

计及源-网-荷-储灵活调节资源的新能源合理利用率评估方法

赵琮皓¹, 周俊², 李健³, 周明¹, 阮中天⁴, 刘大正⁵, 武昭原¹

(1. 新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京市 昌平区 102206;

2. 国家电网有限公司, 北京市 西城区 100032;

3. 国网能源研究院有限公司, 北京市 昌平区 102209;

4. 上海电力大学电气工程学院, 上海市 杨浦区 200090;

5. 国能经济技术研究院有限责任公司, 北京市 昌平区 102211)

Evaluation Method for Rational Utilization Rate of Renewable Energy Considering Flexible Adjustment of Source-network-load-storage

ZHAO Conghao¹, ZHOU Jun², LI Jian³, ZHOU Ming¹, RUAN Zhongtian⁴, LIU Dazheng⁵, WU Zhaoyuan¹

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System With Renewable Energy Sources (North China Electric Power University), Changping District, Beijing 102206, China;

2. State Grid Corporation of China, Xicheng District, Beijing 100032, China;

3. State Grid Energy Research Institute Co., Ltd., Changping District, Beijing 102209, China;

4. College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Yangpu District, Shanghai 200090, China;

5. China Energy Economic and Technology Research Institute Co., Ltd., Changping District, Beijing 102211, China)

ABSTRACT: To promote green and low-carbon energy development, wind and solar power will continue to grow rapidly and increasingly integrate into the energy mix. As China aims to peak carbon emissions and achieve carbon neutrality by 2060, renewable energy is set for significant advancements. However, the inherent variability of renewable energy can cause wind and solar power curtailment due to insufficient system flexibility, which limits its overall utilization. Effective measures are needed to enhance renewable energy consumption, but such improvements require substantial system costs beyond a certain point. The concept of "rational utilization" of renewable energy has been proposed to balance economic benefits and system efficiency. This article examines typical provincial power grids in China, quantitatively assessing how various consumption measures impact the rational utilization of renewable energy. It compares the impact of flexible measures under different conditions and analyzes the rationale behind the "economic power abandonment" rate. The study proposes strategies to effectively balance system costs with rational utilization of renewable energy resources.

KEY WORDS: renewable energy consumption; rational utilization rate; sequential production simulation; flexibility planning; source-network-load-storage

摘要:在我国大力推进能源发展绿色低碳的目标下,以风电、光伏为代表的新能源仍将保持快速发展。“碳达峰、碳中和”目标下,全国新能源将迎来跨越式发展。可再生能源具有随机性和波动性,局部时段内系统运行灵活性不足将引起弃风、弃光,导致新能源利用不足。选取有效的新能源消纳提升措施可以提升新能源的利用率,当提升至一定水平时,进一步提升须付出大量的系统成本,为保障经济效益,新能源“合理利用”的概念被提出。选取中国典型省份电网为研究对象,量化分析了不同消纳提升措施与提升新能源合理利用水平的关联关系,对比了差异性边界条件下灵活性措施提升新能源利用水平的效果,并进一步针对“经济弃电”分析了新能源合理利用率合理性,提出了如何在系统成本和新能源合理利用水平之间平衡的措施。

关键词: 新能源消纳; 合理利用率; 时序生产模拟; 灵活性规划; 源-网-荷-储

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1360

0 引言

随着我国“碳达峰、碳中和”目标的提出,构建适应大规模新能源发展的新型电力系统已经成

基金项目: 国家重点研发计划项目(2022YFB2403100)。

Project Supported by the National Key Research and Development Program of China (2022YFB2403100).

为实现“双碳”目标的关键^[1-6]。以风、光为代表的新能源发电有零碳排放的优点，正成为能源电力系统降低碳排放的主力发电技术。然而，新能源发电具有强随机性和波动性，易出现一些时段内系统灵活调节能力不足导致弃风、弃光的现象，导致不同区域不同时段新能源利用水平存在差异。新能源利用率是衡量电力系统新能源利用水平的关键指标，与系统具备的调节能力、输送能力密切相关^[7]。随着部分地区新能源比例持续快速提高，目前提升新能源利用率的压力不断增加^[8]。虽然近年来新能源发电成本快速下降，但大规模、高比例消纳带来电力系统成本增加，须科学制定并动态调整新能源合理利用率目标^[9]。国家能源局在《2024年能源工作指导意见》也首次提出在保证经济性前提下，资源条件较好地区的新能源利用率要求可降低至90%^[10]。

从国际经验来看，2020年德国研究机构指出，若完全消纳风电，当地海上风电发展成本将提高30%^[11]。美国研究机构提出，明尼苏达州在高新新能源渗透率下，适当弃电将比建设储能节省10%以上的系统成本。国内也有学者对新能源消纳情况进行了分析，提出了新能源合理利用率相关概念及评价方法。文献[12]提出利用新能源消纳系数计算新能源合理利用率的方法，并与时序仿真法进行对比，分析了消纳系数法的计算误差和适用范围。文献[13]针对综合考虑新能源发电环保效益、火电灵活性改造及调峰运行成本的新能源合理利用率优化计算问题，提出了一种考虑新能源消纳的电力系统运行阶段环境成本计算方法。总体来说，新能源合理利用率涉及源-网-荷-储多环节多主体多要素，需要充分挖掘各方面的潜力及其协调能力，对其进行科学评估仍须开展深入研究。

新能源利用水平与系统的结构、资源禀赋具有高相关性。资源禀赋是地区电网的基础特征，由当地的自然资源条件决定，不受人为影响，因此新能源合理利用率的提升更依靠改变电力系统自身结构的方法。目前通过合理规划和利用电力系统的各类灵活性资源提升新能源利用水平研究分别集中在源、网、荷、储4个方向^[14]。文献[15]综合考虑新能源电力系统的运行特性和灵活性，构建以新能源消纳率最高为目标的优化调度模型，并对西北某省进行了算例分析。文献[16-19]深入研究了火电灵活性改造的规划，并分析了对新型系统的新能源利用率水平的提升作用。文献[20-21]针对当前直流输电计划，提出了直流外送通道满足系统新能源利用

率提升需求的调度和规划方案。文献[22]根据欧洲电网互联情况分析可促进新能源消纳的机理，并对我国目前电网互联情况提出了建议。同时在储能侧，文献[23-24]提出鲁棒优化问题的一般博弈模型，并将其应用到含有新能源和储能的协调调度问题中，提升新能源的利用水平。文献[25]为了充分挖掘源-网-荷-储联合运行的灵活性调节能力，提高新能源的利用水平，提出一种基于灵活性平衡理论的新能源消纳策略。然而上述研究大多从新能源消纳的角度，对不同灵活性资源或调节机制开展成本效益测算，分析其灵活调节作用对新能源消纳的促进作用，或是聚焦于不同新能源发展阶段灵活性资源的优化配置方法，而未能从区域边界条件差异性的角度思考是否能够明确不同区域新能源的合理利用率，以保障能源转型背景下合理利用率的区域适应性。

为此，本文围绕计及多类型灵活性调节资源的新能源合理利用率量化方法展开研究，以中国典型省份电力系统作为研究对象，从源-网-荷-储4层面考虑火电机组灵活性改造、外送通道扩容、需求侧响应、储能投资建设多项灵活性措施，构建了以系统总成本最小化作为目标函数的新能源合理利用率评估模型，设置算例分析了各类灵活性提升措施和新能源合理利用率提升情况的区域差异性。同时，提出了新能源消纳能力的解析表达式，根据各地区达到新能源合理利用率的方案，解析各灵活措施对不同区域提升新能源消纳的贡献程度，帮助区域进行合理的灵活措施投资。最后多场景对比分析了未来电力系统灵活性措施成本下降对新能源合理利用率的影响。

1 新能源消纳分析

1.1 新能源合理利用率含义

由于各地风光等波动性电源的装机和电量占比不同，电力系统电源结构和负荷组成情况不一，各区域保持利用率在相同的水平下付出的系统成本不一样^[26]，如能科学制定和适度放开新能源利用率，可以释放出可观的新增装机空间。其中，新能源利用率 θ 的计算公式如下：

$$\theta = \sum_{g \in G_{VRE}} \sum_{t \in T} P_{g,t} T_c / \sum_{g \in G_{VRE}} \sum_{t \in T} P_{g,t}^{\max} T_c \quad (1)$$

式中： $P_{g,t}$ 为第 g 台新能源机组 t 时刻所代表时段的机组出力； $P_{g,t}^{\max}$ 为第 g 个新能源在 t 时刻所代表时段最大出力； T_c 为每个时刻对应的计算周期，本文按照每小时的出力进行计算，即 $T_c=1h$ ； G_{VRE} 为新能源机组的集合； T 为计算时段的集合。

目前国内外对“合理利用率”的定义并不统一^[27]，总体来看，新能源发展规模随利用率控制目标降低而增加，电力供应成本则呈“U型曲线”变化，如图1所示。阶段1，随着利用率(R_U)的上升，总的度电成本(C_P)下降，这是因为采取一定的措施可以帮助新能源消纳，投入少量的投资成本换来较高数量的运行成本下降，系统成本越低。这种趋势会持续至一定阈值，该阈值取决于特定的电力系统和市场条件；阶段2，随着利用率的上升，采取的措施促进消纳的效果呈现饱和，无法显著提升新能源利用率，额外的措施将增加系统投资成本，总成本上升；因此，该曲线通常是一个单峰函数，而不会出现多个极值点，阶段1与阶段2的拐点即对应经济性最优的新能源规模和合理利用率(R_{RU})，此方案下的度电成本为最优度电成本(C_{P-RR})。在新能源高渗透率情况下，合理弃电是经济的，新能源“合理利用率”在数学模型上定义为：使全社会电力供应成本最低的利用率。

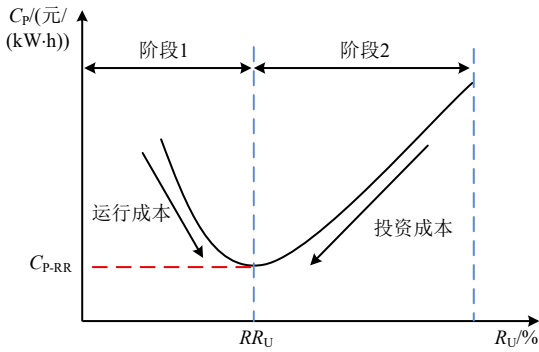


图1 电力供应成本与新能源利用率控制目标的“U”型曲线
Fig. 1 U-shaped curve of power supply cost and renewable energy utilization rate control target

实施合理利用率的动态调整，需要统筹新能源发展和系统整体优化2个原则，重点用于提升高比例新能源地区装机规模、技术选择、空间布局、建设时序等的科学性。从有利于新能源发展角度，需要考虑新能源发电的系统成本，即新能源合理利用率的确定应在充分考虑当地配置源-网-荷-储灵活性资源能力要求所带来的增量成本的情况下，使新能源能达到基本收益^[28]；从系统整体优化角度，合理利用率评估面向系统规划问题，旨在通过对规划投资决策的合理程度分析来平衡新能源消纳与系统经济性，在推进新能源发展的情况下实现系统层面的经济最优^[29]。依据以上2个原则，本文建立计及源-网-荷-储灵活调节资源的新能源合理利用率评估模型，实现区域内新能源的合理利用与发展。

1.2 新能源消纳能力计算

源-网-荷-储各层面的协同优化至关重要，不同

地区应根据资源禀赋特征和技术条件采取合适的灵活措施组合。因此，需要建立新能源消纳能力指标，从而分解得到新能源合理利用率方案中源-网-荷-储各层面的贡献程度，对新能源合理利用率方案深度解析。

根据电力电量平衡原则，发电负荷减去常规电源最小技术出力后，再将多余的新能源进行外送和储存，即新能源消纳能力，当新能源理论功率超过消纳能力时就会发生新能源受阻情况。

新能源消纳能力 P_S 为系统发电负荷 P_L 减去常规机组最小出力 $P_{T,min}$ ，加上外送功率 P_{line} 和储能存储功率 P_{ess} 可表示为

$$P_S = P_L - P_{T,min} + P_{line} + P_{ess} \quad (2)$$

常规机组开机容量 $P_{T,max}$ 由系统最大发电负荷 $P_{L,max}$ 和系统备用率 α 计算得到。最大负荷通过平均负荷 $P_{L,m}$ 除以系统负荷率 ε 得到。常规机组最小技术出力 $P_{T,min}$ 由其开机容量和调峰率 β 来确定。传输线功率 P_{line} 和储能存储功率 $P_{ess} = P^{ch} - P^{ds}$ 分别通过平均负荷 $P_{L,m}$ 乘以新能源传输率 μ 和新能源储存率 φ 得到。可表示为

$$\begin{cases} P_{T,max} = P_{L,max} (1 + \alpha) \\ P_{L,max} = P_{L,m} / \varepsilon \\ P_{T,min} = P_{T,max} (1 - \beta) \\ P_{line} = P_{L,m} \mu \\ P_{ess} = P_{L,m} \varphi \end{cases} \quad (3)$$

将式(3)代入式(2)，并对等式两边积分得到式(4)。

$$E_S = E_L \left[1 - \frac{(1 + \alpha)(1 - \beta)}{\varepsilon} + \mu + \varphi \right] \quad (4)$$

式中： E_S 为对新能源消纳空间 P_S 积分得到消纳空间电量； E_L 为对负荷 P_L 积分后得到的总发电量，具体如式(5)所示。

$$\begin{cases} E_S = P_{S,m} H \\ E_L = P_{L,m} H = P_{L,max} \varepsilon H \end{cases} \quad (5)$$

式中： H 为年历小时数。将式(5)代入式(4)，得到新能源平均消纳能力 $P_{S,m}$ ，如式(6)所示。

$$P_{S,m} = P_{L,max} [\varepsilon(1 + \mu + \varphi) - (1 + \alpha)(1 - \beta)] \quad (6)$$

定义新能源消纳能力标幺值 x 为新能源平均消纳能力 $P_{S,m}$ 除以新能源装机容量 C 。定义新能源的穿透率 ψ 为新能源装机容量 C 与最大发电负荷 $P_{L,max}$ 的比值，则新能源消纳能力标幺值 x 可按式(7)计算。

$$x = \frac{P_{L,max} [\varepsilon(1 + \mu + \varphi) - (1 + \alpha)(1 - \beta)]}{C} = \frac{\varepsilon(1 + \mu + \varphi) - (1 + \alpha)(1 - \beta)}{\psi} \quad (7)$$

根据公式对影响新能源消纳能力的参数进行分解分析,如图2所示。由图可得:1)电源侧,上调调峰率 β 时,可以调整最小技术出力来提升消纳能力 x ;2)电网侧,提升新能源通道传输率 μ 也可以提升消纳能力 x ;3)负荷侧,当系统负荷率 ε 灵活调整,消纳能力 x 可以增大;4)储能侧,当储能的储存率 φ 提升,消纳能力 x 变大。

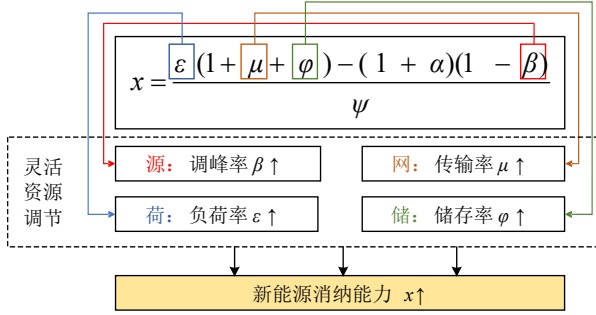


图2 新能源消纳能力分析

Fig. 2 Analysis of renewable energy consumption capacity

通过解析新能源消纳能力标么值 x 的表达式,对源-网-荷-储的特征参数进行分解,得到源-网-荷-储灵活资源的变化对新能源消纳能力造成的影响程度,进而分析各典型省份新能源合理利用率方案中采用的组合措施。

2 新能源合理利用率评估模型

本文提出的新能源合理利用率评估模型,整体架构如图3所示。模型以系统综合成本最小为目标,面向源-网-荷-储4层面内嵌火电机组灵活性改造、外送通道扩容、需求侧响应、储能投资建设多项灵活性措施,建立灵活性提升措施约束和系统运行约束,得到各机组出力水平,分析评估新能源合理利用率。

2.1 目标函数

系统综合成本 C_T 由规划期内以下成本的折现值构成,包括规划期内投资成本 C_{INV} 、运行费用

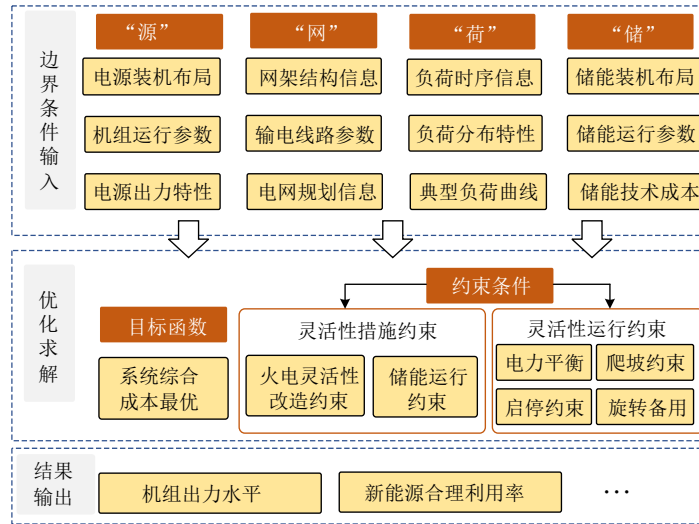


图3 新能源合理利用率评估模型

Fig. 3 Evaluation model for reasonable utilization rate of renewable energy

C_{OM} 、环境成本 C_E ,并扣除新增投资在规划期末的余值 C_S 。即

$$C_T = C_{INV} + C_{OM} + C_E - C_S \quad (8)$$

式中:系统投资成本 C_{INV} 包括规划期内新增电源及其配套输电线路的投资、火电机组灵活性改造投资 $I_{GZ,g}$ 、区域间联络线扩展的投资 I_l 、需求响应的总投资成本 $I_{DR,d}$ 、新增储能投资 I_s 。全系统的运行费用包括燃料费用、变动费用。

1) 火电机组灵活性改造投资 $I_{GZ,g}$ 。

$$I_{GZ,g} = K_{y,g} \sum_{g \in G_M} (P_{T,min,g} - P_{T,min,g}^0) \quad (9)$$

$$K_{y,g} = \frac{\eta(1+\eta)^{Y_g}}{(1+\eta)^{Y_g+1} - 1} K_G \quad (10)$$

式中: I_{GZ} 为火电机组深度改造的总投资成本; $K_{y,g}$

为单位容量的年化灵活性改造费用; K_G 为单位容量的灵活性改造费用,将该费用进行年化折算; Y_g 为火电机组寿命; η 为年利率,取0.8; $P_{T,min,g}$ 为火电机组改造前的最低技术出力; $P_{T,min,g}^0$ 为深度改造后机组的最低技术出力,最低技术出力是一个连续变量,可以通过改变机组投油方式或调整机组的运行参数,在一定范围内平滑调整,其值将会影响调峰率 β ; G_M 为火电机组的集合。

2) 区域间联络线扩展的投资 I_l 。

$$I_l = \sum_{l \in \Omega_l} U_l L_l Z_l U_l = K_{y,line} P_{L,m} \mu_l \quad (11)$$

$$K_{y,line} = \frac{\eta(1+\eta)^{Y_{line}}}{(1+\eta)^{Y_{line}+1} - 1} K_L \quad (12)$$

式中: I_l 为输电通道的总投资成本; U_l 为第 l 条待

选线路的单位长度单价； L_l 为第 l 条待选线路长度， Z_l 为第 l 条待选线路投资的0-1决策变量； $K_{j,\text{line}}$ 为线路单位长度单位功率成本； μ_l 为第 l 条待选线的传输率； Ω_L 为待选线路集合。

3) 需求响应的总投资成本 $I_{\text{DR},d}$ 。

需求侧响应的调节成本为时段需求侧响应功率和进行需求侧响应的补偿价格的乘积，即用电公司支付给进行需求侧响应用户的补偿费用单价，即式(13)：

$$I_{\text{DR},d} = \sum_{d \in \Omega_{\text{DR}}} \sum_{t \in T} D_{\text{DR},d,t} K_{\text{DR}} \quad (13)$$

$$D_{\text{DR},d,t} = P_{\text{L,max},d}^0 - P_{\text{L,max},d,t} \quad (14)$$

式中： I_{DR} 为需求响应的总投资成本； $D_{\text{DR},d,t}$ 为需求侧响应功率； K_{DR} 为单位需求侧响应的补偿价格； $P_{\text{L,max},d,t}$ 为需求响应后的最大负荷功率； $P_{\text{L,max},d}^0$ 为需求响应前的初始最大负荷功率，其值将会影响系统负荷率 ε 。

4) 新增储能投资 I_s 。

储能的总投资成本按照储能的投资容量和储能功率进行计算，计算公式如式(15)–(17)所示：

$$I_s = (P_{s,t}^{\text{ch}} + P_{s,t}^{\text{ds}}) K_{y,p} + E_s K_{y,e} \quad (15)$$

$$K_{y,p} = \frac{\eta(1+\eta)^{Y_{\text{ess}}}}{(1+\eta)^{Y_{\text{ess}}+1} - 1} K_p \quad (16)$$

$$K_{y,e} = \frac{\eta(1+\eta)^{Y_{\text{ess}}}}{(1+\eta)^{Y_{\text{ess}}+1} - 1} K_e \quad (17)$$

式中： I_s 为储能的总投资成本； $P_{s,t}^{\text{ch}}$ 和 $P_{s,t}^{\text{ds}}$ 分别为储能 s 的充电、放电功率，其值将会影响储能率 φ ； E_s 为储能配置容量； $K_{y,p}$ 、 $K_{y,e}$ 分别为单位功率和单位储能的年化购置费用； K_p 、 K_e 分别为储能系统单位功率、容量购置成本。

系统运行费用 C_{OM} 为

$$C_{\text{OM}} = \sum_{g \in G_M} \sum_{t \in T} (a_g P_{g,t}^2 + b_g P_{g,t} + c_g) + \sum_{s \in G_{\text{ess}}} \sum_{t \in T} (P_{s,t}^{\text{ch}} + P_{s,t}^{\text{ds}}) C_s^V \quad (18)$$

式中： G_M 和 G_{ess} 分别为火电机组和储能机组的集合； a_g 、 b_g 、 c_g 分别为机组 g 的二次发电成本函数系数； $P_{s,t}^{\text{ch}}$ 和 $P_{s,t}^{\text{ds}}$ 分别为储能 s 的充电、放电功率； C_s^V 分别为储能 s 的单位变动运行成本。

综合成本中 C_E 为环境成本，火电机组的环境成本计算方法如下：

$$C_E = \sum_{g \in G_M} \sum_{t \in T} \lambda_g B_{\text{CO}_2} P_{g,t} \quad (19)$$

式中： λ_g 为火电电源的 CO_2 排放强度； B_{CO_2} 表示碳交易成本。

风电场/光伏电站单位电量运行成本设置为零，

最大限度减少弃风、弃光电量，确保新能源发电优先调度。

2.2 约束条件

模型的约束条件分为2部分，源-网-荷-储灵活性资源约束和系统运行约束。前者保证灵活性提升措施和实际电力系统的结合，保证灵活性提升措施可以有效在真正运行条件中进行实施。后者保证包含源-网-荷-储灵活性资源的电力系统的正常稳定运行，是电力系统的基本运行条件。具体约束情况如下。

1) 火电机组灵活性改造约束。

依据实际电力系统技术性和经济性要求，在计算开始前已经选定各省份待改造的火电机组。同时，因本文假设所有待改造机组可以视为一个集合，那么灵活性改造降低的最小技术出力可以分配给所有待改造机组，即可假设所有的待改造机组全部参与改造，从而构建了灵活性改造约束：

$$P_{\text{T,min},g}^0 \leq P_{g,t} \leq P_{g,t}^{\text{max}}, \quad \forall g \in G_M \quad (20)$$

$$P_{\text{T,min},g}^0 = x_{g,0} P_g^{\text{min}} + x_{g,1} P_g^{\text{min}1}, \quad \forall g \in G_M \quad (21)$$

$$x_{g,0} + x_{g,1} = 1, \quad \forall g \in G_M \quad (22)$$

式中： $P_{\text{min},g}$ 为火电机组 g 在实施了灵活性改造后的机组最低出力； $x_{g,0}$ 、 $x_{g,1}$ 为确定火电机组 g 是否为待改造机组的0-1变量， $x_{g,1}=1$ 、 $x_{g,0}=1$ 分别表示机组 g 参与改造和不参与改造。

式(20)为火电机组的出力约束。式(21)和式(22)为火电机组的灵活性改造约束。

2) 输电线路约束。

输电线路的传输功率不能超过输电线路的容量，即输电线路潮流必须在出力范围内，如式(23)。

$$-P_{l,m} \leq P_{l,t} \leq P_{l,m} \quad (23)$$

式中： $P_{l,m}$ 为第 l 条待选线路最大输电容量。

3) 需求侧响应约束。

$$\sum_{d \in \Omega_{\text{DR}}} D_{\text{DR},d,t} \leq D_{\text{DR},n}^{\text{max}} \quad (24)$$

$$\sum_{t \in T} D_{\text{DR},d,t} = 0, d \in \Omega_{\text{DR}} \quad (25)$$

式中： $D_{\text{DR},n}^{\text{max}}$ 为节点 n 的需求响应总量限制； Ω_{DR} 表示节点 n 参与需求响应用户 d 的集合。

式(24)保证节点上参与的需求响应不超过节点需求响应限制，式(25)保证需求响应用户响应前后用电量不变。

4) 储能运行约束。

$$S_{\text{st},s,t}^{\text{ch}} + S_{\text{st},s,t}^{\text{ds}} \leq 1, \quad \forall s \in G_{\text{ess}} \quad (26)$$

$$0 \leq P_{s,t}^{\text{ch}} \leq S_{\text{st},s,t}^{\text{ch}} E_s, 0 \leq P_{s,t}^{\text{ds}} \leq S_{\text{st},s,t}^{\text{ds}} E_s, \quad \forall s \in G_{\text{ess}} \quad (27)$$

$$\begin{cases} S_{\text{SOC},t} = S_{\text{SOC},t-1} + (\eta_s^{\text{ch}} P_{s,t}^{\text{ch}} - \frac{P_{s,t}^{\text{ds}}}{\eta_s^{\text{ds}}}) \Delta t, \forall s \in G_{\text{ess}} \\ S_{\text{SOC},t}^{\min} \leq S_{\text{SOC},t} \leq S_{\text{SOC},t}^{\max} \end{cases} \quad (28)$$

式中: $s_{\text{st},s,t}^{\text{ch}}$ 和 $s_{\text{st},s,t}^{\text{ds}}$ 分别为储能在 t 时刻充电、放电状态, 为 0-1 变量; x_s 为储能安装状态; η_s^{ch} 和 η_s^{ds} 分别为储能 s 的充、放电效率, 反映不同类型储能的充放电特性; $S_{\text{SOC},t}$ 为电池中剩余电荷的可用状态, 由 $S_{\text{SOC},t}^{\min}$ 和 $S_{\text{SOC},t}^{\max}$ 限制; G_{ess} 为储能机组的集合。

式(26)描述了储能装置充放电状态之间的关系, 但仅在安装状态 x_s 设为 1 时有效。式(27)描述了储能装置 s 的充放电速率限制。储能装置 s 的荷电状态(state of charge, SOC)受式(28)的限制。

5) 节点功率平衡约束。

各类型机组出力及线路传输容量之和等于负荷。

$$\begin{aligned} \sum_{g \in G_n} P_{g,t} + \sum_{g \in G_{\text{ess}}} P_{g,t}^{\text{ds}} - \sum_{g \in G_{\text{ess}}} P_{g,t}^{\text{ch}} - \sum_{l \in L_n^1} P_{l,t} + \\ \sum_{l \in L_n^2} P_{l,t} = L_{n,t} + D_{\text{DR},n,t} \end{aligned} \quad (29)$$

式中: $P_{l,t}$ 为时段 t 输电线路 l 的传输功率; $L_{n,t}$ 为时段 t 节点 n 的负荷功率; G_n 为节点 n 所有发电机组的集合; G_{ess} 为节点 n 所有储能装置的集合; L_n^1 和 L_n^2 分别为以节点 n 为首节点和尾节点的输电线路子集。因为厂用电和系统网损对总体电力系统规划的影响相对较小, 对厂用电和系统网损进行简化处理, 以减小计算规模并加速规划结果的获得。

6) 机组出力上下限约束。

$$P_g^{\min} \leq P_{g,t} \leq P_g \quad (30)$$

式中: P_g 代表第 g 台机组最大出力, 对风电和太阳能发电, 其每个时刻的最大出力为该时刻的预测可用出力标幺值与装机规模决策变量的乘积。

7) 火电机组启停约束。

对火电机组, 尤其是煤电和核电机组, 需要满足最小连续开启和最小连续关停时间约束, 即

$$(U_{g,t} - U_{g,t-1})(T_{g,\text{on},t} - T_{g,\text{on}}) \geq 0 \quad (31)$$

$$(U_{g,t-1} - U_{g,t})(T_{g,\text{off},t} - T_{g,\text{off}}) \geq 0 \quad (32)$$

式中: $T_{g,\text{on}}$ 和 $T_{g,\text{off}}$ 分别为机组的最小连续开启和最小连续关停时间。

火电机组启停约束为非线性化约束, 将约束条件式(31)转化为从 t 时刻到最小连续开启时间的上一刻的开机状态总和大于最小连续开机时间数量的转态差, 即可完成火电机组最小连续开启约束的线性化转换为式(33), 关停约束式(32)同理可转换为式(34)。

$$\sum_t^{t+T_{g,\text{on}}-1} s_{g,t} \geq T_{g,\text{on}}(s_{g,t} - s_{g,t-1}) \quad (33)$$

$$\sum_t^{t+T_{g,\text{off}}-1} (1 - s_{g,t}) \geq T_{g,\text{off}}(s_{g,t-1} - s_{g,t}) \quad (34)$$

8) 火电机组爬坡约束。

$$P_{g,t} \geq P_{g,t-1} - \omega_g^{\text{down}} - (1 - U_{g,t})P_{g,\text{max}} \quad (35)$$

$$P_{g,t} \leq P_{g,t-1} + \omega_g^{\text{up}} + (1 - U_{g,t-1})P_{g,\text{max}} \quad (36)$$

式中: ω_g^{down} 和 ω_g^{up} 分别为机组 g 的下爬坡和上爬坡速率。

9) 新能源利用率约束。

$$\theta_{\min} \leq \theta \leq \theta_{\max} \quad (37)$$

式中: $\theta_{\min}$ 和 $\theta_{\max}$ 分别为限制的新能源利用率最小值和最大值。

2.3 模型求解

本文所提的新能源合理利用率评估模型是一个典型的混合整数线性规划模型, 采用了 K-Medoids 聚类算法对风光历史出力曲线进行了聚类, 实现了模型加速求解^[30]。经过以上处理, 该评估模型可利用 YALMIP 求解。

模型计算出考虑新能源利用最低限制情景下不同算例的利用率和综合成本之后, 根据新能源合理利用率的定义, 设定新能源合理利用率计算步骤如下:

1) 输入系统信息, 具体包含系统的网架结构、电源信息和约束边界条件。

2) 根据风电场和光伏电站出力特性、用电负荷构建典型运行场景。将风电场、光伏电站和储能信息接入系统框架。

3) 测算能达到的最高新能源利用率, 在此基础上设置一定的步长来降低新能源利用率约束限制, 再次测算新能源利用率和发电量。

4) 将系统综合成本与新能源发电量进行相除, 得到每 kW·h 新能源发电量所需的系统综合成本, 即度电成本。进而绘制“利用率-系统度电成本”曲线, 系统综合成本随利用率上升大致呈“U 型曲线”变化, 拐点即对应经济性最优的新能源合理利用率。

3 算例分析

3.1 算例设置

本文按照社会发展情况和电力系统情况横向选取了 A、B、C 3 个典型省份, 根据实际运行边界条件进行新能源合理利用率的评估分析。A 省份位于我国西北部, 风电先发优势明显, 新能源发电产业相对成熟, 带动经济效益显著, 是“西电东送”

输电工程的起点省份之一。B 省份位于中原地区，火电资源丰富，同时新能源装机也增长迅猛，具有一定规模。C 省份位于我国沿海地区，经济发展水平高，用电需求量大，是“西电东送”输电工程的终点省份之一。

不同区域的电力需求、装机容量及比例、输电线路容量决定了该区域灵活性水平，进而影响新能源合理利用率。由于各地风光等波动性电源的装机和电量占比不同，电力系统条件不一，各区域保持利用率下限在相同的水平下付出的系统成本不同，从历史数据观察得知在西部和北部风光占比高的地区付出的代价要高得多，这些地区需要科学制定和适度放开新能源利用率，释放具有高潜力的灵活性资源。

电力需求是衡量系统新能源合理利用水平的重要边界条件之一^[31]。根据历史数据选取负荷数据，通过对负荷水平进行预测，得到“十四五”规划期间各区域的电力需求量。电力需求较高的区域，新能源发电量会迅速补给较高的负荷量，因此新能源就会被合理利用。而电力需求较低且新能源规模较大的区域，较小的负荷需求不能满足较大的新能源发电量，因此电力需求水平对新能源的合理利用至关重要。负荷数据见附录图 A1，忽略负荷变化的不确定性。

电源装机层面，当负荷水平一定时，新能源装机容量越高，新能源利用程度就会越低。相反，当常规机组的装机比例增高时，由于常规机组的可调灵活性水平较高，波动性较低，面向负荷的新能源用电量也会减少，合理利用水平也会有所降低。3 个省份按照省份规划 2025 年的装机比例如附录图 A2 所示，网络拓扑根据对应省份实际电网分区情况进行核算，在实际电网规划中，省级电网被分为多个分区，对应模型中的节点，各分区包括实际机组数据，并由分区联络线连接拓扑结构，具体网络拓扑图见附录图 B1—B3。为保留新能源出力的区域特性，算例基于对应区域多年历史的新能源发电出力序列，综合获得规划水平年风电和光伏的逐小时出力特性数据，同时保留了风电、光伏出力峰值和低谷时段极值特性，具体数据见附录图 A3—A4。本文采取的灵活性措施具体技术经济参数如附录表 C1，其中采用的储能为电化学储能。

3.2 新能源利用率提升方法结果分析

根据 A、B、C 三省份的电力结构等边界条件，在不设置新能源利用率的约束下，分别对源-网-荷-储的灵活性提升措施进行成本计算。同时与不采取

灵活性措施的场景进行比较，测算得到不同提升措施下利用率提升水平和每提升 1%利用率投资成本的增加量，结果表 1 和表 2 所示。

表 1 不同场景利用率提升水平				
Table 1 Improvement level of utilization rate in different scenarios				
省份	火电机组 灵活性改造	外送通道 扩容	需求侧 响应	储能投资 建设
A 省	3.20	4.44	2.68	3.43
B 省	4.38	1.28	1.66	11.44
C 省	0.77	0.94	0.41	0.82

表 2 不同场景每提升 1%利用率投资成本				
Table 2 Investment cost for each 1% utilization improvement in different scenarios				
省份	火电机组 灵活性改造	外送通道 扩容	需求侧 响应	储能投资 建设
A 省	18	44	16	115
B 省	17	80	13	45
C 省	59	208	48	441

通过表 1 分析可得，在 A 省扩展清洁能源外送通道促进新能源合理利用效果最佳，储能投资建设次之，进而是传统火电机组灵活性改造和需求侧响应。这是因为 A 省的火电机组占比比其他省份低，传统火电机组灵活性改造的规模促进新能源合理利用水平具有上限值。作为新能源占比大省，扩展清洁能源外送通道和储能投资建设，实现新能源发电空间和时间上的转移，对 A 省新能源合理利用促进作用明显。

B 省提升利用率效果与 A 省相比差距明显。作为煤资源丰富的 B 省，火电机组容量占比高，对火电机组进行灵活性改造效果外送通道扩容明显。因为负荷的响应效果不明显，因此需求侧响应不能大幅度提升利用率。同时因为 B 省典型日内负荷尖峰与产电尖峰偏移性强，增设 800 万 kW 的储能能够高效实现“削峰填谷”，进行发电量时间上的转移，增强了时间上的灵活性，最大幅度地提升新能源合理利用情况。

C 省负荷水平较高，用电需求量大，新能源合理利用水平已经达到了很高的状态。4 种灵活性措施均提升效果不显著，提升新能源利用率都在 1% 水平以下。

通过表 2 计算结果可得，A 省虽然火电机组占比不高，但是对需求侧响应和对火电机组本身进行灵活性改造经济效果较好，应作为优先采用的灵活性措施。其次是扩容清洁能源外送通道和增加储能。两者可作为传统火电机组灵活性改造的辅助措施促进新能源合理利用。

需求侧响应与火电机组灵活性改造在 B 省经

济效果依旧最好。不同于 A 省, 储能投资建设给 B 省电网带来的新能源合理利用水平的大幅提升使储能投资建设成为了次佳方案, 而扩展清洁能源外送通道所需成本较高, 提升新能源利用率水平也不大, 应该作为最后考虑方案。

C 省新能源合理利用水平已经处于较高水准, 灵活性措施经济效果都远低于其他省份, 尤其是扩展清洁能源外送通道和储能, 比 A 省和 B 省经济效果高出很多倍。在“十四五”规划期间, 可以考虑对负荷侧实施需求侧响应, 与火电机组进行灵活性改造促进本地风电和光电合理利用。同时为了满足负荷水平, 可扩容输送通道从区外接收电量转移。

从经济水平来看, 针对负荷侧实施需求侧响应和对已有火电机组进行灵活性改造的经济效果在 3 个区域都表现最好, 在新能源装机比例较大且负荷水平较低的区域, 扩展清洁能源外送通道的经济效果优于储能投资建设, 而在煤电发达且负荷与发电不协调的区域情况相反。

3.3 新能源利用率提升季节性分析

不同灵活性措施在不同时间季节的作用效果也具有差异性, 研究新能源利用率提升措施的季节性影响可以实现季节性灵活性措施的安排。为研究新能源利用率提升的季节性规律, 图 4 对比了 3 个省份新能源利用率季节性提升情况。

分析图 4 可得, 3 个省份中火电灵活性措施在供暖期内提升新能源合理利用水平较非供暖期高, 这是因为火电机组的最小出力在供暖季内偏高, 有较大的提升空间, 而夏季的利用率已经在较高水平, 提升空间较小。扩展清洁能源外送通道和储能投资建设虽也表现出在夏季提升水平低于冬季提升水平, 但受供暖期影响较小。

3.4 新能源合理利用率计算

按照 2.3 节合理利用率计算步骤求解可达到的最大利用率, 然后在此方案的基础上, 设置一定的步长来降低新能源利用率约束限制, A、B 省按照 1% 步长进行放宽, C 省利用率较高, 到达极值点速率较快, 按照 0.5% 步长进行放宽, 测算新能源利用率和发电量, 进而测算合理利用率, 得到的结果如图 5 所示。由 3 个省份新能源合理利用率数据可得, 降低新能源利用率控制目标, 度电供应成本先降后升, 呈“U 型”变化。以 A 省为例, 利用率放宽到 92.0% 时, 度电供应成本降至最低 0.2112 元/(kW·h)。但当利用率低于 92.0% 时, 减少的灵活性资源投入成本少于多消耗的运行成本, 整体电力供应成本开始上升。因此在 2025 年 A 省新能源发展规模情况

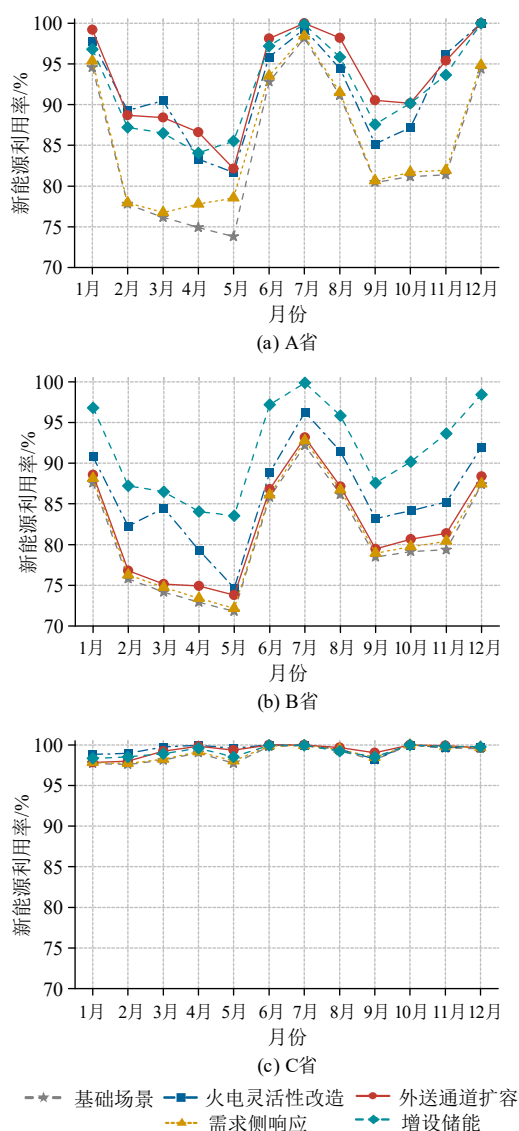


图 4 新能源利用率季节性提升情况

Fig. 4 Seasonal improvement in the utilization rate of renewable energy

下, 合理利用率为 92.0%, 较最高利用率情景规划期电力供应总成本可降低 117.4 亿元, 度电供应成本降低 1.05×10^{-2} 元/(kW·h)。B 省在新能源发展规模情况下, 采取一定措施可以将利用水平提升至与 A 省同等水平, 但因其新能源发电量与 A 省具有一定差距, 所以每 kW·h 新能源发电的供应成本较高。而 C 省新能源发展规模情况下, 因其新能源利用水平基础较高, 合理利用率可以达到 97.7%。C 省提升利用率水平较为困难, 比最高利用率情景规划期电力供应总成本降低 187.3 亿元, 此情景下度电供应成本降低 1.44×10^{-2} 元/(kW·h), 是 3 个省份采用新能源合理利用率评估中最具效果的省份。

依据式(7), 计算新能源合理利用率运行方案下的上调调峰率 β 、新能源通道传输率 μ 、系统负荷率 ε 、储能储存率 φ 和新能源消纳能力标幺值 x , 并将计算结果与不采取灵活性措施的现行运行方案结果进行对比得到比值 $r_i (i = \beta, \mu, \varepsilon, \varphi, x)$, 结果

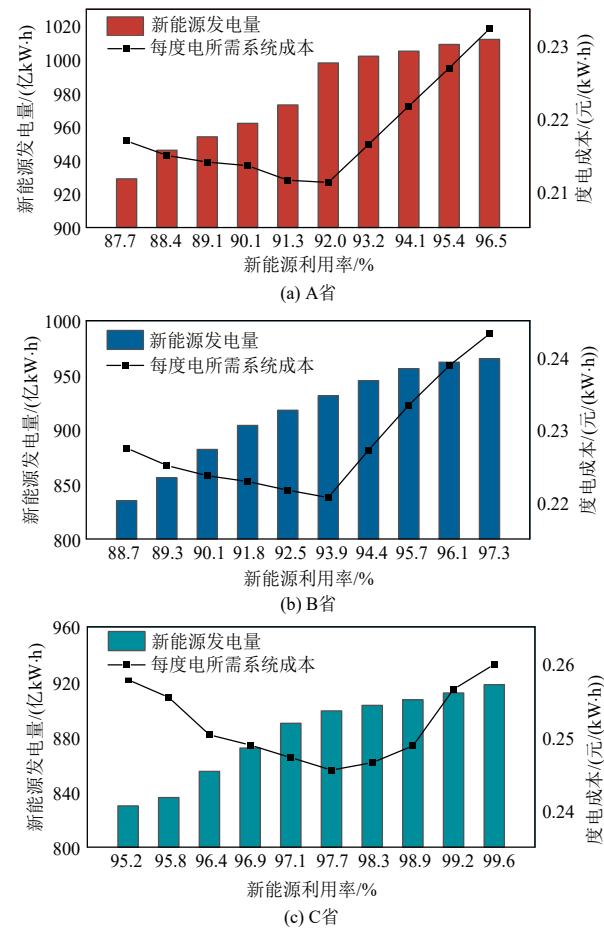


图5 新能源合理利用率情况

Fig. 5 Reasonable utilization rate of renewable energy
如表3和图6所示。

表3中，新能源消纳能力整体上C省最高，A省最低，符合A省新能源装机比例高，C省负荷水

表3 新能源消纳能力对比						
Table 3 Comparison of renewable energy consumption						
参数	A省		B省		C省	
	i	r_i	i	r_i	i	r_i
β	0.72	1.32	0.75	1.48	0.65	1.03
μ	0.32	2.03	0.24	1.12	0.26	1.12
ε	0.85	1.02	0.78	1.01	0.61	1.14
φ	0.14	2.9	0.02	1	0	—
x	0.31	1.89	0.52	1.78	0.77	1.55

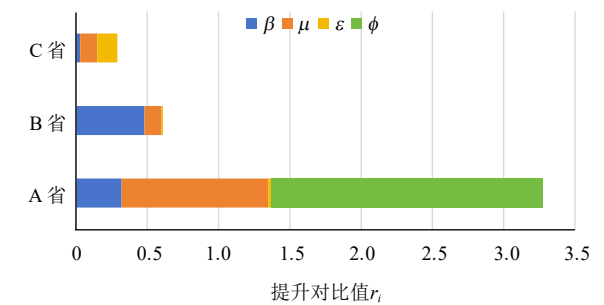


图6 新能源合理利用率方案源-网-荷-储贡献程度

Fig. 6 Degree of contribution of source-network-load-storage to the renewable energy rational utilization programmer

平高的情况。对比现行运行方案，3个省份的新能源消纳能力均有所上升，其中A省上升了89%，最为显著。将结果按照式(7)进行解析，各省在新能源合理利用率方案下提升新能源消纳能力采取的措施组合方案不同。

由图6得，A省的新能源通道传输率 μ 和储能储存率 φ 提升最大，证明网、储两侧的灵活调节措施在新能源合理利用率方案中的贡献程度最大；同理地，B省上调调峰率 β 提升最大，C省主要体现在系统负荷率 ε ，二省的合理利用率方案贡献程度最大的灵活提升措施分别来自电源侧和负荷侧。

综上，“经济弃电”带来的收益效果显著，适当放弃新能源合理利用目标可以带来系统成本的下降。从未来发展来看，可以打破部分具备风光和土地资源优势地区新能源进一步发展制约。未来灵活性措施的投资成本会随着科学技术的发展进行成本缩减，投资成本会在新能源合理利用率的影响比重逐渐降低，仍是较为重要的一部分。

3.5 灵活性措施成本对新能源合理利用率的影响

当灵活性措施成本在未来因技术进步而导致成本下降，新能源合理利用率会随之发生变化，研究成本降低对灵活性措施规划和消纳成本的影响，可指导未来灵活性措施的投资与使用。A省作为新能源渗透率高比例省份，能够显著反映成本给新能源合理利用率带来的变化。因此以A省为测算对象，测算当灵活性措施为常规预测成本的75%时(即低预测成本)，新能源合理利用率的变化情况，如图7所示。

由图7中可以看出，当单位投资成本下降，A省的合理利用率明显提升，各灵活性措施配置明显增加，但各类措施依然表现为“储优于网优于源优于荷”。同时对比图中类别10、13、16，可以看出，

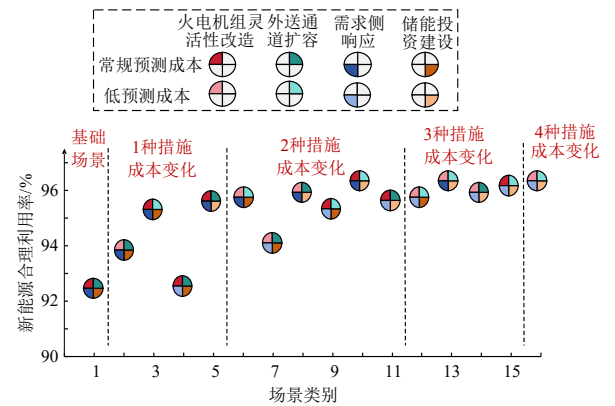


图7 不同消纳措施投资成本下A省新能源合理利用率情况
Fig. 7 Reasonable utilization rate of renewable energy in province A under different investment costs of consumption measures

当成本下降至一定程度,会提前达到规划饱和度,即配置更多资源不会导致新能源合理利用率继续提升,符合新能源合理利用率的内涵。

4 结论

本文选取 3 个典型省份电力系统作为研究对象,建立了内嵌源-网-荷-储多层面灵活性提升方法的新能源合理利用率评估模型,通过对不同场景下灵活性措施促新能源合理利用的效果,分析了灵活性措施促进新能源合理利用的地区差异性。得到以下结论:

1) 新能源容量占比较高、火电容量占比较低的省份,扩展清洁能源外送通道和储能投资建设,新能源利用促进作用明显,能够提升 4.44%和 3.43%;火电机组容量占比高的省份,对火电机组进行灵活性改造效果外送通道扩容明显;负荷水平较高,用电需求量大的省份,灵活性措施提升效果不显著,提升效果不超过 1%。

2) 根据不同场景每提升 1%利用率投资成本得,针对负荷侧实施需求侧响应和对已有火电机组进行灵活性改造经济效果均表现最佳,所需投资成本较其他措施可低 75%。在新能源装机比例较大且负荷水平较低的区域,外送通道扩容经济效果优于储能投资建设,而在煤电发达且负荷与发电不协调的区域情况相反。

3) 有效的经济弃电可以通过放弃部分新能源利用率来减少系统成本,可减少 5%左右。合理利用率指标应综合考虑新能源装机规模、负荷水平和电源调节能力等因素分地区差异化制定。同时,当灵活性措施成本下降时,合理利用率明显提升,且不同灵活性措施表现依旧不变,但过多下降会提前遇到饱和,新能源合理利用率不再提升。

在当前研究成果的基础上,可以进一步结合电力系统发展情况完善计算模型,为新能源健康有序发展、电力系统运行决策提供参考。

附录见本刊网络版 (<http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml>)。

参考文献

- [1] 张剑云, 李明节. 新能源高渗透的电力系统频率特性分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(11): 3498-3506.
ZHANG Jianyun, LI Mingjie. Analysis of the frequency characteristic of the power systems highly penetrated by new energy generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(11): 3498-3506(in Chinese).
- [2] 辛保安. 新型电力系统构建方法论研究[J]. 新型电力系统, 2023, 1(1): 1-18.
XIN Baoan. Research on the methodology of constructing new power

- systems[J]. New Type Power Systems, 2023, 1(1): 1-18(in Chinese).
- [3] 郭剑波, 王铁柱, 罗魁, 等. 新型电力系统面临的挑战及应对思考[J]. 新型电力系统, 2023, 1(1): 32-43.
GUO Jianbo, WANG Tiezhu, LUO Kui, et al. Development of new power systems: challenges and solutions[J]. New Type Power Systems, 2023, 1(1): 32-43(in Chinese).
- [4] 易俊, 林伟芳, 任萱, 等. 新型电力系统发展水平指标体系构建及综合评价方法研究[J]. 电网技术, 2024, 48(9): 3758-3768.
YI Jun, LIN Weifang, REN Xuan, et al. Research on construction of index system and comprehensive evaluation method of development level of new power system[J]. Power System Technology, 2024, 48(9): 3758-3768(in Chinese).
- [5] 杨胜春, 吕建虎, 郭晓蕊, 等. 适应新型电力系统发展的多元灵活资源优化调度建模和分析[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3114-3121.
YANG Shengchun, LÜ Jianhu, GUO Xiaorui, et al. Modeling and analysis of multi flexible resource optimization scheduling for adapting to the development of new power systems[J]. Power System Technology, 2024, 48(8): 3114-3121(in Chinese).
- [6] 孙大雁, 耿建, 杨胜春, 等. 新型电力系统环境下煤电与新能源等多元资源协调优化运行及其挑战[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3105-3113.
SUN Dayan, GENG Jian, YANG Shengchun, et al. Challenges of coordinated and optimized operation of coal power and new energy and other diversified resources in new power system[J]. Power System Technology, 2024, 48(8): 3105-3113(in Chinese).
- [7] 武昭原, 周明, 王剑晓, 等. 双碳目标下提升电力系统灵活性的市场机制综述[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(21): 7746-7763.
WU Zhaoyuan, ZHOU Ming, WANG Jianxiao, et al. Review on market mechanism to enhance the flexibility of power system under the dual-carbon target[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(21): 7746-7763(in Chinese).
- [8] CHAI Siqi, ZHANG Guojie, LI Guoqiang, et al. Industrial hydrogen production technology and development status in China: a review[J]. Clean Technologies and Environmental Policy, 2021, 23(7): 1931-1946.
- [9] 孙华东, 徐式蕴, 许涛, 等. 电力系统安全稳定性的定义与分类探析[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(21): 7796-7808.
SUN Huadong, XU Shiyun, XU Tao, et al. Research on definition and classification of power system security and stability[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(21): 7796-7808(in Chinese).
- [10] 国家能源局. 国家能源局关于印发《2024 年能源工作指导意见》的通知[R/OL]. [2024-03-18]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202403/content_6941170.htm.
- [11] PUTTACHAI W, TARKHAMTHAM P, YAMAKA W, et al. Linear and nonlinear causal relationships between waste-to-energy and energy consumption in Germany[J]. Energy Reports, 2021, 7(S3): 286-292.
- [12] 张振宇, 王文倬, 张小奇, 等. 基于电力系统承载力指标的新能源装机规划方法[J]. 电网技术, 2021, 45(2): 632-639.
ZHANG Zhenyu, WANG Wenzhuo, ZHANG Xiaoqi, et al. Renewable energy capacity planning based on carrying capacity indicators of power system[J]. Power System Technology, 2021, 45(2): 632-639(in Chinese).
- [13] 董昱, 梁志峰, 礼晓飞, 等. 考虑运行环境成本的新能源合理利用率[J]. 电网技术, 2021, 45(3): 900-907.
DONG Yu, LIANG Zhifeng, LI Xiaofei, et al. Reasonable utilization rate of renewable energy considering operational environmental cost [J]. Power System Technology, 2021, 45(3): 900-907(in Chinese).
- [14] International Energy Agency (IEA). Harnessing variable renewables: a guide to the balancing challenge[M]. Paris: OECD Publishing, 2011.

- [15] 肖白, 于龙泽, 刘洪波, 等. 基于生成虚拟净负荷的多能源电力系统日前优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(21): 7237-7248.
XIAO Bai, YU Longze, LIU Hongbo, et al. Day ahead optimal dispatch of multi-energy power system based on generating virtual net load[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(21): 7237-7248(in Chinese).
- [16] 徐浩, 李华强. 火电机组灵活性改造规划及运行综合随机优化模型[J]. 电网技术, 2020, 44(12): 4626-4635.
XU Hao, LI Huaqiang. Planning and operation stochastic optimization model of power systems considering the flexibility reformation[J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4626-4635(in Chinese).
- [17] WANG Jianjun, ZHANG Shuo, HUO Jikun, et al. Dispatch optimization of thermal power unit flexibility transformation under the deep peak shaving demand based on invasive weed optimization [J]. Journal of Cleaner Production, 2021, 315: 128047.
- [18] 杨寅平, 曾沅, 秦超, 等. 面向深度调峰的火电机组灵活性改造规划模型[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(17): 79-88.
YANG Yinping, ZENG Yuan, QIN Chao, et al. Planning model for flexibility reformation of thermal power units for deep peak regulation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(17): 79-88(in Chinese).
- [19] YONG Qingqing, TIAN Yanpei, QIAN Xin, et al. Retrofitting coal-fired power plants for grid energy storage by coupling with thermal energy storage[J]. Applied Thermal Engineering, 2022, 215: 119048.
- [20] YU Shiwei, ZHOU Shuangshuang, QIN Junpeng. Layout optimization of China's power transmission lines for renewable power integration considering flexible resources and grid stability[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2022, 135: 107507.
- [21] 孙大雁, 关立, 胡晨旭, 等. 省间电力现货交易机制设计与探索[J]. 电网技术, 2022, 46(2): 421-428.
SUN Dayan, GUAN Li, HU Chenxu, et al. Design and exploration of inter-provincial power spot trading mechanism[J]. Power System Technology, 2022, 46(2): 421-428(in Chinese).
- [22] LI Xiaozhu, WANG Weiqing, WANG Haiyun. A novel bi-level robust game model to optimize a regionally integrated energy system with large-scale centralized renewable-energy sources in Western China[J]. Energy, 2021, 228: 120513.
- [23] ZHANG Zhi, ZHOU Ming, YUAN Bo, et al. Decarbonizing the power system by co-planning coal-fired power plant transformation and energy storage[J]. Journal of Energy Storage, 2023, 66: 107442.
- [24] 刘斌, 张玉琼, 麻林巍, 等. 西北地区源端基地综合能源系统的技术方案设计及优化研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(2): 568-580.
LIU Bin, ZHANG Yuqiong, MA Linwei, et al. Design and optimization of technical schemes of supply-side base integrated energy systems in Northwest China[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 568-580(in Chinese).
- [25] DOWLING J A, RINALDI K Z, RUGGLES T H, et al. Role of long-duration energy storage in variable renewable electricity systems[J]. Joule, 2020, 4(9): 1907-1928.
- [26] 任大伟, 肖晋宇, 侯金鸣, 等. 双碳目标下我国新型电力系统的构建与演变研究[J]. 电网技术, 2022, 46(10): 3831-3839.
REN Dawei, XIAO Jinyu, HOU Jinming, et al. Construction and evolution of China's new power system under dual carbon goal[J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3831-3839(in Chinese).
- [27] 本刊. 新能源消纳或将开启“合理利用率”新时代[J]. 电力与能源, 2021, 42(2): 264.
The magazine. The consumption of renewable energy may usher in a new era of "rational utilization". Electricity and Energy, 2021, 42 (2): 264.
- [28] ZHANG Jian, ZHENG Yanan. The flexibility pathways for integrating renewable energy into China's coal dominated power system: the case of Beijing-Tianjin-Hebei Region[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 245: 118925.
- [29] YANG Xiaodong, XU Chongbo, HE Haibo, et al. Flexibility provisions in active distribution networks with uncertainties[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(1): 553-567.
- [30] SCHÜTZ T, SCHRAVEN M H, FUCHS M, et al. Comparison of clustering algorithms for the selection of typical demand days for energy system synthesis[J]. Renewable Energy, 2018, 129: 570-582.
- [31] GUERRA O J, ZHANG Jiazi, EICHMAN J, et al. The value of seasonal energy storage technologies for the integration of wind and solar power[J]. Energy & Environmental Science, 2020, 13(7): 1909-1922.



赵琮皓

在线出版日期: 2024-11-07。

收稿日期: 2024-07-21。

作者简介:

赵琮皓(2000), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统演化规划, E-mail: zch8328@163.com;

周明(1967), 女, 通信作者, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统规划、碳电耦合市场等, E-mail: zhouming@ncepu.edu.cn。

(责任编辑 马晓华)

附录 A

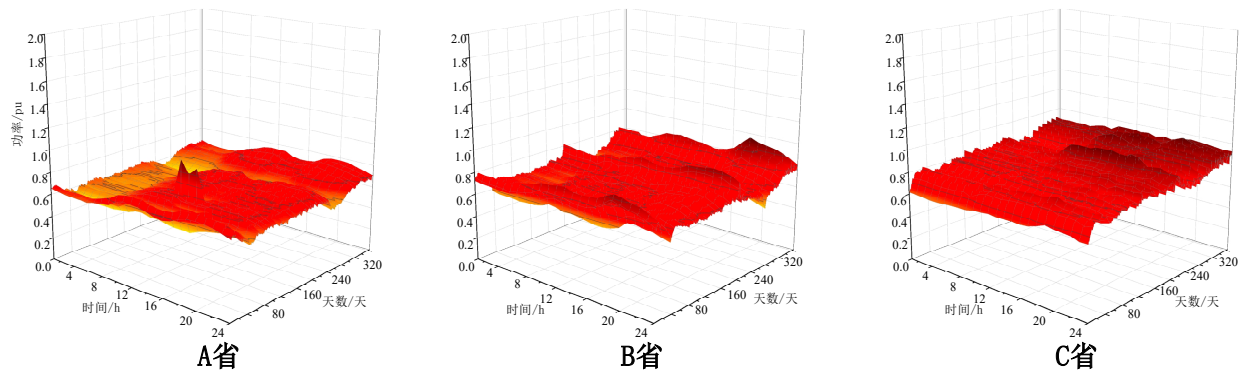


图 A1 A-C 三省负荷特性数据
Fig. A1 Load characteristics data of A-C provinces

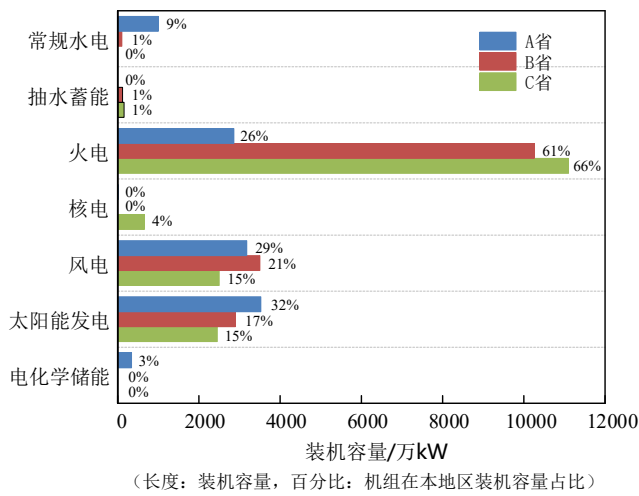


图 A2 典型省份装机比例情况
Fig. A2 Typical Province Installation Ratio

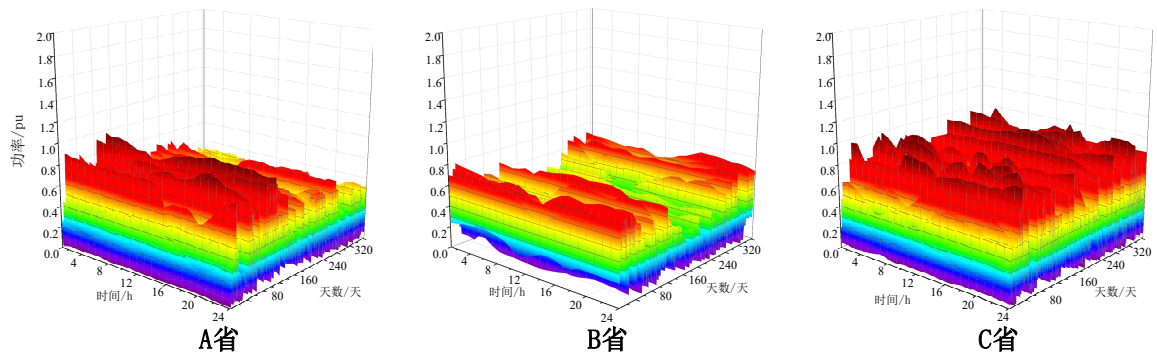


图 A3 A-C 三省风电出力特性数据
Fig. A3 Wind power output characteristics data of A-C provinces

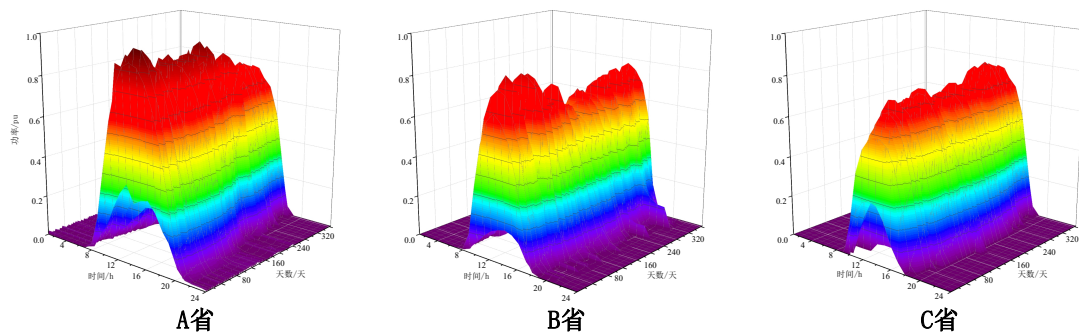


图 A4 A-C 三省光电出力特性数据

Fig. A4 Solar power output characteristics data of A-C provinces

附录 B

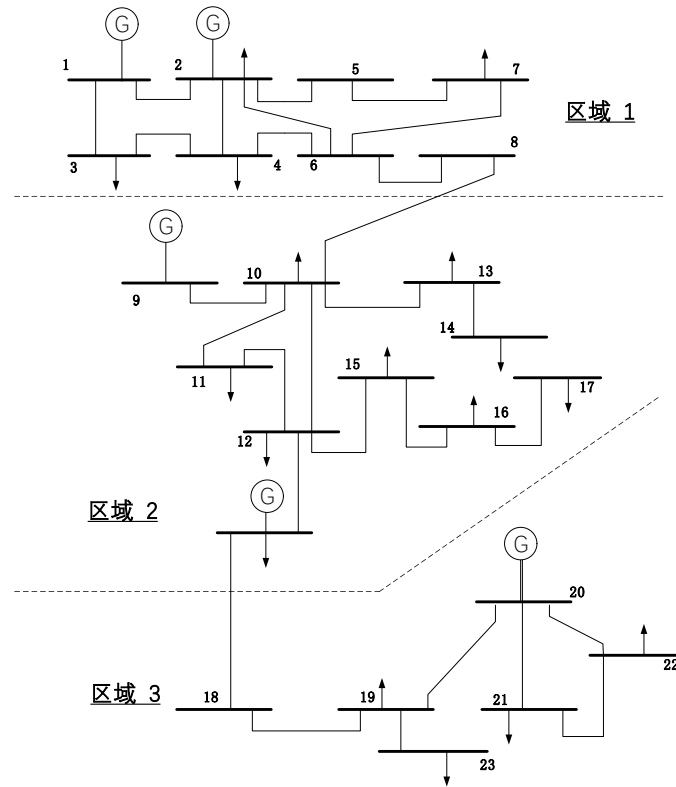


图 B1 A 省等效网络拓扑

Fig.B1 Equivalent network topology diagram of province A

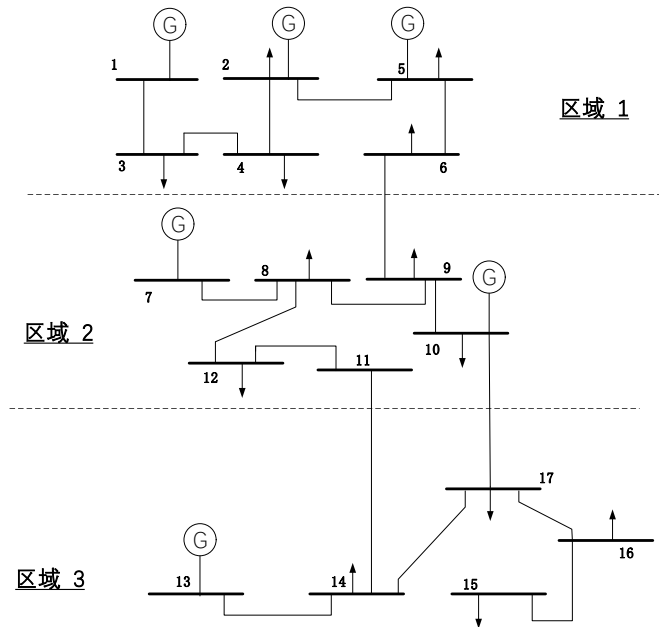


图 B2 B 省等效网络拓扑

Fig. B2 Equivalent network topology diagram of province B

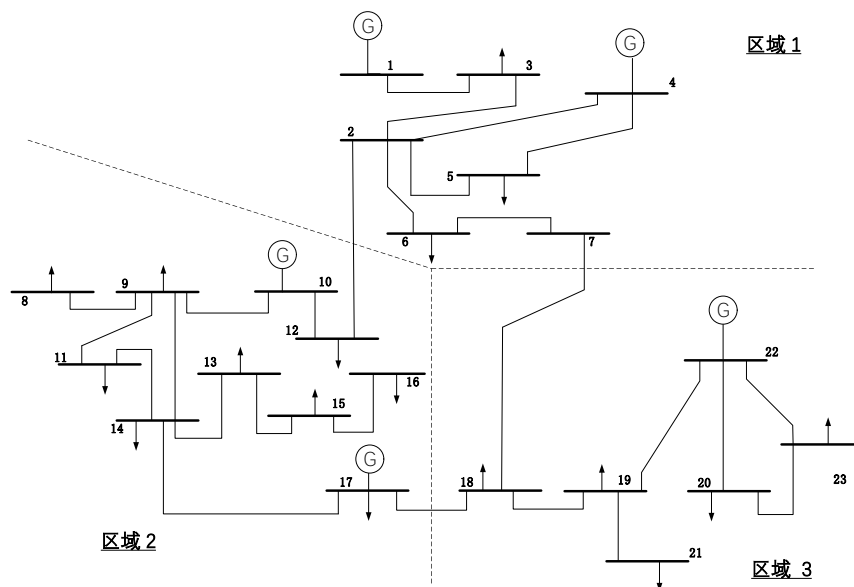


图 B3 C 省等效网络拓扑
Fig. B3 Equivalent network topology diagram of province C

附录 C

表 C1 灵活性措施技术经济参数

Table C1 Technical and economic parameters of flexibility measures

参数	数值
火电灵活性改造单位成本/(万元/MW)	90
输电线路容量提升单位成本/(万元/MW)	250
需求侧响应提升单位成本/(万元/MW)	50
储能额定功率/MW	50
储能容量规划范围/(MW·h)	[100, 200]
储能单位容量成本/(万元/(MW·h))	200
储能单位功率成本/(万元/MW)	30
储能运行维护成本/(万元/MW)	1.68
储能充放电效率	0.95