

电力

投资建议： 强于大市（首次）

上次建议：

丹麦和德国新能源变迁对我国借鉴意义

欧洲能源转型促新能源规模提升

欧洲经历四轮能源改革方案促欧洲新能源装机规模、发电量提升，2030清洁能源目标占比45%。丹麦国家规划持续推进，2022年丹麦风电+光伏发电量占比达60.81%，支撑丹麦用电需求。德国可再生能源法逐年更新，2022年新能源（风电+光伏）发电量占比达32.98%。

欧洲电力市场完善，电力商品属性突出

欧洲依托跨国双边物理合约、日前市场、日内市场、辅助服务与平衡市场等建立了统一电力市场。2014、2018年欧洲大部分国家陆续完成日前市场联合交易、日内市场联合交易，居民电价企稳稳定在0.130 EUR/kWh左右，2021年后随天然气价格等燃料价格上升，居民端平均电价上涨到0.234 EUR/kWh左右。

丹麦德国电价随新能源如何变化？

新能源电量渗透率提升带动批发侧电价下行，丹麦2010年-2017年，风光发电量占比20.1%提升到50%，日前电价降低了35.3%。德国2010-2017年风光发电量占比由8.1%提升到22.5%，提升14.4pct，日前电价算术平均值则降低23.1%。

为何欧洲批发侧电价降低，但居民用电成本增加？

丹麦在2008-2015年间，日前电价下降59.42%，居民侧用电电价则上涨了12.73%，德国在2011-2016年前，日前电价下降37.73%，但居民侧用电电价上涨了1.05%。我们认为新能源电量占比提升后电网投资需要增加，辅助服务费用成本、环境溢价、税金提升等均向用户侧传导。

对我国借鉴意义：基建+机制应当完善

2023年中国可再生能源发电量占比约30%，面临可再生能源造成电力流动模式变化、电网供电稳定能力等问题。**基建方面：**特高压应加速建设，完善省间电力传输网络；灵活性改造应加速，满足风光波动性。**机制方面：**辅助服务市场需加速建设，调动灵活性资源积极性，绿电消费鼓励提升绿电溢价应向下游传导。

投资建议：关注电改和电力资产重估受益方向

火电板块：电改后火电综合收益有望提升，建议关注华能国际、浙能电力、皖能电力等。**水电板块：**厄尔尼诺气候促来水较好提振业绩，高分红、高股息提振防守属性，建议关注长江电力等。**新能源运营商：**成本下行促机组收益率提升，环境溢价有望体现，如三峡能源、江苏新能等。**核电板块：**2023年内核准10台机组持续高成长性，稳定分红提升防御属性，建议关注中国核电、中国广核

风险提示：1) 新能源建设不及预期，2) 绿电补贴发放不及预期，3) 灵活性改造建设不及预期

相对大盘走势



作者

分析师：贺朝晖

执业证书编号：S0590521100002

邮箱：hezhaoh@glsc.com.cn

相关报告

正文目录

1. 欧洲能源转型促新能源规模提升.....	3
1.1 欧盟：能源转型加速推进，四代能源改革方案推进.....	3
1.2 丹麦：国家规划持续推进，风电资源禀赋较强.....	4
1.3 德国：不断健全法律体系，激发市场活力.....	7
2. 新能源发电量提升后如何影响丹麦、德国电价？.....	8
2.1 欧洲电力市场逐步完善，电力商品属性突出.....	8
2.2 丹麦、德国电价随新能源如何变化？.....	12
3. 对我国新能源借鉴意义.....	13
3.1 电量：消纳绿电、系统灵活性调节问题.....	13
3.2 电价：批发侧成本降低但用电成本增加.....	14
3.3 对国内启示：基建+机制完善.....	15
4. 投资建议：关注电改和电力资产重估受益方向.....	18
5. 风险提示.....	18

图表目录

图表 1：欧洲能源政策 4 代改革.....	3
图表 2：从绿色新政到 REPowerEU 看欧盟绿政演变情况.....	4
图表 3：2022 年丹麦各类型电源装机规模占比.....	5
图表 4：2022 年丹麦各类型电源发电量占比.....	5
图表 5：丹麦新能源相关政策及影响.....	5
图表 6：2022 年全球十大风电整机出货量（GW）.....	6
图表 7：丹麦电网与周围国家互联情况（2017 年）.....	6
图表 8：2022 年丹麦各类型电源装机规模占比.....	7
图表 9：2022 年德国各类型电源发电量占比.....	7
图表 10：德国电力市场调度顺序.....	7
图表 11：德国新能源相关政策及影响.....	8
图表 12：欧洲统一电力市场框架示意图.....	9
图表 13：不考虑阻塞时市场耦合示意图.....	9
图表 14：2000-2022 年欧洲各类电源发电量（TWh）.....	10
图表 15：2008-2021 欧洲家庭用电价格变化趋势（不含税，EUR/MWh）.....	11
图表 16：2022 年至今欧洲部分地区日前电价（EUR/MWh）.....	11
图表 17：欧洲电价与天然气价格走势.....	12
图表 18：欧洲电价与煤价价格走势.....	12
图表 19：2008-2022 年丹麦日前电价与风光发电量之间关系.....	12
图表 20：2008-2022 年德国日前电价与风光发电量之间关系.....	13
图表 21：可再生能源整合不同阶段的特征和关键转型挑战.....	14
图表 22：丹麦不同时期主要灵活性措施.....	14
图表 23：丹麦日前市场电价和家庭用电价格趋势.....	15
图表 24：德国日前市场电价和家庭用电价格趋势.....	15
图表 25：2021 年德国居民电价拆分.....	15
图表 26：2012-2021 年德国各类费用绝对值变化（ct/kWh）.....	15
图表 27：丹麦（DK）、德国（DE）火电发电厂的典型灵活性参数.....	16
图表 28：2023 上半年我国辅助服务费用情况.....	16
图表 29：美国/英国市场情况.....	16
图表 30：当前绿电市场面临问题及解决方式.....	17
图表 31：2022-2023 年 12 月全国绿电交易规模（亿千瓦时）.....	17

1. 欧洲能源转型促新能源规模提升

1.1 欧盟：能源转型加速推进，四代能源改革方案推进

欧盟能源政策驱动力主要为两点，1) 环保角度，降低欧洲温室气体排放，完成长期气候目标，2) 能源转型，清洁能源代替化石能源，降低对外依赖度。欧盟能源市场经历4轮立法，陆续出台“能源改革方案”，提高欧盟能源市场的功能，解决能源结构问题。

图表1：欧洲能源政策4代改革

第一代能源改革方案（1990）

1996年响应96/92指令，多国、电力公司分拆发电、输电和配售电业务，成立电力传输协调联盟（UCTE），欧洲电网互通初具规模。

第二代能源改革方案（2000-2009）

2006年开始制定战略能源计划，加速欧盟从传统能源向清洁能源转型。
2007年欧盟理事会提出到2020年温室气体排放至少比1990年的排放水平减少20%；可再生能源占比至少达到20%。

第三代能源改革方案（2009-2018）

2011年欧盟发布《能源路线图2050》，提出到2050年实现欧盟经济“去碳化”达到1990年的80%~95%。
2018年6月，欧盟更新了气候与能源框架协议，将可再生能源占能源消费比例的目标定在32%。

第四代能源改革方案（2019年至今）

2019年12月，欧盟公布《European Green Deal》，成为欧盟实现2050碳中和目标的顶层战略。
2020年2月，欧盟委员会提案《欧洲气候法案》，在2050年实现碳中和。
2021年7月，出台“Fit for 55”是通过一揽子计划达成2030年减排目标，将“绿色协议”中的倡议转化为法律。
2022年2月，俄乌冲突发生后，制定“REPowerEU”计划。

资料来源：Danish Energy Agency, IEA, European Commission, 国联证券研究所

➤ 第一代能源改革方案，1990年左右

20世纪90年代左右，欧盟制定了第一代能源改革方案，解决能源部分（电力和天然气）的分拆问题。欧洲1996年响应96/92指令，许多国家和电力公司分拆发电、输电和配售电业务，成立电力传输协调联盟（UCTE），欧洲电网互通初具规模。

➤ 第二代能源改革方案，2000-2009年

2000年初，欧盟制定了第二代改革方案，促进可再生能源发展和跨区电力交易。

欧盟委员会在 2006 年开始制定战略能源计划 (SET Plan)，加速欧盟从传统能源向清洁能源转型。2007 年 3 月，欧盟理事会提出到 2020 年温室气体排放至少比 1990 年的排放水平减少 20%；可再生能源占比至少达到 20%。

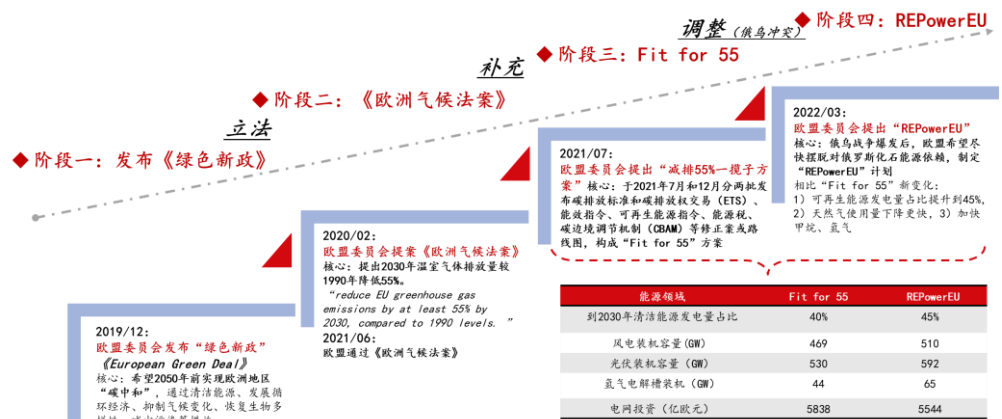
➤ 第三代能源改革方案，2009 年-2018 年

2009 年底，欧盟制定了第三代能源改革方案，为欧盟内部电力和天然气市场制定规则，如跨区电力交易准入条件等。2011 年欧盟发布《能源路线图 2050》，提出到 2050 年实现欧盟经济“去碳化”达到 1990 年的 80%~95%。2018 年 6 月，欧盟更新了气候与能源框架协议，将可再生能源占能源消费比例的目标定在 32%。

➤ 第四代能源改革方案，2019 年至今

2019 年 12 月，欧盟委员会公布《European Green Deal》，该政策是欧盟实现 2050 碳中和目标的顶层战略。2020 年 2 月，欧盟委员会提案《欧洲气候法案》，该法案于 2021 年 6 月通过，确定将欧盟碳排放目标设定为 2030 年减少到 1990 年水平的 55%，在 2050 年实现碳中和。2021 年 7 月，出台“Fit for 55”是通过一揽子计划达成 2030 年减排目标，将“绿色协议”中的倡议转化为法律。2022 年 2 月，俄乌冲突发生后，制定“REPowerEU”计划，想要尽快实现对俄能源脱钩，同时欧盟为加速转型。

图表2：从绿色新政到 REPowerEU 看欧盟绿政演变情况

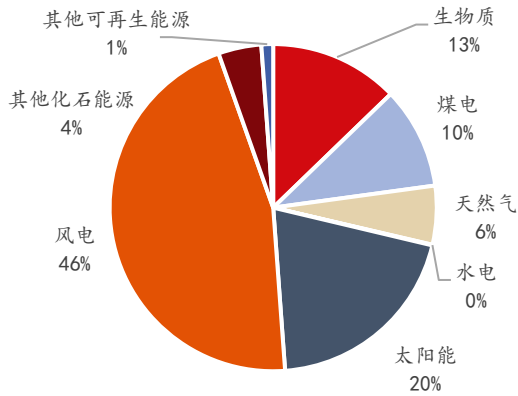


资料来源：European Commission, 国联证券研究所

1.2 丹麦：国家规划持续推进，风电资源禀赋较强

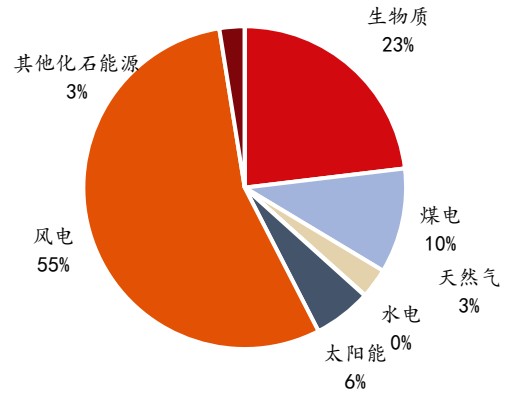
2022 年丹麦新能源装机占比 65.9%，新能源发电量占比 60.8%。从装机规模来看，2022 年丹麦风电装机 7.09 GW，光伏装机 3.12 GW，仅考虑新能源（风电+光伏）装机占比达 65.87%。从发电量角度来看，2022 年丹麦风电发电量 18.94 TWh，光伏发电量 1.99 TWh，仅考虑新能源（风电+光伏）发电量占比达 60.81%，风电+光伏支撑丹麦用电需求。

图表3：2022年丹麦各类型电源装机规模占比



资料来源：EMBR，国联证券研究所

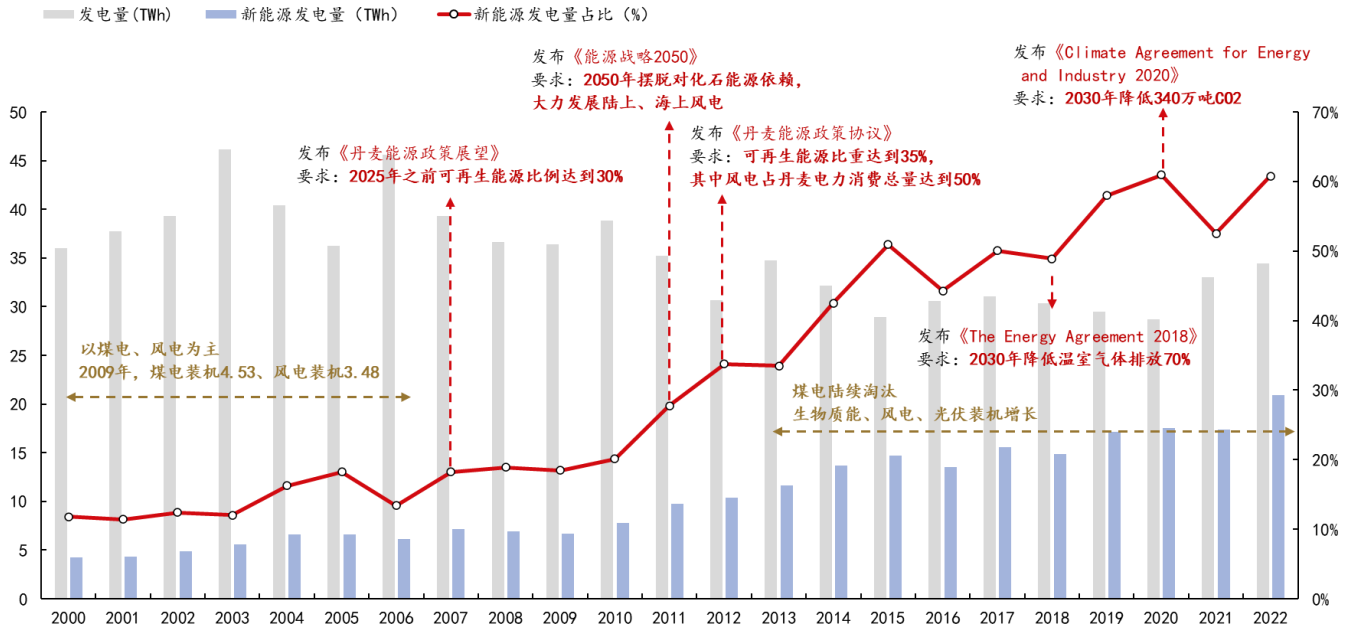
图表4：2022年丹麦各类型电源发电量占比



资料来源：EMBR，国联证券研究所

国家规划持续推进，限制旧能源+补贴新能源。从1980年开始，丹麦依托自身资源优势，发展风电、生物质能为主的可再生能源。2007年发布《丹麦能源政策展望》，要求2025年之前可再生能源比例达到30%；2011年发布《能源战略2050》，要求2050年摆脱对化石能源依赖，大力发展陆上、海上风电；2012年发布《丹麦能源政策协议》，上调可再生能源比例至35%，并且规定风电占丹麦电力总消费量达50%等。受到丹麦本国转型目标不断提高+欧洲整体政策影响，丹麦依托本地资源，2021年后能源转型进程加速。

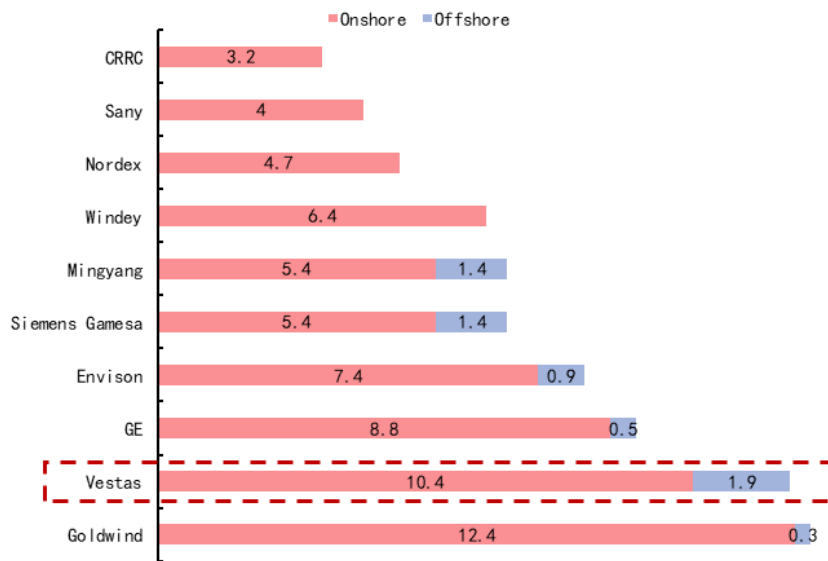
图表5：丹麦新能源相关政策及影响



资料来源：ifind，国联证券研究所

风电产业优势，Vestas全球出货量居于前列。1980年开始丹麦发展风电和生物质能，充分利用生物质能发展热电联产和集中供热，风电方面，Vestas总部位于丹麦奥胡斯。依据Bloomberg数据，2022年Vestas风电整机制造量为12.3GW，其中陆上风电新增制造10.4GW，海上风电新增制造1.9GW，全球排名第二。

图表6：2022 年全球十大风电整机出货量（GW）



资料来源：BloombergNEF，国联证券研究所

欧盟跨国电力互联程度高，丹麦参与北欧电力市场出清新能源电力。丹麦电网分为东部电网（西兰岛,DK2）和西部电网（日德兰岛与菲英岛, DK1）两部分。交流电网方面，东部电网与瑞典交流连接，融入北欧电网；西部电网与德国交流连接，融入欧洲中部电网。直流电网方面，东部电网与德国直流连接，西部电网与挪威直流连接，东部电网与西部电网之间通过 1 条 400kv 直流线路连接。欧洲大陆形成同步电网，满足跨国电力互联物理条件；欧洲统一电力市场也促进各国电力日前市场联合出清，促进新能源消纳。

图表7：丹麦电网与周围国家互联情况（2017 年）

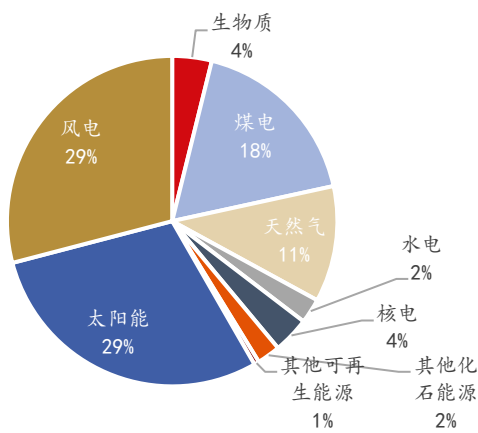


资料来源：《丹麦新能源参与电力市场机制及对中国的启示》王彩霞，国联证券研究所

1.3 德国：不断健全法律体系，激发市场活力

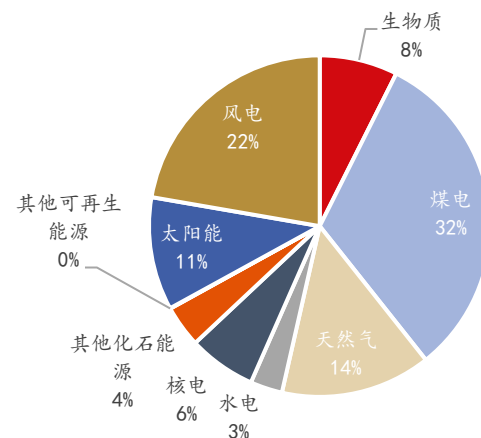
2022 年德国新能源装机占比 58.3%，新能源发电量占比 32.98%。从装机规模来看，截至 2022 年底，德国风电装机 66.29 GW，光伏装机 66.66 GW，仅考虑新能源（风电+光伏）装机占比达 58.3%。从发电量角度来看，2022 年德国风电发电量 124.89 TWh，光伏发电量 60.01 TWh，仅考虑新能源（风电+光伏）发电量占比达 32.98%，风电+光伏支撑德国用电需求。

图表8：2022 年丹麦各类型电源装机规模占比



资料来源：EMBR，国联证券研究所

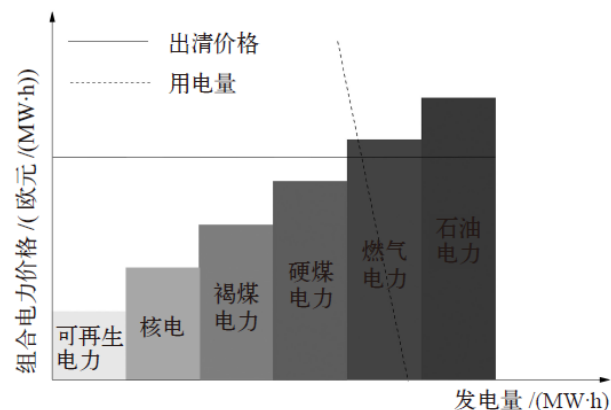
图表9：2022 年德国各类型电源发电量占比



资料来源：EMBR，国联证券研究所

激发电力商品属性。德国日前市场竞争机制依据用电需求统一出清，按照边际成本排序，其中可再生能源发电的边际成本较低，核电较低，煤电、燃气发电成本较高，这些成本最终通过可再生能源附加税（EEG）的方式向用户侧传导，既提高了可再生能源企业积极性，也促进燃煤、燃气电厂依据风光情况主动提升灵活性调节能力。

图表10：德国电力市场调度顺序

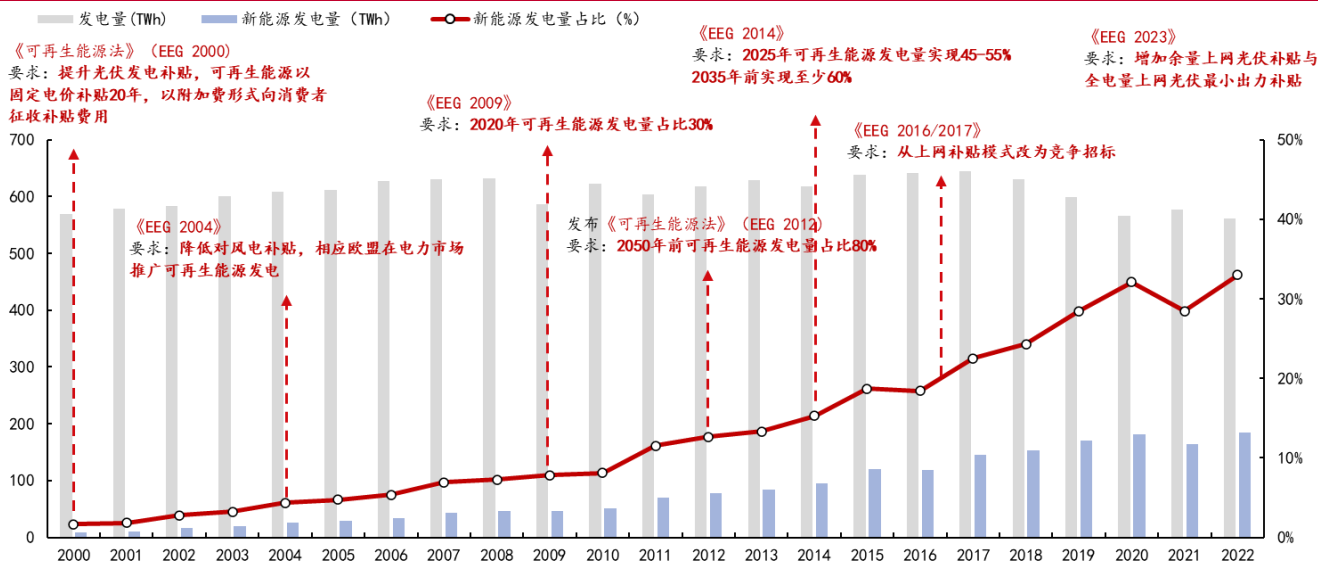


资料来源：《德国能源转型进程及对中国的启示》李品等，国联证券研究所

健全法律体系。1991 年德国制定《电力输送法》，规定电力公司有义务溢价收

购可再生能源电力。2008 年可再生能源法修订版，规定 2020 年将可再生能源发电量占比提高到 30%。《EEG 2014》提出 2025 年实现 45%至 55%的可再生能源发电量，到 2035 年实现至少 60%的可再生能源发电量。同时陆续更迭可再生能源电价政策，从上网电价补贴模式改为竞争招标模式，提升可再生能源市场化水平。德国通过调整可再生能源法，灵活调整电价政策、更新可再生能源占比目标，促进能源结构转型。

图表11：德国新能源相关政策及影响



资料来源：EMBR, BMWK, 国际能源网, 国联证券研究所

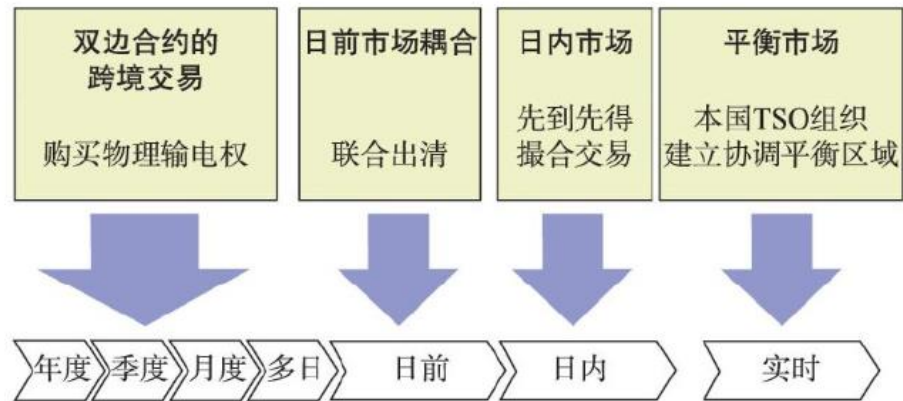
2. 新能源发电量提升后如何影响丹麦、德国电价？

2.1 欧洲电力市场逐步完善，电力商品属性突出

欧洲统一电力市场形成，电力的商品价值凸显。欧洲统一电力市场经历了从单一国家到跨国区域市场，从中长期、短期合同到日前、日内交易等分阶段推进的过程。从1986年《单一欧洲法案》的签署，初步形成了欧盟统一能源市场的设想。欧洲于1996、2003、2009年颁布了3项电力改革法案，要求各国开放电力用户选择权，完全开放电力市场等。目前北欧电力市场交易中心与调度机构分离，调度机构由电网内部管理，输电网运营商（TSO）负责电力系统的运营，电力交易中心（Nord Pool、EPEX SPOT、EXX等）负责市场运营。

目前欧洲统一电力市场建设包括跨国双边物理合约、日前市场、日内市场、辅助服务与平衡市场。同时欧盟建立了跨国输电通道的阻塞管理与容量分配机制，促进跨国输电通道高效利用。

图表12：欧洲统一电力市场框架示意图

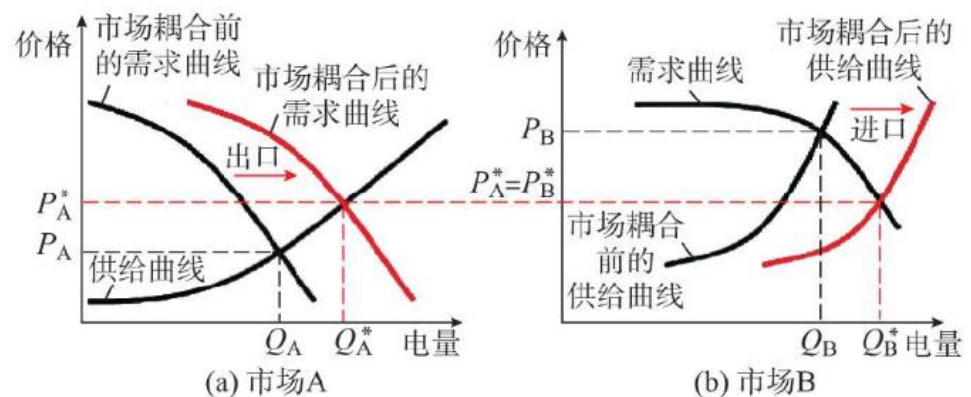


资料来源：《欧洲统一电力市场建设及对中国电力市场模式的启示》李竹等，国联证券研究所

从时间尺度来看，可以分为中长期市场、日前市场、日内市场和实时平衡市场，多种时间尺度市场互补完成电力交易。中长期市场以电力长协（年度、月度、多日）价格为基准，由各地电力交易所进行交易，为主要交易形式。欧洲现货市场（日前市场、日内市场）大部分国家均启动耦合运行，通过算法同步所有的电力交易所，匹配不同地区供需情况。

欧洲日前市场耦合：由 TSO 向电力交易机构发布跨境传输通道的可用传输容量（ATC），市场 A 和市场 B 的成员各自报价，使用该传输容量作为约束进行统一优化出清，得到各自市场的成交电量及价格。

图表13：不考虑阻塞时市场耦合示意图

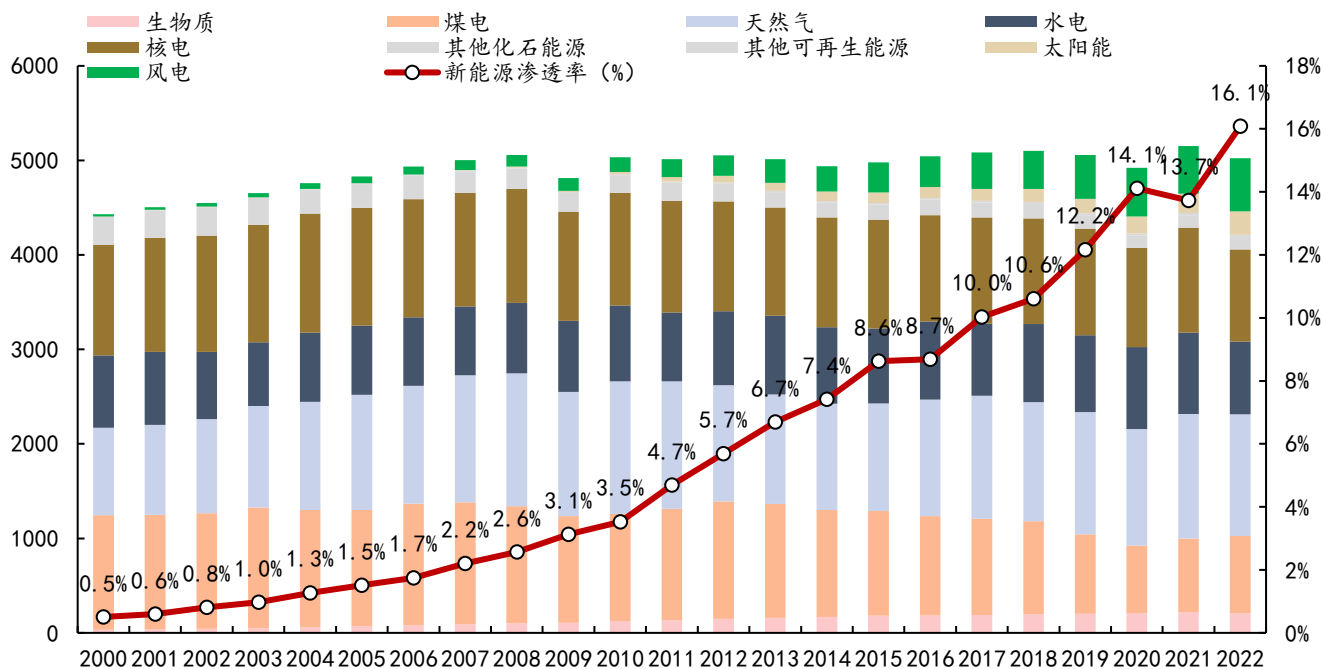


资料来源：《欧洲统一电力市场建设及对中国电力市场模式的启示》李竹等，国联证券研究所

新能源发电量逐年提升，2022 欧洲新能源发电量渗透率达到 16.08%。欧洲新能源发电量渗透率由 2000 年 0.5% 提升至 2022 年的 16.1%，增长了 15.6pct，提升迅速。以 2022 年角度来看，煤电/天然气/水电/核电/风电/光伏发电量占比分别为 16.3%/25.6%/15.3%/19.4%/11.2%/4.9%。由于欧洲电力市场化程度较高，欧洲电力市场批发侧边际定价，电价从最低价格到最高价格依次竞标，因此需要考虑新能源

发电量占比影响，新能源边际成本报价相对较低，新能源发电量占比较高后报价情况会影响结算电价。

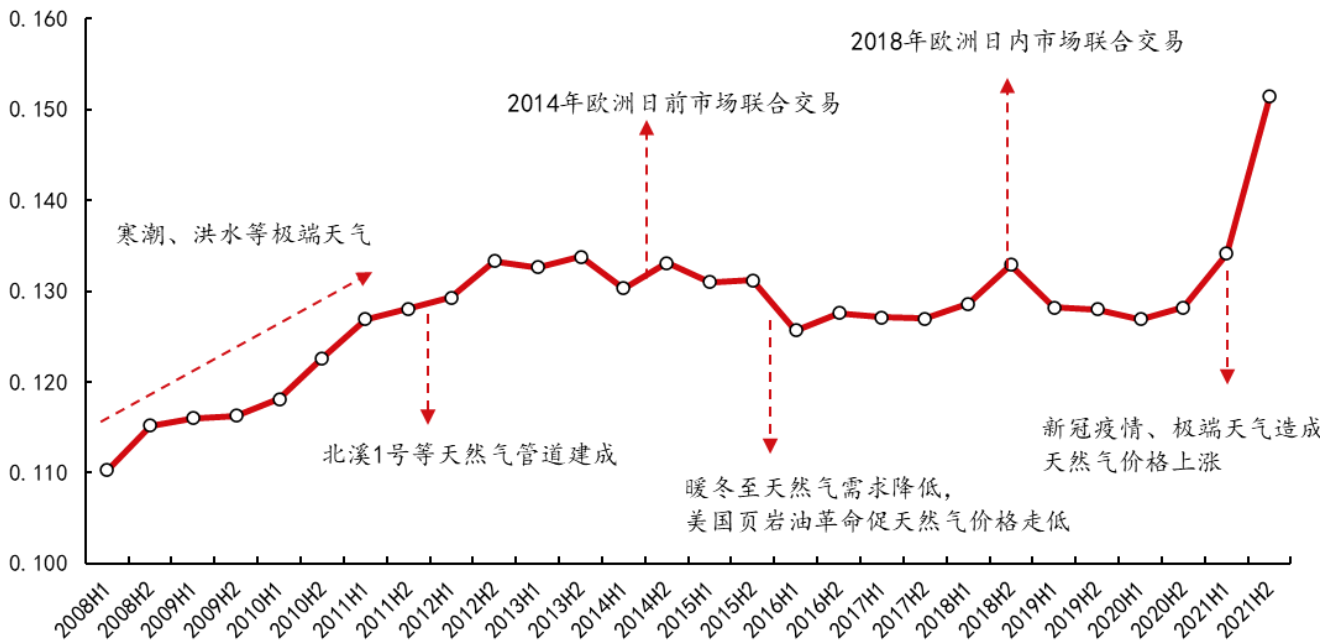
图表14：2000-2022年欧洲各类电源发电量（TWh）



资料来源：EMBR，国联证券研究所

欧洲电价受极端自然气候和燃料价格上涨影响。2005/2006年、2009/2010年冬季，欧洲发生大规模寒潮，包括2012年洪水德国西部洪水等原因，欧洲能源价格持续升高。2011年北溪1号等输气管道建成，缓解欧洲天然气价格增长趋势，电价企稳。2014、2018年欧洲大部分国家陆续完成日前市场联合交易、日内市场联合交易，电力互联网络初步形成，电力传输能力增强，欧洲电力交易模式基本形成，电价企稳稳定在0.130 EUR/kWh左右。2021年后受疫情影响，天然气价格等燃料价格上升，欧洲居民端平均电价0.234 EUR/kWh。

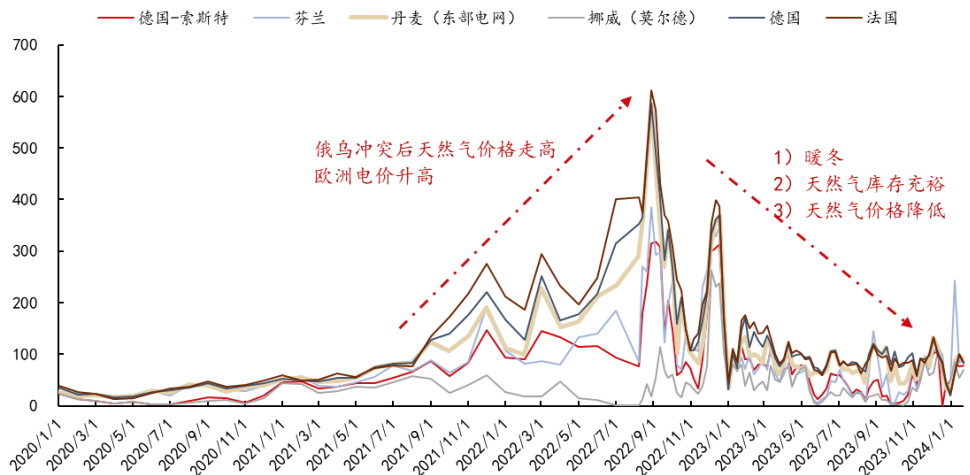
图表15：2008-2021 欧洲家庭用电价格变化趋势（不含税，EUR/MWh）



资料来源：IEA，国联证券研究所

日前电价反应实时电力供需情况，2022 年受地缘政治影响，燃料成本上升促电价上涨。我们以欧洲典型国家（德国、芬兰、丹麦、挪威、法国）近期电价为例，自俄乌冲突后，天然气价格升高，2022 年天然气发电量占整体发电量 25.6%，燃气成本提升带动日前电价提升。随着欧洲天然气限价，2022 年冬季气温较高，欧洲天然气补库充足，燃料供需问题缓和，日前交易电价降低。

图表16：2022 年至今欧洲部分地区日前电价（EUR/MWh）

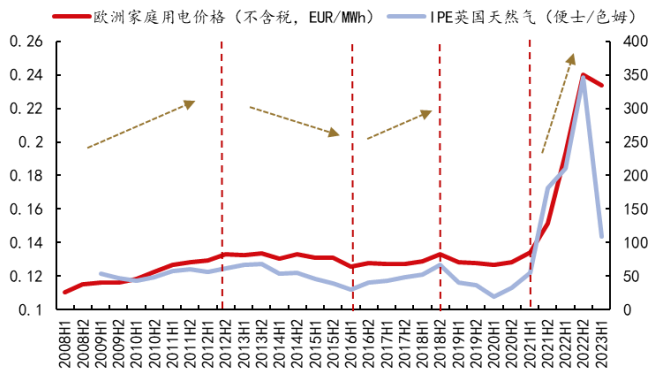


资料来源：Nord Pool，国联证券研究所

欧洲电价与化石能源相关度较高。我们以欧洲天然气价格指标（IPE 英国天然气期货结算价）、欧洲煤价指标（欧洲 ARA 港动力煤现货价）分别与欧洲家庭用电价格（不含税）对比。在 2009H2-2013H2 期间，天然气价格上涨 44.5%，家庭用电价格在该期间上涨 15.1%。在 2013H2-2016H2 期间，天然气价格降低 55.5%，家庭用电价格下降 4.6%。2021H2-2022H2 年后天然气价格升高，同时欧洲多国在 2022H2 重启

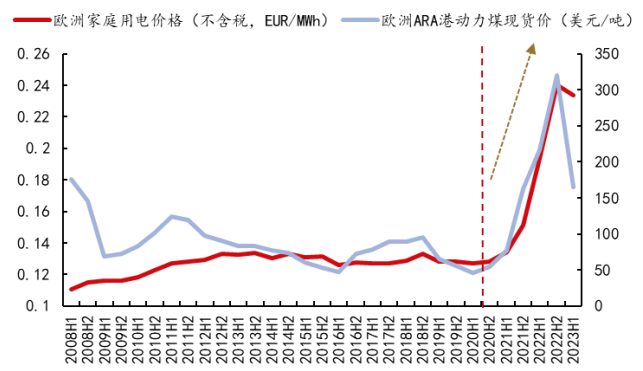
煤电，IPE 英国天然气期货价格由 55.48 便士/色姆上涨到 345.89 便士/色姆，上涨幅度为 523.5%，欧洲 ARA 港动力煤现货价由 76.64 EUR/吨上涨到 320.3 EUR/吨，涨幅达 317.7%，相应家庭用电价格快速上涨，上涨幅度为 79.1%。

图表17：欧洲电价与天然气价格走势



资料来源：IEA, Wind, 国联证券研究所

图表18：欧洲电价与煤价价格走势

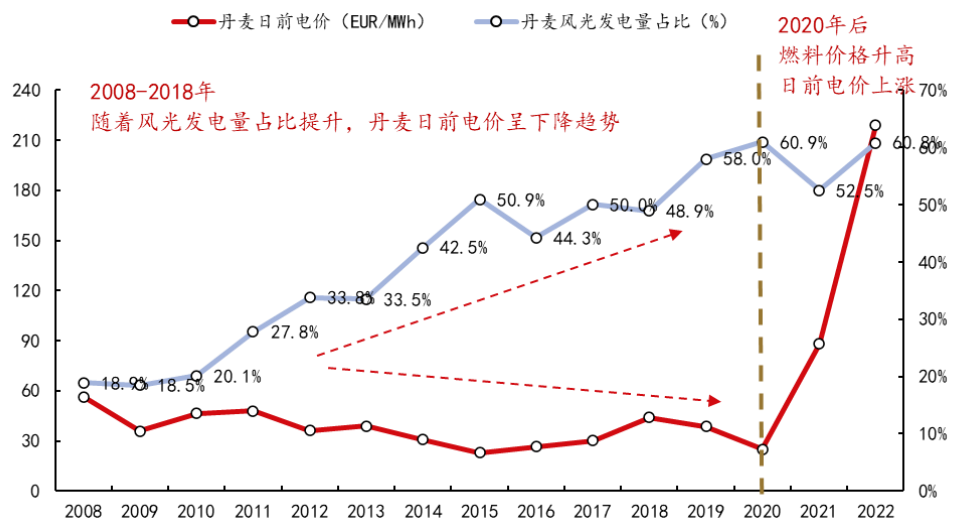


资料来源：IEA, Wind, 国联证券研究所

2.2 丹麦、德国电价随新能源如何变化？

丹麦：风光发电量占比提升，日前电价呈下降趋势。我们以2010年为基准点，2010年丹麦风光发电量占比20.1%，2017年为节点，2017年风光发电量占比为50%，上升接近30pct。日前电价角度由2010年46.49 EUR/MWh下降到2017年的30.1 EUR/MWh，降低35.3%。2018年、2020-2022年电价涨幅主要因天然气成本变动带动日前电价上涨。新能源边际成本较低，丹麦随着风电光伏发电量占比提升，低报价电量占比提升，日前电价呈降低趋势。

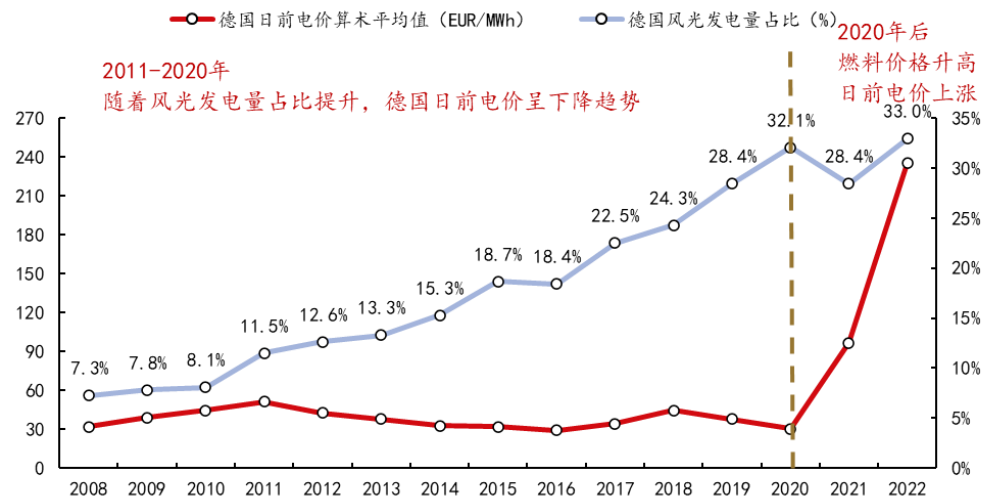
图表19：2008-2022年丹麦日前电价与风光发电量之间关系



资料来源：Nord Pool, IEA, 国联证券研究所

德国：可再生能源补贴持续推进。2000年，德国颁布《可再生能源法》(EEG 2000)，建立针对各类可再生能源的上网电价制度。2004、2009、2012、2014 陆续修订法案，调整可再生能源补贴额度，2017年修订版本，取消可再生能源补贴，引入可再生能源发电招标制度，加快市场化发展。2010-2017年德国风光发电量占比由8.1%提升到22.5%，提升14.4pct，德国日前电价算术平均值则降低23.1%。

图表20：2008-2022年德国日前电价与风光发电量之间关系



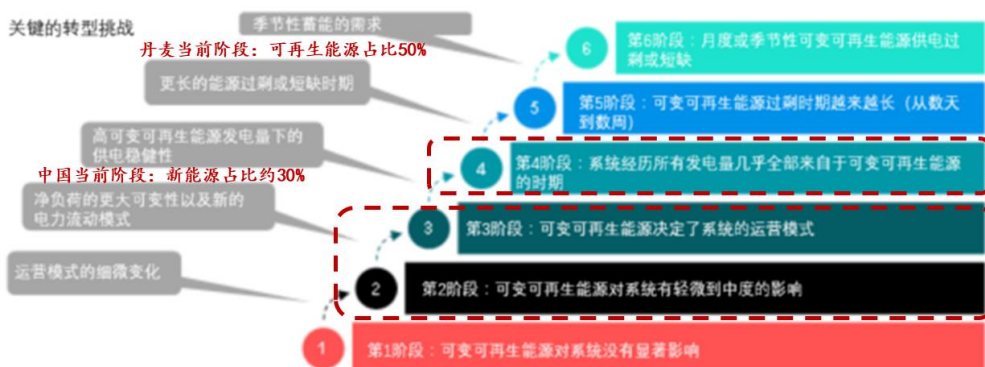
资料来源：Energy, IEA, 国联证券研究所

3. 对我国新能源借鉴意义

3.1 电量：消纳绿电、系统灵活性调节问题

高比例新能源电量的随机性和波动性对电力系统要求提升，要达到系统平衡需要其他电源做出快速相应。丹麦电力系统在2000-2020年间解决灵活性措施呈现阶梯型发展。当前丹麦可再生能源发电量占比超50%，处于第四阶段；2023年中国可再生能源发电量占比约30%，目前处于第2-3阶段，面临可再生能源造成电力流动模式变化、电网供电稳定能力等问题。

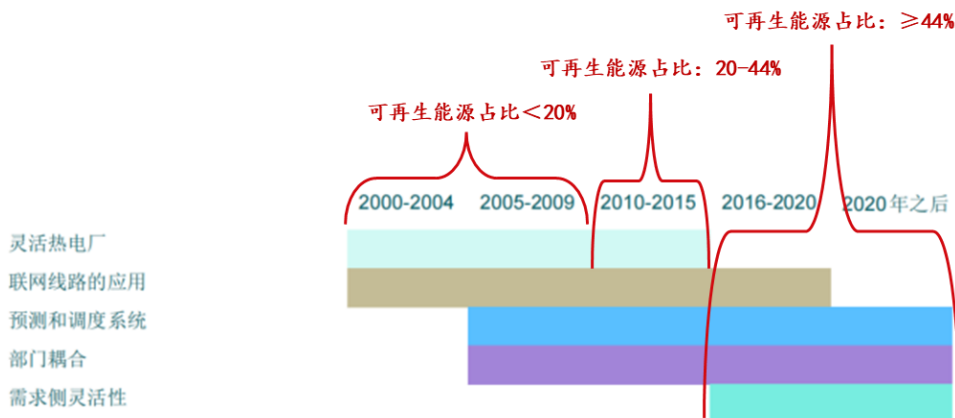
图表21：可再生能源整合不同阶段的特征和关键转型挑战



资料来源：Danish Energy Agency, IEA, 国联证券研究所

丹麦灵活性资源呈现阶梯型发展。可再生能源占比 $<20\%$ 时，灵活性方面投资相对较少，丹麦通过将现有热电厂灵活应用，加入欧洲统一电力市场完成耦合出清，完善与周边国家联网线路建设解决问题。可再生能源占比 $20\text{--}44\%$ 时，丹麦进行大规模热电厂灵活性改造，引入日前市场负电价（促电热锅炉等高增，消纳低价电量），加强电力系统预测和调度系统应用。可再生能源占比在 44% 以上时，电力预测精度可以实现前瞻性，提升电力消费。

图表22：丹麦不同时期主要灵活性措施

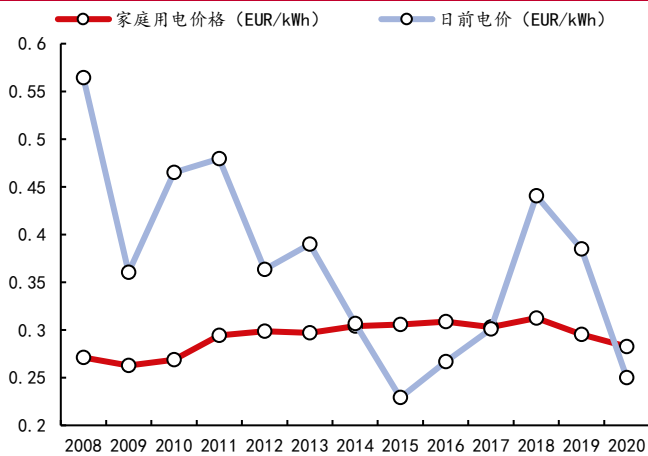


资料来源：Danish Energy Agency, 国联证券研究所

3.2 电价：批发侧成本降低但用电成本增加

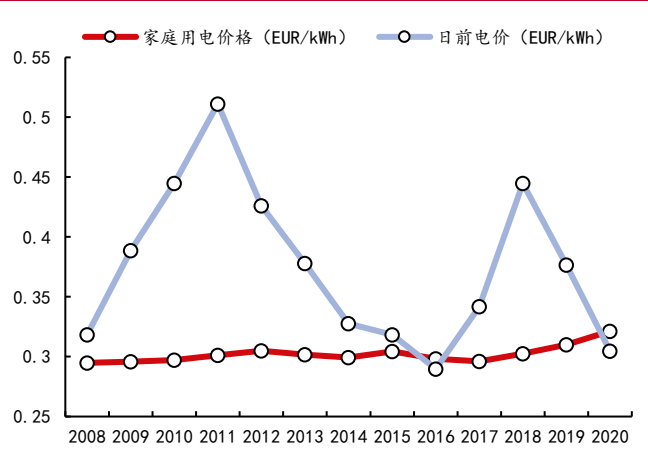
批发侧成本降低并不等同于用电成本降低。我们以电力市场日前电价和居民侧用电电价对比，我们发现新能源发电量占比提升会带动日前电价下降，但是用户侧用电价格并非随着统一趋势下降。丹麦在2008-2015年间，日前电价下降 59.42% ，居民侧用电电价则上涨了 12.73% ，德国在2011-2016年前，日前电价下降 37.73% ，但居民侧用电电价上涨了 1.05% 。我们认为新能源电量占比提升后电网投资需要增加，辅助服务费用成本、环境溢价、税金提升等均向用户侧传导。

图表23: 丹麦日前市场电价和家庭用电价格趋势



资料来源: IEA, Nord Pool, 国联证券研究所

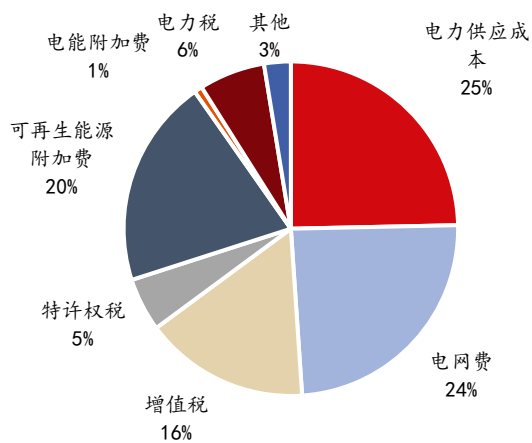
图表24: 德国日前市场电价和家庭用电价格趋势



资料来源: IEA, Nord Pool, 国联证券研究所

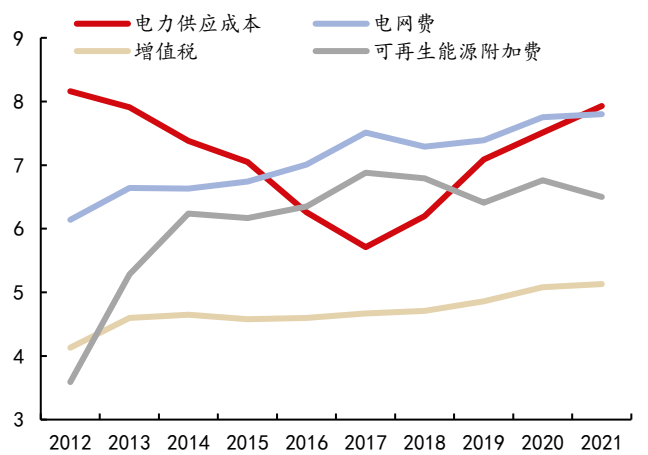
德国居民端用电电价整体上涨主要系电网费、增值税、可再生能源附加费等。2012-2021年德国家庭电价由 25.88 ct/kWh 上涨到 32.15 ct/kWh，我们以 2021 年为基准，拆分德国居民电价主要成分，我们发现电力供应侧成本占比 25%，电网费占比 24%，增值税占比 16%，可再生能源附加费占比 20%。我们发现 2012-2021 年，电网费增加 1.66 ct/kWh，增长 27.04%，增值税增加 1 ct/kWh，增长 24.21%，可再生能源附加费增加 2.91 ct/kWh，增长 81.1%，新能源电量带来的辅助服务费用增加，电网额外费用，绿色溢价已经向居民端传导。

图表25: 2021 年德国居民电价拆分



资料来源: bdew, 国联证券研究所

图表26: 2012-2021 年德国各类费用绝对值变化 (ct/kWh)



资料来源: bdew, 国联证券研究所

3.3 对国内启示: 基建+机制完善

基建方面: 特高压建设+灵活性改造

特高压应加速建设，完善省间电力传输网络。我国发电侧和用电侧在空间上不匹配，新能源大基地目前第一批 97.05GW 风光大基地已全面开工，截至 2023 年 7 月底已并网投运 30GW；第二批部分项目已开工，规模约 200GW，直接投入超 1.6 万亿元；第三批项目清单已经印发，预计部分项目 2024 年底前并网，未来高比例新能

源并网消纳急需配套新建大规模特高压输电线路。

灵活性改造应加速，满足风光波动性。风光高比例并网需要火电厂提升预测分析能力，并且提升灵活性调节能力，电厂需要实现低成本的快速启动和低负荷运行。丹麦燃煤机组的额定功率容量变化（单位%P / min）4%已经是丹麦的标准配置，最低运行功率可达10%-20%额定功率。

图表27：丹麦（DK）、德国（DE）火电发电厂的典型灵活性参数

电厂类别	国家	技术状态	最大功率变化梯度 (%PN/min)	最低运行阈值 (%PN)	来源
燃煤电厂	DK	成熟	3-4	10-20	a
	DE	成熟	2-3	45-55	a
	DE	成熟	1.5	40	b
	DE	尚未投入使用	4	25	b
	DE	未成熟	6	20	b
燃气式蒸汽轮机 (ST)	DK	成熟	8-10	<20	a
开放式循环燃气轮机 (OCGT)	DE	成熟	8	50	b
	DE	尚未投入使用	12	40	b
	DE	未成熟	15	20*	b
联合循环燃气轮机 (CCGT)	DK	成熟	3	50-52	a
	DE	成熟	2	50	b
	DE	尚未投入使用	4	40	b
	DE	未成熟	8	30*	b

资料来源：国际风力发电网，国联证券研究所

机制方面：辅助服务市场给予灵活性资源溢价，绿电消费鼓励提升

辅助服务市场需加速建设，调动灵活性资源积极性。各省电源资源不同，补偿价格和种类不同，秉承“谁提供、谁获利、谁受益、谁承担”原则，不同机组获得损益不同。我国电力辅助服务实现6大区域、33个省区电网的全覆盖，统一辅助服务规则体系基本形成。依据国家能源局2023年一季度新闻发布会，2022年，通过辅助服务市场化机制，全国共挖掘系统调节能力9000万千瓦以上，煤电企业因辅助服务获得补偿收益约320亿元，促进煤电企业灵活性改造的积极性，推动煤电由基础保障性和系统调节性电源转型。

图表28：2023上半年我国辅助服务费用情况

电力辅助服务费用 (含调峰)	电力辅助服务费用 (不含调峰)	设想情况 (不含调峰)
可再生能源装机占比：48.8%		
278 亿元	111 亿元	438 亿元
占比上网电费 1.9%	占比上网电费 0.76%	占比上网电费 3%

资料来源：国家能源局，国联证券研究所

图表29：美国/英国市场情况

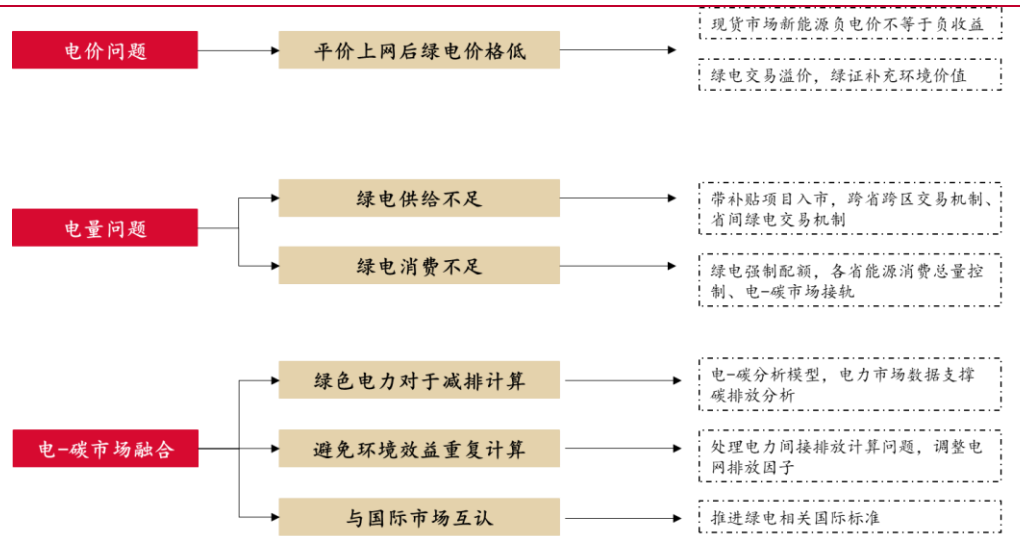
美国 PJM 市场	英国
可再生能源装机占比 5%	可再生能源装机占比 27%
辅助服务费用占电量电费：2.5% (2015)	辅助服务费用占电量电费：8% (2015)
辅助服务费用占电量电费：3%-5% (2023)	辅助服务费用占电量电费：15% (2030)

资料来源：美国 PJM 市场，国联证券研究所

绿电消费重视度加强：从2021年8月，发改委发布《绿色电力交易试点工作方

案》为始，到 2022 年 8 月，发改委发布《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》，目前已经确立“绿证”作为可再生能源电力消费量认定的基本凭证，绿色消费机制体系以绿电交易、绿证交易、碳市场为主。但是目前还存在平价上网后绿电价格低、绿电供给、消费不足、电-碳市场融合接轨问题。

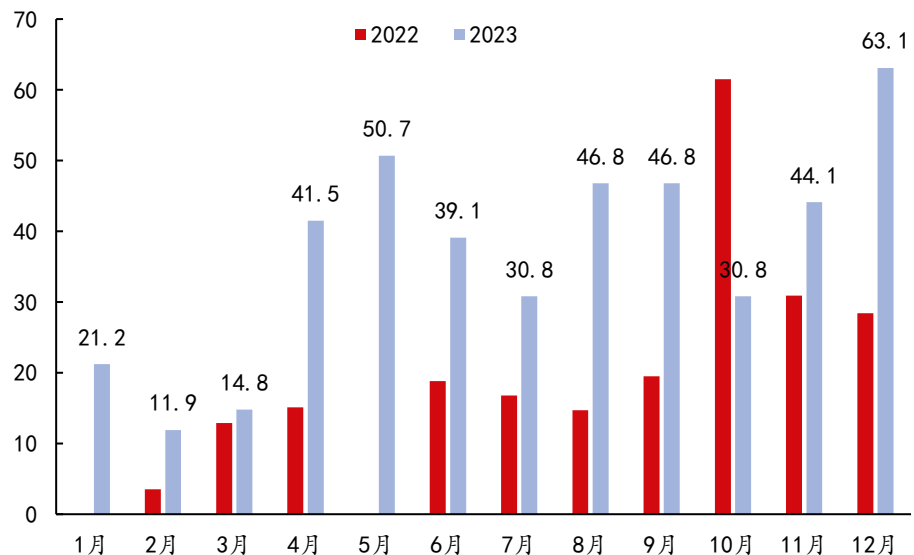
图表30：当前绿电市场面临问题及解决方式



资料来源：国联证券研究所

绿色电力溢价需传导，绿色消费需要提振。过去国内新能源上网电价给予额外补贴，平价上网后新能源电价锚定各省燃煤基准价，绿色溢价部分并未突出，未来绿电溢价有望通过绿电交易+绿证方式体现。我们以中电联统计数据计算，2023 年 1-12 月全国各电力交易中心累计完成绿电直接交易 441.6 亿千瓦时，用户以证电合一方式购买光伏、风电电量即绿电交易，绿电价格包括电能量价格+环境溢价。

图表31：2022-2023 年 12 月全国绿电交易规模（亿千瓦时）



资料来源：中电联，国联证券研究所

4. 投资建议：关注电改和电力资产重估受益方向

2024 年各省电力现货市场步入快车道，大部分省份有望进行结算试运行，电力价格将体现供需情况，疏导发电成本。碳市场和绿证市场融合加速将打开绿电第二增长曲线。煤电成本稳定，风电、光伏建设成本也处于下降通道，运营商成本端改善明显。

火电板块：电改后火电综合收益有望提升，建议关注华能国际、浙能电力、皖能电力等。**水电板块：**厄尔尼诺气候促来水较好提振业绩，高分红、高股息提振防守属性，建议关注长江电力等。**新能源运营商：**成本下行促机组收益率提升，环境溢价有望体现，如三峡能源、江苏新能等。**核电板块：**2023 年内核准 10 台机组持续高成长性，稳定分红提升防御属性，建议关注中国核电、中国广核

5. 风险提示

1) 新能源建设不及预期，2) 绿电补贴发放不及预期，3) 灵活性改造建设不及预期

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 到 12 个月内的相对市场表现，也即：以报告发布日后的 6 到 12 个月内的公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为基准；韩国市场以柯斯达克指数或韩国综合股价指数为基准。	股票评级	买入	相对同期相关证券市场代表指数涨幅 20%以上
		增持	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于 5%~20%之间
		持有	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于-10%~5%之间
	行业评级	卖出	相对同期相关证券市场代表指数跌幅 10%以上
		强于大市	相对同期相关证券市场代表指数涨幅 10%以上
		中性	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于-10%~10%之间
		弱于大市	相对同期相关证券市场代表指数跌幅 10%以上

一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属国联证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“国联证券”）。未经国联证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为国联证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，国联证券不因收件人收到本报告而视其为国联证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但国联证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，国联证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，国联证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

国联证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。国联证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。国联证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

特别声明

在法律许可的情况下，国联证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到国联证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

版权声明

未经国联证券事先书面许可，任何机构或个人不得以任何形式翻版、复制、转载、刊登和引用。否则由此造成的一切不良后果及法律责任有私自翻版、复制、转载、刊登和引用者承担。

联系我们

北京：北京市东城区安定门外大街 208 号中粮置地广场 A 塔 4 楼

无锡：江苏省无锡市金融一街 8 号国联金融大厦 12 楼

电话：0510-85187583

上海：上海浦东新区世纪大道 1198 号世纪汇一座 37 楼

深圳：广东省深圳市福田区益田路 4068 号卓越时代广场 1 期 13 楼