证书溢价收益分配机制也可以为新建容量投资提供激励,可将招标规模设定得较为保守来避免过度补贴并确保设计效率。

3)组织RBCCM-C新建机组的RRO拍卖

中央机构组织新建容量的拍卖并作为新建容量的买方,卖方为新建机组,中标的新建机组将获得基于收益的长期可靠性期权合同。中标新建机组项目的供应商也将获得相应认证,于期权期限内每年获得一年期容量证书,认证的新建容量证书交付给中央机构。

4)确定RBCCM-D的拍卖证书总量

RBCCM-D中可拍卖的证书包括RBCCM-C中认证的新建容量证书与已通过认证的现有发电设施的容量证书。

5)确定RBCCM-D各容量责任主体所需拍卖的证书总量

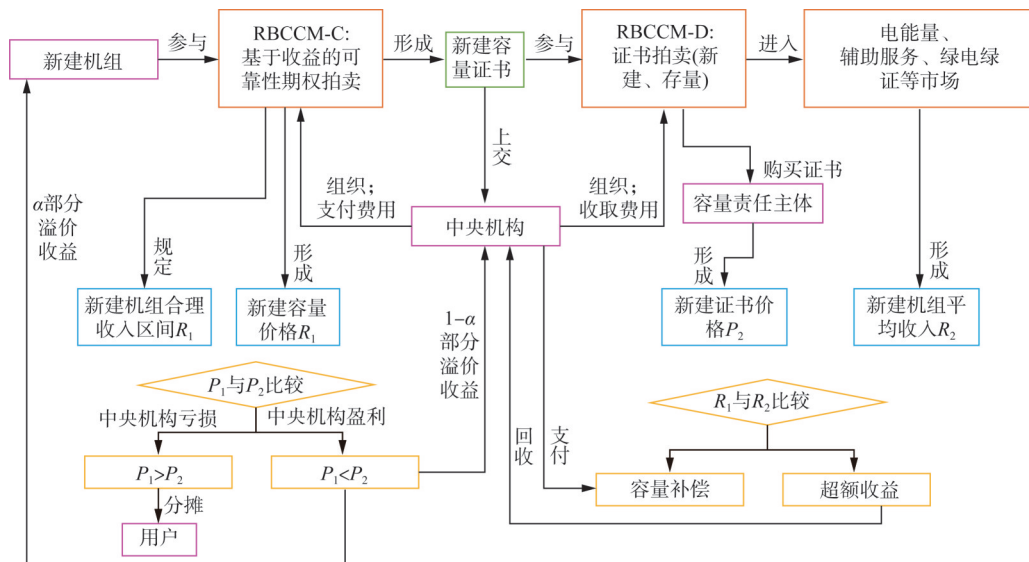


图1 RBCCM整体结构图

Fig. 1 Overall structure diagram of RBCCM

容量责任主体主要包括供电公司、售电公司及具有供电义务的事业公司。各主体必须通过自持发电资源、签订双边容量合约或参与容量证书拍卖等方式,确保拥有与被分配的容量义务相匹配的有效容量。在该阶段,中央机构根据预测的峰值负荷和可靠性标准确定总容量需求,并按各主体承担的负荷比例将容量总需求分配,明确各主体应承担的容量义务。各主体核算自身已有容量(如自持发电、双边合约容量等),其容量义务与已有容量之差,即为需通过证书拍卖采购的容量证书数量,用以完成其容量义务的履行。

6) RBCCM-D 证书拍卖

中央机构组织证书的拍卖,其中新建容量证书的卖方为中央机构,存量容量证书的卖方为相应的发电商,买方为容量责任主体。中标的容量责任主体将获得容量证书。容量证书拍卖采用集中竞价方式,出清机制采用统一边际出清。

7) 新建容量证书溢价收益分配

中央机构在 RBCCM 中买卖新建容量证书的溢价收益将按照一定规则分配给新建机组,亏损由所有工商业用户分摊。

8) 新建机组的 RRO 结算

比较新建机组的收入(包含电能量、辅助服务、绿电绿证等收入)与可靠性期权合同中规定的合理收入区间。根据比较结果,由中央机构对机组进行容量补偿或回收超额收益。

1.2 RBCCM 设计细节

本节介绍 RBCCM 流程中的关键细节部分。

1.2.1 新建容量证书溢价收益分配机制

在 RBCCM-C 中,中央机构作为系统容量采购方,通过长期期权拍卖向新建机组支付容量费;在 RBCCM-D 中,中央机构将收取的新建容量证书通过证书拍卖转售给容量责任主体回收资金。因负荷预测误差、政府补贴等因素可能导致中央机构收支不平衡,若出现年度亏损差额,则由全体工商业用户分摊;若出现年度盈利差额,则将这部分溢价收益按分配系数 α 分配给新建机组,剩余 $1 - \alpha$ 留存至中央机构用于系统平衡与风险储备。

该分配系数可在拍卖规则中事前透明公布,并根据系统发展阶段动态调整,随容量短缺程度的增加来提高 α 以强化投资激励。分配系数 α 的取值遵循“供需响应、动态调整”原则,并按年度进行优化

设定,具体方法如下。

首先需要进行基准值设定,可将 α 的基准值 α_0 设为 60%,保障新建机组获得主要收益,激励投资积极性。

随后需要根据系统容量充裕度指标(reserve margin, RM),对分配系数 α 进行年度调整,具体如式(1)所示。设定 α 的上限为 80%,下限为 40%。

$$\alpha = \alpha_0 \times (1 + \beta \frac{R_{ta} - R_{ac}}{R_{ta}}) \quad (1)$$

式中: R_{ta} 为系统规划容量备用率; R_{ac} 为实际容量备用率; β 为调节强度系数,可以取值 0.3~0.5。

该收益分配机制有助于反映市场的实时供需从而传递正确的投资信号。容量充足时,机构亏损,新建机组无收益分配,传递暂缓投资信号;容量短缺时,机构盈利,新建机组获得收益分配,传递鼓励投资信号。由此引导机组按需投资,形成反映系统稀缺性的正向循环。

1.2.2 RRO 机制

1.2.2.1 RRO 介绍

RRO 由中央机构代表电力用户与发电机组签订,其核心目标并非直接购买容量或电量,而是为发电机组的市场收入提供一种保险机制,以保障其在市场中可获得合理收益。RRO 的买方为中央机构,卖方为发电机组,通过期权结构实现对机组收入的合理区间管理^[28]。

在 RRO 中需设定合理的收入区间。当机组在市场中的实际收入低于约定的收入下限时,中央机构将按合约对差额部分进行补偿;相反,若机组收入超过事先规定的收入上限,超出部分将由中央机构回收,从而避免暴利现象,维护用户利益。

RRO 包括期权拍卖与期权结算两个关键环节。

1.2.2.2 RRO 拍卖阶段设计

RBCCM-C 中的 RRO 拍卖可由中央机构在实际交付年的提前几年组织进行。拍卖过程一般采用单轮密封报价和统一出清方式,以保证公平性和市场效率。图 2 为可靠性期权拍卖的流程图。

参与拍卖的发电机组的报价包含两类。一是年度容量报价,反映其容量成本。由于在 RBCCM-C 中的 RRO 拍卖为针对新建机组的拍卖,因此容量报价为固定运维成本与年化投资成本;二是能量报价,即机组预期的边际发电成本,反映机组在未来

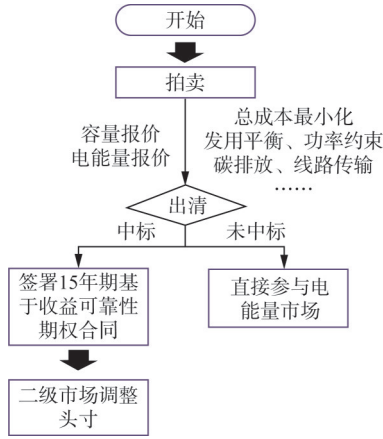


图2 基于收益的可靠性期权拍卖流程图

Fig. 2 Flow chart of revenue-based reliability option auction

电能量市场中的运行成本。出清目标函数如式(2)所示,为最小化系统总容量成本与预期电能量成本之和。实际市场拍卖中,也可以根据所在国家、地区的相关要求和目标增加环境成本、输电成本等分量。

$$\min \sum_{i \in \{G_{\text{NEW}}\}} x_i \times B_i^{\text{RRO}} \times P_i^{\text{max}} + \sum_{i \in \{G_{\text{NEW}}\}} \sum_{t \in T_y} z_{i,t} \times C_{i,t}^{\text{SC}} + Q_{i,t} \times C_{i,t}^{\text{ele}} + y_{i,t} \times C_{i,t}^{\text{NLC}} \quad (2)$$

式中, x_i 为机组 i 的容量出清 0-1 变量, 1 表示容量出清; $y_{i,t}$ 为机组 i 的启停 0-1 变量, 1 表示机组开机; $z_{i,t}$ 为机组 i 的启动状态 0-1 变量, 1 表示机组处于启动过程; $Q_{i,t}$ 为机组 i 的电能量出清量; P_i^{max} 为机组 i 的 RRO 拍卖容量出清量; G_{NEW} 为新建机组的集合; T_y 为一年内的小时数量; B_i^{RRO} 为机组 i 在 RRO 拍卖中的容量报价; $C_{i,t}^{\text{SC}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{ele}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{NLC}}$ 分别为机组 i 的启停费用、电能量费用和空载费用。

模型需同时满足多项系统运行约束,包括但不限于机组功率物理约束(如式(3)~(4)所示),线路、潮流断面的安全约束(如式(5)所示),系统发用电功率平衡约束(如式(6)所示),碳排放总量政策目标约束(如式(7)所示)。

$$P_{i,t} \leq y_{i,t} \times P_i^{\text{Qmax}} \quad (3)$$

$$P_{i,t} \geq y_{i,t} \times P_i^{\text{Qmin}} \quad (4)$$

$$-P_l^{\text{max}} \leq P_{l,t} \leq P_l^{\text{max}} \quad (5)$$

$$\sum_i p_{i,t} = L_t \quad (6)$$

$$\sum_{i \in T} \sum_{t \in T} E_i^{\text{carbon}} \times y_{i,t} \times P_{i,t} \leq E_{\text{max}}^{\text{carbon}} \quad (7)$$

式中: $P_{i,t}$ 、 P_i^{Qmax} 、 P_i^{Qmin} 分别为机组 i 出力与出力上下限; $P_{l,t}$ 、 P_l^{max} 分别为线路(断面)的潮流功率与潮

流功率约束; L_t 为系统在时段 t 的净负荷; E_i^{carbon} 为机组 i 按单位发电量计算的碳排放量水平; $E_{\text{max}}^{\text{carbon}}$ 为制定的碳排放总量限制; T 为所有时段的集合。

中标机组将获得相应可靠性期权,其提交的容量报价与能量报价也将被封存,作为未来 RRO 结算阶段的关键参数,用于计算收益补偿值或回收值。

拍卖后,中央机构与中标机组签订 RRO 合同,明确权责。此外,二级市场允许期权合同转让,发电企业等主体可根据新建机组投产进度、负荷变化等信息灵活调整头寸。转让时,新建容量证书需同步转让。

1.2.2.3 RRO 结算阶段设计

RRO 的结算阶段要进行收入估算与成本估算,并根据确定的合理收入区间进行收益双向结算。图3为可靠性期权结算的流程图。

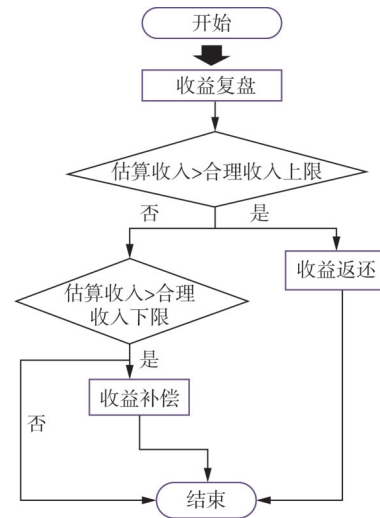


图3 基于收益的可靠性期权结算流程图

Fig. 3 Flow chart of settlement of revenue-based reliability options

中央机构将基于结算周期内电力系统的实际运行状态,对已完成的市场出清结果进行一次事后的模拟运行。市场运营机构将依据该结算月的实际负荷曲线、网络拓扑结构、机组可用状态及实际出力约束等运行数据,重新执行电能量市场出清计算,各机组的报价数据为其在可靠性期权拍卖中已封存的电能量成本参数,该参数代表机组的真实边际发电成本。事后模拟运行的出清目标函数及约束与一般电能量市场的规定一致。通过本次事后出清,可得到理论电量与电价以估算电能量收入如式(8)所

示, 结合辅助服务、绿证等收入构成月度估算收入。

$$R_{i,n}^{\text{est}} = \sum_{t \in D_n} \lambda_t^{\text{est}} \times P_{i,t}^{\text{est}} \quad (8)$$

式中: $R_{i,n}^{\text{est}}$ 为机组 i 第 n 月估算电能量收入; λ_t^{est} 为 t 时段事后模拟运行的出清价; $P_{i,t}^{\text{est}}$ 为 t 时段事后模拟运行的出清量; D_n 为第 n 月的小时数量。

该估算收入的核心意义在于它反映了机组在不存在策略报价行为、完全依成本报价的竞争性市场环境下应获得的收入水平。使结算与实际市场报价和出清量无关, 而是基于事后的估算收入, 从而减小对市场价格结构的影响。

同时, 中央机构还将根据机组在可靠性期权拍卖中封存的容量成本报价参数与电能量成本报价参数来计算其月度估算成本, 如式(9)所示。

$$C_{i,n}^{\text{est}} = x_i \times c_{i,t}^{\text{Cap}} \times P_i^{\text{max}} \times \frac{1}{12} + \sum_{t \in D_n} (z_{i,t} \times C_{i,t}^{\text{SC}} + C_{i,t}^{\text{ele}} \times Q_{i,t}^{\text{ele}} + y_{i,t} \times C_{i,t}^{\text{NLC}}) \quad (9)$$

式中: $C_{i,n}^{\text{est}}$ 为月度估算成本; $c_{i,t}^{\text{Cap}}$ 为单位容量成本; $Q_{i,t}^{\text{ele}}$ 为结算月机组 i 的估算发电量; D_n 为第 n 月的小时数量。

估算成本与估算收入共同构成了收益双向结算的核心量化依据。最终结算以二者对比为基础, 通过设定合理收入区间以实现机组的收益保障。如将区间下限设定为机组的估算成本来确保其成本可以完全回收; 将上限设定为估算成本的一定倍数(如 1.2 倍估算成本)来限制过度盈利。基于该区间, 可靠性期权的结算可分为 3 种情形, 如图 4 所示。

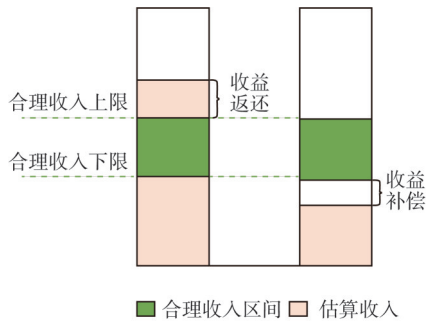


图 4 收益双向结算机理

Fig. 4 Mechanism of two-way income settlement

1) 无结算支付

若估算收入位于合理收入区间内, 表明机组收入已处于合理水平, 不发生任何结算支付。

2) 收益返还

若估算收入大于合理收入区间上限, 表明机组获得了超额收益, 机组需将估算收入与合理收入上限的差额部分返还给中央机构, 从而使机组获得合理收益, 降低用电总成本。

3) 收益补偿

若估算收入小于合理收入区间下限, 则意味着机组收入不足以覆盖其总成本, 中央机构需向机组补偿合理收入下限与估算收入的差额部分, 确保其不发生亏损, 保障基本的投资回收能力。

2 RBCCM 在我国推进各阶段的收益型长期合约设计

2.1 RBCCM 分阶段推进路径

当前我国电力市场建设仍处于发展与完善阶段, 市场机制与成熟度尚有提升空间, 完全转向前文所述成熟的 RBCCM 的条件尚不完全具备。因此, 在此国情下建议采取一条分阶段、渐进式的机制发展路径, 以确保改革平稳有序推进。

RBCCM 机制推进路径具体包括 4 个阶段。

第一阶段为基于收益的容量电价补偿机制。此阶段与我国当前大部分省份采用的容量电价补偿机制相衔接。核心在于引入基于收益的长期合约, 对现有行政性补偿机制进行优化。

第二阶段为基于收益的容量市场机制。核心特征是容量补偿的方式从行政核定过渡到市场化拍卖, 充分发挥市场的作用, 减小行政干预。并将第一阶段基于收益的长期合约继续应用于此阶段。

第三阶段为集中-分散联合背景下基于收益的容量补偿机制。基于收益的长期合约将应用于兼具集中式拍卖与分散式义务的市场环境中。

第四阶段为最终阶段, 即成熟的 RBCCM 阶段。随着金融市场条件与风险管理工具发展的成熟, 将前三阶段基于收益的长期合约优化为标准化的 RRO, 通过标准化的期权提供精准收益保障。

这一“行政补偿-市场拍卖-架构升级-工具优化”的循序渐进的 RBCCM 机制推进路径, 既尊重了我国电力市场建设的客观规律与现阶段实际, 又指明了未来的发展方向, 有助于稳步推进电力容量保障体系的完善。

2.2 基于收益的长期合约设计

RBCCM 推进路径的前 3 个阶段虽然在容量配

置与补偿的具体方式上存在演进关系,但均将基于收益的长期合约作为核心保障机制。

基于收益的长期合约机理与RRO类似,通过设置机组的收益上下限将其获得的总收益限制在一个合理的区间范围内,但该合约更适用于市场机制尚不完善、金融市场尚不成熟、风险管理制度仍在构建中的发展阶段实施。

基于收益的长期合约实施流程如图5所示。下文将介绍该合约关键环节的设计。

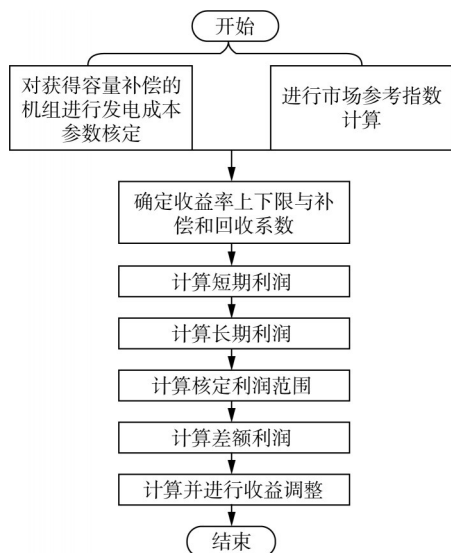


图5 基于收益的长期合约实施流程

Fig. 5 Implementation process of revenue-based long-term contracts

2.2.1 发电成本参数核定

对于所有发电机组,均需核定准许容量成本、变动成本函数参数、收益率上下限(基于容量成本的最高/最低投资回报率)等基础性参数。

针对燃煤和燃气这类传统机组,还需额外核定不同工况下的启停成本、空载成本以及反映不同出力水平下能耗特性的煤耗微增率曲线参数与气耗微增率曲线参数。而对于风电和光伏等可再生能源机组,则主要核定其容量成本、单位度电成本和单位电量运维成本等核心参数。

在机制实际应用过程中,对于燃煤、燃气等机组的核定容量成本、运行维护成本等参数,可直接沿用或微调现行省级电网输配电价成本监审中已积累的大量机组历史数据、核算标准与方法论。

收益率上下限可根据市场的发展程度来选择不同的方式确定。

在初期,为保障机制的可操作性与投资稳定性,收益率上下限可由中央机构遵循“准许成本加合理收益”的原则统一指定。为所有市场主体提供一个明确、稳定的收益预期基准,降低改革初期的政策不确定性。

随着市场进一步发展,可引入收益率区间选择机制。中央机构可预设若干档具有不同宽度的收益率区间,从而满足不同市场主体的需求。风险规避型主体可选择范围较窄的准许收益区间,以锁定收益、降低波动;风险承受能力较强的主体可选择范围较宽的准许收益区间以博取更高的潜在收益。

在市场化条件完全具备时,收益率上下限可通过容量拍卖过程竞争性形成。参与容量拍卖的机组需在投标时同时申报其期望的收益率上下限。中标机组申报的收益率区间将被封存,作为该机组收益结算的合约依据。在该方式下收益率参数由市场供需关系决定。

2.2.2 市场参考指数计算

为对发电的成本、收入等估算提供可靠的数据支持,需要进行市场参考指数的计算。指数主要为能源价格指数与可再生能源利用效率指数。

能源价格指数中的电煤价格指数采用标准化的计算方法按月进行统计更新,反映煤炭燃料成本变动情况;同样按月计算的天然气价格指数则用于跟踪燃气发电的燃料成本变化。

可再生能源利用效率指数包括按月统计的风电发电利用小时数,可根据研究需要选择省级或区域级统计维度;与之对应的光伏发电利用小时数也采用相同的统计频率和空间划分标准。

以上市场参考指数可采用公开、权威的市场指数,例如天然气价格指数可参考我国已稳定运行多年的上海石油天然气交易中心、重庆石油天然气交易中心等发布的现货价格指数。从而充分利用现有数据基础和市场价格发现成果,大幅降低机制实施的数据获取与核算成本,并使参数结果具有更高的公信力与透明度。

2.2.3 变动成本估算

变动成本估算一般基于上述发电成本参数与市场参考指数。

1) 燃煤机组变动成本估算

如式(10)所示,燃煤机组的变动成本主要由燃料成本决定,可通过标准煤耗微增率曲线与电煤价

格指数估算。

$$C_{\text{var, coal}} = \sum_{t=1}^T [P_{\text{gen}}(t) \times H(P_{\text{gen}}(t)) \times I_{\text{coal}}] \quad (10)$$

式中： $C_{\text{var, coal}}$ 为结算周期内的燃煤机组估算变动成本； T 为估算周期； $P_{\text{gen}}(t)$ 为 t 时段机组的出清功率； $H(P_{\text{gen}}(t))$ 为 t 时段机组在功率 $P_{\text{gen}}(t)$ 下的发电煤耗率，此参数来源于核定的煤耗微增率曲线，该曲线反映了机组在不同出力水平下的能耗效率； I_{coal} 为结算周期内的电煤价格指数。

2) 燃气机组变动成本估算

如式 11 所示，燃气机组变动成本的估算逻辑与燃煤机组类似。

$$C_{\text{var, gas}} = \sum_{t=1}^T [P_{\text{gen}}(t) \times F(P_{\text{gen}}(t)) \times I_{\text{gas}}] \quad (11)$$

式中： $C_{\text{var, gas}}$ 为结算周期内的燃气机组估算变动成本； $F(P_{\text{gen}}(t))$ 为 t 时段机组在功率 $P_{\text{gen}}(t)$ 下的发电气耗率，此参数来源于核定的气耗微增率曲线； I_{gas} 为结算周期内的天然气价格指数。

3) 可再生能源机组变动成本估算

风电、光伏等可再生能源机组的变动成本极低，主要考虑运维成本。如式(12)所示，主要通过区域典型利用小时数与单位电量运维成本估算。

$$C_{\text{var, ren}} = P_{\text{capacity}} \times h_{\text{typical}} \times C_{\text{OM}} \quad (12)$$

式中： $C_{\text{var, ren}}$ 为可再生能源机组估算变动成本； P_{capacity} 为机组的核定容量； h_{typical} 为结算周期内该类资源的区域典型利用小时数量； C_{OM} 为核定的单位电量运维成本。

2.2.4 短期利润测算

有计算实际短期利润与估算短期利润的方式。

2.2.4.1 计算实际短期利润

该方法适用于所有类型机组，可用于市场初期，其中包含 3 个相互衔接的计算模块。

1) 市场化收入核算模块

根据发电实际的出清情况及市场电价情况，计算每台发电机组在市场中的实际收入，具体包括如下几点。

(1) 电能量市场收入。根据机组实际出清电量和节点边际电价计算。

(2) 辅助服务收入。包括调频、备用等辅助服务市场的收益。

(3) 中长期合约处理。在中长期市场未完全放开时，需计入中长期市场收入与现货市场的偏差收

入；如果中长期市场完全放开，仅包含按全电量计算的现货市场收入。

(4) 其他收入

2) 变动成本估算模块

基于机组核定的发电成本参数与市场参考指数，估算发电机组的变动成本。

3) 利润计算模块

短期利润的计算如式(13)所示。

$$P_s = R_{\text{actual}} - C_v \quad (13)$$

式中： P_s 为短期利润； R_{actual} 为实际市场收入； C_v 为结算周期内估算的发电机变动成本。

2.2.4.2 估算短期利润

该方法下短期利润的计算如式(14)所示。

$$P_s = R_{\text{estimate}} - C_v \quad (14)$$

式中 R_{estimate} 为市场估算收入。

1) 火电机组短期利润估算

火电机组短期利润估算包括以下的关键环节。

(1) 估算发电小时数的确定。该环节是进行火电机组短期利润估算的关键。估算发电小时数是在实际电能量市场出清后进行的，由实时市场出清价与每台机组的估算变动成本比较获得。若实时市场出清价大于机组的估算变动成本，则该机组视为发电状态，该时段计入结算周期估算发电小时数；反之则视为停机状态。在同类型机组中，统计并采用平均估算发电小时数，从而规范各机组的报价行为，降低对市场价格结构的影响。

(2) 发电量估算。在机组被判定为发电状态的时段内，认为该机组按其全部合约容量稳定运行。因此某机组的估算发电量为统计的平均估算发电小时数与其合约容量的乘积。

(3) 估算收入计算。利用估算发电量与市场出清电价来估算电能量市场收入，并与其他市场收入共同构成估算总收入。

(4) 变动成本估算。利用度电煤耗与电煤价格指数或度电气耗与天然气价格指数估算变动成本。

2) 可再生能源机组短期利润估算

可再生能源机组短期利润估算主要包括以下几个关键环节。

(1) 发电量估算。采用区域典型利用小时数来确定所在区域月度发电量。

(2) 电价取值。采用所在区域加权平均电价。

(3) 估算收入计算。利用估算发电量与加权平

均电价来估算电能量收入并与其他收入共同构成估算总收入。

(4) 变动成本估算。利用发电成本参数与可再生能源利用效率指数来估算可再生能源机组的变动成本。

2.2.5 长期利润计算

长期利润能够有效反映发电机组通过短期收入与容量收入实现容量成本和变动成本回收的综合情况。长期利润的计算如式(15)所示。

$$P_l = P_s + R_{\text{capacity}} - C_F \quad (15)$$

式中: P_l 为长期利润; R_{capacity} 为容量收入; C_F 为机组的容量成本。

其中短期利润采用前述方式计算得出; 容量收入在实施路径第一阶段按政府核定的补偿标准计算, 在第二阶段根据市场化拍卖交易结果确定, 在第三阶段计算时将区分集中段的新建机组与分散段的存量机组, 并考虑新建容量证书溢价收入; 核定容量成本根据核算的发电成本参数确定, 反映发电机组固定投资的年度分摊值。

2.2.6 收益调整计算

收益调整的计算主要包括计算核定利润范围、计算差额利润与计算收益调整三部分。

2.2.6.1 计算核定利润范围

根据机组参数核定结果, 确定允许机组的最低利润与最高利润。最低利润与最高利润如式(16)——(17)所示。

$$P_{\min} = C_F \times R_{\min} \quad (16)$$

$$P_{\max} = C_F \times R_{\max} \quad (17)$$

式中: $P_{\min}$ 为最低利润; $R_{\min}$ 为收益率下限; $P_{\max}$ 为最高利润; $R_{\max}$ 为收益率上限。

2.2.6.2 计算差额利润

通过比较长期利润与核定利润范围的偏差, 量化收益不平衡程度。

1) 当长期利润低于最低利润时, 差额利润如式(18)所示。

$$P_{\text{diff}} = P_{\min} - P_l \quad (18)$$

式中 P_{diff} 为差额利润。

2) 当长期利润高于最高利润时, 差额利润如式(19)所示。

$$P_{\text{diff}} = P_{\max} - P_l \quad (19)$$

3) 当长期利润处于核定范围之内时, 差额利润为零。

这一计算可准确反映发电容量长期收益与合理收益范围的偏离程度。

2.2.6.3 计算收益调整

建立基于差额利润的动态调节体系。

1) 当差额利润大于0时, 收益调整如式(20)所示。

$$R_{\text{adjust}} = P_{\text{diff}} \times K_1 \quad (20)$$

式中: R_{adjust} 为调整的收益; K_1 为差额容量成本补偿系数。

2) 当差额利润小于0时, 收益调整如式(21)所示。

$$R_{\text{adjust}} = P_{\text{diff}} \times K_2 \quad (21)$$

式中 K_2 为超额利润回收系数。

3) 执行双向收益结算。当收益调整值为正时, 表示中央机构需向发电企业补偿相应差额利润; 为负时, 表示发电企业需向中央机构返还差额利润。

在该部分中, 补偿系数 K_1 和回收系数 K_2 的引入, 有助于保留市场信号, 让机组受到一定市场供需变化的影响。避免因完全补偿或回收弱化电能量市场价格波动对机组运营行为的引导作用, 激励机组通过提升效率来弥补剩余亏损或获取剩余收益。

K_1 和 K_2 的引入还可以使基于收益的长期合约的结算机制更加灵活。

一方面, 可以对系数 K_1 与 K_2 进行差异化设定, 以适应不同的政策目标。对于系统亟需的灵活性资源, 可设置较高的 K_1 和较低的 K_2 , 使其亏损时能获得近乎完全的补偿, 而在盈利时可保留较多超额收益, 从而提供强有力的投资激励; 对于低效的机组可设置较低的 K_1 和较高的 K_2 , 促使其提高性能或退出市场; 对于稳定的基荷电源, 可设置适中的系数, 在保障与激励之间取得平衡。

另一方面, 可以对补偿系数 K_1 与回收系数 K_2 进行动态调整, 以满足不同市场场景的补偿需要。系数的调整主要依据系统整体的容量充裕度状况。当系统容量长期充裕时, 可以适当调高 K_2 , 并调低 K_1 , 从而更多地回收超额利润并减少对亏损机组的补偿, 传递出市场容量充足的信号; 当系统面临容量短缺风险时, 则可调高 K_1 , 并调低 K_2 , 从而增强对新建和存量机组的投资保障, 激励投资且快速吸引容量资源以缓解短缺局面。此外还可以考虑设计分阶梯的调整方案, 例如当超额或亏损幅度超过特定阈值时, 自动启用更高档位的回收或补偿系数。

3 收益型长期合约的算例分析

为便于理解基于收益的长期合约，并直观展示其在上文所述 RBCCM 不同推进阶段的具体应用，下面将通过算例予以说明。

本文设计的算例涵盖了高效燃煤机组、低效燃煤机组、燃气机组及需求响应 4 类典型资源，共 8 台机组与两种需求响应。辅助服务市场收入取电能量市场收入的 5%。容量收入在第一阶段参考广东电力市场，统一设定为容量成本的 50%；第二阶段通过容量市场拍卖确定；第三阶段考虑集中-分散结构中的新建机组容量拍卖与容量证书拍卖及新建证书溢价收益分配。设定合约收益率下限为 5%，收益率上限为 12%。容量市场价格上限设定为 70 万元/MW·a。

机组具体信息与参数如表 1 所示，其中 G1—G4 为新建机组，其余机组为存量机组。

表 1 机组关键参数

Tab. 1 Unit's key parameters

机组类型	名称	总容量/ MW	单位容量成本/(万 元·MW ⁻¹ ·a ⁻¹)	单位变动成本/ (元·MW ⁻¹)
高效燃煤 1	G1	660	36	280
高效燃煤 2	G2	660	37	260
高效燃煤 3	G3	700	40	240
高效燃煤 4	G4	700	42	230
低效燃煤	G5, G6	400	26	330
燃气	G7, G8	300	19	500
需求响应	D1, D2	90	12	900

考虑到对不同类型机组的激励程度，设定高效燃煤机组的 K_1 为 0.97， K_2 为 0.95；低效燃煤机组的 K_1 为 0.93， K_2 为 0.96；燃气机组的 K_1 为 0.98， K_2 为 0.94；需求响应的 K_1 为 0.99， K_2 为 0.93。

考虑到季节变化对市场供需的影响，设定如表 2 所示的四季场景。春季与秋季模拟负荷平稳、供应相对充裕的市场状态，此时电价较低；夏季与冬季模拟高峰负荷导致供应紧张的市场状态，此时电价较高。机组利用小时数按其在系统中的经济调度顺序(基荷、腰荷、峰荷)差异化设定。本算例构造了为机制验证服务的典型化情景。未来在针对特定地区进行实际应用与政策设计时，需基于该地区的详细历史运行数据与负荷特性对参数进行校准。

下面进行短期利润的计算。

表 2 四季市场场景

Tab. 2 Seasonal market scenarios

季节	现货加权均 价/(元· MWh ⁻¹)	G1—G4 发 电利用小 时数/h	G5—G6 发 电利用小 时数/h	G7—G8 发 电利用小 时数/h	D1—D2 发 电利用小 时数/h
春	280	1 350	432	72	0
夏	330	1 675	1 296	864	18
秋	250	1 100	216	36	0
冬	300	1 520	980	648	12

机组电能量市场收入计算如式(22)所示，机组估算变动成本计算如式(23)所示。

$$R_{\text{ele}} = Q_{\text{rated}} \times h_{\text{used}} \times P_{\text{ele}} \quad (22)$$

$$C_v = Q_{\text{rated}} \times h_{\text{used}} \times C_{\text{vunit}} \quad (23)$$

式中： R_{ele} 为电能量市场收入； Q_{rated} 为机组总容量； h_{used} 为机组发电利用小时数； P_{ele} 为电能量市场出清价； C_{vunit} 为单位变动成本。

由式(13)与式(22)—(23)可计算得到机组的年度短期利润，计算结果如表 3 所示。

表 3 机组年度短期利润

Tab. 3 Unit's annual short-term revenue 万元

机组	年度电能量收入	年度辅助服务收入	年度变动成本	年度短期利润
G1	132 937.2	6 646.86	104 319.6	35 264.46
G2	132 937.2	6 646.86	96 868.2	42 715.86
G3	140 994	7 049.7	94 836	53 207.7
G4	140 994	7 049.7	90 884.5	57 159.2
G5, G6	50 092.8	2 504.64	38 596.8	14 000.64
G7, G8	24 660	1 233	24 300	1 593
D1, D2	243	12.15	243	12.15

3.1 阶段一：基于收益的容量电价补偿机制

机组年度容量成本计算如式(24)所示，在该阶段容量收入为容量成本的 50%。

$$C_F = C_{\text{Funit}} \times Q_{\text{rated}} \quad (24)$$

式中 C_{Funit} 为单位容量成本

由式(15)—(21)及式(24)可计算得到如表 4 所示的机组年度长期利润与收益调整值。

该阶段机组签订合同前后的收益如表 5 所示。

对结果进行分析，在该阶段市场签订合同前收益出现严重分化，燃煤机组已能盈利，而燃气机组与需求响应陷入亏损。应用基于收益的合约后，所有机组的收益被有效改善至合理利润区间附近。这

表 4 阶段一长期利润与收益调整值

Tab. 4 Phase 1: long-term revenues and revenue adjustments

万元

机组	年度容量成本	年度容量收入	年度长期利润	最低利润;最高利润	差额利润	收益调整值
G1	23 760	11 880	23 384.46	1 188; 2 851.2	-20 533.26	-19 506.6
G2	24 420	12 210	30 505.86	1 221; 2 930.4	-27 575.46	-26 196.69
G3	28 000	14 000	39 207.7	1 400; 3 360	-35 847.7	-34 055.32
G4	29 400	14 700	42 459.2	1 470; 3 528	-38 931.2	-36 984.64
G5,G6	10 400	5 200	8 800.64	520; 1 248	-7 552.64	-7 250.534
G7,G8	5 700	2 850	-1257	285; 684	1 542	1 511.16
D1,D2	1 080	540	-527.85	54; 129.6	581.85	576.0315

表 5 阶段一机组签订合同前后的年度收益

Tab. 5 Phase 1: the year revenues of the unit before and after the contract

万元

名称	签订合同前总收益	签订合同后总收益
G1	23 384.46	3 877.863
G2	30 505.86	4 309.173
G3	39 207.7	5 152.385
G4	42 459.2	5 474.56
G5,G6	8 800.64	1 550.1056
G7,G8	-1 257	254.16
D1,D2	-527.85	48.1815

说明在市场化初期阶段,该合约发挥了安全网作用,通过补偿保障了各类机组的基本生存能力,为

市场建设奠定了稳定的容量基础。

3.2 阶段二:基于收益的容量市场机制

在该阶段容量收入由容量市场出清结果确定,即机组容量收入为中标容量与统一出清价的乘积。本阶段设定场景为容量市场基于 3 200 MW 的负荷需求出清。

各机组按单位容量成本报价形成如图 6 所示的出清结果,统一出清价为 40 万元/MW·a。

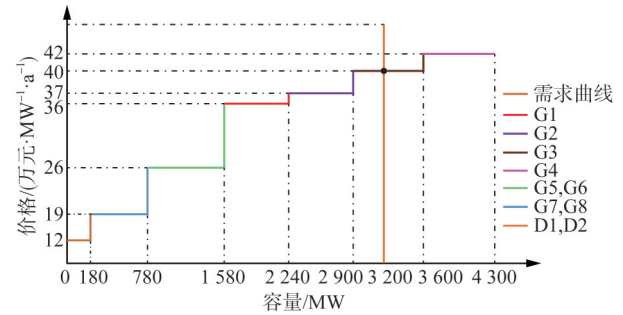


图 6 阶段二容量市场出清结果

Fig. 6 Phase 2: the result of capacity market clearing

由式(15)—(21)、(24)及容量市场出清结果可以得到如表 6 所示的机组年度长期利润与收益调整值。

该阶段机组签订合同前后的收益如表 7 所示。

对结果进行分析,在改进为容量市场拍卖后,各机组签订合同前收益相比阶段一普遍大幅提升。因此,在此阶段基于收益的合约的核心功能更偏向于回收超额利润。合约将机组的收益从远超上限的水平压低至合理区间附近,防止了双重收费和暴利,在引入竞争效率的同时,维护了市场的公平性与用户利益。

3.3 阶段三:集中-分散结构下基于收益的容量补

表 6 阶段二长期利润与收益调整值

Tab. 6 Phase 2: long-term revenues and revenue adjustments

机组	年度容量成本/万元	中标容量/MW	年度容量收入/万元	年度长期利润/万元	最低;最高利润/万元	差额利润/万元	收益调整值/万元
G1	23 760	660	26 400	37 904.46	1 188;2 851.2	-35 053.26	-33 300.60
G2	24 420	660	26 400	44 695.86	1 221;2 930.4	-41 765.46	-39 677.19
G3	28 000	300	12 000	37 207.70	1 400;3 360.0	-33 847.70	-32 155.32
G4	29 400	0	0	27 759.20	1 470;3 528.0	-24 231.20	-23 019.64
G5;G6	10 400	800	32 000	35 600.64	520;1 248.0	-34 352.64	-32 978.53
G7,G8	5 700	600	24 000	19 893.00	285;684.0	-19 209.00	-18 056.46
D1,D2	1 080	180	7 200	6 132.15	54;129.6	-6 002.55	-5 582.37

表 7 阶段二机组签订合同前后的年度收益

Tab. 7 Phase 2: the year revenues of the unit before and after

名称	the contract		万元
	签订合同前总收益	签订合同后总收益	
G1	37 904. 46	4 603. 863	
G2	44 695. 86	5 018. 673	
G3	37 207. 70	5 052. 385	
G4	27 759. 20	4 739. 560	
G5,G6	35 600. 64	2 622. 106	
G7,G8	19 893. 00	1 836. 540	
D1,D2	6 132. 15	549. 779	

偿机制

在该阶段需要区分新建机组与存量机组来计算容量收入。设定以下负荷预测场景：负荷预测偏低，预测系统负荷为 3 200 MW，而实际系统负荷达到 3 700 MW。因此集中阶段负荷需求为 3 200 MW，去除存量机组容量后，需拍卖 1 620 MW 容量的新建机组；分散阶段需拍卖 3 700 MW 容量的证书(包含新建机组与存量机组)。

集中阶段新建机组容量拍卖结果如图 7 所示，统一出清价为 40 万元/MW·a。

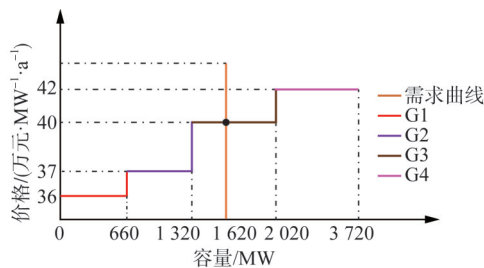


图 7 阶段三 集中阶段新建机组出清结果

Fig. 7 Phase 3: clearing results for newly built units in centralized phase

分散阶段容量证书拍卖结果如图 8 所示，统一出清价为 70 万元/MW·a。

由式(15)、(24)及集中与分散阶段出清结果可得到如表 8—9 所示的集中阶段新建机组拍卖收入与分散阶段容量证书拍卖收入。

新建证书溢价收益按 60 % 分配给新建机组，由此得到如表 10 所示的机组长期利润。

由式(16)一(21)可计算得到如表 11 所示的机组收益调整值及机组签订合同前后的收益值。

对结果进行分析，在集中-分散联合的环境下，负荷预测偏低时容量稀缺信号可通过证书溢价收益

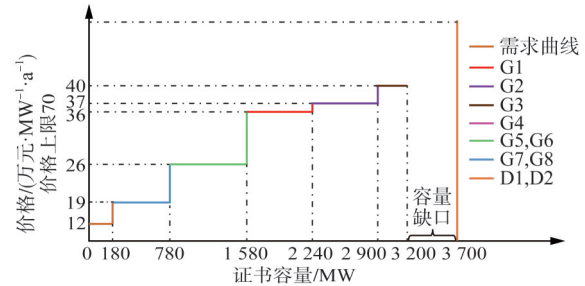


图 8 阶段三 分散阶段容量证书拍卖结果

Fig. 8 Phase 3: result of the auction of capacity certificate in decentralized phase

表 8 阶段三 集中阶段新建机组拍卖收入

Tab. 8 Phase 3: revenues for newly built units in centralized phase

机组	出清量/MW	新建机组拍卖收入/万元	中央机构支出/万元
G1	660	26 400	26 400
G2	660	26 400	26 400
G3	300	12 000	12 000
G4	0	0	0

表 9 阶段三 分散阶段容量证书拍卖收入

Tab. 9 Phase 3: revenues of the auction of capacity certificate in decentralized phase

机组	出清量/MW	存量容量证书拍卖收入/万元	中央机构收入(新建容量证书)/万元
G1	660	0	46 200
G2	660	0	46 200
G3	300	0	21 000
G4	0	0	0
G5,G6	800	56 000	0
G7,G8	600	42 000	0
D1,D2	180	12 600	0

表 10 阶段三长期利润

Tab. 10 Phase 3: long-term revenues 万元

机组	CCM-C 收入	CCM-D 收入	中央机构溢价收入	新建机组分配的溢价收入	年度容量收入	年度长期利润
G1	26 400	0	19 800	11 880	38 280	49 784. 46
G2	26 400	0	19 800	11 880	38 280	56 575. 86
G3	12 000	0	9 000	5 400	17 400	42 607. 70
G4	0	0	0	0	0	27 759. 20
G5,G6	0	56 000	0	0	56 000	59 600. 64
G7,G8	0	42 000	0	0	42 000	37 893. 00
D1,D2	0	12 600	0	0	12 600	11 532. 15

表 11 阶段三收益调整值及机组签订合同前后的年度收益

Tab. 11 Phase 3: revenue adjustment values and the year's revenues of the unit before and after the contract 万元

机组	最低;最高 利润	差额利润	收益调 整值	签订合同 前总收益	签订合同 后总收益
G1	1 188;2 851.2	-46 933.26	-44 586.60	49 784.46	5 197.86
G2	1 221;2 930.4	-53 645.46	-50 963.19	56 575.86	5 612.67
G3	1 400;3 360.0	-39 247.70	-37 285.32	42 607.70	5 322.39
G4	1 470;3 528.0	-24 231.20	-23 019.64	27 759.20	4 739.56
G5,G6	520;1 248.0	-58 352.64	-56 018.53	59 600.64	3 582.11
G7,G8	285;684.0	-37 209.00	-34 976.46	37 893.00	2 916.54
D1,D2	54;129.6	-11 402.55	-10 604.37	11 532.15	927.78

传递。在此最具挑战性的环境中,基于收益的合约展现了其强大的适应性,将所有机组收益成功约束在合理范围附近。这证明,该合约可实现在允许强市场信号存在的同时守住收益合理区间的目标,可进行强激励与强管控的平衡,确保了机制的有效性。

3.4 算例总结

3个阶段的核心差异在于容量收入的形成机制不同,从行政核定到容量市场再到集中-分散联合市场。这一演进体现在签订合同前总收益的变化上,阶段一收益普遍偏低甚至为负;阶段二引入竞争后,高效机组收益提升;阶段三因集中-分散的架构与稀缺溢价的引入,所有机组潜在收益有所提升。尽管市场原始信号差异很大,通过基于收益的合约调节后,最终收益都收敛到了一个相对合理和稳定的水平,确保了机制改革的平稳过渡。

基于收益的合约是贯穿整个渐进式改革的核心工具。由3个阶段的算例结果可看出该合约对市场主体收益引导至合理区间的调节强度随阶段的递进呈现出持续的递增趋势。这反映了随着容量机制不断的完善与市场化的加深,合约调节力度与应用强度也实现了同步的增强,证明了该合约具备良好的适应性。

4 结论

本文围绕构建高效、可靠且适应中国特色的容量充裕度机制展开一系列研究。结论如下。

1)提出了一种新型RBCCM机制,并详细设计了RBCCM-C阶段RRO的拍卖、结算机制与RBCCM的新建证书溢价收益分配机制。

2)针对我国国情,提出分四阶段推进的RBCCM发展路径,并设计了适用于前三阶段的基于收益的长期合约,为机制平稳过渡提供可行工具。

3)对基于收益的长期合约在不同推进阶段的应用进行了算例分析,验证了该合约在不同阶段均能有效将机组收益引导至合理收益区间附近,在保留市场信号的同时保障收益稳定。

本文所构建的机制与路径为我国容量充裕度机制的建设提供了系统性参考。未来可进一步研究高比例可再生能源等资源参与下的机制设计细节,以完善新型电力系统容量保障体系。

参考文献

- [1] BOLAND J, FILAR J A, MOHAMMADIAN G, et al. Australian electricity market and price volatility[J]. Annals of Operations Research, 2016(241): 357 - 372.
- [2] MEHRTASH M, HOBBS B F, ELA E. Reserve and energy scarcity pricing in United States power markets: a comparative review of principles and practices[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2023(183): 113465.
- [3] 刘坚,王建光,王晶,等.面向电力现货市场的独立储能经济性分析与容量补偿机制探索[J].全球能源互联网,2024,7(2): 179 - 189.
LIU Jian, WANG Jianguang, WANG Jing, et al. A study on tech-economic analysis on independent energy storage in spot power market and associated capacity mechanisms[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2024, 7(2): 179 - 189.
- [4] AHLQVIST V, HOLMBERG P, TANGERÅS T. A survey comparing centralized and decentralized electricity markets[J]. Energy Strategy Reviews, 2022(40): 100812.1 - 100812.12.
- [5] TRABER T, KEMFERT C. Renewable energy support in germany: surcharge development and the impact of a decentralized capacity mechanism[J]. SSRN Electronic Journal, 2015: 1 - 28.
- [6] BATLLE C, VÁZQUEZ C, RIVIER M, et al. Enhancing power supply adequacy in Spain: migrating from capacity payments to reliability options[J]. Energy Policy, 2007, 35(9): 4545 - 4554.
- [7] NEUHOFF K, DIEKMANN J, KUNZ F, et al. A coordinated strategic reserve to safeguard the European energy transition[J]. Utilities Policy, 2016(41): 252 - 263.
- [8] 张粒子,许通,宋少群,等.电力市场中发电容量充裕性评估方法及保障机制[J].电力系统自动化,2020,44(18): 55 - 63.
ZHANG Lizi, XU Tong, SONG Shaoqun, et al. Evaluation method and guarantee mechanism of power generation capacity adequacy in electricity market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(18): 55 - 63.
- [9] 刘硕,于松泰,孙田,等.面向高比例可再生能源电力系统的容量补偿机制研究[J].电网技术,2022,46(5): 1780 - 1789.
LIU Shuo, YU Songtai, SUN Tian, et al. Capacity compensation mechanism for highly-proportional renewable energy

- power systems[J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1780 – 1789.
- [10] MCCULLOUGH R, WEISDORF M, ENDE J C, et al. Exactly how inefficient is the PJM capacity market? [J]. The Electricity Journal, 2020, 33(8): 106819.1 – 106819.5.
- [11] 王睿, 刘瑞丰, 刘庆, 等. 英美发电容量市场及建设触发条件对我国的启示[J]. 价格理论与实践, 2020(6): 72 – 75, 133. WANG Rui, LIU Ruifeng, LIU Qing, et al. Construction experience, trigger conditions & reference significance of generation capacity market in UK and US[J]. Price: Theory & Practice, 2020 (6): 72 – 75, 133.
- [12] NEWBERY D. Missing money and missing markets: reliability, capacity auctions and interconnectors [J]. Energy Policy, 2016(94): 401 – 410.
- [13] 夏清, 杨知方, 赖晓文, 等. 基于分时容量电价的新型电力现货市场设计[J]. 电网技术, 2022, 46(5): 1771 – 1779. XIA Qing, YANG Zhifang, LAI Xiaowen, et al. Electricity market design based on temporal pricing of renewable capacity [J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1771 – 1779.
- [14] HOGAN W W. Resource adequacy mandates and scarcity pricing [EB/OL]. Cambridge: Harvard University, 2006. http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_PJM_Energy_Market_022306.pdf.
- [15] 王蓓蓓, 亢丽君, 苗曦云, 等. 考虑可信度的新能源及需求响应参与英美容量市场分析及思考[J]. 电网技术, 2022, 46(4): 1233 – 1247. WANG Beibei, KANG Lijun, MIAO Xiyun, et al. Analysis and enlightenment of renewable energy and demand response participating in UK and US capacity markets considering capacity credibility [J]. Power System Technology, 2022, 46(4): 1233 – 1247.
- [16] 陈政, 尚楠, 张翔. 兼容多目标调控需要的新型容量市场机制设计[J]. 电网技术, 2021, 45(1): 198 – 207. CHEN Zheng, SHANG Nan, ZHANG Xiang. Design of capacity market mechanism with multi-objective regulation [J]. Power System Technology, 2021, 45(1): 198 – 207.
- [17] 黄海涛, 许佳丹, 郭志刚, 等. 发电容量充裕性保障机制国际实践与启示[J]. 中国电力, 2023, 56(1): 68 – 76. HUANG Haitao, XU Jiadan, GUO Zhigang, et al. International practice of generation capacity adequacy guarantee mechanism and its implications for China's electricity market[J]. Electric Power, 2023, 56(1): 68 – 76.
- [18] 孙启星, 尤培培, 李成仁, 等. 适应中国现行电力市场环境下的容量市场机制设计[J]. 中国电力, 2022, 55(8): 196 – 201. SUN Qixing, YOU Peipei, LI Chengren, et al. Capacity market mechanism design under electricity market mechanism in China[J]. Electric Power, 2022, 55(8): 196 – 201.
- [19] 王鹏, 杜瑜铃, 王雁凌, 等. 欧洲战略备用机制对我国发电容量充裕性问题的启示[J]. 电力建设, 2022, 43(10): 16 – 25. WANG Peng, DU Yuling, WANG Yanling, et al. Enlightenment of European strategic reserve mechanism on the adequacy of power generation capacity in China [J]. Electric Power Construction, 2022, 43(10): 16 – 25.
- [20] 孙启星, 邢栋, 张超, 等. 适应中国背景的跨省区容量市场联合出清机制[J]. 电力系统及其自动化学报, 2022, 34(10): 145 – 151. SUN Qixing, XING Dong, ZHANG Chao, et al. Trans-provincial joint clearing mechanism for capacity market in China[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2022, 34(10): 145 – 151.
- [21] The Independent Market Monitor for PJM. Data submission window opening for the 2026/2027 RPM base residual auction [R]. Eagleville: Monitoring Analytics, LLC, 2025.
- [22] United Kingdom. Informal consolidated version of the capacity market rules[EB/OL]. [2025 – 06 – 23]. <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6911ba14cf24e9250d893e79/informal-consolidation-cm-rules-2025.pdf>.
- [23] Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water. Capacity investment scheme tender 8: National electricity market-generation tender guidelines [R]. Canberra: Australian Government, 2025.
- [24] NELSON Tim, CONBOY Paula, HANCOCK Ava, et al. National electricity market wholesale market settings review [R]. Melbourne: National Electricity Market, 2025.
- [25] BMWK. Overview of the design of a combined capacity market [R]. Berlin: German Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action, 2024.
- [26] 瞿晖, 陈思捷, 李然, 等. 三种容量充裕性机制在引导最优容量方面的等价性和在影响发电商收入方面的差异性[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2910 – 2919. QU Hui, CHEN Sijie, LI Ran, et al. Equivalence of three capacity adequacy mechanisms in inducing optimal capacity and differences in affecting supplier revenues [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2910 – 2919.
- [27] SULLIVAN, WORCESTER LLP. Hedging strategies for power contracts-part two: revenue put options [EB/OL]. <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=b114e114-fc39-49b1-a398-d9f0376fbf12>.
- [28] 刘润泽. 基于收益双向期权的发电容量充裕度机制设计[D]. 广州: 华南理工大学, 2022.
- [29] 陈哲. 适应我国电力市场不同发展阶段的容量充裕度机制设计[D]. 广州: 华南理工大学, 2024.
- [30] 朱继忠, 喻芸, 谢平平, 等. 美国稀缺定价机制及对我国现货市场建设的启示[J]. 南方电网技术, 2019, 13(6): 37 – 43, 75. ZHU Jizhong, YU Yun, XIE Pingping, et al. Scarcity pricing of united states and its enlightenment to China [J]. Southern Power System Technology, 2019, 13(6): 37 – 43, 75.
- [31] 武昭原, 周明, 王剑晓, 等. 激励火电提供灵活性的容量补偿机制设计[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(6): 43 – 51. WU Zhaoyuan, ZHOU Ming, WANG Jianxiao, et al. Mechanism design of capacity payment for incentivizing flexibility of thermal power [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(6): 43 – 51.
- [32] 王一, 朱涛, 张玉欣, 等. 适应中国电力现货市场发展的容量补偿机制初探[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(6): 52 – 61. WANG Yi, ZHU Tao, ZHANG Yuxin, et al. Preliminary study on capacity compensation mechanism adapted to development of electricity spot market in China [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(6): 52 – 61.
- [33] 梁青, 许诺, 童建中. 美国 PJM 容量市场的新模式及其对华东电力市场的启示[J]. 华东电力, 2009, 37(7): 1148 – 1152. LIANG Qing, XU Nuo, TONG Jianzhong. New modes of PJM capacity markets and lessons learned for East China electricity market [J]. East China Electric Power, 2009, 37(7): 1148 – 1152.