

“两个替代”趋势下的欧洲跨国电力互联通道研究

赵腾^{1,2*}, 邬炜^{1,2}, 李隽^{1,2}, 江涵^{1,2}, 王璐^{1,2}, 高超^{1,2}, 罗雯清³

(1. 全球能源互联网集团有限公司, 北京市 西城区 100031; 2. 全球能源互联网发展合作组织, 北京市 西城区 100031;
3. 国网上海市电力公司浦东供电公司, 上海市 浦东新区 200122)

Research on Cross-border Power Interconnection Channels in Europe Under Trend of Two Replacements

ZHAO Teng^{1,2*}, WU Wei^{1,2}, LI Jun^{1,2}, JIANG Han^{1,2}, WANG Lu^{1,2}, GAO Chao^{1,2}, LUO Wenqing³

(1. Global Energy Interconnection Group Co., Ltd., Xicheng District, Beijing 100031, China;
2. Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization, Xicheng District, Beijing 100031, China;
3. Pudong Power Supply Company of State Grid Shanghai Municipal Electric Power Company, Pudong New Area, Shanghai 200122, China)

Abstract: The clean- and electricity-replacement trends in the domain of energy and electricity generation have gained significant traction worldwide, especially in Europe. This study analyzes the cross-border interconnection demand and prospects of future projects for the European interconnected power grid. First, considering the popularity of the aforementioned trends in Europe, this study constructs a large-scale clean-energy scenario, which might materialize in Europe in the near future, from the standpoints of power-demand and installed-capacity forecasting. Two extreme installed-capacity schemes are analyzed in this scenario. Second, considering the marginal revenue generated by the transmission channels, a feasible scheme for strengthening cross-border transmission channels and optimizing power supply across Europe is devised via zonal-model-based analysis of the transmission demand. Finally, a cost-benefit evaluation of the transmission project is performed using the technique for order preference by similarity to an ideal solution (TOPSIS). The methods and results of this study could serve as a reference for subsequent cross-border and inter-continental transmission-demand analysis and project evaluation.

Keywords: European interconnected power grid; clean replacement; electricity replacement; demand analysis; cost-benefit evaluation

摘要: 清洁替代和电能替代逐渐成为世界能源电力发展的趋势, 欧洲在推动“两个代替”方面走在世界前列。在该趋势下, 对未来欧洲电网的跨国互联需求和潜在互联项目进行分析及评估。首先, 考虑欧洲“两个替代”程度日益深化, 从电力需求和电力装机预测2个方面, 构建未来欧洲可能出现的大规模清洁能源情景, 并对该情景下的2种极限装机方案进行对比分析; 其次, 考虑输电通道边际收益, 通过基于Zonal模型的输电需求分析, 得出1种可行的欧洲跨国输电通道加强方案及装机方案; 最后, 计及未来欧洲新增输电需求, 利用基于TOPSIS技术的输电项目成本效益评估方法, 对未来各输电通道具有开发潜力的输电项目进行评估。所用方法与得出结果可为后续跨国跨洲输电需求分析及项目评估提供参考。

关键词: 欧洲互联电网; 清洁替代; 电能替代; 需求分析; 成本效益评估

0 引言

能源发展方式的不合理是引发全球可持续发展挑战的关键因素, 化石能源的大量消耗导致全球资源匮乏、环境污染、气候变化等一系列严峻问题。当前, “两个替代”逐渐成为世界能源电力发展的趋势^[1]: 能源开发实施清洁替代, 以水能、太阳能、风能等清洁能源替代化石能源; 能源消费侧实施电能替代, 以电代煤、以电代油、以电代气、以电代柴。通过互联互通、共建共享的能源系统, 能够极大地促进能源开发、配置和消费全环节转型。

基金项目: 全球能源互联网集团有限公司科技项目 (524500180014)。

Science and Technology Foundation of Global Energy Interconnection Group Co., Ltd. (524500180014).

欧洲在促进清洁能源发展、应对气候变化等方面走在世界前列，为提供安全、清洁、高效的能源供应和建设稳定、开放、繁荣的欧洲奠定了重要基础。作为《巴黎协定》的主要推动力量之一，欧洲通过制定和实施“能源联盟”等战略^[2]，在推动电网互联，提高清洁能源消费占比，推进能源高效利用等领域取得了突出成果。

作为应对气候变化的首倡者，欧洲积极推动清洁能源大规模开发利用与能源消费侧电能替代。德国^[3]、英国^[4]、法国^[5]、西班牙^[6]、意大利^[7]等欧洲国家，先后制订了多项清洁能源发展战略，鼓励发展海上风电、光伏、光热等可再生清洁能源。截至2018年底，欧洲总装机容量约14.7亿kW，其中清洁能源装机容量约8.1亿kW，占总装机容量的55.1%^[8]。在电能替代方面，欧洲大力推广交通及供热/制冷领域电气化，鼓励发展电动汽车，提倡未来在泛欧洲大陆广泛采用电动热泵进行家庭和工业领域的空间供热/制冷与过程供热/制冷^[9]。欧洲的政策、技术与经济优势，为“两个替代”的实施奠定了坚实基础。

在欧洲电力互联互通领域，相关机构已提出多项跨国跨洲电网互联倡议。2017年，欧盟联合研究中心对中国-欧洲电力互联的潜力和效益等进行了评估，在计及中国西部地区 and 沿途中亚风电、太阳能、水电等可再生能源开发潜力的基础上，提出了三条潜在的中欧电力互联通道，以期将亚洲清洁电力送至欧洲负荷中心消纳，并实现亚欧清洁能源的互济^[10]。2018年，欧洲输电运营商联盟（ENTSO-E）发布了《十年电网规划2018》，提出未来可通过进一步打通德国南北向输电通道，实现欧洲北部风电与南部太阳能的互补，促进清洁能源消费占比不断提高^[11]。此外，由欧非电力互联组织（EuroAfrica Interconnector）发起倡议的埃及-塞浦路斯-希腊直流输电工程，旨在实现塞浦路斯与欧洲、非洲大陆电网互联，打造欧非电力互联高速公路，将埃及与塞浦路斯可再生能源所发电力输送至希腊消纳，埃及-塞浦路斯、塞浦路斯-希腊区段，预计分别于2022年12月、2023年12月试运行^[12]。上述方案或工程代表了未来欧洲能源电力发展的一种趋势，即清洁能源在更大时空范围内互补互济、互联互通。

目前欧洲在电力系统规划与生产模拟建模方面，主要采用Zonal模型和Nodal模型。Zonal模型主要以国家为节点，仿真分析各情景下的国家间互联新增

容量，其代表分析工具是法国输电网公司（RTE）开发的Antares软件^[13]以及ABB公司开发的GridView软件^[14]；Nodal模型对电力系统进行精确到母线级别的建模，主要适用于中小系统精细化分析与校验，其代表工具之一是ABB公司开发的GridView软件。考虑到研究对象与需求，本文主要采用Zonal模型对欧洲电网进行分析。在多目标、多方案比较与评估方面，目前可以采用货币化方法^[15]、层次分析-熵权法^[16]、TOPSIS（technique for order preference by similarity to an ideal solution）^[17]方法等。其中TOPSIS方法是根据有限个评价对象与理想化目标的接近程度进行排序的方法，是在现有的对象中进行相对优劣的评价。由于本文需要构建理想方案并以此对输电项目进行评估，所以采用TOPSIS方法进行多个输电项目的比较与排序。

在全球及其他区域电网互联方面，目前同样开展了诸多研究。文献[18]基于能源电力发展趋势，提出了全球能源互联网骨干网架规划流程，以及各国电力供需预测方法，为后续区域互联电网规划提供了方法指导。文献[19-21]以实现全球清洁能源高效开发利用为目标，结合清洁能源和电网技术发展场景，探讨在未来电网发展中以特高压柔性直流构建跨国跨洲互联通道与骨干网架，为下一步全球各主要区域跨国跨洲电网互联规划研究提供了一种重要技术方向。文献[22-24]基于《巴黎协定》2℃温控目标，对全球未来能源需求和供应进行了展望，量化分析了满足《巴黎协定》2℃温控目标的可再生能源投资需求及减排路径和效益，为满足碳减排约束的电源规划提供了支撑。文献[25]对非洲新能源发电成本进行了测算，初步论证了非欧联网输送可再生能源的可行性与经济性，可为非欧输电工程相关参数设置提供参考。

在“两个替代”趋势下，为进一步研究欧洲内部各国之间、欧洲与亚洲和非洲之间实现大规模清洁电力互补互济、互联互通的可行性，分析互联互通可能带来的效益，以及未来的跨国跨洲电力交易需求，本文从电力需求预测和电力装机预测2个角度，构建了1种未来欧洲可能出现的大规模清洁能源情景，并通过2种极限装机方案的对比，分析跨国跨洲电网互联带来的效益，之后通过基于Zonal模型的输电需求分析方法和基于TOPSIS的输电项目成本效益评估方法，对未来可能需要加强的输电通道及具有开发潜力的输电项目进行评估。

1 研究框架

本文基于欧洲各国社会经济、历史用电、各类型电源装机、清洁能源开发潜力等数据,提出了一种大规模清洁能源情景下的欧洲跨国电力互联互通研究架构,具体研究范围和架构分别如表1、图1所示。

表1 欧洲互联电网研究范围

Table 1 Research area of European power grid

国家	区域
英国、爱尔兰	不列颠群岛
挪威、瑞典、芬兰、丹麦、冰岛	北欧
法国、荷兰、比利时、卢森堡、西班牙、葡萄牙、德国、奥地利、瑞士	西欧
意大利、斯洛文尼亚、塞尔维亚、阿尔巴尼亚、波黑、希腊、克罗地亚、黑山、北马其顿	南欧
爱沙尼亚、拉脱维亚、立陶宛	波罗的海国家
波兰、捷克、斯洛伐克、匈牙利、罗马尼亚、保加利亚、塞浦路斯、土耳其	东欧
俄罗斯、白俄罗斯、乌克兰、摩尔多瓦	俄罗斯及周边

注: 本论文对任何领土主权、国际疆域划定及任何领土、城市或地区名称不持立场,下同。

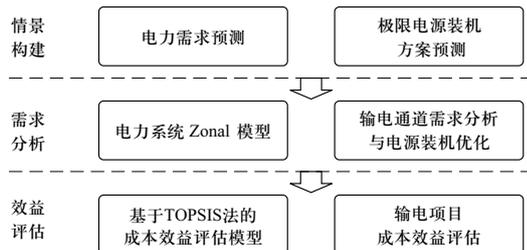


图1 欧洲跨国电力互联互通研究架构图

Fig. 1 Research structure of power interconnection channels in Europe

第一步,情景设定。考虑未来欧洲大规模实施电能替代和清洁替代的情景,对欧洲各国未来电力需求、极限电源装机方案等进行预测。研究基础年份为2017年,水平年为2035和2050年。

第二步,系统输电通道需求分析。在各国现状电网的基础上,根据未来电力需求、清洁能源发电成本和电源装机预测结果等,对未来需要加强的关键输电通道进行分析。

第三步,输电项目成本效益评估。利用基于TOPSIS法的评估模型,对各输电通道潜在跨国跨洲输电项目的成本效益进行分析,评估输电项目建设的优先程度。

2 考虑“两个替代”的大规模清洁能源情景构建

大规模清洁能源情景总的思路是能源开发清洁化、能源配置全球化和能源消费电气化。综合考虑电能替代、清洁能源发电技术进步、清洁能源资源潜力等因素,本文从电力需求预测和电源装机预测2个方面,对欧洲未来大规模清洁能源情景进行构建。

2.1 电力需求预测

考虑到欧洲经济社会发展趋势平稳、电力工业发展成熟,本文在研究基础电力需求随经济社会发展的同时,重点对欧洲开展电动汽车以及电制热/冷等电能替代因素进行分析,同时考虑能效提高对欧洲用电需求的降低作用。预测流程如图2所示。

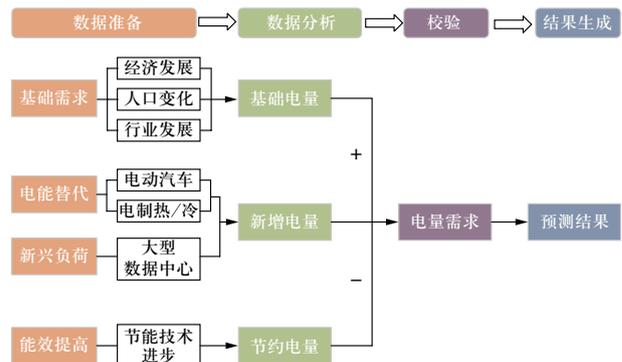


图2 电力需求预测流程

Fig. 2 Flowchart of electricity demand forecasting

电力需求预测模型为:

$$E_i = B_i + R_i + D_i \quad (1)$$

式中: E_i 为第*i*国的电力需求预测结果; B_i 为基础用电量; R_i 为电能替代新增用电量; D_i 为大型数据中心新增用电量; B_i 、 R_i 和 D_i 计算过程中考虑了能效提高节约的用电量。

基础用电量 B_i 可用式(2)~(4)计算:

$$B_i = \left(\sum_j f(g_{ij}) + g(p_i)_i + \sum_m y_{im} \right) \cdot k_i(t) \quad (2)$$

$$f(g_{ij}) = C_{i1} \ln(g_{i1}) + C_{i2} \ln(g_{i2}) + C_{i3} \ln(g_{i3}) + C_{im} \quad (3)$$

$$g(p_i) = C_i \ln(p_i) + C \quad (4)$$

式中: $f(g_{ij})$ 为根据历史数据拟合所得的第*i*国第*j*产业用电量与第*j*产业产值 g_{ij} 之间的函数关系; $g(p_i)_i$ 为第*i*国居民用电量与人口 p_i 之间的函数; y_{im} 为考虑产业发展、政策调控等其他*m*项影响因素条件下的基础电量变化

量，是根据该项因素对基础用电量进行的定量调整； $k_A(t)$ 为基础用电量能效系数，随时间 t 变化能效提高， $k_A(t)$ 逐渐变小，以下能效系数变化趋势相同； $C_{i1} \sim C_{in}$ 为第 i 国不同产业历史用电量与各产业GDP的对数拟合系数； C_i 和 C 为各国居民生活用电量与人口的对数拟合系数。

各国电能替代新增用电量 R_i 可用式（5）表示：

$$R_i = D_A + D_{EV} + D_{ET} + D_{HT} \quad (5)$$

式中： D_A 是该国供热及制冷电能替代新增用电量； D_{EV} 、 D_{ET} 、 D_{HT} 分别是电动乘用车、电动货运汽车、大型氢燃料货车制氢用电量。

在供热及制冷领域，新增用电需求分居民和服务业、工业进行预测：

$$D_A = (D_{RSN} \cdot P_{ERS} \cdot P_P / R_{CRS} + D_{IN} \cdot P_{EI} \cdot P_{GDP} / R_{CI}) \cdot k_A(t) \quad (6)$$

式中： D_{RSN} 和 D_{IN} 分别是欧洲居民和服务业、工业目前尚未电气化的供热及制冷需求； P_{ERS} 和 P_{EI} 分别是居民和服务业、工业新增供热及制冷需求中的电能占比； P_P 和 P_{GDP} 分别是该国人口占比和GDP占比； R_{CRS} 和 R_{CI} 分别是居民和服务业、工业供热及制冷转换率； $k_A(t)$ 是供热及制冷能效系数。

在交通领域，考虑乘用车、中小型货车直接采用电动汽车实现电能替代，大型货车主要是采用电解水制氢的大型氢燃料货车。

$$D_{EV} = N_{EV} \cdot L_{EV} \cdot R_{CEV} \cdot k_{EV}(t) \quad (7)$$

$$D_{ET} = N_{ET} \cdot P_{ET} \cdot R_{CET} \cdot k_{ET}(t) \quad (8)$$

$$D_{HT} = N_{HT} \cdot C_{HT} / V_H \cdot C_E \cdot k_{HT}(t) \quad (9)$$

式中： N_{EV} 、 N_{ET} 、 N_{HT} 分别是电动乘用车保有量、中小型货运汽车货运量、大型氢燃料货车货运量； L_{EV} 是单位车辆年均行驶里程； P_{ET} 是电能替代比例； R_{CEV} 、 R_{CET} 是转换率； C_{HT} 是大型氢燃料货车单位能耗； V_H 是氢气热值； C_E 是电制氢单位电耗； $k_{EV}(t)$ 、 $k_{ET}(t)$ 、 $k_{HT}(t)$ 分别是电动乘用车、中小型货运汽车、大型氢燃料货车能效系数。

各国大型数据中心新增用电量 D_i 可表示为

$$D_i = \left(\sum_p N_{ip} \cdot S_p \cdot C_s \right) \cdot k_{PUE}(t) \quad (10)$$

式中： N_{ip} 为该国各类大型数据中心数量； S_p 为第 p 类大型数据中心的机架规模； C_s 为单位机架电耗； $k_{PUE}(t)$ 为能效水平，是数据中心总设备能耗与IT设备能耗之比。

2.2 电源装机预测

根据消纳方式的不同，目前清洁能源发电的开发利用模式可分为2类：集中/分布式开发，区域内消纳^[26-27]；大规模集中式开发，跨区域送电与消纳^[28-30]。区域内消纳模式：优点是较少占用跨区输电通道、电网投资较小；缺点是受区域内清洁能源资源开发潜力、资源特性等限制，发电成本可能较高，且需要较多灵活性电源进行辅助，电源投资大。跨区域送电模式：优点是可以在更大范围内优先开发成本较低的清洁能源资源，且有助于实现各类清洁能源的互补互济；缺点是需要加强跨区输电通道以消除输电瓶颈，跨区电网投资较大。

在清洁能源资源评估基础上，为满足欧洲未来“清洁替代”需求，更好履行相关碳减排承诺，本文基于上述2类清洁能源资源开发利用模式，预测得到以下2种极限装机方案。

1) 本地消纳方案（local consumption scheme, LCS）。不对跨国跨洲输电通道进行新增或扩容，亦不考虑拆除现有跨国跨洲互联线路，在充分利用现有跨国跨洲互联线路的条件下，优先开发欧洲各国本地清洁能源资源，进行装机优化。在该方案下，欧洲各国之间、欧洲与亚非之间的电网互联容量最小、互联阻抗最大，所得装机方案成本较高。

2) 跨区域无约束交易方案（unconstrained trading scheme, UTS）。不考虑欧洲各国之间、欧洲与亚非之间的最大电力传输容量约束，优先开发欧洲及周边地区较为优质的清洁能源资源，进行装机优化。在该方案下，欧洲各国之间、欧洲与亚非电网之间形成一个类似于“铜盘”的内部传输容量无限大、阻抗为零、阻塞费用为零的整体，所得装机方案成本较低。

在上述2种方案中，采用如下方法进行电源装机优化。基于全寿命周期电源规划方法^[31]，碳排放作为约束条件之一，根据当前电源装机及发电量历史数据、电源开发潜力条件、能源供应能力、电力电量平衡、系统运行条件等，以电力供应总成本最小为目标，开展各国电源装机规划。电源规划目标函数为

$$\min \sum_{j=1}^N H_j = \sum_{j=1}^N \sum_{t=1}^T (\bar{I}_{ij} - \bar{S}_{jt} + \bar{F}_{jt} + \bar{M}_{jt} + \bar{O}_{jt}) \quad (11)$$

式中： H_j 为规划期 T 内 j 国电源装机总费用的现值； \bar{I}_{ij} 为初始投资费用； \bar{S}_{jt} 为投资折余； \bar{F}_{jt} 为燃料费； \bar{M}_{jt} 为运维费； \bar{O}_{jt} 为停电损失费； t 为计算时刻。此外，还要满足约束：

$$E_{\text{CO}_2} \leq E_{\text{CO}_2, \text{max}} \quad (12)$$

式中： E_{CO_2} 为该方案下的 CO_2 排放量； $E_{\text{CO}_2, \text{max}}$ 为满足全球温升不超过 2°C 目标的碳排放量上限。

$$E_{\text{CO}_2} = C_{\text{coal}} \cdot \eta_{\text{coal}} + C_{\text{oil}} \cdot \eta_{\text{oil}} + C_{\text{gas}} \cdot \eta_{\text{gas}} \quad (13)$$

式中： C_{coal} 、 C_{oil} 、 C_{gas} 分别为该方案下的煤炭、石油、天然气消费量； η_{coal} 、 η_{oil} 、 η_{gas} 分别为每消费单位煤炭、石油、天然气，所产生的 CO_2 排放量。为简化计算， $E_{\text{CO}_2, \text{max}}$ 可通过式(14)进行估算。

$$E_{\text{CO}_2, \text{max}} = E_{\text{total}} \cdot \beta_{\text{Eu}} \cdot \beta_{\text{El}} \quad (14)$$

式中： E_{total} 为水平年全球 CO_2 排放目标，通过联合国政府间气候变化专门委员会（Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC）相关建议^[32]确定； β_{Eu} 为区域 CO_2 分配系数，用于确定分配到欧洲的 CO_2 排放目标，可根据文献^[33]方法确定； β_{El} 为行业 CO_2 分配系数，用于确定分配到电力行业的 CO_2 排放目标，根据当前电力行业在全社会 CO_2 排放中的占比估算。

电源装机优化流程如图3所示。

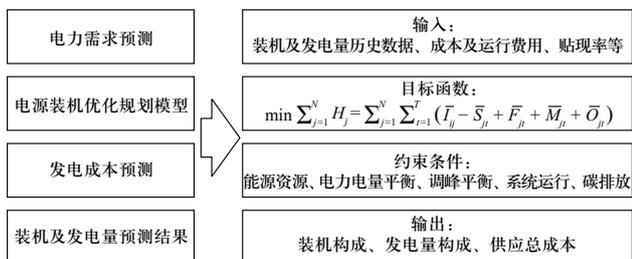


图3 电源装机优化流程图

Fig. 3 Optimal generation planning flowchart

上述2种装机方案分析的目的在于给出清洁替代趋势下未来欧洲电源发展的2个极限方向，因此在装机优化之前，给出了2种极限的网架作为先决条件。为获得实际可行的规划方案，需要进一步对电网的输电需求和电源装机方案进行优化。未来的实际装机方案将会介于LCS与UTS方案之间。

3 跨国电力互联通道研究

3.1 跨国输电通道需求分析

如果未来欧洲完全采用LCS方案，则欧洲各国之间、欧洲与亚非之间的电力贸易将会在很大程度上受限，根据经济学理论，这无疑将推高欧洲整体边际电价，使得购电者的利益受损。此外，部分价格低廉、资源优质的清洁能源无法得到有效开发，各种清洁能

源在时间与空间上的互补互济效果难以得到充分发挥，将造成清洁能源资源的巨大浪费。因此，需要对未来欧洲电力系统的新增输电需求进行分析。

本文计及LCS和UTS这两种方案特点，以Zonal模型为基础，利用逐步扩展法分析“两个替代”趋势下欧洲电网未来的跨国输电需求及相应装机方案。如图4所示，Zonal模型是一种简化的、可用于生产模拟与市场仿真的电力系统分析模型。该模型主要由2部分构成：第1部分为区域（Zone），其中包含了该区域各水平年8760 h电力负荷曲线、各类型电源装机容量与出力特性、燃料价格等信息，区域内部阻抗为零；第2部分为区域连接线（Zonal Link），规定了各区域之间正反向传输容量、输电费用和损耗，可用于模拟各区域之间的输电通道。在仿真过程中，各区域内部电价相同，各区域之间电价可以不同，此时能量从低电价区域向高电价区域流动。

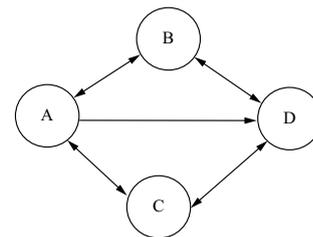


图4 Zonal模型示意图

Fig. 4 Illustration of Zonal model

本章具体分析步骤如下。

1) 将每个国家作为1个Zone，进行数据初始化。各Zone内部的负荷采用2.1节数据，电源初始装机采用LCS方案中的装机。参考清洁能源跨区域UTS方案，建立相邻Zone之间的新增输电通道，默认传输容量为零；参考LCS方案，对现有输电通道的传输容量进行赋值。

2) 利用逐步扩展法进行输电通道分析与装机优化。逐次对各输电通道增加单位传输容量 ΔN_{TC} （如1万kW），进行装机优化，并计算输电工程成本增加量 ΔC_i ，与线路边际价值（输电容量增加 ΔN_{TC} 后，全社会用电成本减少量） ΔC_m 。在所有输电通道中，选取边际收益 $\Delta C_m - \Delta C_i > \Delta C_{\text{th}}$ 且 $(\Delta C_m - \Delta C_i)$ 最大的输电通道，其传输容量增加 ΔN_{TC} ，其中 ΔC_{th} 为线路边际收益阈值。

3) 重复步骤2)，直至对于所有输电通道， $\Delta C_m - \Delta C_i < \Delta C_{\text{th}}$ ，转入步骤4)。

4) 输出最终的Zonal模型。与初始Zonal模型相

比，传输容量增加的输电通道，即为系统输电需求需要加强的通道，最终的各种类型电源装机容量，即为对应该输电通道加强方案的电源装机方案。

输电通道需求分析流程如图5所示。

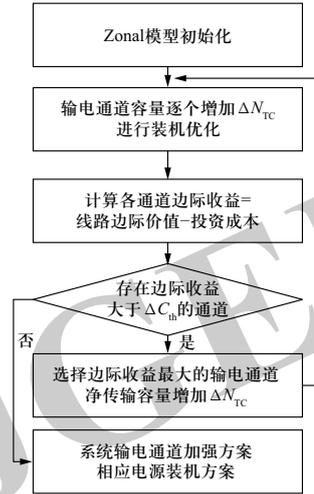


图5 输电通道需求分析示意图

Fig. 5 Illustration of transmission channel needs analysis

3.2 输电通道潜在输电项目成本效益评估

输电通道需求分析过程中，主要基于边际收益确定输电通道加强与否。但边际收益只是一个中间变量，随着输电通道传输容量的提升多呈现出递减趋势，难以反映在全部容量提升情况下，各输电通道中输电项目的建设优先顺序以及综合效益。为此，本文在输电通道需求分析基础上，通过对各输电项目的成本效益进行评估，确定其建设的优先程度。

首先计算接入单个输电项目后，整个系统的跨国互联水平提高、CO₂排放量降低、备用容量降低、弃风弃光量减少、电源投资降低等指标，其中跨国互联水平是指跨国互联线路最大交换功率占线路两端国家最大负荷的比重。之后利用TOPSIS方法，分4步对新增输电项目的成本效益进行评估。

第1步，构建效益指标加权数据向量。根据专家意见，确定不同效益指标的权重，可以得到各项目的加权数据向量：

$$V_i = \{w_1 r_{i1}, w_2 r_{i2}, \dots, w_s r_{is}\} = \{v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{is}\}, \quad i = 1, \dots, n \quad (15)$$

式中： r_{ij} 是根据3.1节计算得到的系统输电需求，提出的第*i*个输电项目的第*j*个效益指标， $j=1, \dots, s$ ； w_j 是第*j*个指标的权重，可根据专家意见确定； n 和*s*分别为输电项目数量、指标数量。

第2步，构建理想指标集。在现状电网基础上，叠加3.1节系统输电需求加强方案，计算加权后整个系统的各项效益指标，作为正向理想指标 V^+ ；基于当前网架计算系统的各项效益指标，得到负向理想指标 V^- 。

$$V^+ = \{v_1^+, v_2^+, \dots, v_s^+\} \quad (16)$$

$$V^- = \{v_1^-, v_2^-, \dots, v_s^-\} \quad (17)$$

第3步，计算输电项目综合效益指标。通过计算输电项目的评估指标向量与理想指标向量之间的距离，可以得到各输电项目与输电需求加强方案之间的贴进度，并以此作为该输电项目的综合效益指标。

$$D_i^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^s (v_{ij} - v_j^+)^2}, \quad D_i^- = \sqrt{\sum_{j=1}^s (v_{ij} - v_j^-)^2} \quad (18)$$

$$B_i = D_i^- / (D_i^- + D_i^+) \in [0, 1], (1 \leq i \leq n) \quad (19)$$

式中： D_i^+ 和 D_i^- 分别为第*i*个输电项目的评估指标向量与正向理想指标向量、负向理想指标向量之间的欧氏距离； B_i 为第*i*个输电项目与理想输电加强方案之间的贴进度，即其综合效益指标， B_i 越大，综合效益越好。

第4步，计算输电项目的益本比（效益与成本之比）。益本比越大，说明该输电项目的优势越大。

$$R_i = B_i / C_i, (1 \leq i \leq n) \quad (20)$$

式中： R_i 为第*i*个输电项目的益本比； C_i 为第*i*个输电项目的总成本，包括投资成本和运维成本等。为方便对比，可将不同输电项目的益本比进行归一化之后排序。

4 结果分析

4.1 电力需求预测结果

在电力需求预测过程中，部分电能替代参数作如下考虑：2035年、2050年欧洲居民、服务业新增供热/制冷需求的电能占比为40%~50%、60%~70%，工业新增供热/制冷需求的电能占比为20%~25%、30%~35%；电动乘用车占比从2015年的0.5%增长至2035年的45%、2050年的90%，保有量2050年增长至3.3亿辆，平均转化率为0.2 kWh/km^[34]。

供热/制冷、交通领域电能替代是驱动欧洲电力需求增长的主要动力。基于用热/用冷需求的增长，同时考虑热泵等供热/制冷技术广泛应用带来的能效提高，预计2035年、2050年供热/制冷领域新增用电需求分别为1.26万亿kWh和1.66万亿kWh。交通领域，考虑乘用车、中小型货车直接采用电动汽车实现电能替代，

大型货车主要采用氢能汽车实现间接电能替代。预计交通领域2035年、2050年新增电力需求分别约3800亿kWh和8500亿kWh。2050年电动乘用车达到3.3亿辆，占汽车保有量比例达到90%。中小型电动货运汽车电能替代比例达到60%~75%。大型货运汽车电能替代比例达到其用能总量的15%。2035年、2050年，欧洲供热及制冷领域电能替代新增用电量、交通领域电能替代新增用电量分别如图6和图7所示。

根据大规模清洁能源情景下的预测结果，欧洲电力需求总量从2017年的4.8万亿kWh增加到2035年的

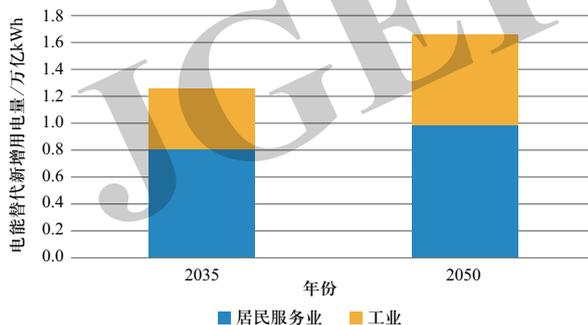


图6 欧洲供热及制冷领域电能替代新增用电量
Fig. 6 Additional electricity consumption of electricity replacement in Europe's heating and cooling sector

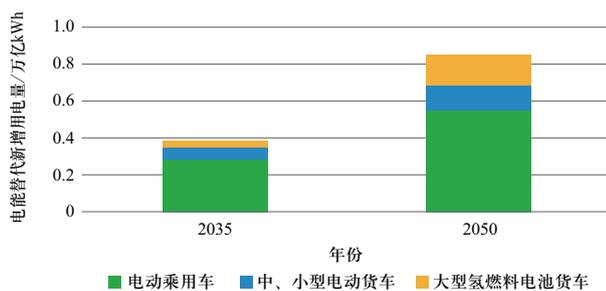


图7 欧洲交通领域电能替代新增用电量

Fig. 7 Additional electricity consumption of electricity replacement in Europe's transport sector

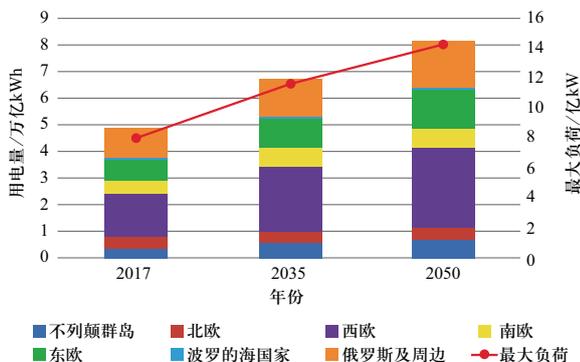


图8 欧洲电力需求预测结果

Fig. 8 Electricity consumption forecast in Europe

6.7万亿kWh和2050年的8.1万亿kWh，2017—2035年、2036—2050年年均增速分别约为1.8%和1.1%；最大负荷从2017年的8亿kW增加到2035年的11.6亿kW和2050年的14.2亿kW，如图8所示。

由图6、图7和图8可知，2017—2035年，预计欧洲电力需求增加1.9万亿kWh，其中电能替代等新增电力需求约1.6万亿kWh，占比84%，负荷自然增长带来的基础需求新增0.3万亿kWh，占比16%；2035—2050年，预计欧洲电力需求增加约1.4万亿kWh，其中电能替代等新增电力需求8700亿kWh，占比62%，基础需求新增5300亿kWh，占比38%。由上述结果可知，在该情景下，电能替代是推动欧洲未来用电需求增长的重要因素。

4.2 极限方案装机预测结果

基于电力需求预测结果，考虑清洁能源开发利用模式的不同以及碳排放约束，对LCS和UTS极限方案下的欧洲未来装机进行预测。以现状（2017年）和2050年数据为例，图9给出了未来2种极限方案下欧洲的电力装机结构。

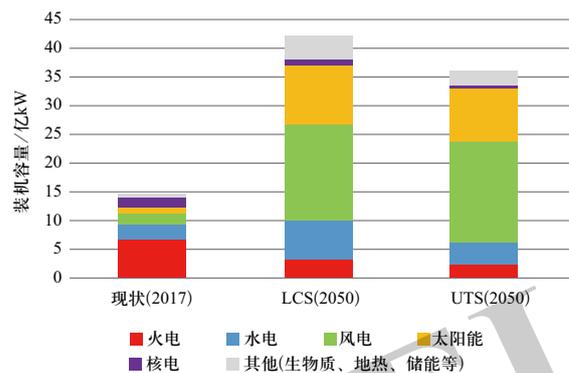


图9 不同方案下欧洲电力装机结构预测

Fig. 9 Projections of power source mix in Europe in different schemes

2017年欧洲总装机容量约14.6亿kW。预计到2050年，在LCS方案下，欧洲总装机容量约42.1亿kW，其中清洁能源装机占比92.4%；在UTS方案下，欧洲总装机容量约36.4亿kW，其中清洁能源装机占比93.4%。LCS方案下，由于欧洲各国之间以及欧洲与亚非之间的电力互联没有得到加强，新增的电力需求主要是以各国自平衡为主，各国负荷的互补性没有得到充分利用，各地区之间不同类型、或同类型不同禀赋的清洁能源互济也难以有效开发，因此整个电力系统需要更多的装机容量，如图9所示。2类极限装机方案下，清

清洁能源发电量占比都是91%左右，以满足相关碳减排约束，该比例为考虑了弃风弃光等之后清洁能源占实际利用发电量的比重。

参考彭博公司预测的2050年全球各地区不同类型电源度电成本和投资成本等数据（部分国家度电成本数据如图10所示），可以得到2种极限方案的电源投资与平均发电成本，如表2所示。

表 2 2种极限方案电源投资与发电成本对比

Table 2 Comparison of power source investments and average LCOE between two extreme schemes

参数	LCS	UTS
电源总投资/万亿美元	4.3	3.1
平均发电成本/(美分·(kWh) ⁻¹)	6.10	5.07

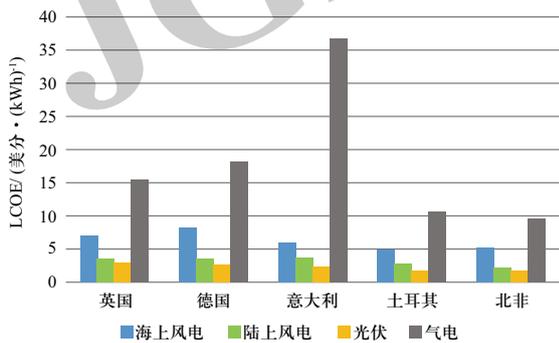


图 10 欧洲及周边部分国家度电成本预测结果（2050年）^[35]
Fig. 10 Forecasting results of LCOE for different power sources in some European and North-African countries

此外，在LCS方案下，部分资源禀赋较好的国家，清洁能源资源难以得到充分开发，而资源禀赋较差国家为满足本地电力需求及碳排放约束，不得不开发本地成本较高的清洁能源资源，而在UTS方案下，可以优先开发成本较低的清洁能源资源。因此，UTS方案的电源总投资和平均发电成本要低于LCS方案，如表2所示。但是，UTS方案中跨国电网投资相当于无穷大，因此只能作为电源装机的一种极限方案。具体可行的电源装机及输电通道加强方案，需要在此基础上利用3.1节方法开展进一步分析。

4.3 输电需求分析及装机优化结果

由3.1节分析方法，可得基于Zonal模型的远期欧洲输电通道加强方案以及相应的电源装机方案。根据输电需求与电源装机容量优化结果，欧洲2050年电源装机容量约38.2亿kW，其中清洁能源装机容量35.4亿kW，占比达到92.7%。风电、太阳能、水电装机容量分别为16.7亿kW、10.1亿kW和6.3亿kW，占比分别为

43.7%、26.4%和16.5%。

图11是与上述装机方案对应的欧洲2050年输电通道加强方案，其中线段仅表示输电通道，不代表具体输电路径。由图11可知，未来欧洲输电通道发展重点如下。①洲内：重点加强北欧至欧洲大陆、冰岛和不列颠群岛至欧洲大陆，以及欧洲大陆德法意等国之间的互联输电通道，汇集北海、波罗的海、挪威海、冰岛周边区域海上风电及北欧水电，将大规模清洁能源送至欧洲负荷中心消纳，实现各国间互补互济。②跨洲：跨地中海，经伊比利亚半岛、亚平宁半岛、巴尔干半岛加强欧非输电通道，接受北非清洁电力，实现北风南光互补；加强中亚、西亚入欧输电通道，实现亚欧跨时区、多类型清洁能源互补互济。

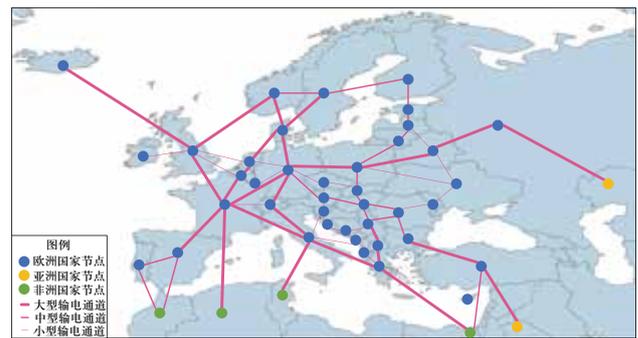


图 11 基于Zonal模型的欧洲输电通道加强方案（2050年）
Fig. 11 Scheme of transmission channel enhancement for European power grid by 2050 based on Zonal model

上述电源装机及与之对应的输电通道加强方案，可称为源网优化方案（power source and grid optimization scheme, PSGOS）。LCS、PSGOS、UTS方案的投资对比如表3所示。

表 3 2050年前各方案投资对比

Table 3 Comparison of investments of different schemes by 2050 万亿美元

参数	LCS	PSGOS	UTS
电源总投资	4.3	3.8	3.1
跨国电网投资	0	0.24	∞
国内电网投资	0.86	0.86	0.86
合计	5.16	4.9	∞

由于以国家为Zone的Zonal模型不对各国国内电网进行计算，本文参考欧洲各国最大电力负荷与电网规模之间的关系，利用负荷增量对各国国内电网新增投资进行估算。估算时参考欧洲及周边国家类似工程

造价情况,进行适当调整。欧洲各国国内交流电网投资测算参数如表4所示。

表4 欧洲各国国内交流电网投资测算参数

Table 4 Investment estimation parameters for AC grid in Europe

电压等级/kV	变电站/(美元·(kVA) ⁻¹)	线路/(万美元·km ⁻¹)
400	50	44
220及以下	59	36

由表3可知,2050年前,PSGOS方案预计新增电源投资3.8万亿美元,新增跨国跨洲电网投资约0.24万亿美元,新增国内电网投资约0.86万亿美元,新增总投资约4.9万亿美元,低于LCS和UTS方案。考虑欧洲各国平均国内输配电成本与跨国输电成本^[36],LCS、PSGOS、UTS方案的平均用电成本分别为7.32美分/kWh、

7.08美分/kWh、6.09美分/kWh,与LCS方案相比,PSGOS方案平均用电成本低0.24美分/kWh,年节约用电成本约199亿美元。UTS方案是一种类似于超导条件下的理想方案,其对应的跨国电网加强方案目前在技术和工程上难以实施。PSGOS方案是介于LCS和UTS这2种极限方案之间的一种较为经济的可行方案。

4.4 互联通道潜在输电项目成本效益评估结果

考虑欧洲输电需求分析结果,利用基于TOPSIS法的输电项目成本效益评估模型,对位于各互联通道上的潜在输电项目^[37]的益本比进行分析。各输电项目相关参数见表5,对各项目益本比进行归一化后的结果见表6。

表5 欧洲跨国互联通道潜在输电项目成本效益评估参数表(部分)

Table 5 Cost-benefit evaluation parameters of potential transmission projects in cross-border power interconnection channels

输电项目	输电项目投运后欧洲或各国电力系统效益指标变化量					成本指标	
	提高跨国互联水平/%	CO ₂ 排放量减少/万t	降低备用容量/万kW	弃风弃光量减少/亿kWh	减少电源投资/亿美元	建设成本/亿美元	运维成本/(亿美元·a ⁻¹)
摩洛哥—葡萄牙	9.6	181	210	50	1.86	12	0.30
英国—法国	3.0	566	600	294	5.70	24	0.60
法国—德国	2.8	50	640	52	6.20	25	0.63
挪威—丹麦—德国	4.4	969	625	479	5.95	41	1.03
突尼斯—意大利	8.3	363	560	254	5.46	43	1.08
挪威—英国	5.1	541	590	294	6.08	51	1.28
...

表6 潜在输电项目成本效益评估结果(部分)

Table 6 Cost-benefit evaluation results of potential transmission projects

编号	潜在输电项目名称	归一化益本比
1	法国—德国	1
2	英国—法国	0.96
3	摩洛哥—西班牙	0.72
4	摩洛哥—葡萄牙	0.67
5	突尼斯—意大利	0.56
6	挪威—丹麦—德国	0.53
7	挪威—英国	0.51
...

由表6可知,在洲内跨国互联方面,“法国—德国”“英国—法国”输电项目的益本比较高,这2个项

目的实施可以有效促进欧洲主要负荷中心法国、德国、英国之间的互补互济,有效降低系统备用容量,促进三国清洁能源消纳。此外,“挪威—英国”与“挪威—丹麦—德国”输电项目,可以就近将北欧水电和风电打捆送至欧洲负荷中心消纳,输电距离适中,发输电成本较低,因而具有较高的竞争力。跨洲互联方面,促进欧非互联的“摩洛哥—西班牙”“摩洛哥—葡萄牙”“突尼斯—意大利”输电项目益本比较高,建议优先进行开发,未来如果与上述欧洲洲内互联项目配合建设,可以实现欧非之间的北风南光互济。

5 总结

清洁替代与电能替代是未来能源电力发展的趋势。本文基于欧洲能源电力现状,考虑经济社会发

展、电能替代与能效提高、清洁能源资源禀赋等因素，对未来欧洲各国电力需求进行了预测，并对比了LCS方案和UTS方案2种极限方案下欧洲未来的装机预测结果，分析了大规模清洁能源互联互通可能带来的效益。最后，本文考虑输电成本效益，分析了大规模清洁能源情景下的欧洲输电通道加强需求，提出了经济较优且可行的PSGOS方案，以及欧洲成本效益较优的潜在输电项目。

随着“一带一路”建设的推进，中国能源电力企业及金融机构“走出去”的步伐逐渐加快，非洲、东欧、南欧、中亚等区域将成为需要关注的重点地区。本文研究思路及研究结果，可为中国企业海外投资建设及后续研究提供一定的参考。在后续研究中，将进一步完善碳排放指标分配及输电项目成本效益评估方法。

参考文献

- [1] 李明, 胡殿刚, 周有学. 基于“两个替代”战略的甘肃新能源就地消纳模式研究与实践[J]. 电网技术, 2016, 40(10): 2991-2997.
LI Ming, HU Diangang, ZHOU Youxue. Research and practice of renewable energy local consumption mode in Gansu Province based on “double alternative” strategy[J]. Power System Technology, 2016, 40(10): 2991-2997(in Chinese).
- [2] RINGEL M, KNODT M. The governance of the European Energy Union: Efficiency, effectiveness and acceptance of the Winter Package 2016[J]. Energy Policy, 2018, 112: 209-220.
- [3] Government of Germany. The Offshore Wind Energy Act [EB/OL]. (2017) [2020-07-14]. <https://www.iea.org/policies/6526-the-offshore-wind-energy-act-windseeg?country=United%20Kingdom%2CGermany&q=wind>.
- [4] Government of United Kingdom. Renewable Energy Strategy 2009[EB/OL].(2009)[2020-07-14]. <https://www.iea.org/policies/4891-renewable-energy-strategy-2009?country=United%20Kingdom&q=clean%20energy>.
- [5] Government of France. Law on Energy Transition for Green Growth[EB/OL]. (2015)[2020-07-14]. <https://www.iea.org/policies/8737-law-on-energy-transition-for-green-growth-ltecv?country=United%20Kingdom%2CFrance&q=clean%20energy&q=france>.
- [6] Government of Spain. Renewable Energy Plan 2011-2020[EB/OL]. (2011)[2020-07-14]. <https://www.iea.org/policies/5016-renewable-energy-plan-2011-2020?country=Spain&page=3>.
- [7] Government of Italy. National Energy Strategy[EB/OL]. (2013) [2020-07-14].<https://www.iea.org/policies/1322-national-energy-strategy?country=Italy&page=2&q=ital>.
- [8] ENTSO-E. Statistical factsheet 2018[R/OL]. (2019)[2020-07-14]. <https://www.entsoe.eu/publications/statistics-and-data/#statistical-factsheet>.
- [9] Heat Roadmap Europe. Heating and cooling facts and figures[R/OL]. (2017)[2020-07-14]. https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2019/03/Brochure_Heating-and-Cooling_web.pdf.
- [10] ARDELEAN M, MINNEBO P. A China-EU electricity transmission link: Assessment of potential connecting countries and routes[R/OL]. (2017)[2020-07-14]. <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/china-eu-electricity-transmission-link-assessment-potential-connecting-countries-and-routes>.
- [11] ENTSO-E. TYNDP 2018[R/OL]. (2018)[2020-07-14]. <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>.
- [12] EuroAfrica Interconnector. EuroAfrica project schedule[CP/OL]. (2020)[2020-07-14]. <https://www.euroafrica-interconnector.com/>.
- [13] RTE. Antares simulator[CP/OL]. (2020)[2020-07-14]. <https://antares-simulator.org/>.
- [14] HITACHI, ABB. GridView[CP/OL]. (2020)[2020-07-14]. <https://www.hitachiabb-powergrids.com/offering/product-and-system/enterprise/energy-portfolio-management/market-analysis/gridview>.
- [15] 崔腾斐. 考虑环境因素的铁路选线多目标决策系统研究[D]. 兰州: 兰州交通大学, 2013.
- [16] 艾亚迪, 魏传江, 马真臻. 基于AHP-熵权法的西安市水资源开发利用程度评价[J]. 水利水电科技进展, 2020, 40(2): 11-16.
AI Yadi, WEI Chuanjiang, MA Zhenzhen. Evaluation on water resources development and utilization degree based on AHP-entropy weight method[J]. Advances in Science and Technology of Water Resources, 2020, 40(2): 11-16(in Chinese).
- [17] AHI A, ARYANEZHAD M B, ASHTIANI B, et al. A novel approach to determine cell formation, intracellular machine layout and cell layout in the CMS problem based on TOPSIS method[J]. Computers & Operations Research, 2009, 36(5): 1478-1496.
- [18] 李隽, 宋福龙, 余潇潇. 全球能源互联网骨干网架规划研究[J]. 全球能源互联网, 2018, 1(5): 527-536.
LI Jun, SONG Fulong, YU Xiaoxiao. Research on global energy interconnection backbone grid planning[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2018, 1(5): 527-536(in Chinese).
- [19] 李隽, 申洪, 刘耀. 多节点多回路交直流混联大电网探讨[J]. 全球能源互联网, 2018, 1(增刊1): 269-274.
LI Jun, SHEN Hong, LIU Yao. Discussion on multi-node multi-circuit AC/DC hybrid grid[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2018, 1(Supplement 1): 269-274(in Chinese).
- [20] 肖晋宇, 张宇, 万磊, 等. 直流电网在全球能源互联网中的应用定位与案例研究[J]. 全球能源互联网, 2018, 1(1): 32-38.

- XIAO Jinyu, ZHANG Yu, WAN Lei, et al. Application of DC grid in global energy interconnection and case study[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2018, 1(1): 32-38(in Chinese).
- [21] 刘耀, 吴佳玮, 肖晋宇, 等. 有源型柔性直流输电技术在全球能源互联网背景下的应用研究[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(2): 107-116.
- LIU Yao, WU Jiawei, XIAO Jinyu, et al. Application of active MMC-HVDC in the background of global energy interconnection[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(2): 107-116(in Chinese).
- [22] 谭新, 刘昌义, 陈星, 等. 跨国电网互联情景下的碳流及碳减排效益研究: 以非洲能源互联网为例[J]. 全球能源互联网, 2019, 2(3): 210-217.
- TAN Xin, LIU Changyi, CHEN Xing, et al. Carbon flow and emission reduction benefits based on grid interconnection: a case study on Africa energy interconnection[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2019, 2(3): 210-217(in Chinese).
- [23] 侯方心, 张士宁, 赵子健, 等. 实现《巴黎协定》目标下的全球能源互联网情景展望分析[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(1): 34-43.
- HOU Fangxin, ZHANG Shining, ZHAO Zijian, et al. Global energy interconnection scenario outlook and analysis in the context of achieving the Paris Agreement goals[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(1): 34-43(in Chinese).
- [24] 张士宁, 马志远, 杨方, 等. 全球可再生能源发电减排技术及投资减排成效评估分析[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(4): 328-338.
- ZHANG Shining, MA Zhiyuan, YANG Fang, et al. Assessment of carbon emission reduction and costs of global renewable energy investment[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(4): 328-338(in Chinese).
- [25] 汪晓露, 李娜娜, 谢国辉. 非洲新能源发电成本测算及非欧联网输电经济性分析[J]. 全球能源互联网, 2018, 1(1): 81-86.
- WANG Xiaolu, LI Nana, XIE Guohui. Economic analysis of renewable energy generation and transcontinental transmission for Africa-Europe[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2018, 1(1): 81-86(in Chinese).
- [26] 练依情, 袁智勇, 雷金勇, 等. 分散式风电接入在不同场景下对配电网的影响[J]. 中国电力, 2020, 53(4): 49-58.
- LIAN Yiqing, YUAN Zhiyong, LEI Jinyong, et al. Impact of dispersed wind farm integration on distributed network in different scenarios[J]. Electric Power, 2020, 53(4): 49-58(in Chinese).
- [27] 韩冬, 李孟瞳, 严正. 用户侧分布式光伏技术扩散能力评估方法[J/OL]. 中国电机工程学报, (2020-03-31) [2020-06-01]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20200330.1229.006.html>.
- [28] 王辉, 陈波波, 廖昆. 基于低碳激励型出清的跨省区发电权交易双层优化模型[J]. 可再生能源, 2019, 37(12): 1842-1849.
- WANG Hui, CHEN Bobo, LIAO Kun. Bi-optimal model for trans-provincial power generation trading based on low-carbon incentive clearing method[J]. Renewable Energy Resources, 2019, 37(12): 1842-1849(in Chinese).
- [29] 邓振辰, 谢越韬, 肖晋宇, 等. 大规模水光互补远距离外送工程经济性研究与案例分析[J]. 水力发电, 2019, 45(12): 105-108.
- DENG Zhenchen, XIE Yuetao, XIAO Jinyu, et al. Economic research and case analyses of large-scale hydro-photovoltaic hybrid power generation project including long-distance power transmission[J]. Water Power, 2019, 45(12): 105-108(in Chinese).
- [30] 董存, 梁志峰, 礼晓飞, 等. 跨区特高压直流外送优化提升新能源消纳能力研究[J]. 中国电力, 2019, 52(4): 41-50.
- DONG Cun, LIANG Zhifeng, LI Xiaofei, et al. Study on power optimization of the trans-regional UHVDC delivery channels in promoting renewable energy accommodation capacity[J]. Electric Power, 2019, 52(4): 41-50(in Chinese).
- [31] 国网北京经济技术研究院. 电网规划设计手册[M]. 北京: 中国电力出版社, 2015: 374.
- [32] Intergovernmental Panel on Climate Change. Fifth assessment report[EB/OL].(2014)[2020-07-14].<https://www.ipcc.ch/report/ar5/syr>.
- [33] 许志元. 碳强度指标分解研究[J]. 低碳世界, 2016(5): 212-213.
- [34] ENTSO-E, EDF, Terna, et al. E-Highway 2050 D2.1 Data sets of scenarios for 2050[R]. 2015.
- [35] Bloomberg New Energy Finance. 1H 2018 LCOE update global: Bulk generation, dispatchable power and flexibility[R]. 2018.
- [36] ENTSO-E. Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2018[EB/OL]. (2018)[2020-07-14]. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/mc-documents/TTO_Synthesis_2018.pdf.
- [37] 全球能源互联网发展合作组织. 欧洲能源互联网研究与展望[M]. 北京: 中国电力出版社, 2019: 103.

收稿日期: 2020-06-08; 修回日期: 2020-08-26。



赵腾

作者简介:

赵腾(1990), 男, 博士, 研究方向为电力系统规划、大数据在智能电网中的应用。通信作者, E-mail: teng-zhao@geidco.org。

邬炜(1977), 女, 高级工程师, 研究方向为电力系统规划, E-mail: wei-wu@geidco.org。

李隽(1972), 女, 教授级高工, 研究方向为电力系统规划、特高压交直流输电关键技术等, E-mail: jun-li@geidco.org。

(责任编辑 李锡)