

沙戈荒基地外送全环节经济性测算及市场竞争力分析

吴界辰¹, 韩晓男¹, 高 源¹, 赵鹏飞²

(1. 国网经济技术研究院有限公司主网规划中心, 北京 102209; 2. 华北电力大学电气与电子工程学院, 北京 102206)

摘要:在风光火储打捆基地外送价格形成机制尚不明确且暂无可借鉴成熟经验的背景下,对沙戈荒基地外送经济性测算展开分析与讨论。首先考虑以系统运行成本最小为目标搭建了生产运行模拟模型,并基于经营期法和按发电量比例分配原则搭建打捆送电成本电价测算模型。以沙戈荒基地外送某典型工程为例,对基地发电、送电等外送全环节经济性进行了测算。进一步从打捆电源配置、标准煤单价、增配储能、考虑调峰收益、单位造价等几方面分析影响沙戈荒基地发电成本电价的主要因素,并通过比较受端区域燃煤发电基准价与测算的落地成本电价对市场竞争力进行分析讨论。案例的分析结果从经济成本与市场竞争力角度对沙戈荒基地外送工程规划、建设及定价机制设计具有借鉴作用,对全面贯彻落实碳达峰碳中和战略决策,服务能源转型和清洁绿色低碳发展具有重大意义。

关键词:沙戈荒基地外送; 生产运行模拟; 打捆送电成本电价测算; 全环节经济性; 市场竞争力

中图分类号: T-9 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-1807(2024)06-0272-10

目前,中国是全球最大的能源消费国,为实现 2060 年前碳中和目标,据分析风电和光伏发电装机占比需达到 75% 左右^[1]。沙戈荒地区主要位于我国西部、北部地区的新疆、内蒙古、甘肃、青海、宁夏、陕西等 6 个省份,土地总面积约为 130 万 km², 占国土总面积的 13.5%, 其拥有优质的太阳能和风能资源,不存在土地和生态红线限制问题,同时该地区能源电力需求远低于华北、华中、华东能源电力负荷中心地区,具备大规模外送开发条件^[2-4]。为全面贯彻落实碳达峰、碳中和战略决策,服务能源转型和清洁绿色低碳发展,推动沙戈荒地区大型风光电基地高质量开发具有重大意义^[5-7]。2023 年 6 月,国家能源局发布的《新型电力系统发展蓝皮书》指出,“加快建设以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风光基地是国家有计划、分步骤推动新型电力系统战略目标实现的重要实施路径之一”。现阶段第一批 9705 万 kW 基地项目已全面开工。

按规定新增外送输电通道要求采用“风光火储”一体化模式规划建设,可以推进送端多能互补,提升可再生能源消纳水平^[8]。在此前提下围绕沙戈

荒基地外送已开展相关研究。潘垣等^[9]对西部高原地区可再生能源集中开发及其大规模外送方案进行综述,并得出结论特高压直流输电可以很好地解决西部高原地区新能源电力外送问题。刘泽洪等^[10]、潘尔生等^[11]以优化送电曲线、提高外送通道利用效率为目标,围绕新能源基地外送电源组合配置优化方案进行研究。肖玲娟等^[12]主要关注新能源基地资源开发潜力,外送条件等情况,通过测算全投资内部收益率对风光水基地项目布局提出建议。郭小龙等^[13]、章节等^[14]通过定性、定量分析说明疆电外送工程具有社会、环境效益。

科学测算沙戈荒基地外送开发价值和经济性,进一步分析市场竞争力是基地外送通道持续发挥作用的重要保障。目前沙戈荒基地外送涉及多种电源类型、多个投资主体,价格形成机制尚不明确且暂无可借鉴成熟经验,围绕沙戈荒基地多类型电源打捆外送经济性分析仍需进一步深入。一是鲜有从经济性出发,按通道送电量及顶峰能力不变的原则分析不同打捆电源配置对发电成本的影响;二是沙戈荒不同地区标准煤单价差异明显,需考虑不

收稿日期: 2023-12-21

基金项目: 国家电网公司总部科技项目(5100-202256022A-1-1-ZN);“十四五”220 千伏及以下电网滚动规划研究——220 千伏电网滚动规划研究(SGZB0000FCQT2302099)

作者简介: 吴界辰(1991—),男,吉林辽源人,博士,高级工程师,研究方向为电力系统规划与经济性分析;韩晓男(1988—),女,吉林长春人,硕士,高级工程师,研究方向为电力系统规划与经济性分析;高源(1993—),男,北京人,硕士,中级工程师,研究方向为电力系统规划与经济性分析;赵鹏飞(1993—),男,陕西西安人,博士研究生,研究方向为电力系统规划与经济性分析。

同标煤单价对发电成本电价影响进行测算分析;三是增加配套储能规模虽然可以提高新能源利用率但需从发电成本角度出发来讨论增配储能的经济性;四是基地外送可以跨省跨区参与辅助服务,考虑基地外送调峰收益对发电成本影响需进行测算分析;五是未来新能源及储能单位造价呈大幅下降趋势^[15],有必要对单位造价下降趋势下电源发电成本变化进行判断;六是为确保电价机制设计合理及直流输电通道长协顺利签订,上述送端发电成本讨论的不同情景需进一步结合其在受端市场竞争力的影响进行分析。

综上所述,本文首先一方面以系统运行成本最小为目标,搭建生产运行模拟模型,另一方面基于经营期法搭建打捆送电成本电价测算模型。进一步,以沙戈荒基地风光火储打捆外送某典型工程为例,对基地发电、送电等外送全环节经济性进行测算,围绕电源侧,从打捆电源配置、火电燃料费(以煤电为例)、增配储能、考虑调峰收益、单位造价等几方面分析讨论影响基地发电成本电价的主要因素,并考虑基地外送输电距离范围,结合受端地区燃煤发电基准价情况对市场竞争力进行分析。

1 经济性测算研究思路

以某沙戈荒基地外送典型工程为基准场景进行经济性测算分析。

首先,采用生产运行模拟方法,以系统发电运行成本最小为目标,得到风、光、火、储年发电量情况。

其次,对建筑工程费、建筑征地和移民安置补偿费、机电设备安装工程费等各项费用进行归纳计算,得到各类电源的单位造价情况及投资成本。此次基础上,结合电价模型,分别测算风光火储综合电源发电成本电价及输电价,并进一步得到落地成本电价。

最后,设计多案例分析电源配置、火电燃料费、增配储能、单位造价、考虑调峰收益对经济性及市场竞争力的影响。一是按通道送电量及顶峰能力不变的原则,考虑增配新能源与配套储能来代替火电,测算发电成本及对市场竞争力的影响;二是考虑不同区域标准煤单价差异引起燃煤机组燃料费不同,测算发电成本及对市场竞争力的影响;三是按风光火规模不变的原则,对比分析增配储能测算的发电成本与新能源容纳率,并对市场竞争力影响进行测算分析;四是考虑外送通道参与辅助调峰获取经济收益,测算发电成本及对市场竞争力的影响;五是采用控制变量法,分别分析风光储单位造价变化对发电成本的影响,并对有无储能情景的经

济性进行比较讨论,主要包括已知发电成本电价反算新能源与储能单位造价水平。

2 量化模型

2.1 生产运行模拟模型

生产运行模拟是分析沙戈荒基地发电、送电规模的基础,为沙戈荒基地外送经济性测算提供依据。构建以系统运行成本最小为目标的生产运行模拟模型,主要包括火电机组运行成本、启动成本、停机成本、失负荷惩罚成本和新能源机组弃电惩罚成本,计算公式如下。

$$\min \sum_t \left\{ \sum_{u \in \Omega_G} [F(P_{ut}) + SU_{ut} + SD_{ut}] + F(\text{Loss}_t) + F(P_{jt}^{\text{curt}}) \right\} \quad (1)$$

式中: $F_u(P_{ut})$ 、 $F(\text{Loss}_t)$ 、 $F(P_{jt}^{\text{curt}})$ 分别为在 t 时刻火电机组运行成本(燃料费)、失负荷惩罚成本和新能源机组弃电惩罚成本函数; SU_{ut} 、 SD_{ut} 分别为在 t 时刻火电机组的启动成本和停机成本; P_{ut} 为机组 u 在 t 时刻的出力; Loss_t 为在 t 时刻的失负荷; P_{jt}^{curt} 为新能源机组 j 在 t 时刻的弃电功率; Ω_G 为火电机组集合。

生产运行模拟模型的约束条件主要包括火电机组运行约束、新能源机组运行约束、储能运行约束、功率平衡约束及系统备用约束。

(1)火电机组运行约束。火电机组出力约束包含出力上下限约束、爬坡约束和最小启停时间约束。

$$I_{ut} P_u^{\min} \leq P_{ut} \leq I_{ut} P_u^{\max}, \quad \forall u, t \quad (1)$$

$$P_{ut} - P_{u(t-1)} \leq (1 - y_{ut}) R_u^{\text{up}} + y_{ut} P_u^{\min}, \quad \forall u, t \quad (2)$$

$$P_{u(t-1)} - P_{ut} \leq (1 - z_{ut}) R_u^{\text{down}} + z_{ut} P_u^{\min}, \quad \forall u, t \quad (3)$$

$$\sum_{t=1}^{\text{UT}_u} (1 - I_{ut}) = 0, \quad \forall u, t \quad (4)$$

$$\forall u, t = \text{UT}_u + 1, \dots, \text{NT} - T_{\text{ON},u} + 1 \quad (5)$$

$$\sum_{\tau=t}^{\text{NT}} (I_{u\tau} - y_{u\tau}) \geq 0, \quad \forall u, t = \text{NT} - T_{\text{ON},u} + 2, \dots, \text{NT} \quad (6)$$

$$\sum_{t=1}^{\text{DT}_u} I_{ut} = 0, \quad \forall u, t \quad (7)$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+T_{\text{OFF},u}-1} (1 - I_{u\tau}) \geq T_{\text{OFF},u} z_{ut}, \quad \forall u, t = \text{DT}_u + 1, \dots, \text{NT} - T_{\text{OFF},u} + 1 \quad (8)$$

$$\sum_{\tau=t}^{\text{NT}} (1 - I_{u\tau} - z_{u\tau}) \geq 0,$$

$$\forall u, t = NT - T_{\text{OFF},u} + 2, \dots, NT \quad (9)$$

$$y_{ut} - z_{ut} = I_{ut} - I_{u(t-1)}, \forall u, t \quad (10)$$

$$y_{ut} + z_{ut} \leq 1, \forall u, t \quad (11)$$

式中: I_{ut} 、 y_{ut} 、 z_{ut} 为机组 u 在 t 时刻的运行状态、启动状态和停机状态, 均为 $0 \sim 1$ 变量; $P_u^{\min}$ 、 $P_u^{\max}$ 分别为机组 u 的出力上、下限; R_u^{up} 、 R_u^{down} 分别为机组 u 的最大上、下坡爬速率; $X_{\text{ON},u0}$ 、 $X_{\text{OFF},u0}$ 分别为机组 u 在初始时刻 ($t = 0$ 时) 已经在线运行/离线的时间; $T_{\text{ON},u}$ 、 $T_{\text{OFF},u}$ 分别为机组 u 的最小运行、停机时间; NT 为调度周期; UT_u 、 DT_u 分别为机组 u 在初始时刻必须运行/停机的小时数, 其中

$$UT_u = \max\{0, \min[NT, (T_{\text{ON},u} - X_{\text{ON},u0})I_{u0}]\} \quad (12)$$

$$DT_u = \max\{0, \min[NT, (T_{\text{OFF},u} - X_{\text{OFF},u0})(1 - I_{u0})]\} \quad (13)$$

(2) 新能源机组运行约束:

$$0 \leq P_{jt} \leq P_{jt}^{\max}, \forall j, t \quad (14)$$

$$P_{jt} + P_{jt}^{\text{curt}} = P_{jt}^{\max}, \forall j, t \quad (15)$$

式中: P_{jt} 为新能源机组 j 在 t 时刻的可消纳出力; $P_{jt}^{\max}$ 为给定的新能源机组 j 在 t 时刻的可消纳出力上限。

(3) 储能运行约束:

$$E_e^{\min} \leq E_{et} \leq E_e^{\max}, \forall e, t \quad (16)$$

$$E_{et} = E_{e0} + \sum_{t_n=1}^t P_{et} \Delta t, \forall e, t \quad (17)$$

$$P_{et} = \eta^{\text{cha}} P_{et}^{\text{cha}} - P_{et}^{\text{discha}} / \eta^{\text{discha}}, \forall e, t \quad (18)$$

$$0 \leq P_{et}^{\text{cha}} \leq P_e^{\text{es,max}}, \forall e, t \quad (19)$$

$$0 \leq P_{et}^{\text{discha}} \leq P_e^{\text{es,max}}, \forall e, t \quad (20)$$

式中: E_{et} 为储能 e 在 t 时刻的储能容量; $E_e^{\min}$ 、 $E_e^{\max}$ 分别为储能容量上、下限; E_{e0} 为在调度计划开始时的储能容量初始值; P_{et}^{cha} 、 P_{et}^{discha} 分别为储能 e 充、放电功率; η^{cha} 、 η^{discha} 分别为储能 e 充、放电功率效率; Δt 为时间间隔; P_{et} 为储能 e 在 t 时刻的充放电功率; $P_e^{\text{es,max}}$ 为储能 e 的充放电功率限值。

(4) 功率平衡约束:

$$\sum_{u \in \Omega_G} P_{ut} I_{ut} + \sum_{j \in \Omega_{\text{RES}}} P_{jt} = \sum_{e \in \Omega_{\text{ES}}} (P_{et}^{\text{cha}} - P_{et}^{\text{discha}}) + P_{lt}^{\text{tran}} + \text{Loss}_t, \forall t \quad (21)$$

式中, Ω_{RES} 、 Ω_{ES} 分别为风、光新能源机组与储能集合; P_{lt}^{tran} 为在 t 时刻沙戈荒基地向受端输送的功率。

(5) 系统备用约束:

$$\sum_{u \in \Omega_G} \text{SR}_u + \sum_{e \in \Omega_{\text{ES}}} \text{SR}_e \geq \text{SR}_t, \forall t \quad (22)$$

式中: SR_u 、 SR_e 分别为火电机组、储能可提供的备

用容量; SR_t 为 t 时刻电力系统的备用容量需求。

2.2 电价模型

各类电源发电成本电价与输电价格按经营期法核定, 即以实现整个经营期现金流收支平衡为目标核定价格^[16], 计算公式如下:

$$\sum_{k=1}^N \frac{(CI - CO)_k}{(1 + \text{FIRR})^k} = 0 \quad (23)$$

式中: CI 、 CO 分别为现金流入、流出量; $(CI - CO)_k$ 为第 k 期的净现金流量; FIRR 为财务内部收益率。

沙戈荒基地外送包含“风光火储”多电源类型, 在价格形成机制尚不明确的背景下, 考虑打捆定价相比分类定价更利于项目内部的联合运行优化, 而从电网运行角度分析, 联合运行可以更好地发挥资源调节效力、保障系统安全, 同时更符合电力市场化改革的方向, 即允许发电侧在稳定支撑电网安全的前提下, 最大化自身的经济效益。基于此, 以打捆定价为前提采用按电量比例分配的方法。式(24)为测算综合新能源发电成本电价。

$$V_n = \frac{Y_w Q_w + Y_p Q_p}{Q_w + Q_p} \quad (24)$$

式中: Y_w 、 Y_p 分别为通过经营期法得到的风电与光伏发电成本电价; Q_w 、 Q_p 分别为风电与光伏发电量。综合电源发电成本电价公式如下:

$$V_e = V_n (Q_w + Q_p) + Y_u Q_u / (Q_w + Q_p + Q_u) \quad (25)$$

式中: Y_u 、 Q_u 分别为通过经营期法得到的火电发电成本电价和火电发电量。输电价格公式如下:

$$V_l = \frac{Z_l}{Q^{\text{Tran}}} (1 - M^{\text{Line}}) \quad (26)$$

式中: Z_l 为通过经营期法得到的年均收入; Q^{Tran} 为设计输电量, 即输电通道设计利用小时数与额定容量乘积; M^{Line} 为定价线损率参照设计线损率和前3年实际平均线损率确定^[17]。

进一步按式(27)得到落地成本电价, 即综合电源发电成本电价、输电价格与交流加价部分 V_l^{Add} 之和。

$$V_s = V_n + V_l + V_l^{\text{Add}} \quad (27)$$

2.3 联合测算模型

基于上述建立的模型, 送电成本电价测算及市场竞争力分析模型如图1所示。生产运行模拟模型输入的基础参数主要包括电源规模、电源出力特性、外送通道曲线; 电价测算模型输入的基础数据包括电源、储能、直流通道的边界条件(建设期、经营期、折旧年限、残值、内部收益率、税率)、典型工程规模、单位造价、相关投资参数、运行成本费用率相关参数, 同时考虑交流加价部分、若参与辅助服务获得的经济收

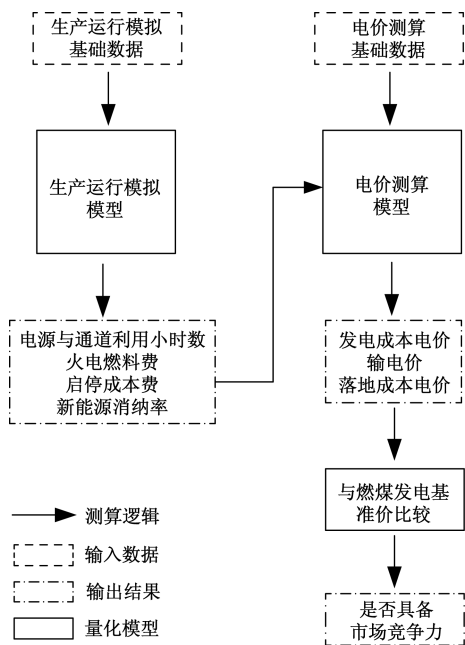


图1 送电成本电价测算及市场竞争力分析流程

益以及通过生产运行模拟的电源与通道利用小时数、火电机组可变运行成本费用。参数取值在后面进一步说明。经电价测算可得发电成本电价、输电价与落地成本电价,最后经与受端地区燃煤发电基准价比较对市场竞争力进行分析讨论。

3 基准场景参数设置与测算结果

3.1 参数设置

以沙戈荒基地外送某典型工程为基准场景进行测算与分析。研究现状年为2023年,送端风能、太阳能资源利用小时数分别为2 686、1 884 h,年出力特性曲线如图2(a)和图2(b)所示。受端负荷曲线呈现夏冬季双高峰的季节特性,典型日呈现“马鞍形”的双高峰特征,如图3所示。

打捆电源配置规模按新能源1 100万kW,配套煤电按 4×100 万kW考虑,生产运行模拟参数设置参考荣经国等^[18]、罗定^[19]。配置储能容量各地政策执行情况如下:新疆、青海、宁夏储能配置10%容量,陕西、甘肃,储能配置20%容量,内蒙古,储能配置15%容量,放电时长均为2 h,基准场景按配套储能200万kW(放电时长2 h)考虑。

外送通道采用 ± 800 kV直流,输送通道容量为800万kW。考虑沙戈荒基地外送主要送向西南、华北、华东、华中地区,输电距离大致范围为700~2 300 km,基准场景以1 100 km为例。同时要求外送通道可再生能源电量比例原则上不低于50%,直流利用时间不低于4 500 h^[8]。

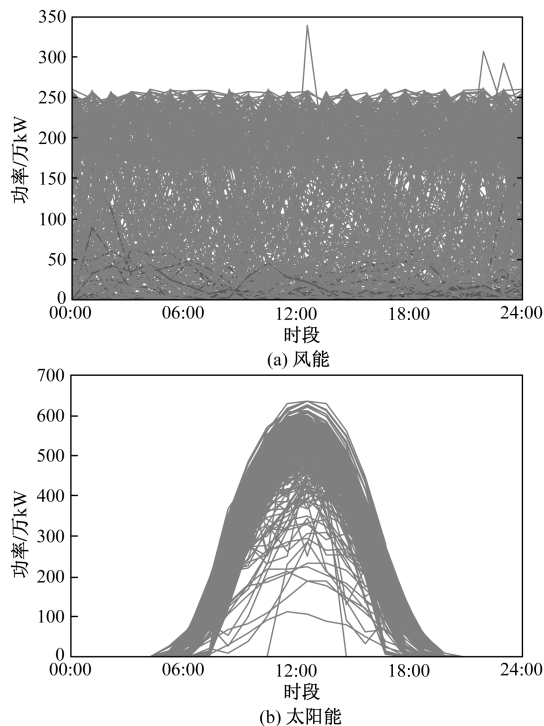


图2 沙戈荒某地区风能、太阳能出力特性

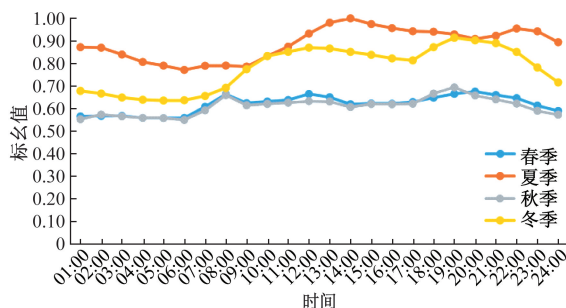


图3 某受端地区典型日负荷曲线

3.2 生产运行模拟结果

生产运行模拟为混合整数规划问题,可以调用Python平台的CPLEX求解器进行求解。通过生产模拟运行得到风、光、火的8 760 h曲线,某典型日出力曲线如图4所示。其中风、光、火、储利用小时数为2 285、1 829、3 626、720 h,直流通道利用小时数为4 567 h。

3.3 投资水平计算分析

参考西北地区相关可行性研究及技术导则规范^[16,20-22],风电单位造价为4 000元/kW,光伏单位造价为3 300元/kW,燃煤单位造价为3 680元/kW,储能单位造价为1 500元/kWh,电源投资为598亿元,通道投资为211亿元,共计809亿元。各类电源各项费用投资占比情况、单位投资情况如图5~图7所示。可知燃煤机组投资中设备购置费占比达44%,风电机组投资中设备购置费占比达

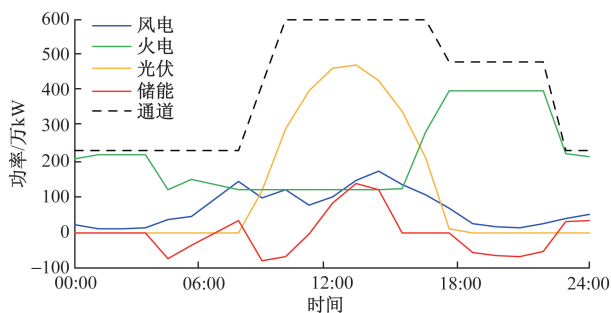


图4 某典型日功率曲线

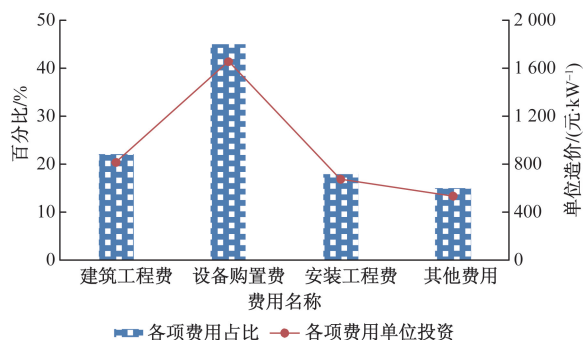


图5 燃煤电源各项费用投资占比及单位投资情况

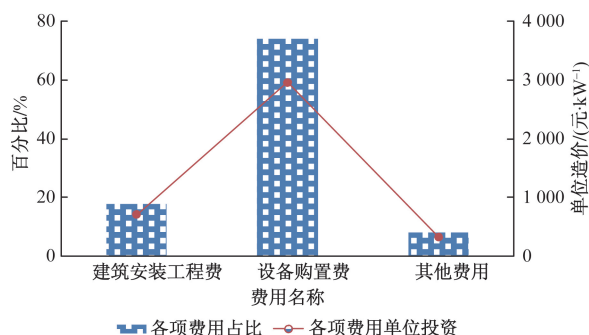


图6 风电场站各项费用投资占比及单位投资情况

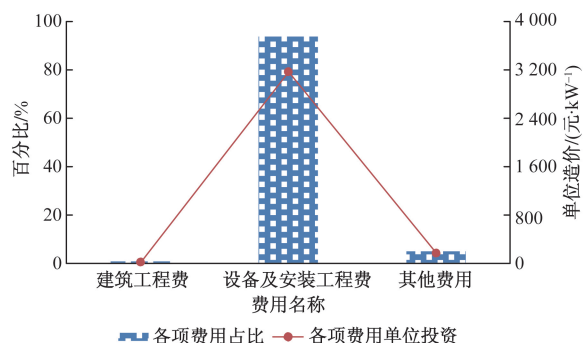


图7 光伏电站各项费用投资占比及单位投资情况

75%，光伏发电投资中设备及安装工程费占比达90%以上。

3.4 外送成本电价测算分析

3.4.1 电源成本电价测算

电源发电成本测算采用经营期法，主要边界

条件为，电源经营期取25年，折旧年限取15年，残值取5%^[21-22]。储能经营期取20年，运营期第10年更换电池，按一笔性费用计算（按目前储能电池造价50%考虑）。全投资内部收益率取6%。增值税率为13%，销城市维护建设税为5%，教育费附加税率为3%，地方教育附加费为2%。所得税率按西部地区鼓励类产业企业取15%^[23]。项目资本金占动态投资的20%，流动资金系数取30元/kW^[16]。

光伏、风电运行费用由修理费、材料费、人工福利费、保险费、其他费用组成。其中风电修理费质保期内费率为0.5%，并以5~10年为一个时间段，逐级提高修理费率至2%；风电材料费率取15元/kW；风电其他费率取25元/kW；光伏修理、材料、其他费率按42元/kW（1~3年）、45元/kW（4~8年）、48元/kW（9~14年）、51元/kW（15~25年）考虑；工资标准均按8万元/人年考虑；保险费率均取0.25%^[16, 21]。

配套储能采用磷酸铁锂电池储能系统配置。储能放电深度为90%，系统总效率为85%，经过调研，目前储能锂电池充放电6000次后，容量下降20%，可得本项目每年容量衰减为1%。储能运行费率取固定资产原值的1%考虑。

燃煤发电运行费用由燃料费、修理费、材料费、人工福利费、保险费、其他费用组成。其中标准煤价取0.58元/kg，设计发电标煤耗为271g/kWh，供电标煤耗为285克/kWh^[24]，其他燃料费主要包括脱硫费、脱销费、环保费、水费、排污费等按总燃料费5%考虑。修理费取1.5%；单位发电量材料费率取5元/MWh；其他费率取10元/MWh；发电标准煤耗工资标准均按8万元/人年考虑；保险费率均取0.25%^[16, 21]。

经测算，综合新能源发电成本电价（含储能）为0.2796元/kWh，综合电源发电成本电价为0.3252元/kWh。与沙戈荒地区燃煤发电基准价相比，仅低于陕西，与甘肃基本一致；按下浮20%考虑来看，测算综合电源成本电价均高于各省份；按上浮20%考虑来看，测算的综合电源成本电价仅高于宁夏、新疆。具体数据如表1所示。

3.4.2 送电成本电价测算

送电通道专项工程输电价格采用经营期法，主要边界条件为，经营期取35年，折旧费采用年限平均法计算，残值率5%，项目资本金占动态投资的20%，资本金内部收益率取5%考虑^[17]。增值税率、

表 1 沙戈荒地区燃煤发电基准价

省份	燃煤发电基准价/ (元·kWh ⁻¹)	下浮 20%/ (元·kWh ⁻¹)	上浮 20%/ (元·kWh ⁻¹)
陕西	0.354 5	0.283 6	0.425 4
青海	0.324 7	0.246 2	0.369 4
甘肃	0.307 8	0.259 8	0.389 6
蒙西	0.282 9	0.226 3	0.339 5
宁夏	0.259 5	0.207 6	0.311 4
新疆	0.250 0	0.200 0	0.300 0

销城市维护建设税、教育费附加税率、地方教育附加费率、所得税率与电源侧取值一致。

送电通道工程按 80 万 kW 配置,输电距离 1 100 km,线路选型为 8×1 250 mm²,输电损耗率取 7.2%。运行费用由修理费、材料费、人工福利费、其他运营费用组成,运费费率取固定资产原值的 2%^[17]。

经测算,输电价为 0.056 0 元/kWh。

3.5 市场竞争力分析

基于综合电源发电成本电价、直流通道输电价,按经验值 0.03 元/kWh 考虑交流加价,经测算落地成本电价为 0.411 2 元/kWh。

沙戈荒基地外送主要送向华北、华中、华东、西南川渝地区,各省份燃煤发电基准价及考虑上下浮动 20%,得到的价格区间如图 8 所示^[25]。与各省份燃煤发电单基准价相比,落地成本电价低于上海、浙江、湖北、湖南、江西 5 省份;考虑燃煤发电基准价下浮 20%,落地成本电价均高于受端各省份;考虑上浮 20%,则落地成本电价仅高于山西。

各区域平均燃煤发电基准价华中地区最高,分别为华北地区 0.364 8 元/kWh、华中地区 0.414 6 元/kWh、华东地区 0.399 9 元/kWh、西南川渝地区 0.398 8 元/kWh,上下浮动边界如表 2 所示。与地区平均燃煤发电基准价相比,测算落地成本电价仅低于华中地区。

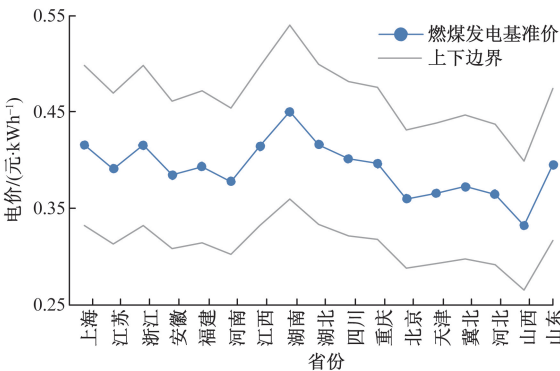


图 8 受端地区燃煤发电基准价情况

表 2 受端地区平均燃煤发电基准价

地区	平均燃煤发电基准 价/(元·kWh ⁻¹)	下浮 20%/ (元·kWh ⁻¹)	上浮 20%/ (元·kWh ⁻¹)
华北	0.364 8	0.291 8	0.437 8
华中	0.414 6	0.331 7	0.497 5
华东	0.399 9	0.319 9	0.479 9
西南川渝	0.398 8	0.319 0	0.478 6

4 外送成本电价多元影响因素趋势分析

4.1 不同打捆电源配置对基地外送成本电价影响趋势测算分析

在基准场景条件下,若考虑增配“新能源+储能”来代替火电,按通道输电量及顶峰能力不变的原则,则每减配 100 万 kW 火电、增配 250 万 kW 风光、200 万 kW 储能,在火电按 400 万、300 万、200 万 kW 设置 1、2、3 三个情景下综合电源发电成本电价将呈上升趋势,分别为 0.325 2、0.349 0、0.370 0 元/kWh,如图 9(a)。主要原因是电源利用小时数下降,为满足收益率不得不抬高发电成本电价,由此可知当前火电仍是沙戈荒基地外送更为经济的调节资源。

进一步输电距离分别按 700、1 100、1 500、1 900、2 300 km 考虑,三个电源配置情景落地成本电价与地区燃煤发电基准价相比如图 9(b)所示。总体来看落地成本电价均高于 0.4 元/kWh 且低于华中区域平均燃煤发电基准价上浮 20%。因华东、西南地区燃煤发电基准价接近,以华东为例对比可知三个情景中仅情景 3 在输电距离为 2 300 km 的落地成本电价高于华东区域平均燃煤发电基准价上浮 20%。华北区域平均燃煤发电基准价较低,三个情景的落地成本电价均高于华北区域平均燃煤发电基准价上浮 20%的情况。因此落地成本电价相比华中区域具有市场竞争力,华东与西南川渝区域仅在情景 3 中 2 300 km 输电距离下不具有市场竞争力,华北区域只有情景 2 输电距离为 700、1 100 km 以及情景 1 下 700、1 100、1 500、1 900 km 输电距离下具有市场竞争力。若按受端地区燃煤发电基准价下浮 20%考虑,则测算落地成本电价均不具有市场竞争力。

4.2 不同标煤单价对基地外送成本电价影响趋势测算分析

沙戈荒各地区标煤单价存在明显差异,且燃煤机组中燃料费在运行费占比高,分别按新疆、青海两地区标煤价格 0.318 元/kg、0.9 元/kg 对综合电源发电成本电价测算,所得结果分别为 0.273 7、0.359 6 元/kWh,与基准场景条件下标煤价格 0.58

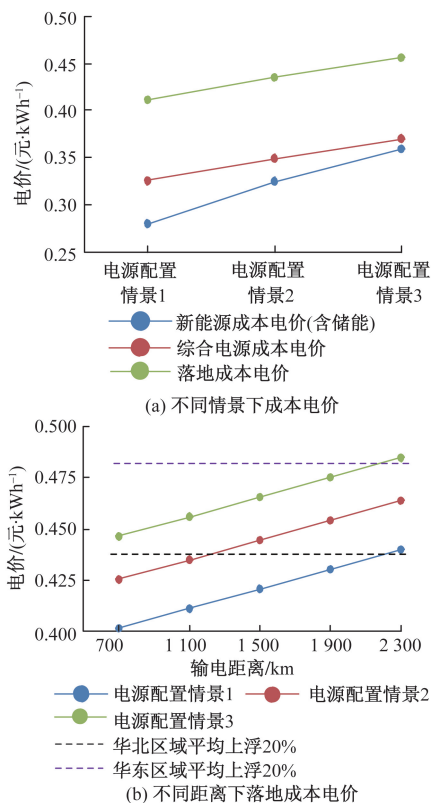


图9 电源配置对成本电价及市场竞争力的影响

元/kg 测算的综合电源发电成本电价对比情况如图 10(a)所示。由此可知不同地区标煤价格差异对综合电源发电成本电价影响显著。

不同输电距离下落地在本电价,如图 10(b)所示,可知标煤价格 0.318 元/kg 情境下落地成本电价低于各受端区域平均燃煤发电基准价上浮 20%,均有市场竞争力。标煤价格 0.9 元/kg 情景下落地成本电价仅有 700 km 在华北区域具有市场竞争力,但目前国家规划中没有规划青海向华北区域送电。若按受端地区燃煤发电基准价下浮 20%考虑,则测算落地成本电价均不具有市场竞争力。

4.3 增配储能对基地外送成本电价影响趋势测算分析

无配套储能情况下新能源利用率仅为 82%。若通过增配储能来提高新能源利用率,经测算,基准场景下配套 200 万、350 万 kW 储能后新能源利用率可分别提升至 92%、95%,但相应综合电源发电成本电价将由 0.287 6 元/kWh 分别抬升至 0.325 2 元/kWh、0.348 8 元/kWh,如图 11(a)所示。可知在基准场景下一味通过增配储能提高新能源利用率,将提高发电成本电价、降低基地发电经济效益。

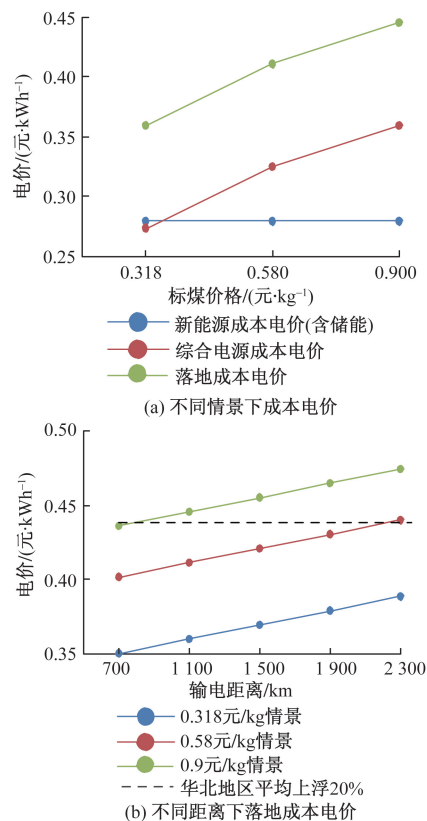


图10 不同区域标煤单价对成本电价及市场竞争力的影响

不同输电距离下落地成本电价,如图 11(b)所示。其中无储能、增配 200 万 kW 储能、增配 350 万 kW 储能的落地成本电价均低于华中、华东及西南川渝区域平均燃煤发电基准价上浮 20%,具有市场竞争力。华北区域仅有 350 万 kW 储能输电距离超过 1 100 km 以及 200 万 kW 储能输电距离 2 300 km 情况下测算的落地成本电价不具有市场竞争力。若按受端地区燃煤发电基准价下浮 20%考虑,则测算落地成本电价均不具有市场竞争力。

4.4 考虑调峰收益对基地外送成本电价影响趋势测算分析

考虑送电通道参与辅助服务市场可以获取经济收益降低发电成本。以河南调峰服务为例,按调峰补偿价格报价上限 0.3 元/kWh 考虑^[26],与无补贴相比,配套电源保本电价由 0.3252 元/kWh 下降至 0.3107 元/kWh,如图 12(a)所示。

不同输电距离下落地成本电价图 12(b)所示。无补贴时,2 300 km 输电距离测算的落地成本电价高于华北区域平均燃煤发电基准价上浮 20%,当按 0.3 元/kWh 考虑调峰补贴时,落地成本电价均低于华北区域平均燃煤发电基准价,在受端各区域均具有市场竞争力。但若按受端地区燃煤发电基准

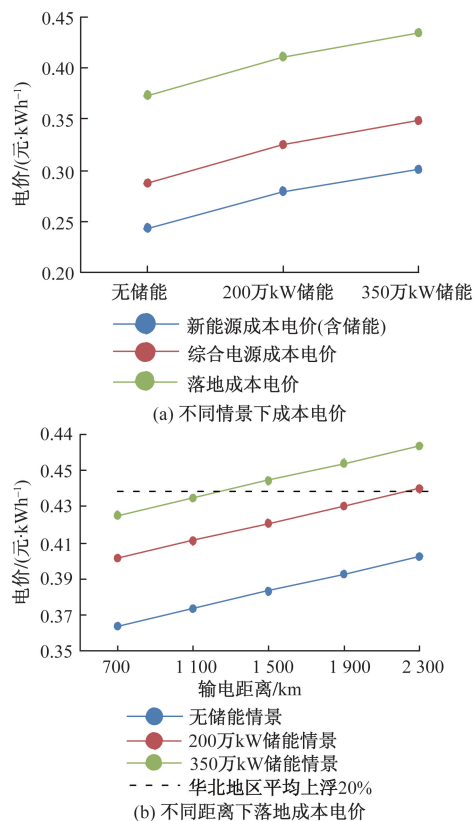


图 11 增配储能对成本电价及市场竞争力的影响

价下浮 20% 考虑,即使按 0.3 元/kWh 调峰补贴,测算的落地成本电价仍均不具有市场竞争力。

4.5 不同单位造价水平对基地外送成本电价影响趋势测算分析

在未来,风光储的单位造价水平会进一步下降,发电成本电价会持续下降^[15]。在基准情境下即使在储能单位造价水平为 0 的极端情况下,新能源综合发电成本电价与电源综合成本电价分别为 0.224 6、0.292 2 元/kWh,与无储能情景相比,新能源发电成本电价降低 0.019 2 元/kWh,但综合电源发电成本电价提高 0.004 6 元/kWh,这说明在当前造价水平及运营费用情况下提高新能源利用小时数带来的发电成本下降不足以弥补减少火电利用小时造成的发电成本增加。

若储能单位造价水平为 0 的极端情况下,同时火电标煤价调整为 0.318 元/kg,则电源综合成本电价为 0.244 6 元/kWh,较无储能情况降低 0.012 元/kWh,说明在当前造价水平及运营费用情况下提高新能源利用小时数带来的发电成本下降可以弥补减少火电利用小时造成的发电成本增加。经测算可知,在储能单位造价水平不高于 500 元/kWh 时,增加 200 万储能与无储能相比可以改善发

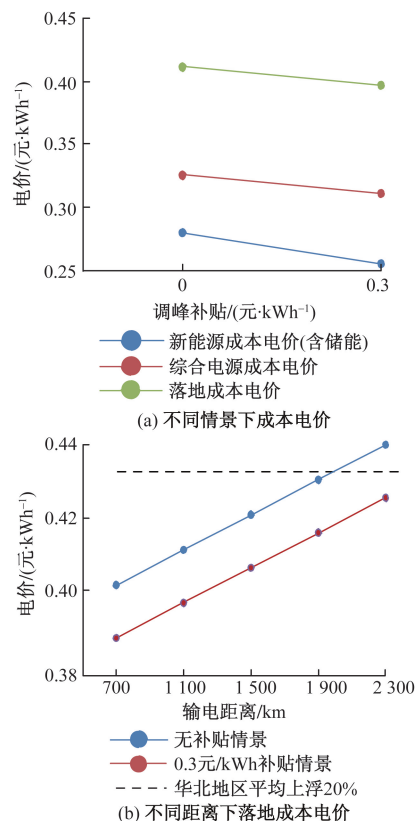


图 12 考虑调峰收益对成本电价及市场竞争力的影响

电成本。

若在基准场景条件下,采用控制变量法分别反算风、光单位造价水平可知,当风电、光伏各自满足单位造价不高于 920、1 425 元/kW 时,增加 200 万储能较无储能相比可以减少发电成本。然而,据目前造价水平预测分析^[15],仅靠风光储某一类单位造价水平下降实现增加储能达成发电成本下降仅在理论上存在可能。

5 结论与建议

为加快推进沙戈荒新能源基地建设,保障基地外送通道持续发挥作用,科学合理的工程经济性测算与市场竞争力分析显得尤为重要。本文案例没有局限于某一工程,而是以典型工程为基准场景,进一步以打捆定价为前提按发电量比例分配原则,从打捆电源配置、标煤单价、增配储能、考虑调峰收益、单位造价等几方面讨论分析影响基地发电成本电价的主要因素,并结合沙戈荒基地外送输电距离范围,对市场竞争力进行分析,所提出的模型与方法具有普适性。得到主要结论及建议如下。

(1)在风光火储发电仅通过通道向受端送电的前提下,按通道送电量及顶峰能力不变的原则,当前火电仍是沙戈荒基地外送更为经济的调节电源。

(2)不同地区标煤价格对发电成本电价影响显著,有必要考虑将燃料成本的变动纳入价格形成机制。

(3)当前通过增配储能提高新能源利用率,将以提高发电成本电价为代价,新能源利用率考量应更加科学合理。

(4)调峰辅助服务是降低发电成本的有效途径,进一步为提高落地电价的市场竞争力,需要研判各电源类型分时的电能量价值,风、光绿色价值与火电、储能的容量、调峰价值,应考虑基地提供的综合价值作为定价依据。

(5)未来风光储的单位造价水平进一步下降,会降低发电成本电价,但仅靠风光储某一类单位造价水平下降实现增加储能达成综合电源发电成本下降仅在理论上存在可能。

(6)测算落地成本电价虽然与受端地区燃煤发电基准价上浮20%相比存在一定市场竞争力,但若与燃煤发电基准价下限下浮20%相比则均不具备竞争力,随着全国统一电力市场体系逐渐完善,未来还需挖掘多样化价格疏导途径以提高基地外送的市场竞争力。

要说明的是本文在典型工程数据的基准场景条件下采用控制变量法重在分析外送成本电价变化趋势,得到的测算数值及对受端地区市场竞争力分析结果仅供参考。主要原因为,一是因为沙戈荒不同地区的风光资源利用小时数、标煤价格、储能配比、单位造价等诸多因素存在差异且由案例测算结果可知以上因素影响显著;二是沙戈荒地区广阔,不同工程送受端输电距离相差明显,没有针对具体工程所得落地成本电价不具备针对性;三是在沙戈荒基地外送的价格形成机制尚不明确背景下,本文按价格打捆的思路,通过按发电量比例分配原则的方法不是唯一方法,需结合未来政策及实际情况进一步分析。

参考文献

- [1] 全球能源互联网发展合作组织. 中国2060年前碳中和研究报告(2020)[R]. 北京:全球能源互联网发展合作组织, 2020.
- [2] 李晖, 刘栋, 姚丹阳. 面向碳达峰碳中和目标的我国电力系统发展研判[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(18): 14.
- [3] 国家发展和改革委员会. 中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要[M]. 北京:人民出版社, 2021.
- [4] 国家能源局. 2020年度全国可再生能源电力发展监测评价结果的通报[EB/OL]. (2021-06-20)[2023-11-10]. http://zfxxgk.nea.gov.cn/2021-06/20/C_131003970.htm.
- [5] 辛保安, 单葆国, 李琼慧, 等. “双碳”目标下“能源三要素”再思考[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(9): 3117-3126.
- [6] 国家能源局. 以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案[EB/OL]. (2022-01-30)[2023-11-01]. <https://www.rndrc.gov.cn/xxgk/wjk/index.html?tab=all&date=2022>.
- [7] 何洁, 刘强, 赵雯, 等. “双碳”目标下考虑可再生能源的市场化交易体系[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(36): 15476-15484.
- [8] 国家发展和改革委员会. 关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见[EB/OL]. (2021-03-10)[2023-11-01]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgkjd/jd/202103/t20210310_1269287.html.
- [9] 潘垣, 尹项根, 胡家兵, 等. 论基于柔直电网的西部风光能源集中开发与外送[J]. 电网技术, 2016, 40(12): 3621-3629.
- [10] 刘泽洪, 周原冰, 金晨. 支撑新能源基地电力外送的电源组合优化配置策略研究[J]. 全球能源互联网, 2023, 6(2): 101-112.
- [11] 潘尔生, 李晖, 肖晋宇, 等. 考虑大范围多种类能源互补的中国西部清洁能源开发外送研究[J]. 中国电力, 2018, 51(9): 158-164.
- [12] 肖玲娟, 蒋海波, 刘长栋. 我国沙戈荒区域新能源外送基地经济性分析[J]. 煤质技术, 2023, 38(1): 21-26.
- [13] 郭小龙, 张锋, 崔永军, 等. 疆电外送发展新能源效益的绿色评价[J]. 经营与管理, 2018(1): 69-71.
- [14] 章节, 程志江, 常喜强, 等. “疆电外送”工程社会效益评估及实例分析[J]. 水力发电, 2019, 45(11): 5.
- [15] 美国国家可再生能源实验室 National Renewable Energy Laboratory (NREL). 大型地面光伏电池储能成本预测: 2023年更新报告[R]. 美国, 科罗拉多州戈尔登市: 美国国家可再生能源实验室, 2023.
- [16] 国家发展和改革委员会, 建设部. 建设项目经济评价方法与参数(第三版)[M]. 北京: 中国计划出版社, 2006: 41-139.
- [17] 国家发展和改革委员会. 跨省跨区专项工程输电价格定价办法[EB/OL]. (2021-10-14)[2023-11-03]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-10/16-content_5642975.htm.
- [18] 荣经国, 艾欣, 吴界辰, 等. 考虑高比例电动汽车及风电协同参与的机组组合策略[J]. 智慧电力, 2019, 47(5): 25-31.
- [19] 罗定. 高比例可再生能源与储能协调运行背景下的随机生产模拟[D]. 保定: 华北电力大学, 2019.
- [20] 国家能源局. 火电工程限额设计参考造价指标(2014水平年)[M]. 北京: 中国电力出版社, 2015.
- [21] 国家能源局. 风电场项目经济评价规范: NB/T 31085—2016[S]. 北京: 中国电力出版社, 2021.
- [22] 国家能源局. 火力发电工程经济评价导则: DL/T

- 5435—2019[S]. 北京: 中国计划出版社, 2021.
- [23] 财政部. 关于延续西部大开发企业所得税政策的公告[EB/OL]. (2020-04-30)[2023-11-03]. https://beijing.chinatax.gov.cn/bjswj/c104667/202004/t20200430_454099.shtml.
- [24] 国家能源局. 关于推进大型煤电外送基地科学开发的指导意见[EB/OL]. (2014-10-12)[2023-11-03]. https://zfxgk.net.gov.cn/aut085/201612/t20161214_2356.htm.
- [25] 国家发展和改革委员会. 关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知[EB/OL]. (2021-10-12)[2023-11-03]. <https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/wszb/shrmfd-swdjschgggyqk/xgnb/202119/t20211012-1299461.html>.
- [26] 河南能源监管办. 关于印发河南新型储能参与电力调峰辅助服务市场规则(试行)的通知[EB/OL]. (2023-07-19)[2023-11-03]. https://henb.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202401/t20240109_226731.html.

Analysis on the Economic and Market Competitiveness of the Base Export Project in the Gobi and Desert Areas of China Considering Multiple Influencing Factors

WU Jiechen¹, HAN Xiaonan¹, GAO Yuan¹, ZHAO Pengfei²

(1. Main Network Program Center, State Power Economic Research Institute, Changping District, Beijing 102209, China;
2. Electrical and Electronic Engineering College, North China Electric Power University, Beijing 102209, China)

Abstract: Under the background of unclear pricing mechanisms for transmitting wind, photovoltaic, storage generation power in combination with thermal power, as well as the lack of mature experience for reference, the economic calculation for base export project in the gobi and desert areas was analyzed and discussed. Firstly, a production operation simulation model with the goal of minimizing operating costs was established, and a bundled cost electricity price calculation model based on the operating period method and principle of allocation ratio of power generation was constructed. Based on this, taking a typical project in the gobi and desert areas as an example, economy of all links such as power generation and transmission for a base was calculated. Furthermore, the main factors affecting the cost electricity price of the base export were discussed from several aspects such as installed capacity ratio of baling power supply, standard coal unit price, increased allocation of energy storage, benefits of peak shaving, and unit cost. Finally, comparing the benchmark price of coal-fired power generation with the calculated cost electricity price in the receiving region, the electricity price competitiveness was analyzed. The result of the case has a reference value for the planning, construction, design of pricing mechanism of base export project in the gobi and desert areas. Meanwhile it is significance for the comprehensive implementation of the carbon peak and carbon neutrality strategy decision-making, serving energy transformation and clean, green, and low-carbon development.

Keywords: base export project in the gobi and desert areas; production operation simulation; bundled cost electricity price calculation; economy of all links; market competitiveness