



京津冀与德国电力系统 灵活性定量 比较研究



版本说明:

本报告由中德能源转型研究项目（2016-2019）发布。中德能源转型项目是国家发展和改革委员会能源研究所（ERI）与德国国际合作机构（GIZ）在两国主管部委指导下，围绕能源转型为核心开展的研究项目。

研究机构:

国家发展和改革委员会能源研究所（ERI OF NDRC）

北京西城区木樨地北里甲 11 号国宏大厦 B 座 14-15 层

T +86-(0)10-6390 8491

F +86-(0)10-6390 8469



德国国际合作机构（GIZ）

北京市朝阳区亮马河南路 14 号塔园外交办公大楼 1-15-1

T +86-(0)10-8527 5589

F +86-(0)10-8527 5591



华北电力大学（NCEPU）

北京市昌平区北农路 2 号

T +86-(0)10-6177 1615

F +86-(0)10-6177 1611



项目：中德能源转型研究项目（German Energy Transition Expertise for China）

委托方：德国联邦经济和能源部（BMWI）

项目总指导：王仲颖（ERI of NDRC）

作者：郑雅楠（ERI OF NDRC）王心楠（前 GIZ）ANDERS HOVE（GIZ）李庚银（NCEPU）郭喆宇（NCEPU）

2020 年 8 月

设计 / 排版：北京米罗空间品牌设计有限公司

封面照片：大图 ©Erich Westendarp 小图 ©Michal Jarmoluk

报告下载：[请点击此处](#)或扫描右方二维码：



执行摘要

伴随巴黎协定各国自主减排贡献书的提交，积极应对气候变化已成为全球共识，其中建立以高比例可再生能源为中心的能源体系已成为世界能源发展的重要趋势和许多国家推进能源革命的核心内容。德国作为欧洲第一大经济体，二十世纪八十年代就提出了可再生能源发展战略，截至 2018 年底德国可再生能源装机占比已超过 50%，作为欧洲可再生能源发展的先锋，德国在电力系统灵活性释放方面积累了大量经验。京津冀地区是中国重要的能源消费中心，大力发展可再生能源已成为当前该地区能源转型的方向，然而风电和光伏发电固有的间歇性和波动性对当地电力系统灵活性提出了越来越高的要求，同时京津冀各省市在电源结构、电网配置等方面存在较大差异，对系统灵活性释放也提出了巨大挑战。因此，通过京津冀与德国电力系统灵活性的比较研究，不仅能够帮助处于可再生能源发展不同阶段的京津冀各地制定系统灵活性提升路径，而且也将为中国其他省市高比例发展可再生提供参考借鉴。

电力系统灵活性是指在供需发生变动时系统保持供需平衡的应对能力，灵活性资源分布于发电侧、电网侧和用户侧，随着技术的快速发展，储能也成为电力系统不容忽视的灵活性来源。报告首先分析了京津冀与德国电源侧、电网侧、用户侧和储能灵活性资源的差异，然后定量比较了两地电力系统的运行灵活性，并研究了各类灵活性提升举措带来的经济技术影响，最后针对京津冀各省市可再生能源发展的不同阶段，提出了与之相适应的灵活性发展建议，另外根据对德国电力系统灵活性的综合分析，也提出了德国后高比例可再生能源时代电力系统灵活性的发展建议。

I 京津冀与德国电力灵活性资源比较分析

京津冀与德国电力系统灵活性资源类型具有相似性，但资源灵活调节能力存在较大差异。从电源侧来看，京津冀煤电机组调节能力远未释放。京津冀可调度电源装机容量超过 7500 万千瓦，占总装机的 72.5%，远超德国 50.2% 的可调度电源装机占比；但其中煤电机组的最小出力、爬坡速率、启动时间等灵活性参数远落后于德国；特别是热电联产机组，京津冀地区冬季“以热定电”运行的热电联产机组已严重影响系统灵活性，而德国热电联产装机占比超过 50%，却通过热电解耦等改造成为系统灵活性的主要提供者。

从电网侧来看，京津冀跨省跨区电网灵活互济并未充分发挥。随着可再生能源装机占比的提高，京津冀与德国相似，整个地区为保障供电可靠性支出的辅助服务补偿费用不断增加；虽然与周边山西、河南、山东、内蒙古已建立起超过 7600 万千瓦交换能力的互联电网，但相比德国与 9 个邻国开展的实时跨国电力交换，京津冀与周边的电网连接当前主要承担“迎峰度夏”、“迎峰度冬”负荷高峰时段应急支援的作用；另外，京津冀地区主要以省为单位进行电网的优化和改扩建。

从用户侧来看，京津冀与德国需求侧灵活性资源均发展不足。京津冀与德国用户侧灵活性资源均具有千万千瓦级潜力，在工业、建筑、交通等领域已经得到了一定应用，但两地灵活性资源利用程度仍然不高；另外京津冀地区灵活性资源以“有序用电”等行政型需求侧管理为主，德国主要通过市场机制激发灵活调节能力。

从储能发展来看，除抽蓄外京津冀缺乏新型储能的商业化规模应用。京津冀与德国都拥有较好的抽蓄资源，但当前京津冀地区已建抽蓄装机仅有 210 万千瓦；而京津冀地区电池储能、压缩空气储能以及电制氢等其他类型储能尚处于示范阶段，装机规模仅为 3.2 万千瓦，相比来看德国电池储能、压缩空气储能以及电制 X 装机已超过 100 万千瓦，而且多数新型储能已完成商业化规模应用。

从机制来看，京津冀灵活性配套机制尚缺乏激励性。德国通过平衡市场、现货市场、电网阻塞管理以及平衡单元内部平衡等一系列方式充分激发了各类灵活性资源的活力，而京津冀地区目前执行的无论是发电侧“三公”调度、用户侧“有序用电管理办法”，还是辅助服务两细则，对于系统灵活性的释放缺乏激励性。

2 京津冀与德国电力运行灵活性比较分析

报告采用了由国家发展和改革委员会能源研究所和华北电力大学共同开发的“H3E-电力系统生产模拟方法”，提出了包含向上灵活性不足概率、向下灵活性不足概率、电力不足概率、弃风概率、弃光概率在内的系统运行评价指标体系。通过定量比较发现，京津冀与德国灵活性资源调节能力的差异带来了两地电力系统运行灵活性、可靠性和弃风弃光的不同，具体如下。

根据 2018 年系统运行情况看，德国电力系统具备较高的向上灵活性和可靠性，向下灵活性不足概率约为 8.39%，弃风率和弃光率处于较低水平；并且向上灵活性冬季低于夏季，而向下灵活性夏季低于冬季。相比德国京津冀地区电力系统向上灵活性同样充足，各地向上灵活性不足概率均低于德国的 $6.11E-03\%$ ，也使得京津冀各地拥有较高的供电可靠性；但冀北和天津地区电力系统向下灵活性严重不足，不足概率分别达到 19.69% 和 67.52%，并且向下灵活性冬季低于夏季，夜间低于白天；另外向下灵活性不足与高比例可再生能源装机叠加也造成了冀北地区较高的弃风、弃光率。

从提升潜力看，冀北地区与德国在可再生装机占比方面具有相似性，参考德国当前各类灵活性资源技术水平，冀北地区煤电灵活性改造不仅能大幅改善系统向上和向下灵活性，而且单位千瓦投入仅高于电力需求侧管理，能够带来系统可靠性改善的同时，更能促进风、光消纳；电网灵活互济和储能规模发展对于增加系统灵活性的原理不同，但两种举措均能在一定程度提升冀北地区电力系统绝大多数时段的向上和向下灵活性，其中电网灵活互济技术成熟，并且经济性具有一定优势，而储能方面，抽水蓄能不仅站址有限，建设成本也较高，其他类型储能技术未来发展还存在诸多不确定性，经济性也是影响其大规模应用的主要障碍；电力需求侧管理虽然具有较强的经济性，但对于冀北地区灵活性改善的作用有限，更多的是灵活性的重新调配。

3 京津冀与德国电力系统灵活性发展建议

对于京津冀电力系统灵活性发展来说，应首先推动煤电灵活性改造和电网互济发展，其次有序推进抽水蓄能电站和储能电站建设，再次积极开展电力需求侧管理，最后实现系统灵活性的优化配置；同时建设集中式电能量交易市场，完善辅助服务补偿机制，形成具有激励性的输配电价，推动建立完全开放的零售市场，探索容量市场建设。分地区来看，北京应加快电网灵活互济，推动储能多元利用，探索智能化需求侧管理；天津和河北应推动煤电职能转换和去产能相结合，打破利益壁垒推动电网开放共赢，坚持生态优先开发抽水蓄能电站；冀北应做好“源 - 网 - 荷 - 储”灵活性资源全面释放和优化配置。

对于德国电力系统灵活性发展来说，应创新商业模式加大需求侧分散资源的有效利用；提前研究后高比例可再生能源时代电力系统灵活性保障举措。

目录 CONTENTS

1 前言	1
2 电力系统灵活性定义及资源特性	3
2.1 电力系统灵活性定义	4
2.2 电源侧灵活性资源特性	4
2.3 电网侧灵活性资源特性	6
2.4 用户侧灵活性资源特性	6
2.5 储能灵活性资源特性	8
2.6 本章总结	8
3 德国电力系统灵活性资源情况	9
3.1 电源侧灵活性资源情况	11
3.2 电网侧灵活性资源情况	14
3.3 用户侧灵活性资源情况	16
3.4 储能灵活性资源情况	18
3.5 灵活性市场机制情况	21
3.6 本章总结	21
4 京津冀电力系统灵活性资源情况	22
4.1 电源侧灵活性资源情况	24
4.2 电网侧灵活性资源情况	26
4.3 用户侧活性资源情况	29
4.4 储能活性资源情况	31
4.5 配套政策机制情况	32
4.6 本章总结	33

5 中德电力系统运行灵活性定量比较	34
5.1 生产模拟与系统灵活性定量评估方法	35
5.2 德国电力系统灵活性定量评价	37
5.3 京津冀电力系统灵活性定量评价	40
5.4 中德电力系统灵活性定量比较	42
5.5 系统灵活性提升潜力与横向比较	45
5.6 本章小结	52

6 中德电力系统灵活性总结和发展建议	53
6.1 中德电力系统灵活性对比总结	54
6.2 京津冀发展建议	56
6.3 德国发展建议	57

参考文献	58
-------------	-----------



1

前言

伴随巴黎协定各国自主减排贡献书的提交，积极应对气候变化已成为全球共识，其中建立以高比例可再生能源为中心的能源体系已成为世界能源发展的重要趋势和许多国家推进能源革命的核心内容。当前风光可再生能源的利用主要以发电为主，然而随着可再生能源装机规模的爆发式增长，风电和光伏发电固有的间歇性和波动性给电力系统运行带来了巨大挑战。电力系统灵活性也从幕后走到了台前，已成为与系统可靠性、经济性并列的电力系统重要特征。电力系统灵活性并不是一个全新的概念，他源于电力发、供、用实时平衡的要求，体现了供需发生变动时系统保持供需平衡的应对能力。显然面对高比例可再生能源的发展，必须针对电力系统灵活性开展深入的专题研究，借鉴成功发展经验，才能真正保障电力系统安全稳定运行，推动能源革命尽早实现。

京津冀地区是中国重要的经济中心，也是重要的区域能源消费中心，能源消费总量占全国的 10% 以上。从经济发展来看，北京处于后工业化阶段，天津已进入工业化的后期，而河北尚处于工业化中期。从电力发展来看，北京电力供应主要依靠外来电，本地发电装机以气电为主；天津和河北南网本地煤电装机占比例较高；冀北电网可再生能源装机比例超过 50%，但局部的张家口等地已经面临较为严重的弃风问题。德国长期稳居欧洲第一大经济体，也是欧洲第一工业强国；从电力发展来看，德国二十世纪八十年代就提出了可再生能源发展战略，经过多年的努力，德国可再生能源装机占比达到 58.4%，已经步入高比例可再生能源发展阶段，是欧洲新能源发展的先锋。面对京津冀省市各自的特点和德国可再生能源发展的成功经验，报告分析了京津冀与德国电源侧、电网侧、用户侧和储能灵活性资源的差异，利用提出的系统灵活性定量评估方法，对京津冀与德国电力系统运行灵活性进行了定量比较，并研究了各类灵活性提升举措带来的经济技术影响，希望通过本次研究一方面借鉴德国的经验指导京津冀电力系统灵活性的发展，另一方面针对京津冀各省市可再生能源发展的不同阶段，研究相适应的灵活性发展建议，为中国其他省市电力系统灵活性提升提供建议参考。



2

电力系统灵活性定义及资源特性

传统电力系统中，电源主要以出力可控的火电机组、水电机组为主，这些电源都具有较强的负荷跟踪能力和调节性能。而随着大规模风、光可再生能源发电和分布式电源的不断发展，电源结构中调节能力不足、出力具有较强不确定性的电源占比明显增加；同时伴随第三产业和居民用电比重的提升，电网负荷特性不断恶化，系统峰谷差持续拉大，负荷率不断下降，也极大增加了电力系统的不确定性。应对持续增加的不确定性已成为现代电力系统的主要挑战，系统安全、可靠运行需要充分调动“源-网-荷-储”各类资源的灵活性，才能保证系统在供给或需求发生变动时及时做出反应。

2.1 电力系统灵活性定义

电力系统灵活性的概念于近几年才被正式提出，并得到国际能源署（IEA）和北美电力可靠性委员会（NERC）等国际组织的认可。IEA 将电力系统灵活性定义为在一定经济运行条件下，电力系统对供应或负荷大幅波动做出快速响应的能力。NERC 将电力系统灵活性定义为利用系统资源满足负荷变化的能力。与此同时，学术领域也开展了大量关于电力系统灵活性的研究。Lannoye 等人将灵活性定义为电力系统利用其灵活性资源应对净负荷变化的能力，其中波动性和不确定性主要来自于供需和设备故障。Zhao 等人将电力系统灵活性定义为在合理的成本和不同的时间尺度下，系统应对波动性和不确定性的能力。Ma 等人将电力系统灵活性定义为系统以最小成本应对波动性和不确定性、并保证系统可靠性的能力。综合来看，当前电力系统灵活性的定义并不统一，在前人研究的基础上报告定义电力系统灵活性为：在满足一定经济性和可靠性前提下，系统应对不确定性的能力。这种灵活能力可分为“上调节”和“下调节”，“上调节”即向系统提供额外的功率，发电机组增加出力或削减负荷均能够起到相同的作用；“下调节”即削减系统中多余的功率，发电机组削减出力或增加负荷也均能起到相同的作用。电力系统的灵活性资源分布于发电侧、电网侧和用户侧，随着技术的快速发展，储能也成为电力系统不容忽视的灵活性来源。相较电力系统运行基本要求的安全性、可靠性和经济性，灵活性伴随当前电力系统不确定性的大幅提高，已成为衡量系统运行特性不可缺少的重要指标。

2.2 电源侧灵活性资源特性

2.2.1 常规水电

常规水电利用江河水体中的位能进行发电，按水库调节性能可分为多年调节水电站、年调节水电站、季调节水电站、周调节水电站、日调节水电站和无调节能力的径流式水电站等。具有调节能力的水电站拥有开停机迅速、负荷调节快等灵活特点，在电力系统中起着调频、调峰和备用的作用，不同调节能力的水电站各自的出力特性如下。

（1）径流式水电站：无水库，基本上来水多少决定发电多少。

（2）日调节、周调节、月调节式水电站：具备较小水库库容，水库的调节周期为一昼夜 / 一周 / 一月；三种类型水电站蓄水能力和适应用电负荷要求的调节能力较弱，水电站只能根据上游的来水情况通过夜间蓄水少发、白天多发，或上旬蓄水少发、下旬多发来满足电力系统的调节需要。

（3）季调节类型水电站：具有相对较大的水库库容，可以根据当年河流的来水情况确定在某一季节，如：汛期少发电多蓄水，所蓄的水量留在另一季节（如枯期）多发，以达到对电力系统调节的目的；

(4) 年调节式水电站：可以实现对一年内各月天然径流进行优化分配和调节，将丰水期多余的水量存入水库，保证枯水期放水发电。

(5) 多年调节式水电站：将不均匀的多年天然来水进行优化分配、调节；多年调节的水库容量较大，可以根据历年来的水文资料 and 实际需要确定当年的发电量和蓄水量，还可以将丰水年所蓄水量留存到平水年或枯水年使用，以保证电厂的可调能力；多年调节式水电厂对于天然洪水也具有较强的调控能力，不仅能满足电力系统调节需要，还可以通过水库调度实现消洪、错峰，对于大江、大河的防汛工作也具有十分重要的作用。

2.2.2 火电

火电是将化石燃料的化学能转化为电能的发电设备，按燃料类型火电厂一般可以分为燃煤发电厂、燃气发电厂和燃油发电厂。影响火电机组灵活性的参数主要包括最小稳定出力、爬坡速度和启动时间等，其中最小稳定出力决定了火电机组能够提供的调节空间，爬坡速度则决定了系统在不同时间尺度下的调节能力，启动时间主要反映了冷备用机组在负荷增长、可再生能源出力降低情况下为系统提供灵活性的响应速度。不同类型火电机组出力特性如下。

(1) 燃煤发电机组

从最小稳定出力来看，未改造的燃煤机组最小稳定出力通常为 50% 的额定容量，最新运行经验表明大多数 60 万千瓦及其以下机组的最小稳定出力在不增加任何改造投入的情况下，可压至额定容量的 40% 左右；通过热电解耦、低压稳燃等技术改造，煤电机组的最小稳定出力可以降至 20%~30% 的额定容量。从爬坡速率来看，燃煤机组的爬坡速度一般为额定容量的 1~2%/分钟，较新机组的爬坡速度可达到额定容量的 3~6%/分钟，但仍低于燃气发电机组；提高燃煤机组爬坡速度既需要对控制系统进行软件升级，也需要对机组设备进行技术改造，爬坡速度改变通常不会对电厂的平均效率产生影响，但会对部分机组部件使用寿命产生不可避免的伤害。从启动时间来看，燃煤机组启动时间通常取决于热态启动、暖态启动还是冷态启动，其中热态启动是指燃煤机组停运时间不足 8 小时情况下的启动，暖态启动一般是指燃煤机组已经停运 8~48 小时后的启动，冷态启动则表示燃煤机组已经停机超过 48 小时情况下的启动；燃煤机组的热态启动一般在 3~5 小时之间，通过技术改造目前国际最先进燃煤机组的热态启动时间可短至 1.5 小时左右。

(2) 燃气发电机组

与燃煤机组相比，燃气—蒸汽联合循环机组在效率、环保特性、造价等方面都具有很大的优势，并且还具备启动快、调峰性能好等特性，常被用作首选的调峰手段。同时由于燃气电厂在占地面积、用水量、环保等方面均优于其他类型电厂，这也使得燃气电厂通常建设在负荷中心，实现就地供电。特别是随着分布式可再生能源的快速发展，燃气发电的优势越来越凸显，可以有效减轻电网建设和输电的压力，提高电力系统运行的稳定性。

(3) 燃油发电机组

燃油机组也具备启动迅速、调峰性能好、效率高、排放污染小等优点，也是电力系统公认的调峰机组，不仅如此，燃油机组还可以为系统提供调频、备用、黑启动等服务，但由于其发电成本较高，目前燃油发电应用相对较少。

2.3 电网侧灵活性资源特性

电网是输送电力的载体，也是实现电力系统灵活性的关键，良好的电网建设与运行调度能够保障电力供给的安全性和可靠性，增强电力系统融合可再生能源发电的能力，保证电力资源的高效配置。电网主要灵活性资源特性如下。

2.3.1 互联互通

大型电力系统通常划分为多个区域电网，各个区域电网由联络线连接，区域间依靠联络线实现电力电量交换。对于某一区域 A 而言，依靠电网互联互通，具备传输能力的联络区域 B 既可看作是区域 A 的电源，又可以认为是区域 A 的负荷。电网互联互通可以利用各地区用电的非同时性进行负荷调整，减少备用容量和装机容量；各地区之间通过互供电力、互通有无、互为备用，还能有效减少事故备用容量，增强系统抵御事故的能力，提高电网安全水平和供电可靠性；另外互联互通还有助于系统承受较大的负荷冲击和电源波动，改善电能质量，吸纳更多风光波动性电源。

2.3.2 柔性输电

灵活交流输电系统（FACTS）是近年来出现的一项新技术。它应用电力电子技术最新发展成果，结合现代控制技术，使电网电压、线路阻抗及功率角等可按系统的需要迅速调整；在不改变网络结构的情况下，使电网的功率传输能力以及潮流和电压的可控性大为提高，可有效降低功率损耗和减少发电成本，大幅度提高电网灵活性、稳定性、可靠性。FACTS 的主要功能可归纳为：1）较大范围地控制潮流使之按指定路径流动；2）保证输电线路的负荷可以接近热稳定极限又不过负荷；3）在控制的区域内可以传输更多的功率，减少发电机组热备用；4）限制短路和设备故障影响，防止线路串级跳闸；5）为设备损坏或者过载带来的电力系统震荡提供一定的阻尼。

2.3.3 微电网

微电网以分布式发电技术为基础，由分布式电源、负荷、储能装置、控制系统等组成，形成模块化、分散式的供电网络。微电网是一个可以自治的单元，可根据电力系统或微电网自身的需要实现孤岛模式与并网模式间的无缝转换，有利于提高电力系统的可靠性、电能质量以及灵活性。微电网并网运行时，可以作为大小可变的智能负荷，能在数秒内做出响应以满足系统需要，为电力系统提供灵活支撑；此外，微电网将间歇性、波动性较强的可再生能源整合并纳入同一个物理网络中，通过储能装置和控制系统平滑输出波动，提高可再生能源的可用容量。微电网孤岛运行时，又可利用储能装置和控制系统保持内部电压和频率的稳定，保证网内用户的电力供应。

2.4 用户侧灵活性资源特性

电力需求侧管理是电力系统灵活性的另一重要来源，它通过采取各种措施引导用户优化用电方式，不仅可以平抑用电负荷的波动性，减小负荷的峰谷差，提高电网利用效率，而且还可以通过调动负荷侧的响应资源来满足系统灵活性需求，保障系统的安全、可靠运行和促进更多可再生能源的利用。电力需求侧管理主要通过两类举措对电力负荷



进行管理：激励型和电价型，这两类需求侧管理都能从需求侧出发来应对电力系统功率的不平衡问题。从广义的角度看，需求侧管理可被认为是一种虚拟的发电资源，可以实现不同容量的秒级、分钟级、10分钟级以及中长期等时间尺度反应，能够快速满足系统需求侧变化的要求，提升电力系统的灵活性。

2.4.1 激励型需求侧管理

激励型需求侧管理是针对具体的生产工艺和生活习惯，通过行政等手段对其用电方式进行管理和约束，推动采用先进节电技术和设备来提高终端用电效率或改变用电方式。目前激励型需求侧管理具体包括：（1）改变用电方式：利用时间控制器和需求限制器等自控装置实现负荷的循环和间歇控制，达到负荷需求的错峰调剂；通过行政手段，安排用户进行有序用电，减少负荷高峰期的用电负荷，进行负荷的有效转移。（2）提高终端用电效率：推广节能型电冰箱、节能型电热水器、变频空调器、热泵热水器等；推动用户选择高效节能照明器具替代传统低效的照明设备，使用先进的控制技术以提高照明用电效率和照明质量；促进电动机应用调速技术，降低空载率，实现节电运行；推广远红外加热、微波加热、中高频感应加热等高效加热技术。

2.4.2 电价型需求侧管理

电价型需求侧管理主要根据负荷特性，发挥价格杠杆调节电力供求关系，刺激和鼓励用户改变消费行为和用电方式，减少电力需求和电量消耗。目前常用的手段包括：（1）调整电价结构：国内外通行的方法主要有设立容量电价、峰谷电价、季节性电价、可中断负荷电价等，通过价格体现电能的市场差别，不仅激发电网公司实施需求侧管理的积极性，又促进用户主动参与需求侧管理活动。（2）开展需求侧竞价：电力终端用户采取节电措施消减负荷，用户削减的电力和电量在电力交易所通过招标、拍卖、期货

等进行交易，获取经济回报。(3) 直接激励措施：给予购置削峰效果明显的优质节电产品用户、推销商或生产商适当比例的补贴，吸引更多的参与者参与需求侧管理活动，形成节电的规模效应；对于优秀节电方案给予“用户节电奖励”，激发更多用户提高用电效率的热情；向购置高效节电设备，尤其是初始投资较高的用户提供低息或零息贷款，以减少它们参加需求侧管理项目在资金方面存在的障碍；对收入较低或对需求侧管理反应不太强烈的用户实行节电设备免费安装或租赁，以节电效益逐步回收设备成本。

2.5 储能灵活性资源特性

储能技术不仅可以削峰填谷，平滑负荷，还可以提高系统运行稳定性、调整频率、补偿负荷波动，特别是储能技术与可再生能源的结合，能显著提高可再生能源的利用率。现有的储能技术主要包括：电池储能、抽水蓄能、飞轮储能、压缩空气储能等，其中抽水蓄能将负荷低谷期多余的电能转变为高峰期高价值的电量，不仅适用于调频、调相、稳定电力系统周波和电压，而且适宜作为事故备用，是当前电力系统主要的灵活性资源。表 1 给出了一般情况下各种储能技术的性能对比，电池储能和飞轮储能响应时间很短，但存储容量较小，经济性较差；压缩空气储能存储容量最大可至 100 吉瓦时，但响应时间较慢。储能技术本身可为电力系统提供或吸收大量的有功功率，抽蓄等储能技术是电力系统灵活性的重要来源；伴随技术的快速发展，不同储能方式可满足不同时间尺度下灵活性需求。

表 1 储能技术性能对比

储能方式	容量 (吉瓦时)	响应时间	效率 (%)	投资 (元/千瓦时)	寿命 (年)
电池储能	< 0.2	< 1s	70 ~ 90	800 ~ 4800	20 ~ 30
抽水蓄能	> 2	10s ~ 40min	87	45 ~ 85	40
飞轮储能	< 0.5	< 1s	90 ~ 93	170 ~ 420	20 ~ 30
压缩空气储能	< 100	1~10min	80	12 ~ 85	30

2.6 本章总结

电力系统灵活性的研究尚处于起步阶段，综合来看电力系统灵活性是指在供需发生变动时电力系统保持供需平衡的应对能力，灵活性已成为继安全性、可靠性和经济性之外，衡量电力系统运行特性的另一重要指标。电力系统灵活性资源分布于电源侧、电网侧、用户侧和储能各类资源之中，各类灵活性资源的灵活特性也各有不同，对于系统“上调节”和“下调节”发挥着不同的作用，支撑着系统“灵活性服务”的需要。



3

德国电力系统灵活性资源 情况

德意志联邦共和国位于中欧，北邻丹麦，西部与荷兰、比利时、卢森堡和法国接壤，南邻瑞士和奥地利，东部与捷克和波兰接壤，领土面积 357167 平方公里，人口约 8293 万人。德国是欧洲四大经济体之一，2018 年国内生产总值（GDP）达到 4.0 万亿美元。早在二十世纪八十年代德国就提出了可再生能源发展战略，截至 2018 年底，德国发电总装机容量达到 2.2 亿千瓦，可再生能源占比超过 58.4%；德国国内总发电量超过 5956 亿千瓦时，可再生能源占比约为 35%，其中风电发电量占比超过 17.2%，太阳能发电量占比为 7.1%，生物质发电量占比为 8.0%。

图 1 1990~2018 年德国可再生能源发电量情况

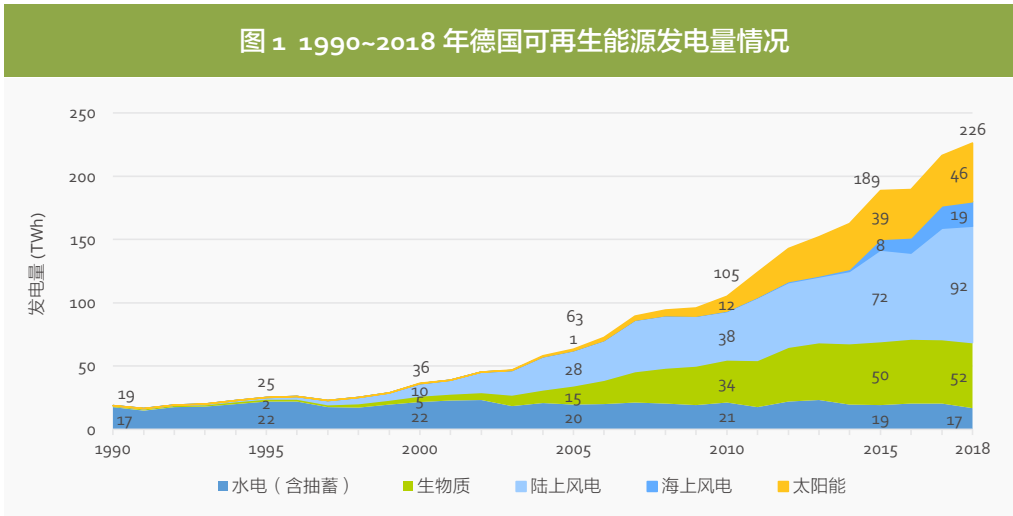
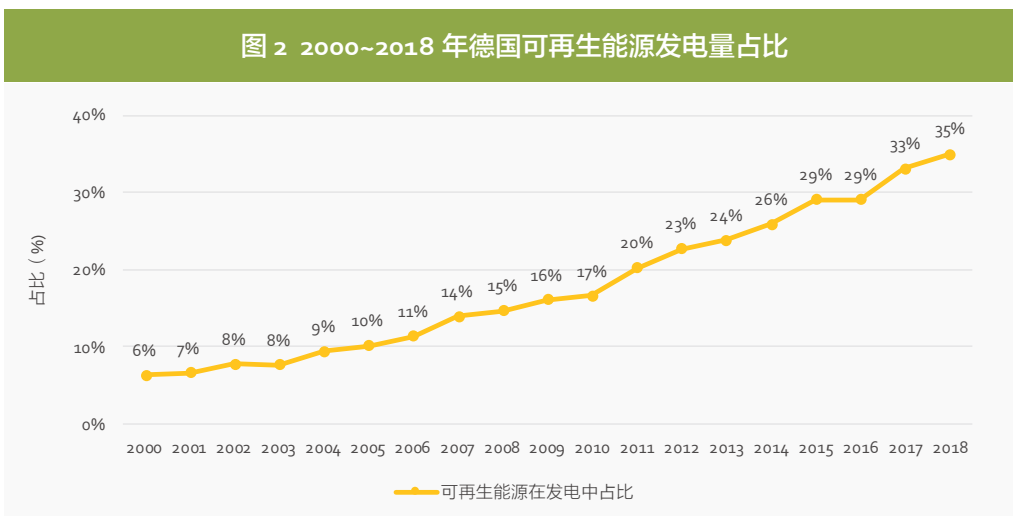


图 1、图 2

来源：1990 到 2017 数据来自德国经济与能源部（BMWi），2018 年 12 月；2018 年数据来自 AG Energiebilanzen e.V. (AGEB)，2019 年 3 月

图 2 2000~2018 年德国可再生能源发电量占比



受生物质发电成本和资源制约，风电和光伏发电是德国可再生能源比重提升的主要依靠力量。但同时，风电和光伏发电比重的大幅提高对于德国电力系统灵活运行也提出了更高要求。以 2019 年 1 月冬季为例，除去可再生能源供给后德国净负荷的波动性大幅增加。当前德国通过充分挖掘火电机组、跨省区跨境输电、需求侧响应以及储能等不同途径的灵活性潜力，利用多级市场，保障了其电力系统安全、可靠运行，控制可再生能源弃电率处于 2~4% 的合理范围之内。但随着可再生能源发电量占比突破 30%，德国的弃风率开始呈上升趋势。

图3 2019年第一周德国用电负荷和剔除可再生能源供应后净负荷情况

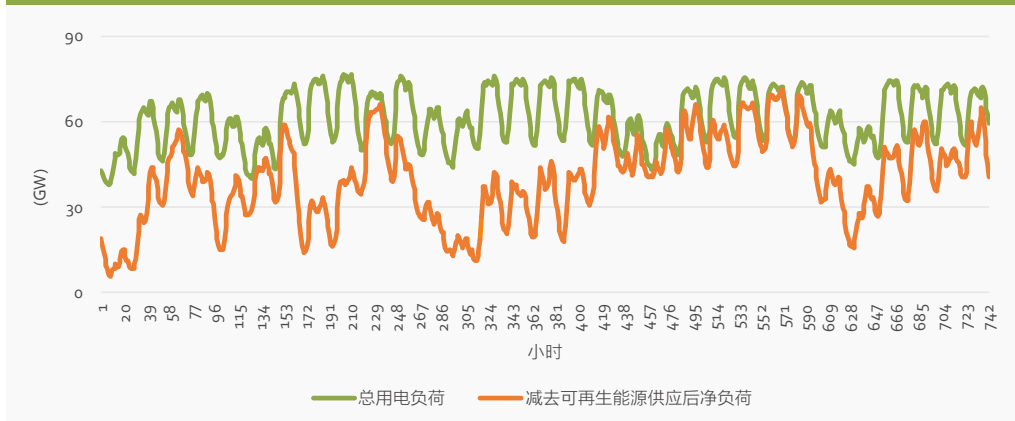


图3

来源: Fraunhofer ISE, 2019年8月访问

表2 2010-2016年德国弃风弃光率

	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年
弃风率	0.33%	0.83%	0.70%	0.92%	2.80%	4.95%	4.36%
弃光率	-	-	-	-	-	-	0.46%

表2

来源: 2010-2016数据来自帝国理工, 2018年; 2019年一季度结果根据德国联邦网络管理局(BNetzA)数据计算, 2019年12月访问

3.1 电源侧灵活性资源情况

在德国火电、核电、抽水蓄能以及生物质发电都被视为是可控电源。截至2018年底, 德国可调度电源装机容量达到1.1亿千瓦, 占全国总装机容量的50.2%。其中火电机组和抽水蓄能是电源侧主要的灵活性来源, 抽水蓄能将在后续储能章节进行介绍。

图4 2018年德国各类发电装机情况

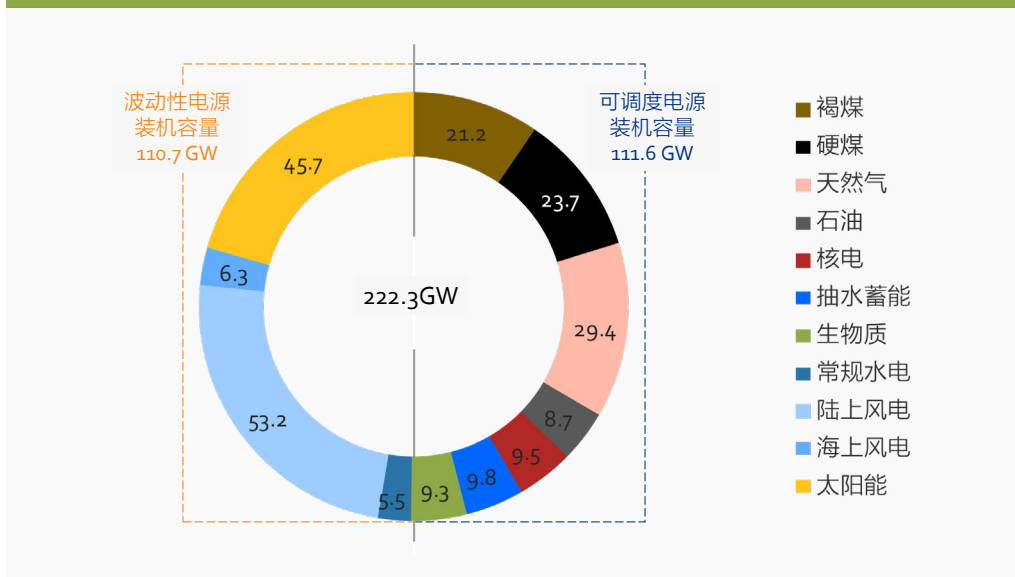


图4

来源: Agora Energiewende, 2019年8月

3.1.1 火电机组资源情况

德国的灵活火电机组主要包括四类：硬煤发电机组、褐煤发电机组、单循环燃气发电机组（OCGT）以及联合循环燃气发电机组（CCGT）。截至 2018 年底，德国火电发电装机容量超过 8300 万千瓦，占国内总装机容量的 37.3%，其中褐煤装机容量约为 2120 万千瓦，硬煤为 2370 万千瓦，天然气约为 2940 万千瓦；2018 年德国国内火电发电量达到 3173 亿千瓦时，占全国总发电量的 49.1%，其中褐煤发电量约为 1455 亿千瓦时，硬煤为 832 亿千瓦时，天然气为 834 亿千瓦时。从机组类型来看，德国煤电以大型发电机组为主，约占 56.7%，其中 68.1% 的燃煤机组为热电联产（CHP）机组，将近一半的单机容量在 60 万千瓦以上，35% 在 30 万千瓦到 60 万千瓦之间；燃气机组以小型发电机组为主，其中燃气 CHP 占燃气装机总量的 59.4%，绝大部分单机容量小于 30 万千瓦。

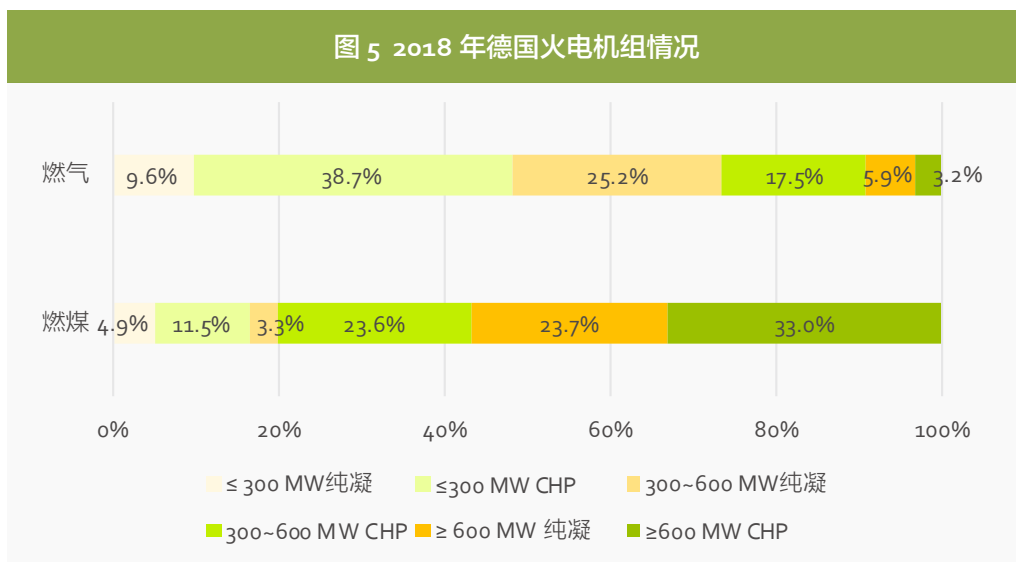


图 5

来源：Open Power System Data (OPSD)，2018 年 12 月



3.1.2 火电机组灵活性参数分析

随着大量风光可再生能源发电并网，德国很多火电厂由于发电利用小时数偏低而面临倒闭的风险，为此提供电力系统灵活性服务成为火电企业新的盈利点。德国火电企业主要通过降低最小出力、提高爬坡速率、缩短启动时间以及为 CHP 机组增加储热装置等措施来提升机组的灵活性。四种火电机组中，总体来看 OCGT 灵活性最强，褐煤机组灵活性最差；常规 OCGT 单循环燃气轮机的平均爬坡率可以达到 8%~12%/分钟，是其他机组的 4~6 倍，而热启动和冷启动时间相比 CCGT 的 3~4 小时和煤电机组的 1~10 小时，OCGT 只需要 5~11 分钟；硬煤机组最小稳定出力优势明显，可以压至额定容量的 25~40%，其他三种机组最小稳定出力可以降至 40%~60% 之间。

为进一步挖掘电源侧的灵活性资源，德国的火电机组也在不断进行技术创新和灵活性升级，其中褐煤机组优化潜力最大，最先进机组最小稳定出力可以从额定容量的 50%~60% 下降到 35%~50%，爬坡率从 1%~2%/分钟提升到 2%~6%/分钟，热启动和冷启动时间可以分别从 4~6 小时、8~10 小时降低至 1.25~4 小时和 5~8 小时。燃气机组灵活性提升主要体现在最小出力的进一步降低，先进的 OCGT 和 CCGT 机组最小稳定出力已经可以达到与燃煤机组相同的水平，部分 OCGT 机组的最小稳定出力甚至可以达到 20%，未来随着天然气发电量占比不断攀升，燃气机组有望成为德国最重要的电源侧灵活性资源。

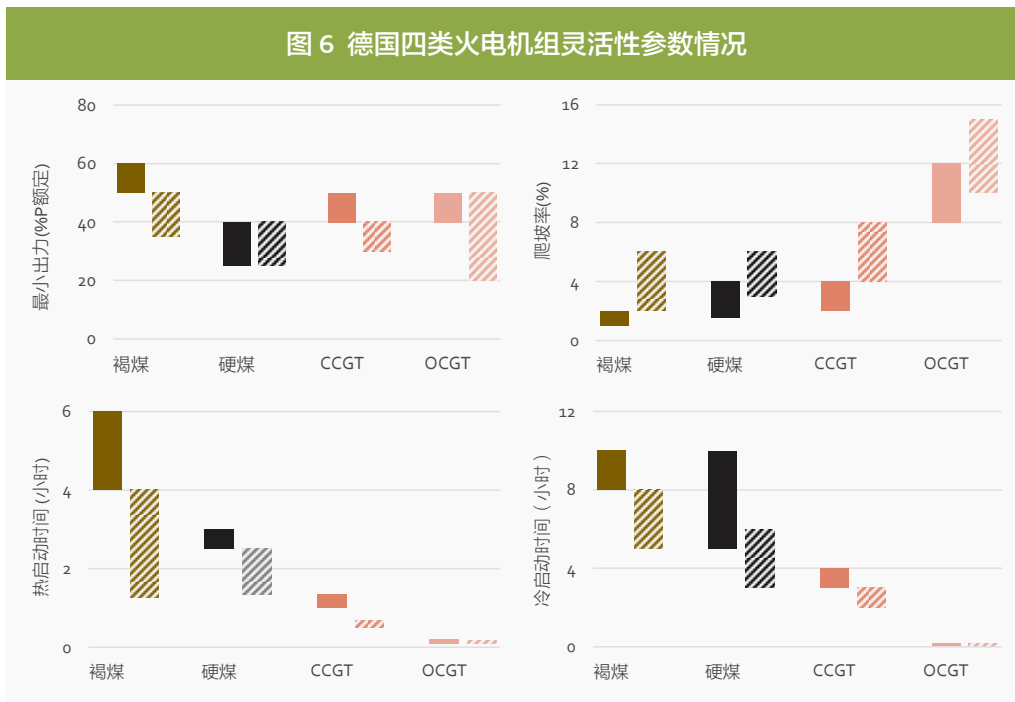


图 6

注：柱形图中每一种发电机组的左侧柱子表示常用技术条件，右侧柱子表示最先进技术条件。

来源：Agora Energiewende, 2017 年

3.1.3 CHP 机组供暖季灵活性分析

德国的供暖季一般从当年 10 月到次年 4 月，由于冬季 CHP 机组需优先满足供暖需求，随着风光占比的大幅提高，德国使用了大型储热设备来实现 CHP 机组的热电解耦，提升火电的灵活性。例如位于德国杜塞尔多夫的 Lausward Fortuna 联合循环燃气 CHP 电厂，建造了容量为 36000 平方米的世界第一大热水储热罐，实现燃气轮机从热启动到达满功率运转仅需 25 分钟，不仅为电网提供了灵活性保障，同时即使电厂停运也能满足杜塞尔多夫整个城市多天的供暖需要。

图 7 2019 年 1 月德国电力负荷曲线和发电曲线

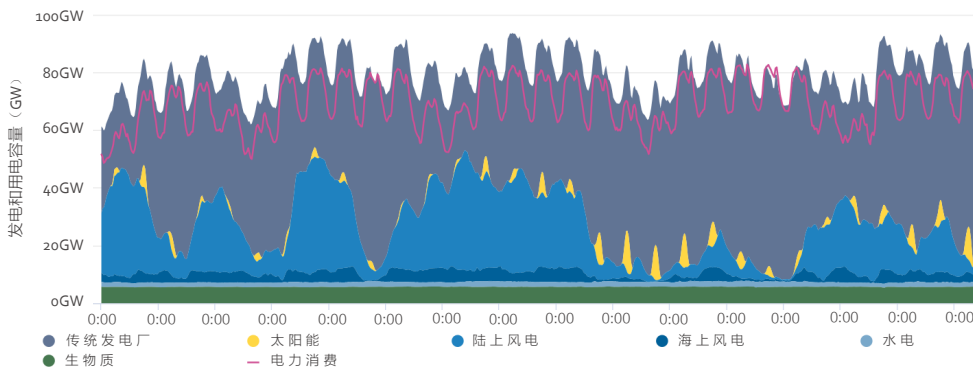


图 7

来源：Agora Energiewende，于 2019 年 8 月访问

3.2 电网侧灵活性资源情况

德国虽然可再生能源发电占比不断提升，但其电力系统中断时间（SAIDI）却逐步走低，2018 年德国 SAIDI 仅为 13.91 分钟。然而，为了维护电网的稳定运行，近年来德国电网的阻塞管理成本大幅提高，2018 年其总成本是 2013 年的 6.7 倍。研究主要关注大电网的灵活互济，因此本章节将着重介绍德国跨境输电灵活性的释放。

图 8 2006~2018 年德国电力系统中断时间（左）；2010~2018 德国电网阻塞成本（右）

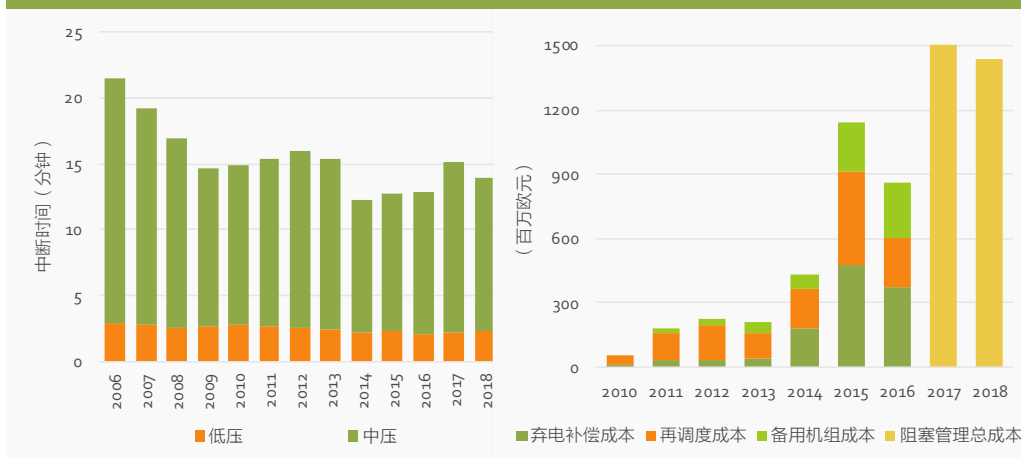


图 8

注：陆上风电主要接入高压或中压电网，光伏项目主要接入低压电网。

来源：（左）BNetzA，2019 年 12 月访问；（右）2010-2016 数据帝国理工，2018 年 3 月，2017-2018 数据 BNetzA，2019 年 8 月

3.2.1 跨国电网灵活互济状况

德国境内主干电网电压等级主要为 220 千伏和 380 千伏，全国主干电网线路长度约为 35000 公里，由四个 TSO 企业 Tennet、Amprion、50Hertz 以及 Transnet 分区进行运行和管理。同时德国是欧洲互联电网 ENTSO-E 的成员国之—，属于五个同步区域之一的 UCTE；与区域内国家主要通过 380~400 千伏（红色）和 220 千伏（绿色）的交流输电线路连接，与其他同步电网则通过高压直流输电线路（粉色）连接；目前德国与 9 个邻国开展实时跨国电力交换。

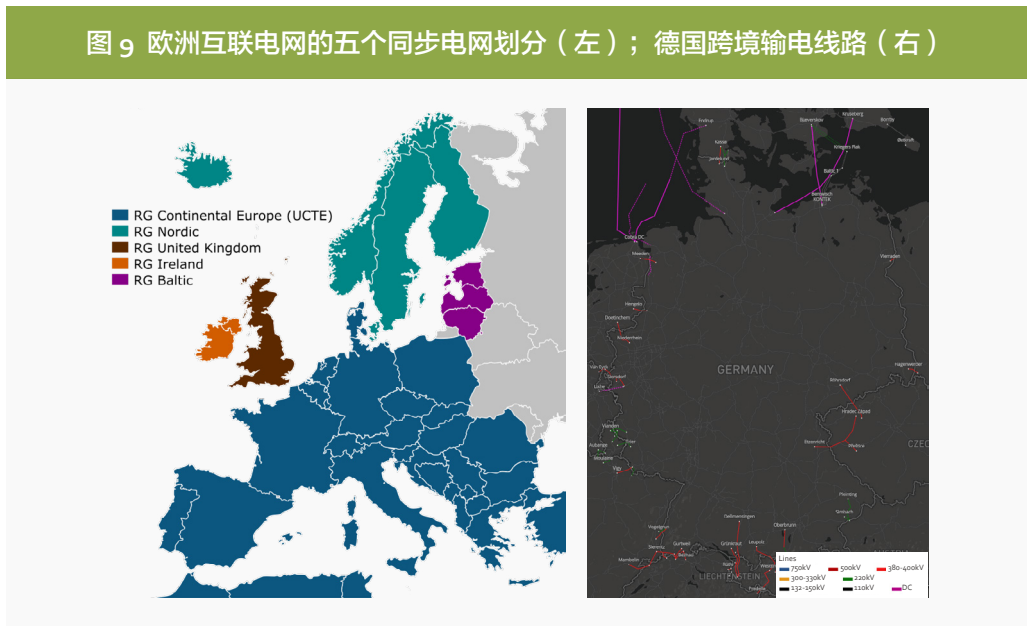


图 9

来源：（左）Wikipedia，2019 年 7 月访问；ENTSO-E，2019 年 1 月

德国作为拥有高可再生能源发电装机占比的国家，跨境电力传输在可再生能源消纳方面发挥了重要作用，例如当德国可再生能源发电大发时刻，奥地利和卢森堡会从电力市场中购买大量德国电力，以享受低廉的价格。同时在应对突发事件时，跨境输电也为德国电力系统稳定运行和安全供给提供了保障，例如 2015 年 3 月 20 日的“日食危机”，9~10 点之间德国从丹麦进口电量增加了 169%，从对瑞典的电力出口转向电力进口，此外瑞士也为德国额外提供了 42.3 万千瓦的发电容量支持。

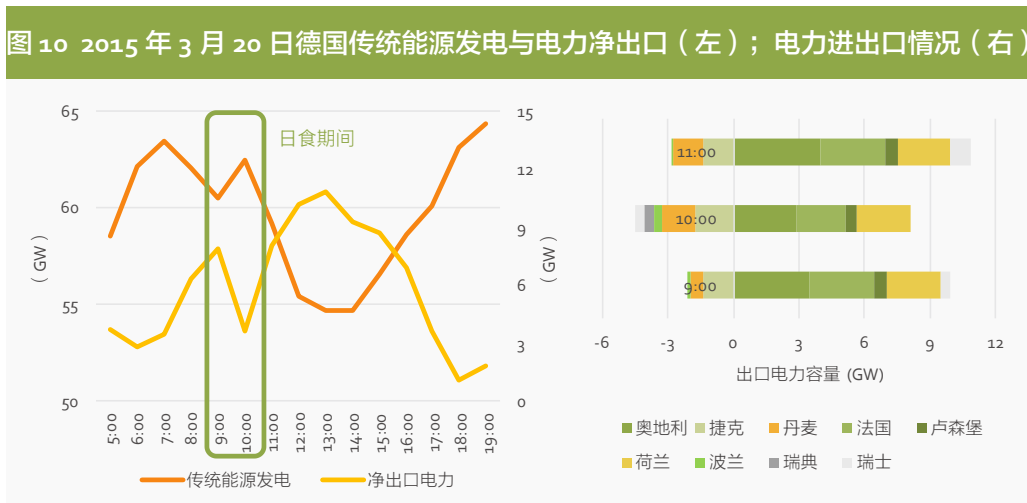


图 10

来源：Agora Energiewende，2019 年 7 月访问



3.2.2 电网灵活性提升举措

为提升电网灵活性、防止电网阻塞，德国采用 GORE 原则发展电网，即首选电网运行优化，其次电网改造，最后电网扩建。其中电网运行优化包括远程控制可再生能源电站、建立实时发电数据追踪系统等；电网改造包括增加输电线路温度监测设备、使用移相变压器等；电网扩建则重点需要考虑成本和公众接受程度。

3.3 用户侧灵活性资源情况

德国的用户侧灵活性资源主要来自工业、第三产业和居民，以价格型需求侧管理为主。2014 年据德国航空航天中心（DLR）评估，德国“降低负荷”需求响应的资源潜力达到 1380 万千瓦，约占德国最高负荷的 17%；“提升负荷”需求响应的资源潜力达到 3230 万千瓦，约占最高负荷的 40%。从经济性角度看，德国工业需求侧响应的固定成本在 0.2~8 欧元 / 千瓦之间，可变成本也不高于 0.5 欧元 / 千瓦，仅为发电机组灵活性改造的十分之一。尽管如此，目前可以实际规模化参与灵活性服务的主要是工业领域的铝企业。

表 3 德国各类需求侧响应资源理论潜力

单位 (GW)	总量	工业	第三产业	私人住宅
降低负荷	13.8	3.5	3.8	6.4
提升负荷	32.3	0.7	4.2	27.4

表 3

注：降低负荷需求侧响应潜力，即持续时间最小为 1h 的可中断或可延迟响应的需求侧平均负荷量；提升负荷需求侧响应潜力，即持续时间最小为 1h 的可提前响应的需求侧平均负荷量。
来源：德国航空航天中心（DLR），2014 年

3.3.1 工业负荷灵活性资源

工业用户主要通过短暂加快或放缓生产活动，或者改变生产时间来提供需求响应。德国能源署（dena）研究表明，德国几乎所有的工业部门如冶金业、化工、橡胶和塑料工业都能提供不同程度的需求侧灵活性服务，其中大型高耗能企业可以独立参与灵活性服务，而小型用能企业则通过虚拟电厂（VPP）模式集中参与。据德国能源经济研究中心（FfE）评估，德国拥有 900 万千瓦的工业负荷可以通过中断的方式提供 5 分钟以内的需求侧响应，拥有 250 万千瓦的负荷可以连续提供 1 小时以上的灵活性服务。其中化工、冶金企业相较于其他部门拥有更大的需求响应潜力，例如 Trimet 公司是德国最大的铝生产和冶炼企业，也是德国最先进的工业用户灵活性供应商，一秒钟能够调节负荷 8~60 万千瓦，可以为电力系统提供一级备用、二级备用以及可中断负荷服务。

图 11 德国工业需求侧响应技术潜力

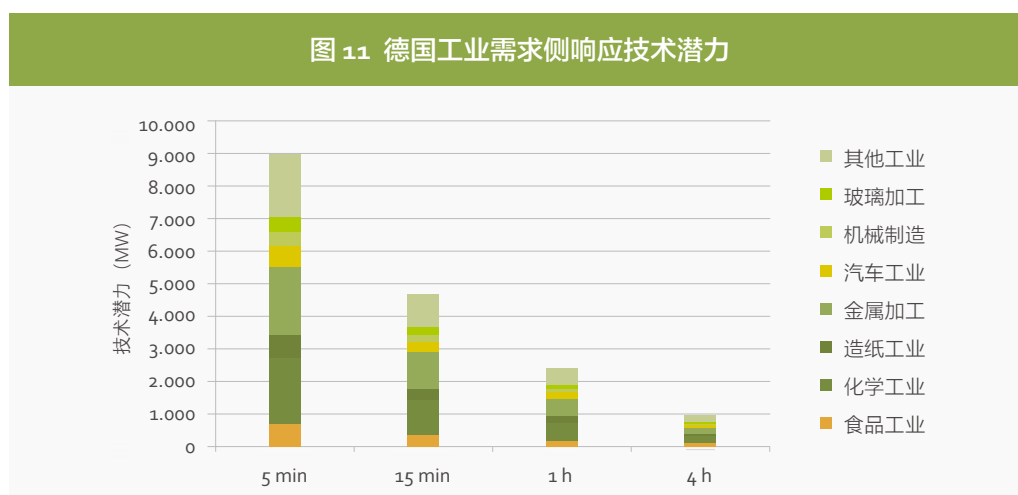


图 11

来源：德国能源经济研究中心（FfE），2011 年

3.3.2 第三产业灵活性资源

据德国航空航天中心 2014 年的评估，德国第三产业“降低负荷”和“提升负荷”需求响应的理论潜力超过 400 万千瓦，其中近一半的潜力来自于商业通风。德国弗朗霍夫研究所（Fraunhofer ISI）通过对 1000 家服务业企业进行采访评估，发现酒店、办公楼、餐厅等建筑物具有巨大的灵活性潜力，可以通过 VPP 参与现货市场或平衡市场作为二级备用和分钟备用，但当前缺少有效的激励机制阻碍了服务业灵活性潜力的释放。

3.3.3 电动汽车灵活性资源

2018 年德国 EV 数量达到 18 万辆，累计建设交流充电桩约 7900 个和直流充电桩超过 1400 个，目前已经开始尝试电动汽车（EV）灵活性资源的利用，V2G 在部分地区已经进入到了试点阶段。德国 VPP 集成商 Next Kraftwerke 和荷兰智能充电平台运营商 Jedlix 计划自 2019 年起，共同开展 EV 电池提供二级备用的试点项目，能为德国电力系统提供正向或负向的调频服务。

图 12 德国累计新增电动乘用车数量预测

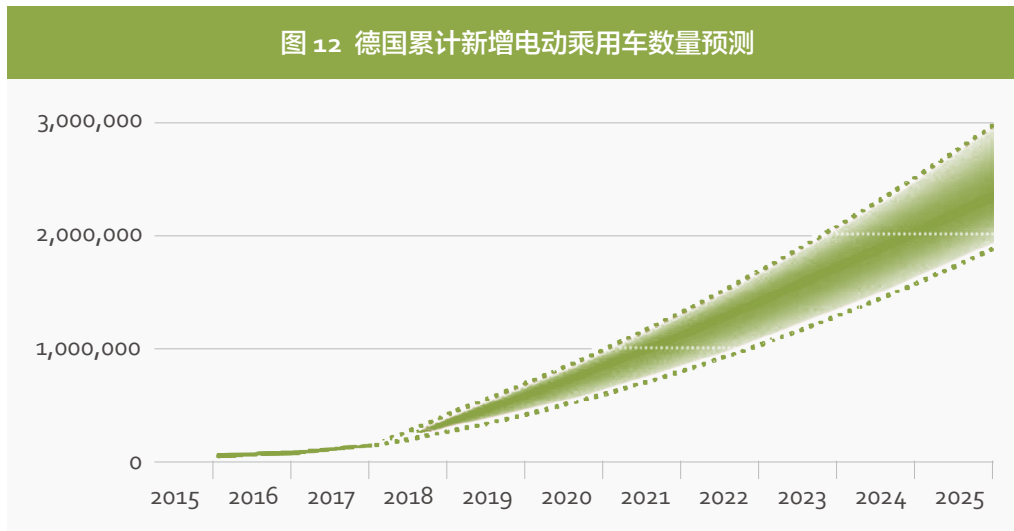


图 12

来源：德国国家电动出行平台（NPE），2018 年 5 月

3.4 储能灵活性资源情况

德国储能设施主要包括抽水蓄能、电池储能、压缩空气储能（CAES）以及电制 X（PtX）。截至 2018 年，德国储能装机容量已达到近 790 万千瓦，主要为电力系统提供快速和短期的灵活性服务，其中抽水蓄能仍然是德国目前装机容量最大、经济性最好的储能设施；随着技术的发展和成本降低，电池储能也开始进入到大型商业化应用阶段，技术类型和商业模式逐渐多样化；压缩空气储能具有灵活性高且运行稳定的优势，但由于建设条件较为苛刻，目前德国仅有一个商业化运行项目；当前电制 X 在德国还处于小规模试验阶段，预计 2020 年后才会陆续实现大规模商业化运行。

表 4 2018 年德国各类储能设施装机

	总量	抽水蓄能	商用储能 电池	户用储能 电池	空气压缩 储能	电制 X
装机 (MW)	7,897	6,800	370	380	321	26
占比	-	86.10%	4.70%	4.80%	4.10%	0.30%

表 4

来源：抽水蓄能数据来自 International Hydropower Association, 2019 年 5 月；商用储能电池数据来自 GTAI, 2019 年 8 月访问；户用储能电池数据估算来自 Clean Energy Wire, 2018 年 10 月；空气压缩储能数据来自 GIZ, 2019 年 1 月；电制 X 数据来自 TÜV, 2019 年 3 月

3.4.1 抽水蓄能资源

德国从二十世纪五十年代末开始建设抽水蓄能电站，截至 2018 年底，境内抽水蓄能电站装机容量达到 680 万千瓦，主要分布于德国中部和南部；除此之外，临近的卢森堡、瑞士和奥地利约 300 万千瓦的抽水蓄能电站也由德国电网管理。德国抽水蓄能电站的最小稳定出力一般约为额定容量的 30%，通常可以在 75 秒到 100 秒内爬升至最大容量，并为电力平衡市场提供一级备用、二级备用和分钟备用。例如德国最大的抽水蓄能电站 Goldisthal 位于图林根州，装机容量 106 万千瓦，在非高峰用电时段从褐煤发电厂购买价格低廉的盈余电力蓄水，当用电高峰来临时参与电网的调峰服务，单机运行容量能在数秒钟内从最低的 4 万千瓦上升到 26.5 万千瓦满负荷运转。

3.4.2 电池储能资源

随着电池成本的下降，电池储能近年来迎来了快速发展阶段。2018 年德国电池储能装机容量达到约 70 万千瓦，其中商用项目占比 52.9%，户用项目占比 47.1%；目前电池储能为德国电力系统提供一级备用、二级备用、平衡电网供需和提供无功补偿等，其中提供一级备用服务的商用电池装机容量约为 37.1 万千瓦，以锂电池为主。

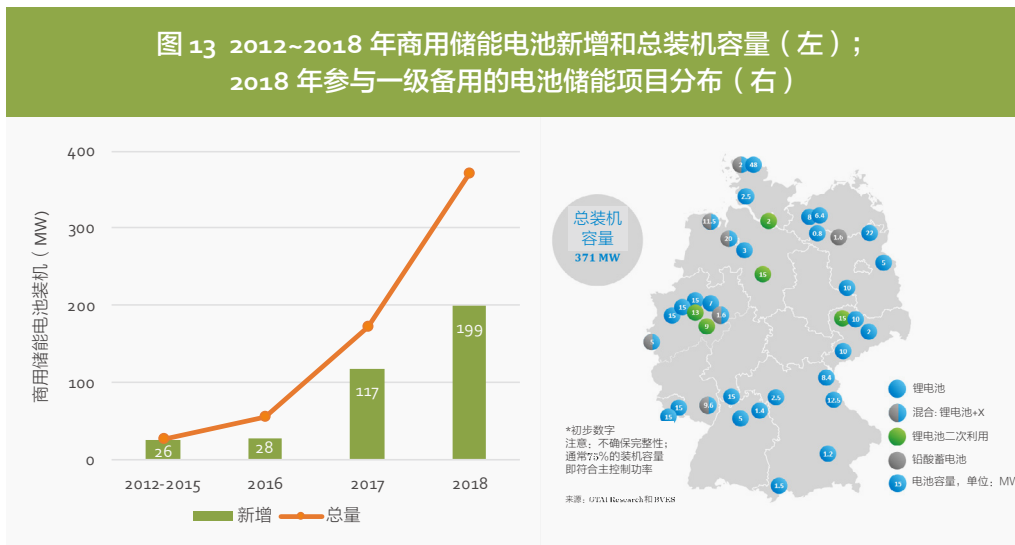


图 13
来源：（左）GTAI 和 Inspiratia, 2019 年 3 月；（右）GTAI 和德国储能协会 (BVES), 2019 年 8 月访问

在德国约 10 万户家用储能已经并网，德国电池制造商 Sonnen 目前准备组织几千“光伏 + 电池储能”用户参与一级备用服务，每一个户用储能系统既可以独立运行，当电力系统出现波动时又可以组成单位容量为 1 兆瓦的虚拟电池参与一级备用服务。

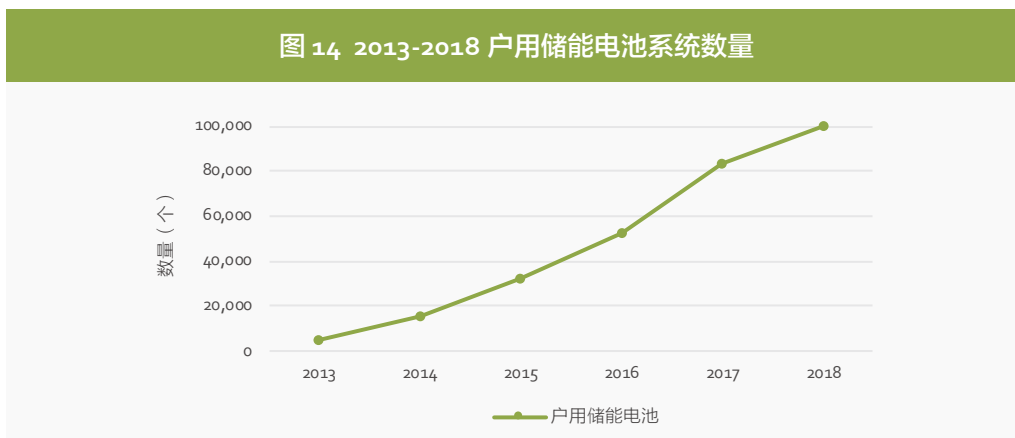


图 14
注：2018 年数据截止到 2018 年 8 月。
来源：German Solar Association, 2018 年 8 月

3.4.3 压缩空气储能资源

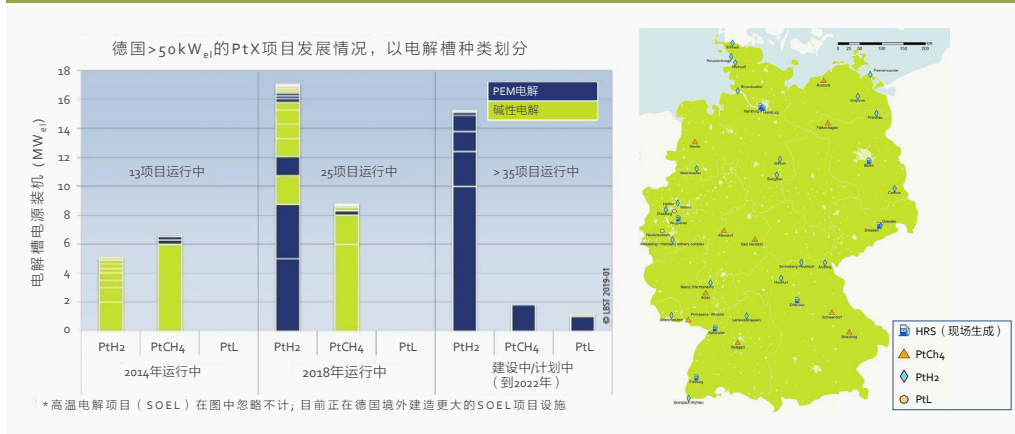
压缩空气储能技术（CAES）早在二十世纪七十年代就已经实现了商业化运行，它拥有启动时间短、启动稳定以及爬坡快的优势，在德国压缩空气储能通常为电网提供分钟备用、调峰备用和对风光进行快速补偿。目前德国拥有世界上最大、运行时间最长的CAES项目，总装机容量为321兆瓦，可以在额定功率下连续供电3小时；该项目的启动时间一般为10到12分钟，在紧急情况下甚至可以实现5分钟冷启动；爬坡速率约为额定容量的30%/分钟，比最灵活的CCGT（8%~12%/分钟）还要快一倍以上，启动稳定性可以达到99%。

3.4.4 电制X资源

当前德国的电制X（PtX）项目主要有电制氢（PtH2）和电制甲烷（PtCH4）。截至2018年底，德国在运的大于50 kW_{el}的PtX项目总装机容量达到26兆瓦，其中约17.5兆瓦为电制氢项目，8.5兆瓦为电制甲烷项目。利用系统中盈余的可再生能源，通过生产H2和CH4，德国的PtX项目能够为电力系统提供一定的灵活性。尽管目前在运的PtX项目均属于科研类项目或试点项目，实现盈利还有一定距离，但PtX在一定程度上促进了北部盈余风电的消纳。

图 15 2014, 2018 和 2022 年 PtX 项目装机容量（左）；
截至 2019 年 3 月德国 PtX 项目分布（右）

图 15
来源：T ÜV，2019 年 3 月



3.5 灵活性市场机制情况

德国的各类灵活性资源可以通过平衡市场、现货市场、电网阻塞管理以及平衡单元内部平衡等方式参与灵活性市场。关于市场机制的更多细节，德国国际合作机构（GIZ）的另一篇报告《德国电力市场灵活性》中将做详细叙述。本章只对平衡市场的情况做简要概述，以便更好地理解各类灵活性资源的特性。

根据灵活性需求的不同，在德国输电网运营商（TSO）通过拍卖的形式确定提供服务的灵活性资源。一级备用通常在系统频率出现较小波动时自动作出响应；二级备用则用于系统频率会出现较大波动的非可预见事件；分钟备用则可在大型或长期停电事件中发挥作用，例如核电厂出现强制停机。由于一级备用和二级备用对响应速度的要求较高，通常由火电机组、抽水蓄能电站、大型工业企业以及少量电池储能参与；分钟备用则可以接纳更多样的灵活性资源，例如压缩空气储能（CAES）和通过虚拟电厂（VPP）集成的小型电力用户等。

表 5 德国平衡市场的产品及属性

	一级备用	二级备用	分钟备用
招标频率	每周	每日	每日
招标时间	通常是前一周的周二	招标开始：提供日前 7 天	招标开始：提供日前 7 天
		招标结束：提供按前一天 8 点	招标结束：提供前一天 10 点
产品时间分片	整周	每 4 小时时间分片	每 4 小时时间分片
产品差异	正向和负向调频服务	正向或负向的调频服务	正向或负向的调频服务
响应时间	30 秒内	5 分钟内	15 分钟内
最小投标规模	1 兆瓦	5 兆瓦	5 兆瓦
		在一定前提下 1 兆瓦起	在一定前提下 1 兆瓦起
建池	允许在同一调节区域	允许在同一调节区域	允许在同一调节区域

表 5

来源：德国能源署（dena），2018 年 12 月

3.6 本章总结

德国充分利用电源侧、电网侧、用户侧和储能的各类灵活性资源，共同服务本国电力系统的灵活运行。其中，电源侧燃气轮机和燃煤机组为电力系统灵活运行提供基础保障；电网侧跨国电网灵活互济为维护电力系统稳定和促进可再生能源消纳发挥重要作用；用户侧工业、第三产业以及电动汽车等响应为平衡市场提供有效调节手段；抽水蓄能、电池储能等储能资源为电力系统灵活运行提供更多样选择；各类灵活性资源通过平衡市场提供一级备用、二级备用、分钟备用等不同灵活性服务。



4

京津冀电力系统灵活性资源 情况

京津冀地区是中国北方经济规模最大、最具活力的区域之一。近 20 年，京津冀地区人口集聚不断提高，常住人口规模从 2000 年的 9039 万人增长至 2018 年的 11270 万人，GDP 总量从 2000 年的 9907 亿元，增加到 2018 年的 85140 亿元，18 年提高了 7.6 倍。京津冀地区也是中国重要的区域能源消费中心，长期以来能源的消费以煤炭为主，利用方式相对粗放，这已成为区域大气污染物排放浓度过高的重要原因之一。截至 2018 年底，京津冀电力总装机容量超过 1.0 亿千瓦，可再生能源装机占比达到 30.2%，其中水电装机容量 281 万千瓦，火电装机容量 7263 万千瓦，风电装机容量 1462 万千瓦，太阳能发电装机容量 1402 万千瓦；2018 年京津冀地区总发电量达到 3906 亿千瓦时，可再生能源发电量占比约为 11.7%，其中风电发电量占比约为 7.5%，太阳能发电量占比 3.5%。

图 16 2018 年京津冀 13 城市 GDP (亿元) 分布

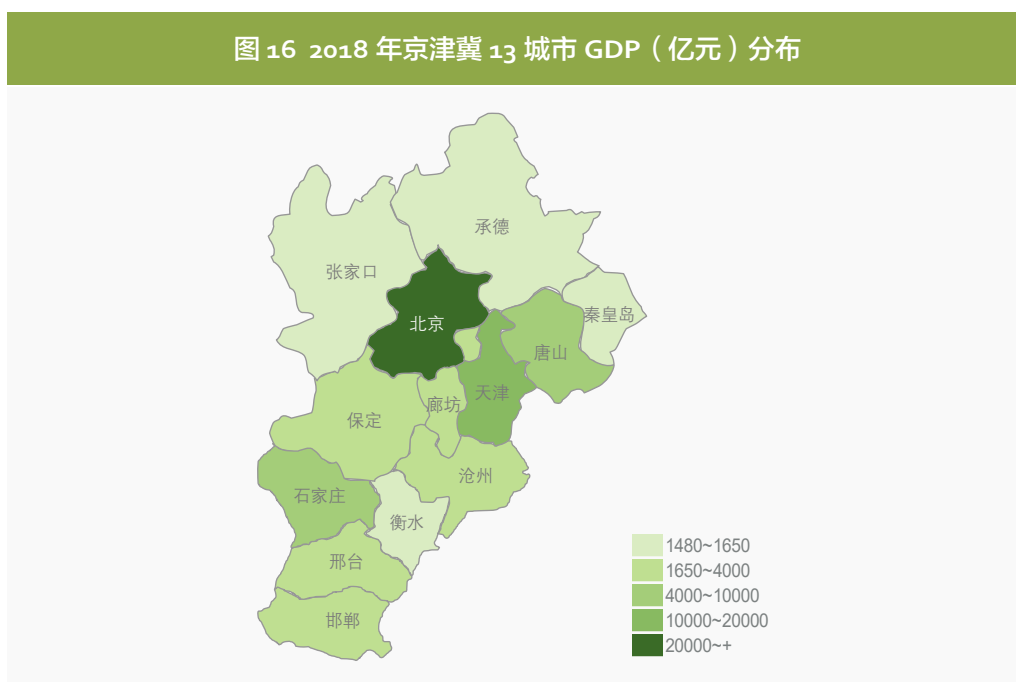


图 16

来源：中国统计年鉴

图 17 2010~2018 年可再生能源发电量占比

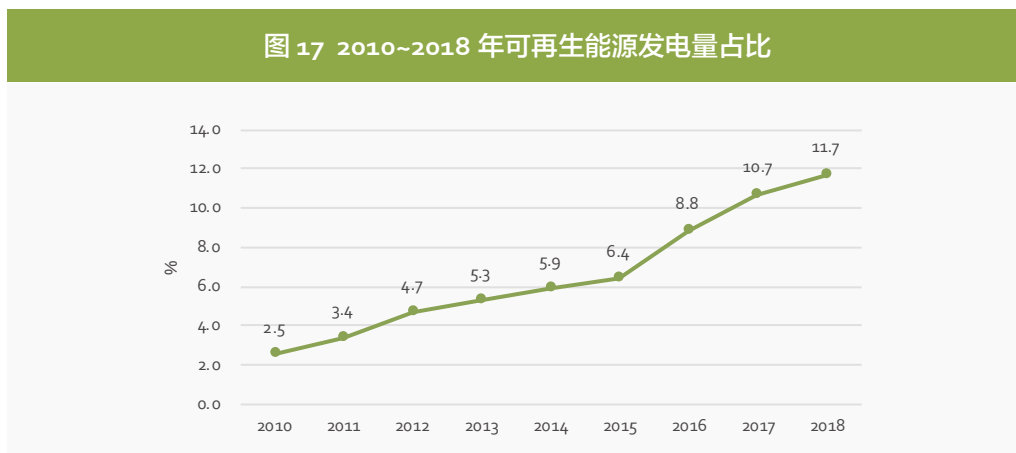


图 17

来源：2010-2018 年电力工业统计资料汇编

当前京津冀地区可再生能源发展态势良好，北京、天津主要以分布式光伏发电为主，河北风电和光伏发电均获得了高速发展，但京津冀可再生能源发电无论装机占比还是发电量占比仍远低于全国平均水平，同时可再生能源占比较高的张家口等局部地区弃风、弃光频发，弃风率最高曾超过 20%，系统灵活性不足是可再生能源发展的主要制约。另外伴随京津冀三地相继进入后工业化阶段，工业负荷比重显著下降，商业和居民负荷比重快速提升，电网峰谷差不断拉大，用电负荷率持续下降，这也对电力系统调节能力提出了更高要求。

4.1 电源侧灵活性资源情况

在京津冀地区，火电、抽水蓄能以及生物质发电都被视为是可控电源，截至 2018 年底，京津冀可调度电源装机容量超过 7500 万千瓦，占总装机的 72.5%，其中京津冀水电占比较少，除抽水蓄能电站外，水电还包含一定规模的农灌、调水电站，调节能力有限，煤电和气电是京津冀地区主要的调节电源。

图 18 2018 年京津冀各类发电装机情况

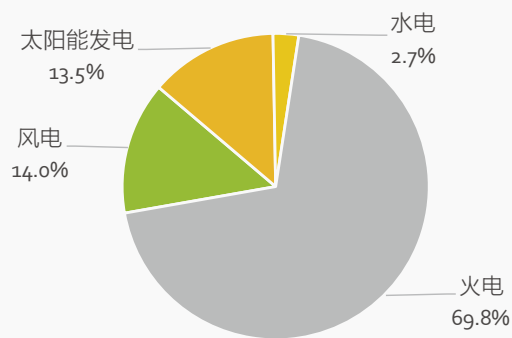


图 18

来源：2018 年电力工业统计资料汇编



4.1.1 火电机组资源情况

截至 2018 年年底，京津冀地区火电总装机容量达到 7263 万千瓦，其中，燃煤机组装机容量为 5579 万千瓦，占总火电装机容量的 76.8%，燃气机组 1305 万千瓦，占火电装机的 18.0%，燃油机组 22 万千瓦，占火电装机的 0.3%，余热余压机组 248 万千瓦，占火电装机的 3.4%，生物质机组 47 万千瓦，占火电装机的 0.5%。分地区来看，北京火电总装机容量约为 1118.6 万千瓦，以燃气机组为主，燃气机组占比超过 88%；天津火电总装机容量为 1528.6 万千瓦，以燃煤机组为主，燃煤机组占比约为 77.6%，并且还拥有 316.7 万千瓦的燃气机组；河北火电总装机容量为 4616.0 万千瓦，同样以燃煤机组为主，燃煤机组占比超过 93%，并且拥有一定数量的自备电厂余热余压机组。虽然京津冀地区拥有数目庞大的火电装机，但是为了保障冬季供暖需要，京津冀地区火电机组中拥有相当大比例的热电联产机组，装机容量约为 1900 万千瓦，加之余热余压自备电厂基本不参与系统调节，这都极大地影响了火电机组灵活性的释放。初步估计京津冀地区火电调节能力约为 3000 万千瓦左右。

表 6 截至 2018 年京津冀地区火电装机情况

机组类型	北京	天津	河北
燃煤机组 (万千瓦)	84.5	1186.8	4307.9
燃气机组 (万千瓦)	984.9	316.7	3.0
燃油机组 (万千瓦)	21.9	0	0
余热余压机组 (万千瓦)	0.8	14.8	232.1
生物质 (万千瓦)	0	0	47.1

表 6

来源：中电联统计

4.1.2 火电机组灵活性参数分析

京津冀地区以煤电机组为主，通过关停小机组、“上大压小”等举措，目前拥有的燃煤机组大多为 30 万千瓦以上的新型机组，最小稳定出力通常设定为 50% 的额定容量，但部分地区最新运行经验表明大多 60 万千瓦及其以下机组的最小稳定出力在不增加任何改造投入的情况下，可以达到额定容量的 40% 左右。京津冀地区燃煤机组的爬坡速度一般为额定容量的 1~2%/分钟，部分新机组的爬坡速度可以达到 3~6%/分钟，但仍低于燃气发电机组。启动时间是燃煤机组另一重要的灵活性参数，京津冀地区燃煤机组的热启动一般在 3~5 小时之间，冷启动时间达到 72 小时。

表 7 京津冀提高常规燃煤机组灵活性参数

机组类型	灵活性参数	目前	国际先进水平
常规煤电机组	启停时间 (h)	72	36
	最小出力 (%)	50	20
	爬坡率 (%/h)	60	60
CHP 机组	启停时间 (h)	72	36
	最小出力 (%)	80~90	40
	爬坡率 (%/h)	30	60
自备机组	启停时间 (h)	-	-
	最小出力 (%)	100	50
	爬坡率 (%/h)	-	-

表 7

来源：国家发展和改革委员会能源研究所

4.1.3 CHP 机组供暖季灵活性分析

京津冀冬季供暖一般从当年 11 月到次年 3 月，为保障冬季采暖需要，京津冀地区 CHP 机组在冬季一般按“以热定电”原则运行，这就使得发电受热负荷制约，调节能力大幅降低，给电网加大了平峰填谷的难度。

图 19 2019 年 1 月京津冀发电曲线

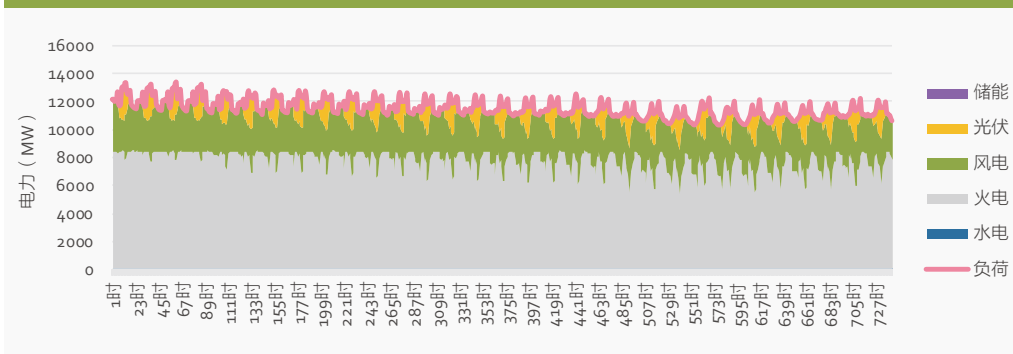


表 19

来源：国家发展和改革委员会能源研究所

4.2 电网侧灵活性资源情况

伴随电网的不断发展，2017 年北京、天津电网供电可靠率均超过 99.9%，平均停电时间分别为 6.19 小时和 6.00 小时，位列全国前列；冀北、河北电网供电可靠率分别为 99.80% 和 99.81% 处于全国平均水平，平均停电时间分别为 16.79 小时和 17.09 小时，距离国际公认的电网供电高可靠性还有一定距离。为了实现快速增长的可再生能源发电消纳，京津冀调频、调峰等电力辅助服务补偿费用不断增加，2018 年京津冀地区电力辅助服务补偿费用约为 8.4 亿元，其中调频补偿费用占比约为 60.2%，调峰占比为 36.5%，备用占比为 0.3%，调压占比为 2.4%。

4.2.1 区域内电网建设情况

京津冀地区已经建立起了可靠的电网覆盖，为区域内省市间实现电力的灵活互联互济创造了基础条件。截至 2018 年年底，京津冀地区 220 千伏及其以上输电线路回路长度达到 48584 千米，其中北京为 4967 千米，天津为 5023 千米，河北为 38594 千米；京津冀地区 220 千伏及其以上变电容量约为 37859 万千瓦安，其中北京为 8114 万千瓦安，天津为 5876 万千瓦安，河北为 23869 万千瓦安。

表 8 截至 2018 年京津冀地区输电线路回路长度

地区	1000 kV (千米)	± 800 kV (千米)	± 660 kV (千米)	500 kV (千米)	220 kV (千米)
北京				1905	3062
天津	579	392		1076	2976
河北	1839	1044	200	12417	23094

表 8

来源：2018 年电力工业统计资料汇编

表 9 截至 2018 年京津冀地区变电容量情况

地区	1000 kV (万千瓦安)	500 kV (万千瓦安)	220 kV (万千瓦安)
北京		3450	4663
天津	600	1725	3551
河北	1800	9355	12714

表 9

来源：2018 年电力工业统计资料汇编

同时京津冀还在推动电网柔性输电的应用，张家口将建成世界首个 ± 500 千伏四端柔性直流电网，具备 300 万千瓦的输电能力。柔性直流通过对有功、无功的独立控制，增强对无功电压的支撑，能显著提升张家口大规模可再生能源并网的安全性；由于不存在同步稳定性问题，可将不稳定的可再生能源多点汇集，形成稳定可控的电源，解决可再生能源的送出问题；另外将充分利用区域大规模风、光的互补特性，以及结合抽蓄的灵活调峰，保障可再生能源的有效消纳。

4.2.2 跨区域电网建设情况

京津冀地区与周边山西、河南、山东、内蒙古已经建立起了 15 条超高压和特高压输电通道，总电力交换能力可达到 7600 万千瓦，如表 10。但京津冀地区跨省跨区电力交换相对不足，电网灵活调度通常在“迎峰度夏”、“迎峰度冬”等负荷高峰时段发挥应急支援的作用，例如 2018 年“迎峰度夏”期间京津冀依托华北电网，开展省间、区域间联络线支援 179 次，最大支援河北、山东电力共计近 900 万千瓦。

表 10 京津冀地区与周边省份互联情况

地区	电压等级 (千伏)	起点	终点	条数 (条)	距离 (千米)
山西	500	大同	房山	3	245
	1000	北岳	保定	2	175
	500	神二	保定	2	240
	500	锦界(2)、府谷(1)	石家庄	3	361
	500	桂山	石家庄	2	68
	500	桂山	元氏	2	79
	500	潞城	辛安	2	134
河南	500	洹安	辛安	1	67
山东	500	聊城	辛安	2	116
	500	滨州	黄骅	2	124
	1000	北岳	鄂尔多斯	2	337
内蒙古	500	托克托	安定	4	483
	500	岱海	万全	4	194
	500	汗海	沽源	2	200
	500	上都	承德	3	240

表 10

来源：国家发展和改革委员会能源研究所

4.2.3 电网灵活性提升举措

京津冀为提升电网灵活性、防止出现电网阻塞，主要以省为单位进行电网优化和改扩建，跨省、跨区输电线路的发展由电网公司协同各省市来完成。与德国类似，京津冀电网发展以满足电力消费、峰值负荷、负荷分布和负荷结构等需求为目标，通常按照调整运行方式、电网改造、电网扩张的优先次序提升电网灵活性。其中电网优化运行方式是对电网的相关功能组件进行合理的调配，京津冀地区通常首要保证电网本身的稳定和安全运行，然后对用户的电能质量要求进行细致的调控，最后才是对电网进行经济性的优化；电网改造、扩建通常根据电网历史的监测、收集的新需求和一些故障问题，开展电网改、扩建规划设计工作，然后统筹设备、资金、人力、用地等各种因素根据规划实施方案进行建设施工，最后对改、扩建工程进行验收投运，确保各项功能正常运行。

4.3 用户侧灵活性资源情况

京津冀地区是中国重要的负荷中心之一，不仅区内河北、天津拥有庞大的工业负荷，而且北京、天津、石家庄、保定等超大型、特大型城市拥有巨大的商业、居民用电需求，这都为京津冀地区开展电力需求侧管理创造了基础条件。截至 2018 年底，京津冀地区全社会用电量超过 5669 亿千瓦时，其中第一产业用电量约为 78 亿千瓦时；第二产业用电量约为 3402 亿千瓦时；第三产业用电量为 1327 亿千瓦时；城镇居民用电量约为 503 亿千瓦时；乡村居民用电量约为 379 亿千瓦时。并且伴随经济的发展，京津冀地区电力需求结构也发生着不断变化，第二产业比重不断降低，第三产业和居民用电比例显著上升；2018 年京津冀地区第一产业、第二产业、第三产业和居民用电量比重分别为 1.6%、59.2%、39.7% 和 26.5%，相比 2012 年，第一产业比重下降了 0.6 个百分点，第二产业下降了 14.7 个百分点，第三产业和居民分别提高了 28.2 和 14.1 个百分点。然而当前京津冀地区的电力需求侧管理受限于技术和机制制约，仍以行政性“有序用电”为主，电力需求侧管理仍按照两个千分之三进行考核，即电力电量节约指标完成情况和电力需求侧管理工作开展情况年度指标原则上不低于区域内上年售电量的 0.3%、最大用电负荷的 0.3%，发挥作用十分有限。参考国际经验和当前国内开展电力需求侧管理的情况，京津冀地区不同产业开展电力需求侧管理有望提供超过 1400 万千瓦的最大负荷削减和超过 170 万千瓦的可中断负荷，电力需求侧管理将成为京津冀地区未来重要的灵活性资源。

图 20 三次产业用电量情况

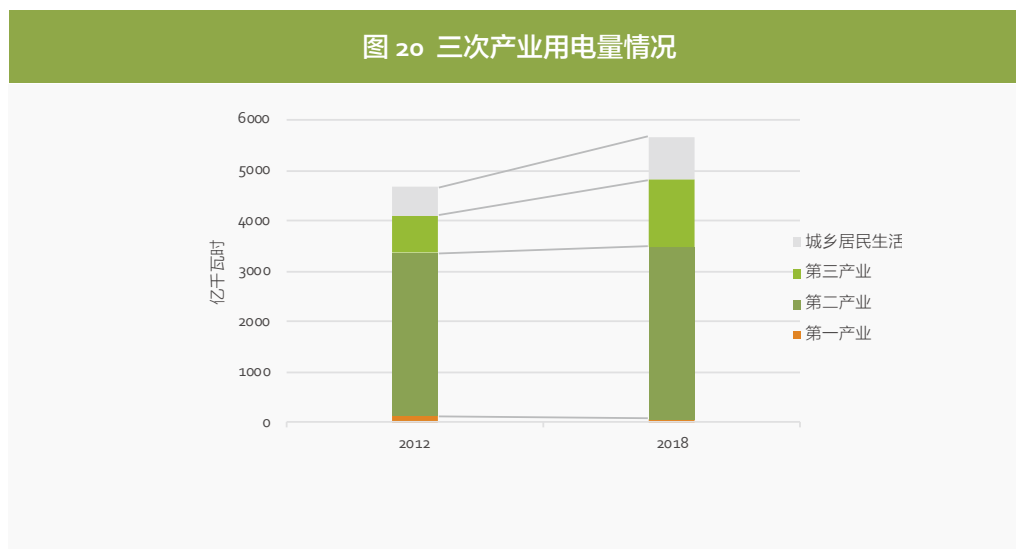


图 20

来源：2018 年电力工业统计资料汇编

4.3.1 工业灵活性资源

京津冀是中国最早开展工业用户参与需求响应实践的地区，早在 2012 年起就制定出了一系列奖励政策用于需求响应技术的研究与推广、需求响应设备的开发与采购、试点城市与试点企业的补贴等等，北京、唐山率先成为第一批的需求响应试点城市，上千家企业探索实施需求响应。目前已形成了以负荷管理技术、能效管理技术以及自动需求响应技术等为依托的技术体系。

京津冀地区工业灵活性资源主要包含可转移负荷与可削减负荷两种类型，当前工业负荷需求侧管理仍处于探索示范阶段。从可转移负荷来看，（1）区域内钢铁企业可通过合理调整生产时间将白天高峰时段的用电负荷转移至夜间低谷时段来降低峰谷差，例如机修等辅助生产部门能够避免在高峰时段用电。（2）区域内机械制造企业可转移负荷能力较强，在错峰生产方面的潜力也比较大。例如，将部分能耗较高的电弧炉、热处理炉、电焊设备以及大型机床等生产设备转移至平时段或者谷时段用电。（3）区域内化工企业用电负荷呈现出鲜明的峰谷特征，可通过对部分生产环节的生产时间进行适当的提前或者推迟来减少一定峰时段的用电负荷。从可削减负荷来看，（1）区域内钢铁企业大多拥有一定比例可中断运行的生产设备，例如轧钢生产环节的用电设备均可以削减用电甚至是中断用电，负荷削减比例在 10% 左右。（2）区域内机械制造企业的电弧炉等生产设备均能够削减用电，中频炉等用电设备也能够适当的中断用电，具有较大的负荷可削减潜力。（3）区域内化工企业通常是三班制的连续型生产，其负荷可削减比例主要取决于辅助生产部门与管理部門的用电。

4.3.2 建筑、交通灵活性资源

伴随政策的支持和电池成本的快速下降，电动汽车正逐步融入京津冀协同发展中，截至 2018 年底，京津冀地区电动汽车保有量超过 31 万辆，建设公共充电桩超过 6.4 万个；据预测 2030 年京津冀地区电动汽车保有量有望超过 3000 万辆。国家电网公司正在将电动汽车充电网络建设作为泛在电力物联网建设的重要组成部分，探索京津冀应用 V2G(Vehicle to Grid, 即车辆到电网) 技术，充分发挥电动汽车的移动储能特性，实现电动汽车与电网良性互动；另外在电网故障期间，发挥电动汽车“移动充电宝”作用，为安全供电提供保障。

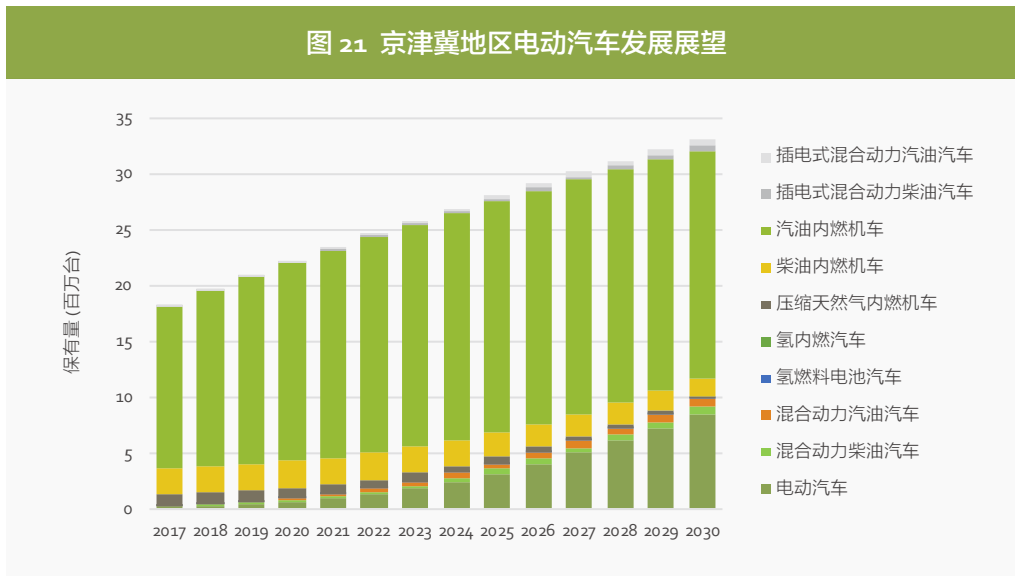


图 21 来源：中国可再生能源展望 2019

随着自动控制技术和建筑管理系统的不断应用，建筑领域的需求响应同样发展迅速。北京大兴机场、“中国尊”等大型建筑均开展了冰蓄冷项目，实现了日间空调制冷和晚间制冰蓄冷。伴随京津冀地区产业结构的变化，商业和居民用电占比持续上升，空调负荷占比不断攀升，例如，北京地区夏季空调负荷占最大负荷的比重超过 40%，空调负荷也将是京津冀地区需求侧重要的灵活性资源。

4.4 储能灵活性资源情况

京津冀地区储能设施主要包括抽水蓄能、电池储能、压缩空气储能以及电制氢。其中抽水蓄能装机 210 万千瓦，其他类型储能主要集中于示范工程，约 3.2 万千瓦。

4.4.1 抽水蓄能资源

截至 2018 年年底，京津冀地区水电总装机容量约为 281 万千瓦，其中，小水电 71 万千瓦，多属于灌溉、调水等配套建设；抽水蓄能电站 210 万千瓦，分别为十三陵蓄能电厂 4*20 万千瓦，张河湾蓄能电厂 4*25 万千瓦，潘家口蓄能电厂 3*9 万千瓦，密云蓄能电厂 2*1.1 万千瓦，岗南蓄能电厂 1*1.1 万千瓦。《水电发展“十三五”规划》已将尚义抽水蓄能电站列为全国“十三五”抽水蓄能电站重点建设项目，装机容量为 120 万千瓦。考虑到在运和规划的丰宁、抚宁、易县等抽水蓄能项目，2030 年前京津冀地区抽水蓄能电站合计装机规模有望达到 930 万千瓦（见表 11），后续受到站址资源条件限制将不会有较大规模新增。

表 11 京津冀地区抽水蓄能建设情况

项目	位置	投产年份	总装机容量 (万千瓦)	机组数量	单机容量 (万千瓦)	年发电量 (亿千瓦时)	
在运	张河湾	河北行径	2009	4	25	16.75	
	十三陵	北京昌平	1995 - 1997	4	20	12	
	潘家口	河北迁西	1993	3	9	2	
	密云	北京密云	1973 - 1975	2	1.1		
	岗南	河北平山	1968	1	1.1		
规划	丰宁一期建完二期 2023	河北丰宁	未投产	360	12	30	34.24
	抚宁 (2030)	河北抚宁	未投产	120	4	30	
	尚义 (2020)	河北尚义	未投产	120	4	30	
	易县 (2023)	河北易县	未投产	120	4	30	

表 11

来源：2018 年电力工业统计资料汇编

4.4.2 其他类型蓄能资源

电池储能、压缩空气储能以及电制氢在京津冀得到了快速发展，但目前仍主要集中于示范工程。截至 2018 年底，京津冀已建成各类储能（不含抽蓄）约 3.2 万千瓦，主要分布于冀北电网。其中张家口已建成世界上首个具备虚拟同步发电机功能的新能源电站和 3 兆瓦电动汽车电池梯次利用储能示范工程；3000 平米太阳能跨季节储热涿鹿矾山黄帝城示范工程也已试运行；沽源 20 万千瓦风电制氢项目正在进行建设；压缩空气储能、风光热储输多能互补等相关项目也得到了示范工程建设。除抽水蓄能外，其他主流储能方式当前在技术和成本方面仍不具备太大优势，但就各类储能方式近年来成本下降趋势来看，电池储能成本呈现出更快的下降速度，并且受目前国内电动汽车产业规模扩大影响，电池储能单位瓦时生产成本有望低于 1 元 /Wh，接近抽水蓄能成本。

表 12 电池储能技术性能对比

储能方式	投资成本 (元 / 千瓦时)	电控系统 (元 / 千瓦)	年度运维成本 占比 (%)	能源转换 效率 (%)	生命周期 (次)
锂离子电池	2000	650	3%	90%	2000
钒电池	4225	1300	3%	85%	13000
钠硫电池	2600	1300	4%	80%	4500
铅炭电池	1300	650	3%	85%	1000
电动汽车电池 梯次利用	780	650	3%	90%	500

表 12

来源：中国可再生能源展望
2019

4.5 配套政策机制情况

京津冀地区现有的调度计划安排，不论从发电侧还是用电侧，仍然采用的是具有计划经济特征的管理方式，各类灵活性资源缺乏主动参与系统平衡调节的积极性。从发电侧看，目前现行的“三公”调度模式，以保障各类发电机组的利用小时数、完成既定的年度发电量计划为主要目标，从而使得现有的发电机组并不愿意主动向系统提供备用服务、调峰服务等其他有功服务。一些能效较高、调节能力较强的机组在调度过程中并未获得优势，从而使得机组也缺乏积极性提升能效和调节能力的意愿。从用电侧看，《有序用电管理办法》规定当出现电力供需紧张时，调度机构将直接采用避峰、限电、拉闸等强制性手段以削减负荷，达到发用电平衡的目的，被迫限制用电甚至停电的用户目前尚未形成合理的经济补偿机制，并未有效释放需求侧资源的潜力。

京津冀地区目前现行的上网电价机制总体采用的是分省分电源类型标杆上网电价模式，即同一省份相同电源的上网电价在一定时期内为固定电价，这一价格水平不是由市场竞争形成，这也造成一方面不能反映不同时段电力系统的供需形势，及时反映当前备用资源的稀缺程度；另一方面，也不能够引导电源与负荷的投资，从而实现系统灵活性资源的优化配置。

2006年起为加强并网发电厂辅助服务管理工作，提高电能质量和安全稳定运行水平，中国制定出台了《发电厂并网运行管理规定》（电监市场[2006]42号）和《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场[2006]43号），要求下属的六个区域（华东、华中、华北、东北、西北、南方区域）电监局各自制定针对本区域的《发电厂并网运行管理实施细则》和《并网发电厂辅助服务管理实施细则》两个细则（以下简称“两个细则”）。随着“两个细则”的出台实施，京津冀地区承担辅助服务较多的发电企业能够获得一定补偿，而承担较少或不承担辅助服务的发电企业需要支付辅助服务费用，这在一定程度上提高了发电企业提供辅助服务的积极性，从而使得系统能够获得更多的灵活性资源。然而，现行的辅助服务机制仍存在着一定的不足：一是补偿力度尚无法激励多方参与系统调峰；二是辅助服务成本分摊及回收机制有待改进；三是对于非旋转备用补偿不足。

4.6 本章总结

相比德国，京津冀地区的灵活性资源同样分布于电源侧、电网侧、用户侧和储能领域。其中，火电机组和抽水蓄能是京津冀地区电力系统灵活性的主要来源，电网灵活互济、柔性输电等在负荷高峰时段发挥了重要支撑作用，用户侧需求侧管理起步较早，也为京津冀电力系统平衡提供了更多调节手段，各类储能和电制氢灵活性服务仍处于示范阶段，“两个细则”在一定程度上促进了京津冀系统灵活性资源的有效利用。但也必须看到，京津冀地区各类灵活性资源有待进一步释放，灵活性配套机制也缺乏激励性，难以发挥利用现有的灵活性资源和引导中长期灵活性资源的投资规划，保障系统灵活性的充裕。



5

中德电力系统运行灵活性定量比较

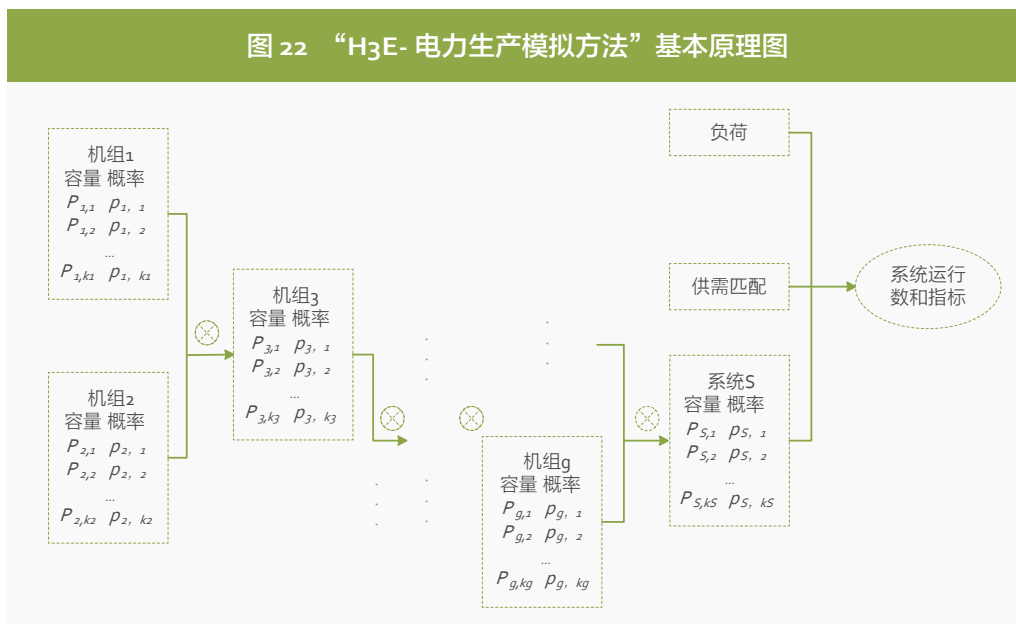
5.1 生产模拟与系统灵活性定量评估方法

针对电力系统运行灵活性分析需要，报告采用了“H3E- 电力系统生产模拟方法”，提出了向上灵活性不足概率、向下灵活性不足概率、电力不足概率、弃风概率、弃光概率五项指标，对京津冀与德国电力系统运行灵活性开展了定量对比研究。

5.1.1 “H3E- 电力生产模拟方法”

“H3E- 电力生产模拟方法”由国家发展和改革委员会能源研究所和华北电力大学共同开发，是“Hummingbird Electricity Economics Engine”模型系统的重要组成部分。“H3E- 电力生产模拟方法”属于概率型随机生产模拟，它把各类发电机组的发电容量离散化，得到容量的概率分布，然后根据各个机组的发电容量分布通过组合运算得到所有机组总容量的联合概率分布，最后进行供需匹配模拟得到每台机组的期望发电量以及系统运行的灵活性、可靠性等指标，基本原理如图 22。相比传统电力生产模拟方法，该方法具有以下优势：1) 全面、合理考虑电力系统“源-网-荷-储”各环节的不确定性，建立了各环节的多状态不确定性模型，以便更加准确地研究系统应对不确定性的能力；2) 利用时序的动态模拟方法，能够量化 8760 时序变化各点指标概率情况，分析指标薄弱时刻；3) 能够更加准确反映灵活性内涵，并具有广泛适用性。

图 22 “H3E- 电力生产模拟方法”基本原理图

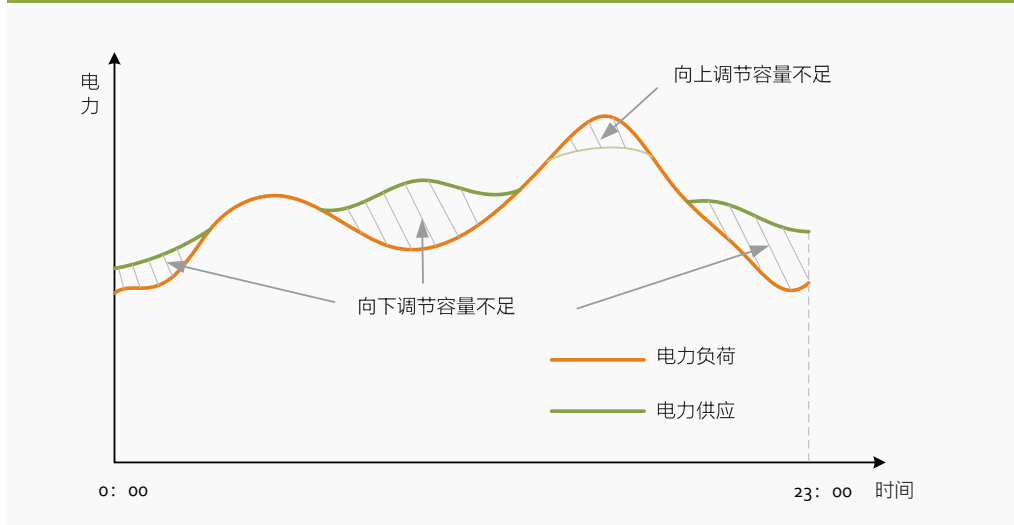


5.1.2 灵活性及其他运行评价指标

电力系统灵活性是指在满足一定经济性和可靠性前提下，系统应对不确定性的能力。这种能力主要体现在当不确定性因素造成系统电力供应低于需求时，系统可通过“上调节”增加出力，从而减少负荷削减，尽快满足需求；当不确定性因素造成系统电力供应大于需求时，系统可以“下调节”减少出力，从而减少发电弃电，尽快恢复供需平衡。根据当前灵活性定义和系统可靠运行要求，报告提出了向上灵活性不足概率（Probability of insufficient upward flexibility, PIUF）、向下灵活性不足概率（Probability of insufficient downward flexibility, PIDF）、电力不足概率（Loss of load probability, LOLP）、弃风率、弃光率五项指标研究电力系统整体的灵活性情况。

其中，向上灵活性不足概（PIUF）率是指无法通过向上灵活调节增加出力避免切负荷的概率，重点反映系统向上跟随负荷增长的能力。向下灵活性不足概率（PIDF）是指无法通过向下灵活调节减小出力避免发电弃电的概率，重点反映系统向下跟随负荷减少的能力。电力不足概率是指系统发电容量无法满足负荷的概率，反映系统供电的可靠性。弃风率和弃光率是指弃风电量和弃光电量分别占风力发电总量和太阳能发电总量的比例，能够体现系统对于风、光的消纳能力。目前研究发现向上灵活性不足概率更侧重于系统的爬坡能力，对于系统电力不足概率有较大影响；向下灵活性不足概率侧重系统减少常规机组出力的能力，特别是随着可再生能源装机占比的提升，向下灵活性不足是造成弃风、弃光的重要原因。

图 23 向上灵活性不足和向下灵活性不足原理



5.1.3 研究边界条件

报告以京津冀和德国 2018 年各类装机作为模拟依据，主要考虑各地区对外联络线，暂不考虑区域内输电约束，采用全年 8760 负荷曲线进行模拟。系统灵活性提升潜力与横向比较中考虑到冀北地区的灵活性不足概率、电力不足概率和弃风、弃光率远高于京津冀其他地区，而在可再生能源装机比例、电力需求发展等方面与德国具有相似性，报告将根据德国当前各类灵活性资源技术水平，分别分析火电灵活性改造、电网灵活互济提升、需求响应释放以及储能大规模发展对冀北电力系统灵活性带来的影响，比较各类灵活性提升举措的经济性差异。德国和京津冀各情景设置情况如表 13 所示。

表 13 系统灵活性提升潜力中德国和冀北情景设置

情景设置	
德国基准情景	德国 2018 年实际情况
京津冀基准情景	京津冀 2018 年实际情况
冀北火电灵活性改造情景	纯凝机组最小稳定出力降低至额定容量的 30%，热电联产机组冬季最小稳定出力降低至额定容量的 40%
冀北电网灵活互济提升情景	冀北与周边地区互联通道的剩余容量可灵活调度
冀北需求响应释放情景	需求响应实施效果达到国际先进水平，可实现 5% 的峰荷转移和 5% 的峰荷作为需求响应
冀北储能大规模发展情景	参考德国储能与风光装机比例，冀北储能发展规模达到 210 万千瓦，为风光装机容量的 1/9

5.2 德国电力系统灵活性定量评价

德国电力系统具备较高的向上灵活性和可靠性，向下灵活性不足概率 8.39%，弃风率和弃光率处于较低水平。由于德国的风电、太阳能装机容量占比已经达到 47.3%，大量的风电、太阳能发电利用压缩了常规火电机组的出力，这就使得火电通常运行在相对较低的出力水平，从而给系统带来了较多向上增加出力的调节空间，并且德国的火电机组向上爬坡能力较强，因此德国向上灵活性不足概率较低，仅为 6.11E-05%。较低的向上灵活性不足概率也保障了德国电力系统的可靠性，通过快速增加出力可以减少供电不足造成的负荷削减风险，德国的电力不足概率约为 0.11%，相应的年度电力供应不足时间期望仅为 9.64 小时。另一方面运行在较低出力水平的常规机组造成德国向下减小出力避免弃风、弃光的能力有限，这也使得德国向下灵活性不足概率达到 8.39%，弃风率和弃光率分别为 4.01% 和 1.49%。德国 2018 年的向上灵活性不足概率、向下灵活性不足概率、电力不足概率、弃风率和弃光率，如表 14 所示。

表 14 2018 年德国灵活性分析主要指标

电力不足概率 (%)	向上灵活性不足概率 (%)	向下灵活性不足概率 (%)	弃风率 (%)	弃光率 (%)
0.11	6.11E-05	8.39	4.01	1.49

德国冬季的电力系统向上灵活性不足概率高于夏季，而向下灵活性不足概率低于夏季。以 2018 年夏季最大负荷典型日和冬季最大负荷典型日为例，受到超过 50% 高占比热电联产机组影响，德国冬季的火电调节空间相比夏季更小，造成其系统向上灵活性更低、电力供应不足率更高。冬季的失负荷高概率主要集中于早高峰和晚高峰时段。由于冬季负荷需求较大，拉高了常规火电机组的出力水平，德国冬季的系统向下灵活性不足概率同样低于夏季。但必须看到由于风电和太阳能发电在早间 6 时快速上升，这种快速变化给系统灵活性带来了较大影响，造成该时段系统向下灵活性不足概率高于其他时段。德国夏大和冬大向上灵活性不足概率、向下灵活性不足概率和电力不足概率的时序变化情况分别如图 24~26 所示。

图 24 德国典型日向上灵活性不足概率

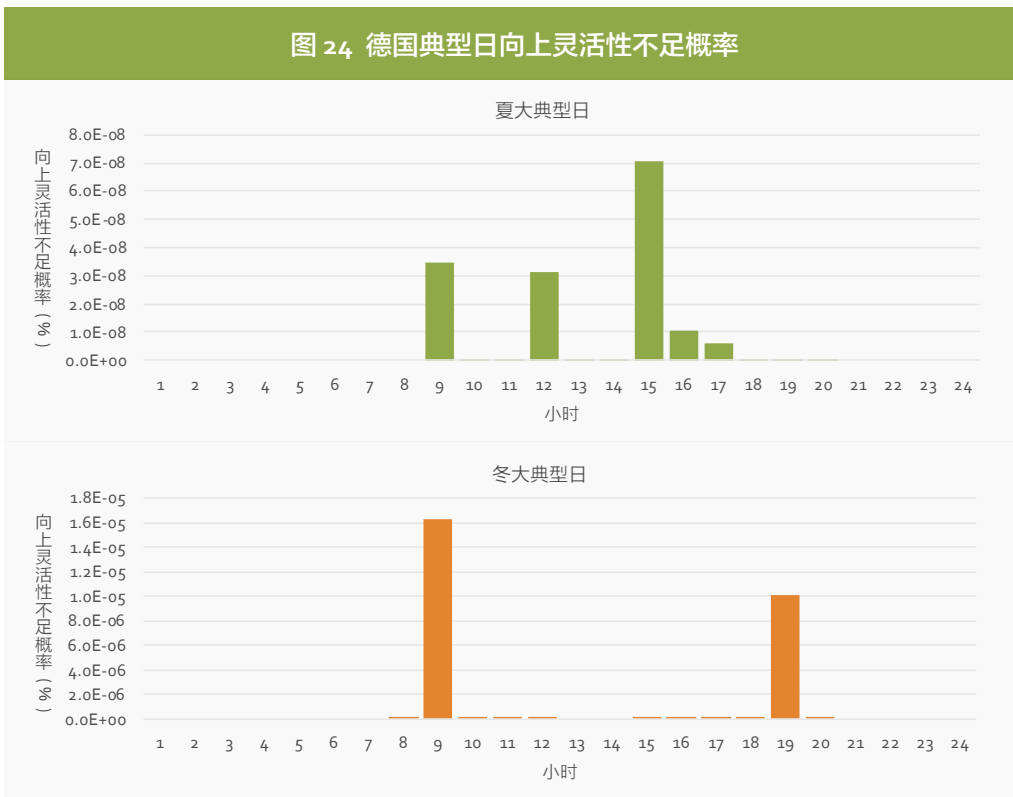


图 25 德国典型日电力不足概率

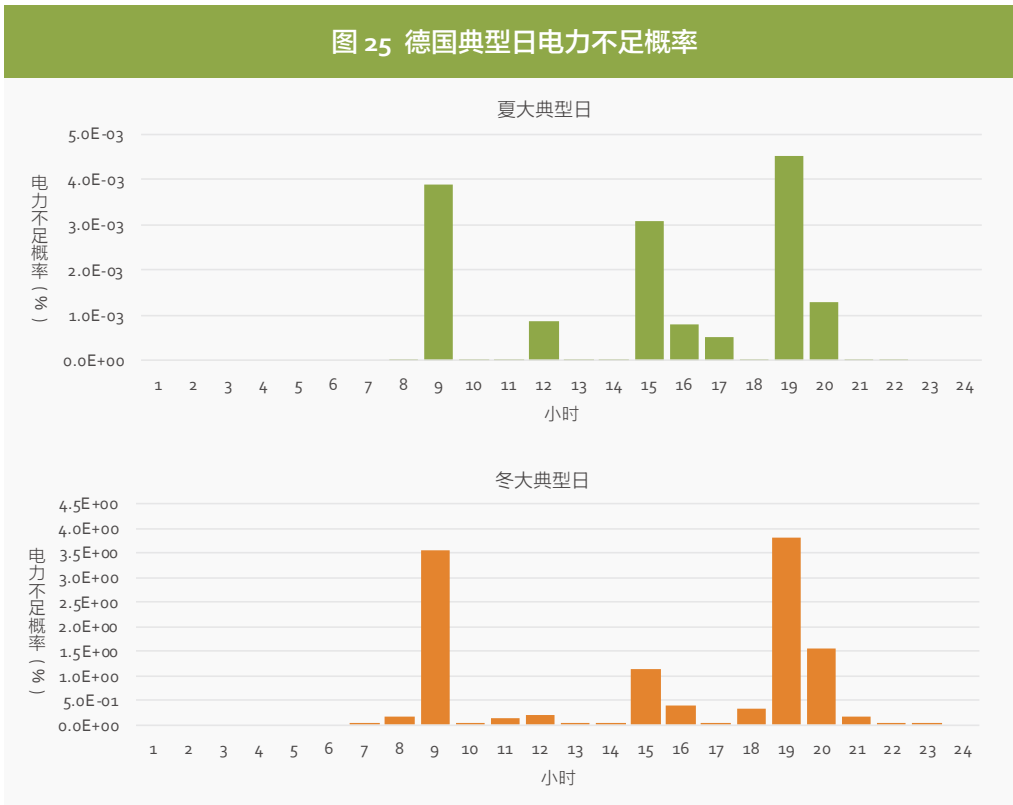
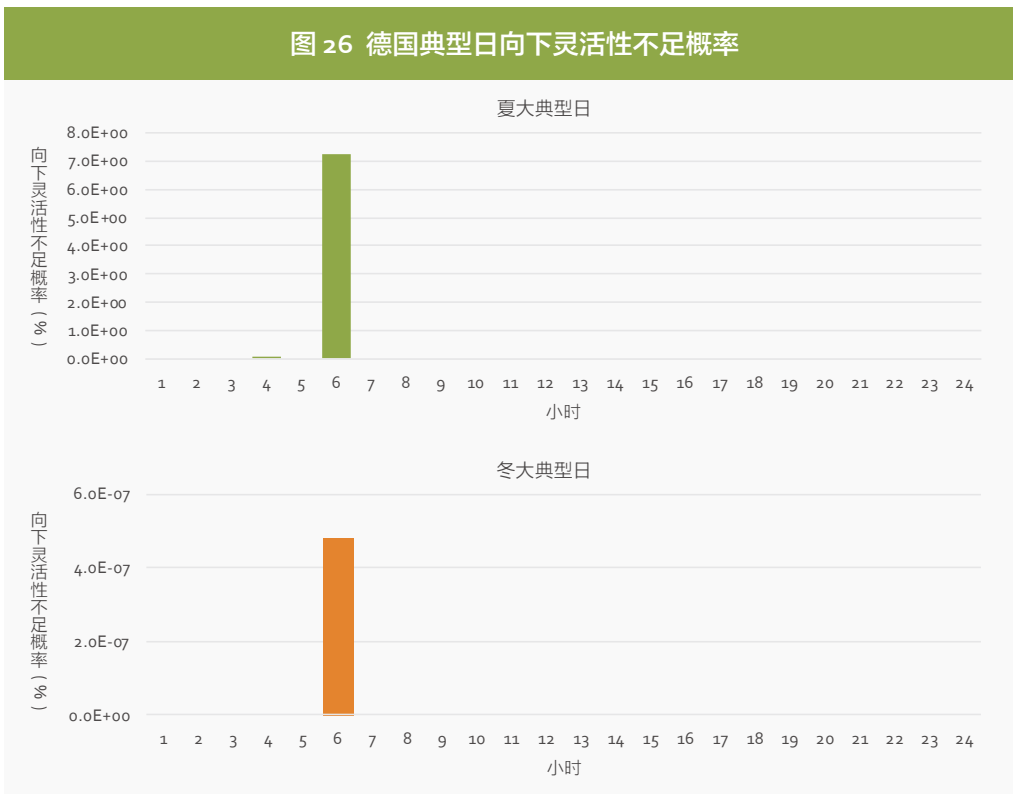


图 26 德国典型日向下灵活性不足概率



5.3 京津冀电力系统灵活性定量评价

京津冀各地中北京电力系统的供电灵活性和可靠性最高，弃风率和弃光率最低；其次是天津和河北南网；冀北地区的供电灵活性和可靠性最低，弃风弃光现象较为严重。

北京气电装机容量占火电装机的 86.86%，占总装机的 77.30%，系统调节能力强，并且风电和光伏发电的装机占比仅为 3.39%，灵活性需求低，因此北京电力系统向上和向下系统灵活性不足概率远低于京津冀其他地区，同时供电可靠性处于较高水平。

尽管天津火电机组占总装机的 89.90%，并且拥有超过 20% 的气电装机，保障了天津较高的供电可靠性，但是天津负荷水平相对较低，180 万千瓦的风光发电装机和 400 万千瓦外来电挤压了本地火电机组的出力空间，造成天津电力系统向上灵活性充足，向下灵活性不足概率却达到 19.69%，但也必须看到由于风、光可再生能源装机占比仅为 10%，向下灵活性不足并未造成该地区较为严重的可再生能源弃电、限电。

河北南网火电装机占比达到 74.39%，并且热电联产占比高，这就造成系统调节能力有限，但河北南网风电和太阳能发电的装机占比不足 25%，灵活性需求不高，因此河北南网的电力系统向上灵活性不足概率和电力不足概率均较低，向下灵活性不足概率约为 4.64%，弃风和弃光概率也较低。

冀北地区风、光可再生能源发电装机占比超过 51%，并且缺乏抽蓄、气电等灵活调节能力较强的电源，过高的风光装机占比以及不充足的灵活调节资源造成该地区灵活性相对不足，使得冀北电力系统向上灵活性不足概率高于京津冀其他地区，在一定程度上影响了该地区供电可靠性，而向下灵活性不足概率高达 67.52%，造成弃风率和弃光率也分别达到 6.79% 和 4.19%。京津冀各地区的向上灵活性不足概率、向下灵活性不足概率、电力不足概率、弃风率和弃光率如表 15 所示。

表 15 2018 年京津冀地区灵活性分析主要指标

	电力不足 概率 (%)	向上灵活性不足 概率 (%)	向下灵活性不足 概率 (%)	弃风率 (%)	弃光率 (%)
北京	3.33E-05	1.75E-11	0.0000	0.00	0.00
天津	9.76E-05	2.04E-15	0.1969	0.28	0.00
河北 南网	0.0001	8.46E-23	0.0464	0.06	0.00
冀北	0.0091	4.22E-09	0.6752	6.79	4.19

京津冀电力系统冬季的向上灵活性和向下灵活性均低于夏季。以 2018 年夏季最大负荷典型日和冬季最大负荷典型日为例，受冬季供暖需求影响，热电联产机组按照“以热定电”运行，京津冀地区冬季的火电机组调节空间相比夏季大幅下降，造成其冬季电力系统向上灵活性不足概率和电力不足概率总体更高。冬季灵活性不足和电力不足时段主要集中于晚高峰，夏季集中于早高峰和晚高峰。同时，本研究发现冀北地区电力不足概率较高的时段要多于其他地区。受采暖需要和冬季风电出力增加影响，京津冀地区电

力系统向下灵活性不足概率表现为冬季整体高于夏季，其中，由于风电和光伏出力的快速增加，北京电力系统向下灵活性不足概率在 6 时达到最大值，河北南网在 6~8 时达到最大值；同样由于风电和光伏出力的波动，天津电力系统向下灵活性在夏季 5~6 时达到最大值，冬季在 1~7 时以及 23~24 时达到最大值；由于风光的占比远高与其他地区，并且缺乏充足灵活性电源支撑，冀北电力系统向下灵活性不足概率较高的时段要多于其他地区，其中夏季在 1~6 时和 13~14 时达到最大值，冬季在 1~7 和 10~16 时达到最大值。京津冀各地区夏大和冬大典型日各指标的时序变化情况分别如图 27~28 所示。

图 27 京津冀典型日向上灵活性不足概率

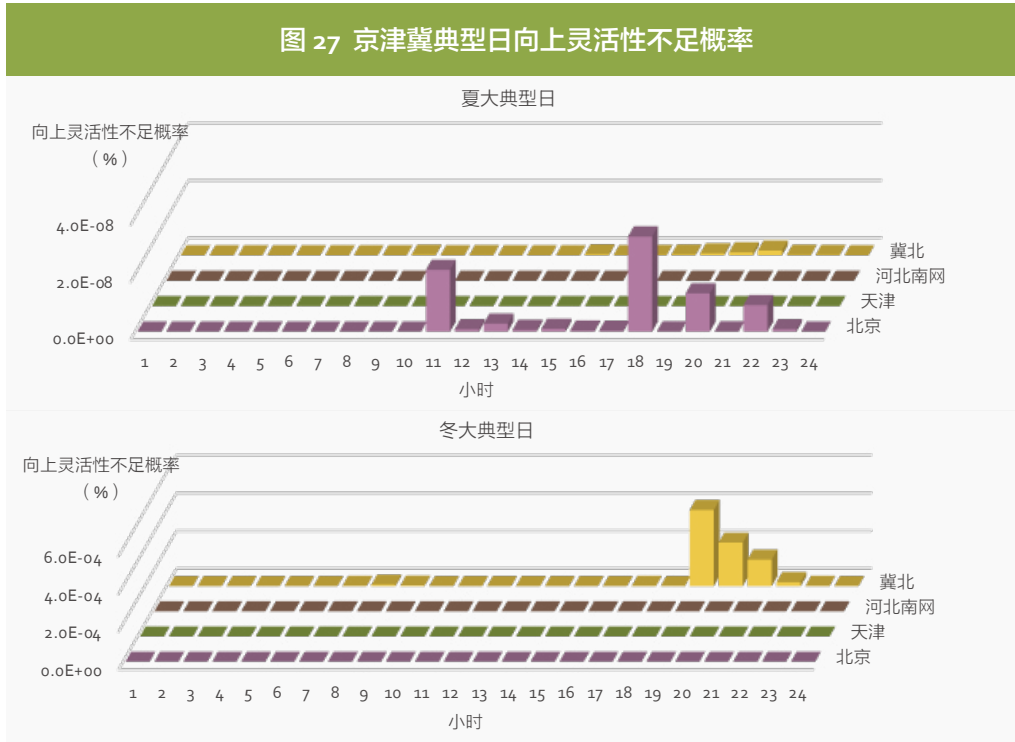
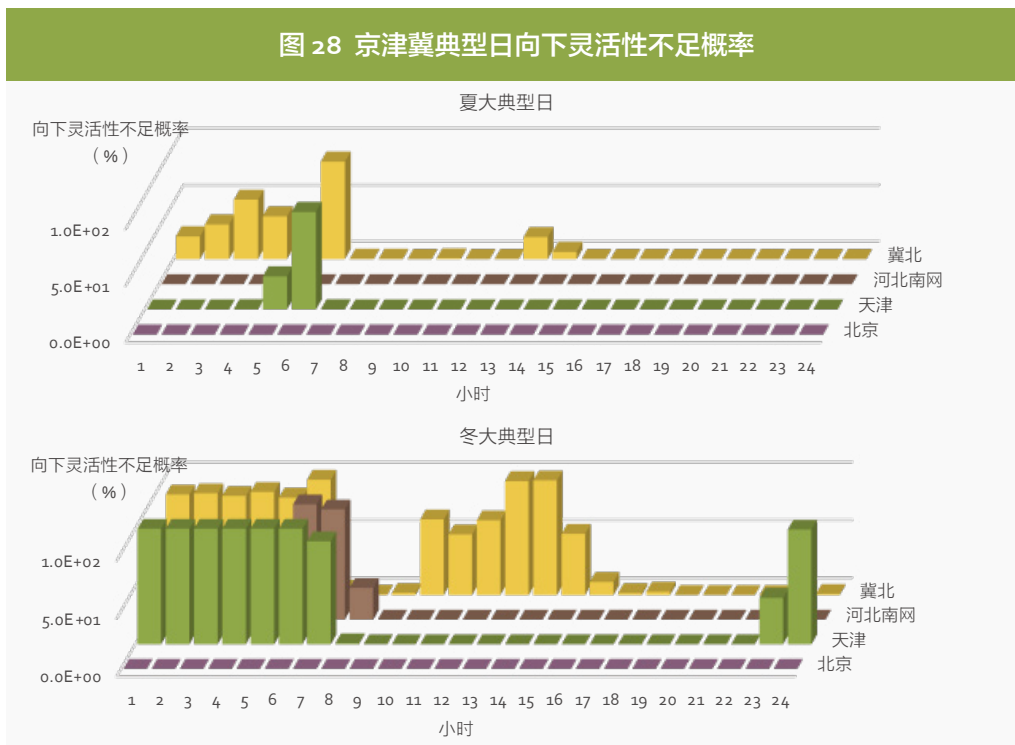


图 28 京津冀典型日向下灵活性不足概率



5.4 中德电力系统灵活性定量比较

通过前边章节的研究可以发现，京津冀与德国电力系统灵活性资源类型具有相似性，但资源灵活调节能力存在较大差异。京津冀电源侧煤电机组调节能力远未释放，电网侧跨省跨区电网灵活互济也并未充分发挥，而需求侧与德国类似灵活性资源发展不足，储能方面缺乏新型储能的商业化规模应用，配套机制尚缺乏激励性。京津冀与德国在电源侧、电网侧、用户侧和储能方面都蕴藏着丰富的灵活性资源；相比德国，京津冀目前发电侧参与系统灵活调节的机组占比达到 72.5%，但其中煤电等机组的灵活性并未充分挖掘；电网侧与周边山西、河南、山东跨省跨区输电更多担负应急支援的任务，11 条联络线并未开展实时的灵活交换；用户侧虽然也具有巨大潜力，但行政为主的管理模式不能有效释放其灵活调节能力；储能方面已建成 210 万千瓦常规抽蓄，未来抽蓄装机有望超过 930 万千瓦，而电池储能、压缩空气储能以及电制氢项目目前均处于示范阶段；京津冀执行的两个细则对承担辅助服务企业能够进行一定补偿，但缺乏有效的市场和机制激发灵活性潜力。

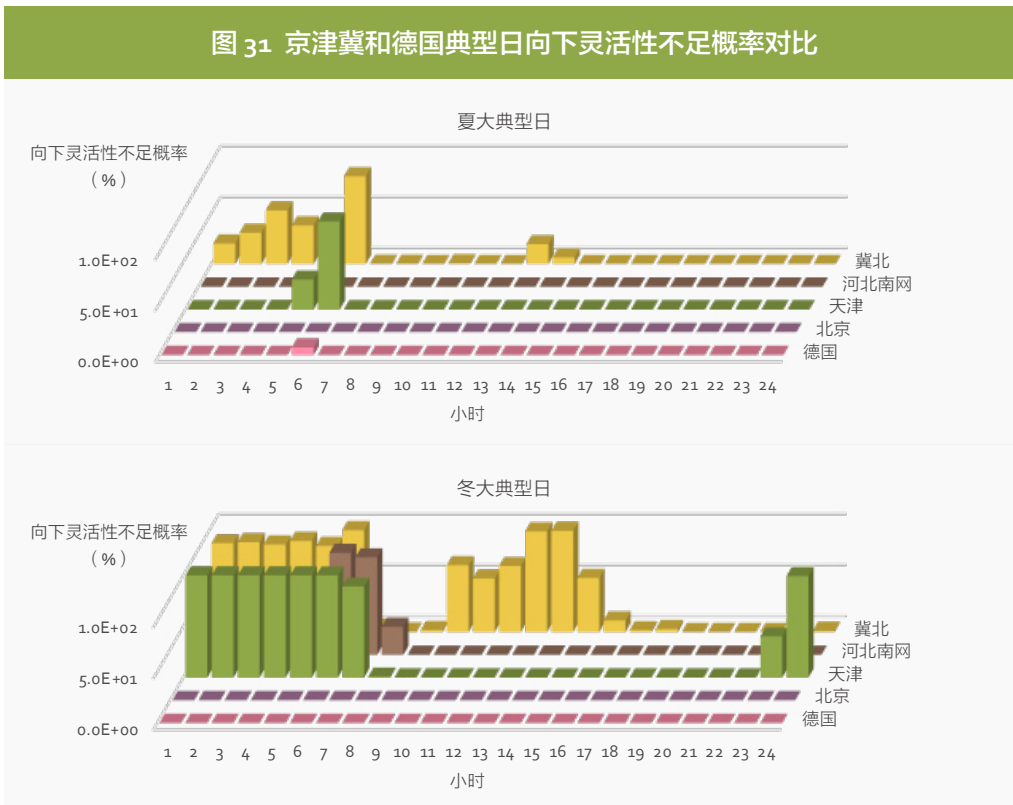
表 16 中德灵活性资源对比

灵活性资源	德国	京津冀
电源侧	可调度电源装机容量达到 1.1 亿千瓦，占总装机容量的 50.2%。	可调度电源装机容量超过 7500 万千瓦，占总装机的 72.5%。
电网侧	与 9 个邻国开展实时跨国电力交换。	与周边山西、河南、山东已经建立起了 11 条超高压和特高压输电线路，主要担负应急支援。
用户侧	工业、第三产业、电动汽车等灵活性资源为系统提供一次备用、二次备用、分钟备用、可中断负荷等。	电力需求侧管理仍按照两个千分之三进行考核。
储能方面	储能装机容量达到近 790 万千瓦，其中抽蓄 680 万千瓦，电池储能、压缩空气以及电制 X 合计超过 100 万千瓦，另外还管理境外 300 万千瓦抽蓄资源。	目前抽蓄装机 210 万千瓦；电池储能、压缩空气储能以及电制氢装机约 3.2 万千瓦。
配套政策机制	通过现货市场、可中断负荷、平衡市场提供包括一级备用、二级备用、分钟备用等不同灵活性服务。	执行两个细则对承担辅助服务企业进行一定补偿。

从电力系统整体运行灵活性看，与德国相比，京津冀地区电力系统向上灵活性同样充足，各地向上灵活性不足概率均较低；冀北电网电力不足概率远高于其他地区。从全年来看，北京、天津、河北南网和冀北电网的向上灵活性不足概率均较低，分别为 1.75E-9%、2.04E-13%、8.46E-21% 和 4.22E-07%，均低于德国的 6.11E-03%。从典型日情况来看，德国夏季典型日的向上灵活性不足概率明显高于京津冀各地，而冀北冬季典型日向上灵活性不足概率明显高于德国和京津冀其他地区；较高的向上灵活性不足也导致冀北电力不足概率高于其他地区，达到 0.91%，除早高峰外，德国和冀北晚高峰部分时段电力不足概率也较高。

相比德国，冀北、天津向下灵活性严重不足，并且向下灵活性冬季低于夏季，夜间低于白天；冀北电网弃风、弃光率较高。从全年来看，北京向下灵活性不足概率最低，其次是河北南网，德国向下灵活性不足概率约为 8.39%，位居第三，天津和冀北的向下灵活性严重不足，不足概率分别达到 19.69% 和 67.52%。从典型日情况来看，天津夏季和冬季向下灵活性不足时段主要集中在凌晨 1~6 时，最大不足概率接近 100%，冀北夏季和冬季向下灵活性不足主要发生在凌晨 1~6 时和白天 10~16 时，最大不足概率同样接近 100%，而德国向下灵活性不足主要出现在早间。从弃风、弃光情况看，严重的向下灵活性不足造成冀北弃风、弃光远高于其他地区，分别达到 6.79% 和 4.19%，但也必须看到，由于风、光可再生资源装机占比低，天津向下灵活性不足并未造成该地区严重的弃风、弃光。

图 31 京津冀和德国典型日向下灵活性不足概率对比





5.5 系统灵活性提升潜力与横向比较

通过前边的分析可以发现，冀北地区的灵活性不足概率、电力不足概率和弃风、弃光率远高于京津冀其他地区，而与德国具有一定的相似性，因此参考德国当前各类灵活性资源技术水平，将分析各类灵活性举措对冀北电力系统灵活性带来的影响和经济性差异。各情景的电力不足概率、灵活性不足概率和弃风、弃光率如表 17 所示。

表 17 德国和冀北各情景电力不足概率、灵活性不足概率和弃风、弃光率

	向上灵活性不足概率 (%)	向下灵活性不足概率 (%)	电力不足概率 (%)	弃风率 (%)	弃光率 (%)
冀北基准情景	4.22E-07	67.52	0.91	6.79	4.19
冀北火电灵活性改造情景	3.26E-13	3.59	1.16E-05	0.75	0.06
冀北电网灵活性互济提升情景	5.53E-08	63.84	0.06	1.00	0.32
冀北需求响应释放情景	4.83E-11	65.16	0.08	3.30	1.87
冀北储能大规模发展情景	1.20E-06	63.61	0.42	0.97	0.17

5.5.1 火电灵活性改造

火电灵活性改造对于冀北电力系统灵活性提升和供电可靠性改善效果最为显著。由表 17 可见，通过火电灵活性改造，冀北电力系统的向上灵活性得到改善，也将带来该地区供电可靠性的极大提升，电力不足概率将从 0.91% 提升至 1.16E-05%；电力系统向下灵活性也将获得较大改善，向下灵活性不足概率将从 67.52% 降至 3.59%，下降超过

65个百分点，这也使得该地区弃风、弃光问题得到有效解决，弃风、弃光率将分别降至0.75%和0.06%。从典型日情况来看，随着向上灵活性的改善，冀北夏季和冬季电力不足概率均将得到大幅降低，日最高不足概率由改造前的93.98%大幅降至改造后的0.01%；火电灵活性改造也将大幅改善冀北夏季和冬季的电力系统向下灵活性，夏大典型日最高不足概率将从85.96%降低至1.21E-06%，冬大典型日最高不足概率也将从99.80%降低至9.32E-11%。

图 32 冀北火电灵活性改造前后电力不足概率变化情况

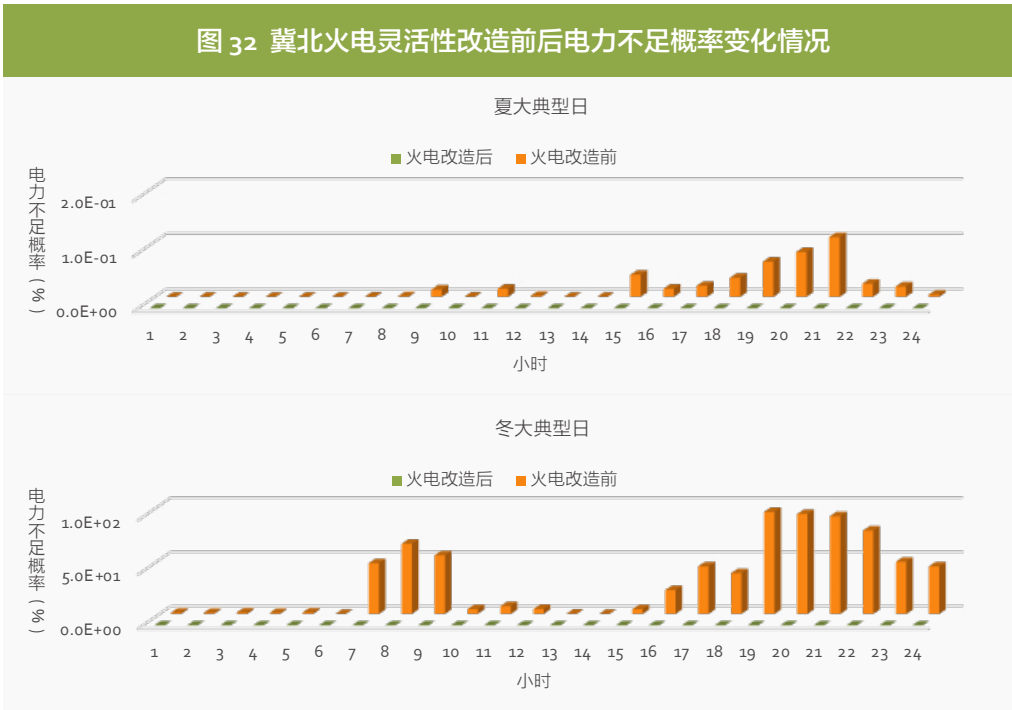
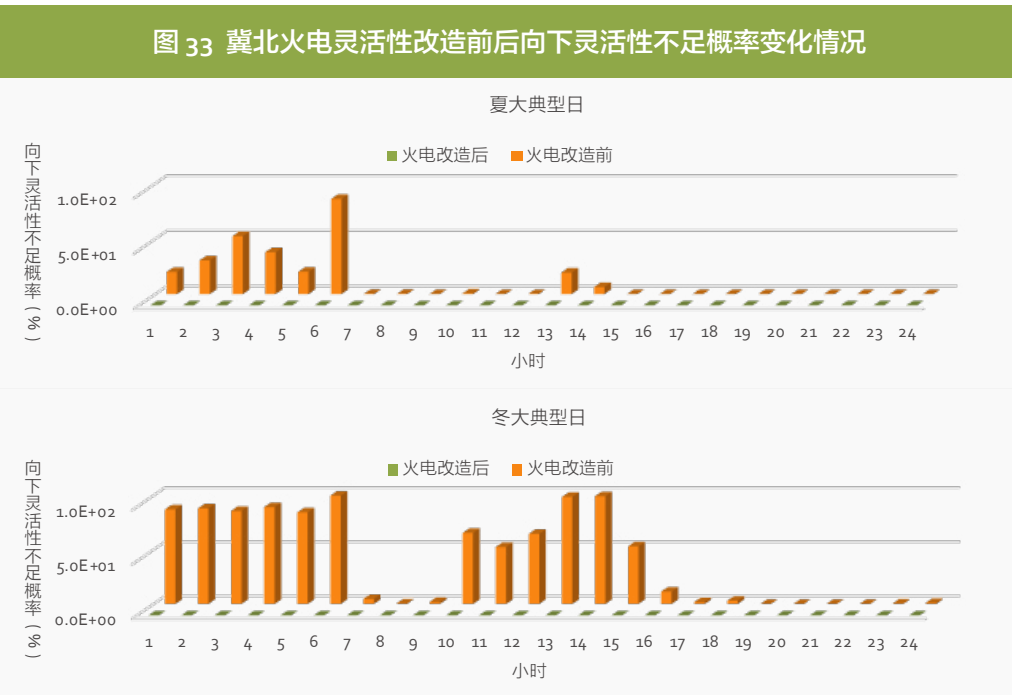


图 33 冀北火电灵活性改造前后向下灵活性不足概率变化情况



5.5.2 电网灵活互济提升

对外输电通道的灵活互济释放能在一定程度提升电力系统灵活性和改善电力系统可靠性，有效减少弃风、弃光。由表 17 可见，对外输电通道灵活互济的释放也将带来电力系统向上灵活性的改善，在一定程度提升该地区供电的可靠性，电力不足概率将由 0.91% 下降至 0.06%；电力系统向下灵活性同样也将获得一定改善，向下灵活性不足概率将从 67.52% 下降至 63.84%，促进该地区弃风率和弃光率降至 1.00% 和 0.32%。从典型日情况来看，随着向上灵活性的改善，冀北夏季和冬季绝大部分时段电力不足概率将得到改善，特别是冬季，但也必须看到夏季个别时段电力不足概率出现了不降反升的现象，例如夏大典型日中午 16 时和 22 时，这主要是由于储能工作状态从放电转变为不工作，造成该时段电力不足概率出现一定增加；灵活互济也将改善冀北夏季和冬季绝大部分时段系统向下灵活性，但同样由于储能工作状态的变化造成部分时段向下灵活性不足概率出现不降反升。

图 34 冀北电网灵活互济改造前后电力不足概率变化情况

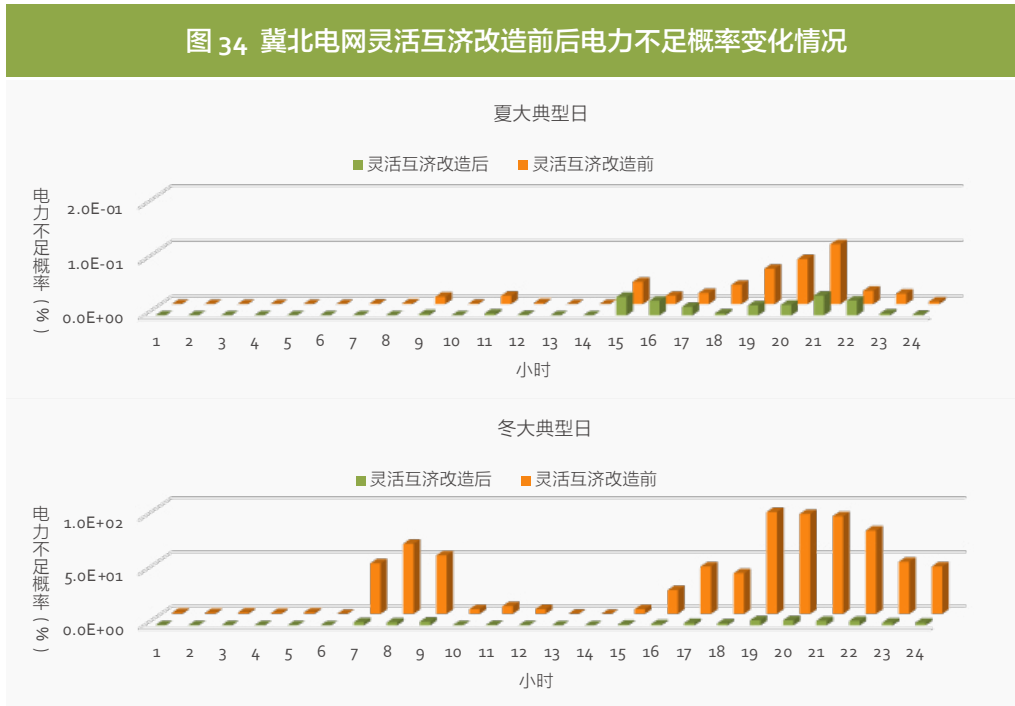
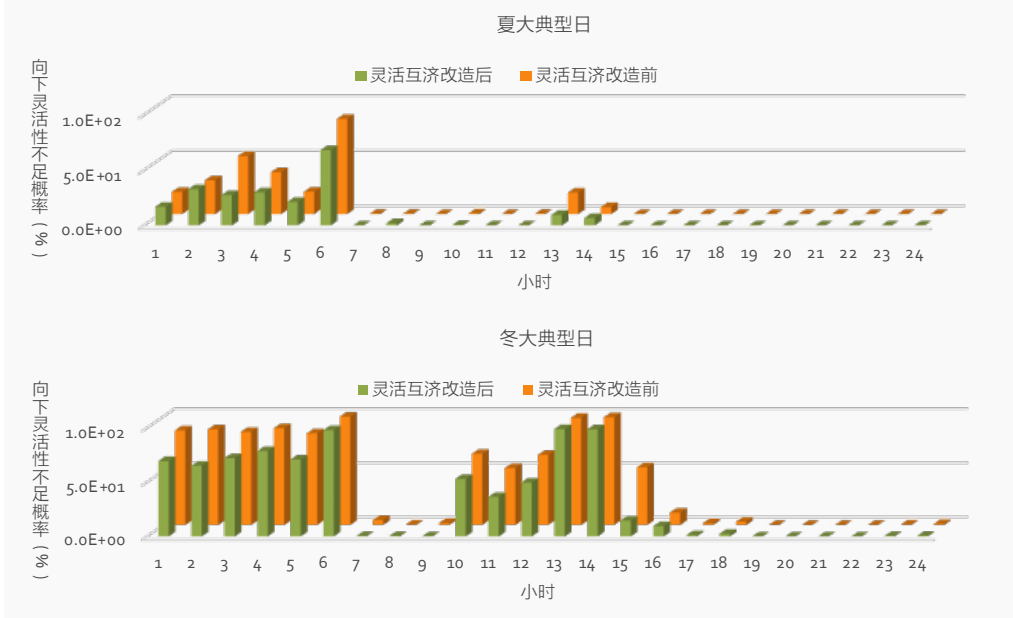


图 35 冀北电网灵活互济改造前后向下灵活性不足概率变化情况



5.5.3 电力需求响应释放

需求响应的释放也可以在一定程度提升系统灵活性、改善供电可靠性，但降低弃风、弃光的作用十分有限。由表 17 可见，需求响应同样将带来电力系统向上灵活性的改善，也会在一定程度上提升该地区供电可靠性，电力不足概率将由 0.91% 下降至 0.08%；电力系统向下灵活性也将得到一定改善，向下灵活性不足概率将下降至 65.16%，下降程度有限，但仍会带来该地区弃风率和弃光率降低。从典型日情况来看，向上灵活性改善也将帮助冀北夏季和冬季各时段的电力不足概率都有所降低，其中冬大典型日最大电力不足概率值由 93.98% 下降至 16.18%；与其他灵活性举措不同，需求响应更多地是推动系统向下灵活性的重新调配，增加夜间系统向下灵活性的同时，使白天系统向下灵活性有所上升。

需求响应带来的向下灵活性重新调配，主要是由于响应的“削峰填谷”降低了白天的电力需求，增加了夜间负荷，使得夜间系统向下灵活性增加、白天向下灵活性有所减少，向下灵活性不足也由夜间向白天发生一定的转移，特别是京津冀风电具有明显的反调峰特性，夜间风力大发，需求响应带来的灵活性重新调配促进了该地区风电的消纳。

图 36 冀北需求响应实施前后电力不足概率变化情况

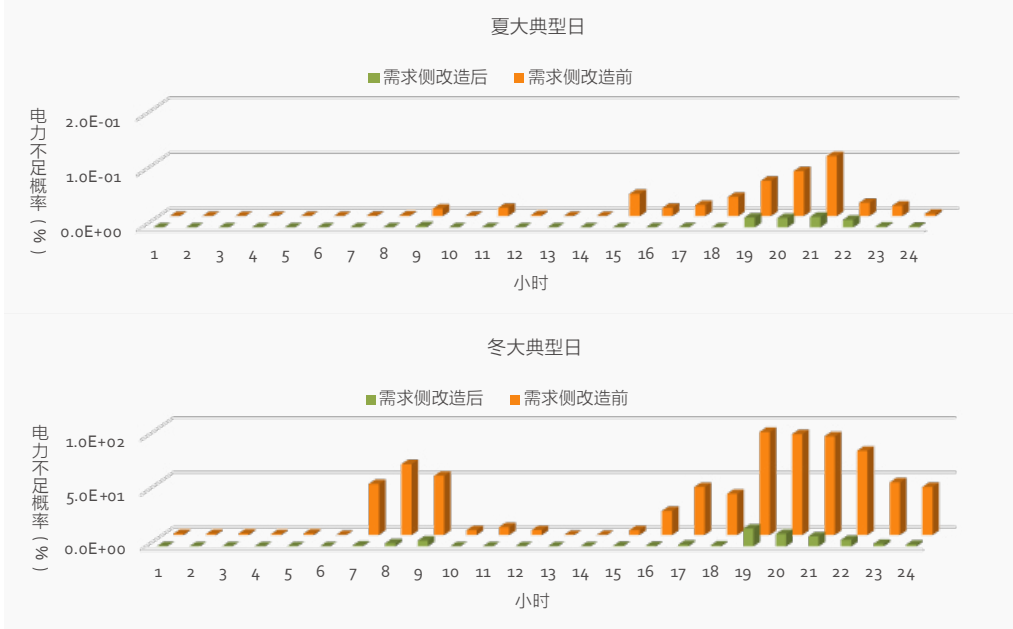
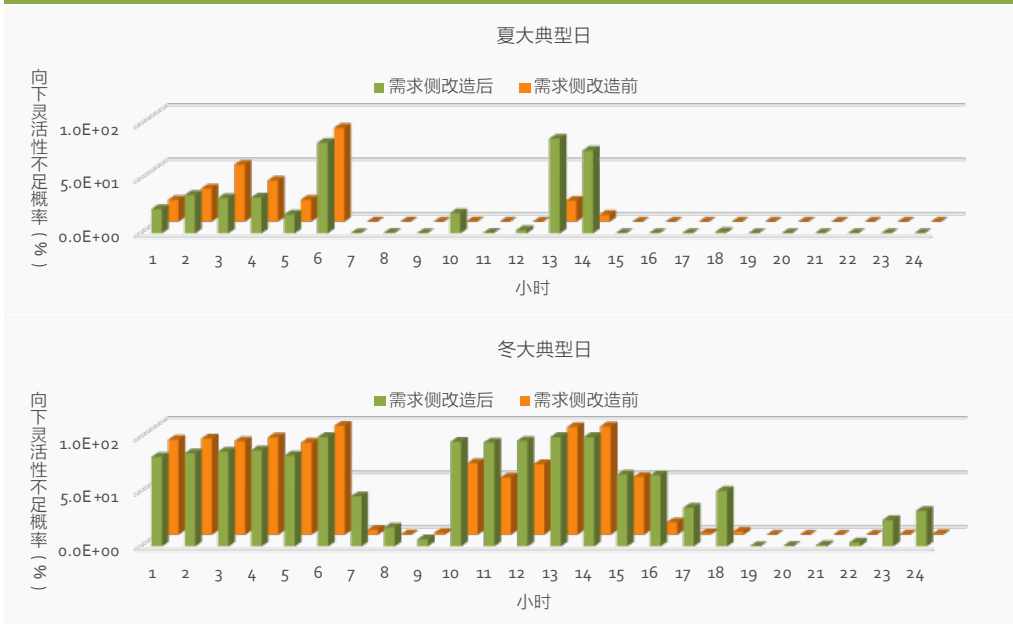


图 37 冀北需求响应实施前后向下灵活性不足概率变化情况



5.5.4 储能大规模发展

储能规模化发展也能在一定程度上提升系统灵活性和改善供电可靠性，能有效减少该地区弃风、弃光。由表 17 可见，储能规模化发展带来的影响与对外输电通道灵活互济类似，将带来电力系统向上灵活性的改善，在一定程度上提升该地区供电可靠性，电力不足概率将由 0.91% 下降至 0.42%；电力系统向下灵活性同样也将获得一定改善，向下灵活性不足概率将从 67.52% 下降至 63.61%，效果仅次于火电灵活性改造，将促进该地区弃风率和弃光率降至 0.97% 和 0.17%。从典型日情况来看，储能规模的提升能有效降低各时段，尤其是早晚高峰时段的电力不足概率，但储能规模的增加同样会提升充电时段电力不足风险，造成部分充电时段电力不足概率增加；储能发展同样能够在一定程度上降低冀北夏季和冬季大多数时段的向下灵活性不足概率，但对于 6 时和 13~14 时等部分不足概率较高时段的改善效果有限，这些时段仍具备较大的弃风、弃光风险。

图 38 冀北增加储能规模前后电力不足概率变化情况

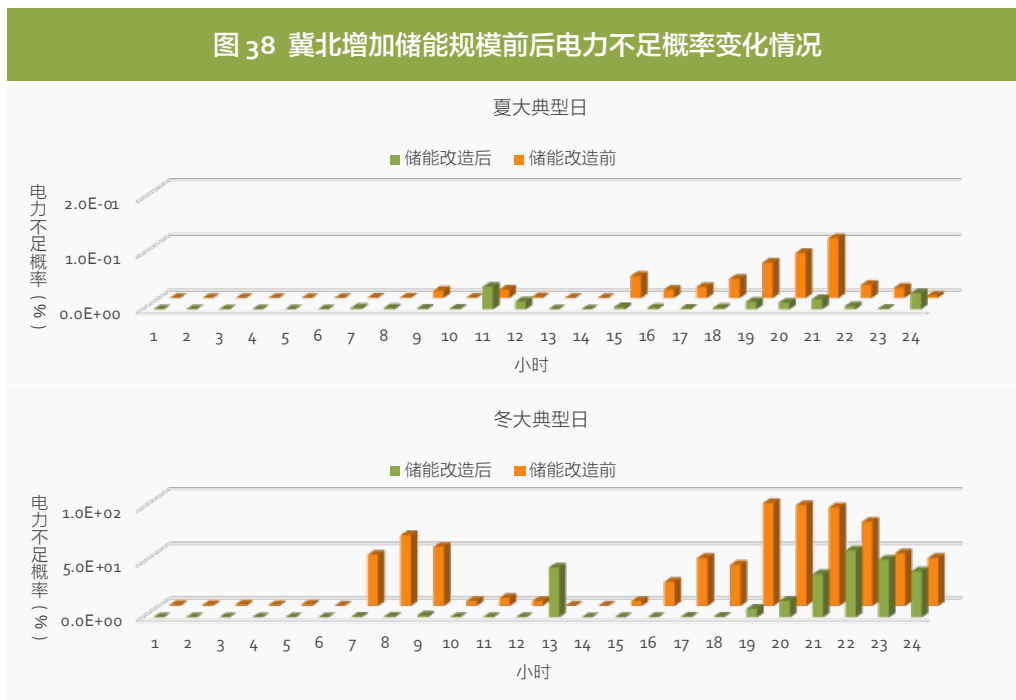
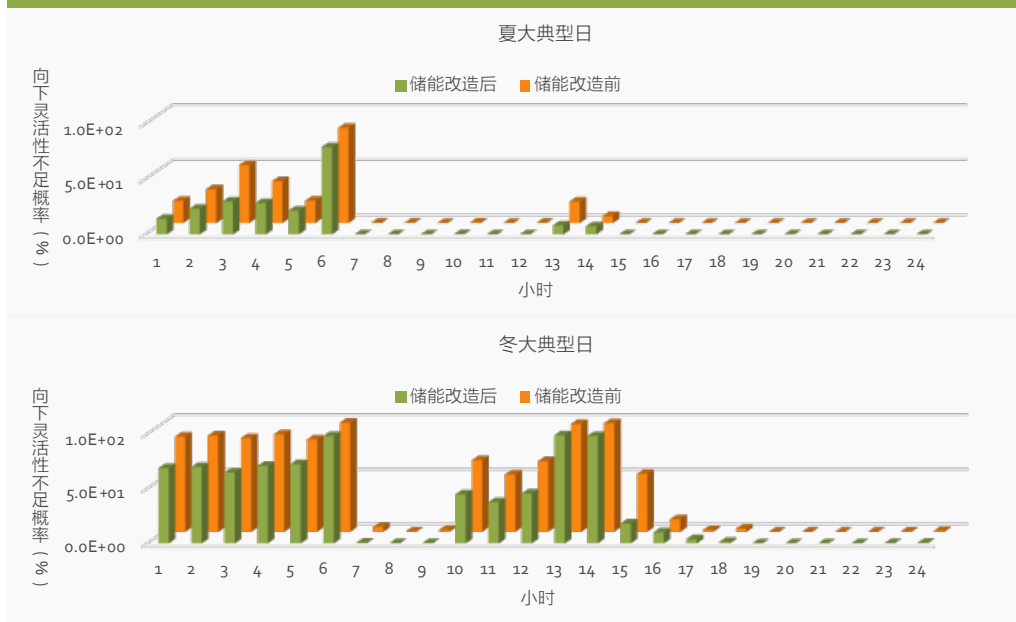


图 39 冀北增加储能规模前后向下灵活性不足概率变化情况



5.5.5 灵活性提升技术经济横向比较

结合国际经验和中国现状，京津冀地区 30 万千瓦和 60 万千瓦纯凝汽机组最小稳定出力降至 30% 的单位千瓦改造成本在 125 元 / 千瓦左右；而提升燃煤机组爬坡速度投入的资金也因项目而异，软件升级的投入较少，设备技改的投入较大，粗略估计单位千瓦投资大约为 50 元 / 千瓦；对于 30~60 万千瓦的大型电厂，热电解耦需配置 2 万~7 万立方米的储热罐，投资成本一般为 4000~8000 万元；综合最小稳定出力、爬坡速度、启动时间、热电解耦等各项改造举措，30~60 万千瓦燃煤机组灵活性改造成本大约在 300~500 元 / 千瓦。抽水蓄能电站的经济性取决于地形地质条件、基本建材价格、设备价格、建设监理方式等因素，随着人工、材料等成本的上涨，目前京津冀地区抽水蓄能电站单位千瓦投资大约在 5000 元左右。电网互济从技术角度成熟度较高，对于已有线路不需要进行过多的改造，但对于调度管理系统需要进行一定的升级，在考虑新增线路的情况下，电网投资大约在 2000 元 / 千瓦。由于负荷的复杂性，电力需求侧管理不仅在京津冀地区，乃至在全国范围均存在技术成熟度不高的现状，在用户侧负荷控制手段、管理平台建设、激励机制等多个方面均需要进行大量的投入，考虑推广费用和相关专业智能设备以及管理平台成本后单位千瓦投资在 200~400 元，且不确定性较高。除抽水蓄能外，其他类型受限于技术成熟度不高，单位千瓦约 8000~1000 元，超过了其他所有灵活性资源。

综合来看，煤电灵活性改造不仅能大幅改善系统向上和向下灵活性，而且单位千瓦投入仅高于电力需求侧管理，能够带来系统可靠性改善的同时，更能促进风、光消纳，因此，对于冀北来说，煤电灵活性改造属于提升电力系统灵活性的首选举措。电网灵活互济和储能大发展对于增加系统灵活性的原理不同，但两种举措均能在一定程度提升冀北地区电力系统绝大多数时段的向上和向下灵活性，其中电网灵活性互济技术成熟，技术经济性具有一定优势，而储能方面，抽水蓄能不仅站址有限，建设成本也较高，其他类型储能技术未来发展还存在诸多不确定性，经济性也是影响其大规模应用的主要障

碍，因此，综合考虑技术经济性，电网灵活互济提升和储能大发展对于冀北电力系统灵活性提升排在煤电灵活性改造之后。电力需求侧管理释放虽然具有较强的经济性，但对于冀北地区灵活性改善作用有限，更多的是灵活性的重新调配，因此，电力需求响应释放对于改善冀北电力系统灵活性排在第三梯队。

表 18 经济性评价表

指标	抽水蓄能	煤电灵活性改造	电网互济	电力需求侧管理	储能
单位千瓦投资（元）	5000	300~500	2000	200~400	8000~10000

5.6 本章小结

京津冀与德国电力系统向上灵活性差异不大，但向上灵活性通常影响系统供电可靠性，较小的差异会带来较高的供电不足概率；但向下灵活性方面京津冀部分地区相比德国明显不足，特别是可再生能源发电装机占比高的地区，向下灵活性不足带来了严重的弃风、弃光；从技术经济性看，煤电灵活性改造对于释放系统灵活性效果最为显著，电网灵活互济提升和储能大规模发展其次，电力需求响应更多的是灵活性的调配。



6

中德电力系统灵活性总结和发展建议

6.1 中德电力系统灵活性对比总结

从电力系统灵活性资源看，京津冀与德国在电源侧、电网侧、用户侧和储能方面都蕴藏着丰富的灵活性资源；相比德国，京津冀目前发电侧参与系统灵活调节的机组不仅类型有限，而且机组最小稳定出力、爬坡速度和启动时间等并未充分挖掘；电网侧跨省跨区输电更多担负应急支援的任务，并未开展实时的灵活交换；用户侧虽然也具有巨大潜力，但行政为主的管理模式不能有效释放其灵活性潜力；储能方面常规抽蓄同样拥有较大规模，而电池储能、压缩空气储能以及电制氢项目均处于示范阶段；京津冀执行的两个细则对承担辅助服务企业能够进行一定补偿，但缺乏有效的市场和机制激发灵活性潜力。

表 19 中德灵活性资源对比

灵活性资源	德国	京津冀
电源侧	除了火电和抽蓄外，核电也被视为是可控电源；灵活性最差的褐煤机组最小稳定出力也可下降到 30%~50%，爬坡率达到 2%~6%/分钟，热启动和冷启动时间实现 1.25~4 小时和 5~8 小时。	火电和抽蓄是主要的灵活性资源；煤电机组最小出力通常设定在 50~90%，爬坡能力为 0.5%~1%/分钟，启动时间相对保守；CHP 机组冬季按照“以热定电”原则运行。
电网侧	与 9 个邻国开展实时跨国电力交换；采用 GORE 原则发展电网，即首选电网运行优化，其次电网改造，最后电网扩建	与周边山西、河南、山东已经建立起了 11 条超高压和特高压输电线路，主要担负应急支援；主要以省为单位进行电网优化和改扩建，
用户侧	“降低负荷”、“提升负荷”需求响应资源潜力巨大；目前参与灵活性服务的主要是工业用户。	最大负荷削减和可中断负荷资源潜力巨大；以“有序用电”等行政型需求侧管理为主。
储能方面	境内抽蓄 680 万千瓦，境外 300 万千瓦；电池储能、压缩空气以及电制 X 均实现快速发展。	目前抽蓄装机 210 万千瓦；电池储能、压缩空气储能以及电制氢项目规模较小，均处于示范阶段。
配套政策机制	通过现货市场、可中断负荷、平衡市场提供包括一级备用、二级备用、分钟备用等不同灵活性服务。	执行两个细则对承担辅助服务企业进行一定补偿。

从电力系统整体运行灵活性看，京津冀与德国电力系统向上灵活性差异不大，但向上灵活性通常影响系统供电可靠性，较小的差异会带来较高的供电不足概率；向下灵活性方面京津冀部分地区相比德国明显不足，特别是可再生能源发电装机占比高的冀北地区，向下灵活性不足带来了一定的弃风、弃光。未来随着京津冀地区风、光可再生能源装机占比继续提升，一方面为了保证供电可靠性不断提高，京津冀电力系统向上灵活性必须维持当前水平，甚至比当前水平有所提高，另一方面为了保障可再生能源的消纳，京津冀电力系统向下灵活性必须大幅提升，才能保证高比例可再生能源的发展。从技术经济性看，煤电灵活性改造对于释放系统灵活性效果最为显著，电网灵活互济提升和储能大规模发展其次，电力需求响应更多的是系统灵活性的重新调配。

表 20 中德电力系统运行灵活性对比

灵活性指标	德国	京津冀
向上灵活性	德国电力系统具备较高的向上灵活性和可靠性；向上灵活性不足概率冬季高于夏季。	京津冀地区电力系统向上灵活性同样充足；向上灵活性不足概率呈现冬季低于夏季。
向下灵活性	向下灵活性不足概率 8.39%，弃风率和弃光率处于合理范围之内；向下灵活性不足概率夏季高于冬季。	冀北、天津向下灵活性严重不足，结合高比例可再生能源装机带来冀北较高的弃风率和弃光率；并且向下灵活性冬季低于夏季，夜间低于白天。

表 21 各类灵活性举措贡献对比

指标	向上灵活性	向下灵活性	可靠性	弃风、弃光	经济性
火电灵活性改造	☆☆☆	☆☆☆	☆☆☆	☆☆☆	☆☆
电网灵活互济提升	☆☆	☆☆	☆☆	☆☆	☆☆
电力需求响应释放	☆	☆	☆	☆	☆☆☆
蓄能大规模发展	☆☆	☆☆	☆☆	☆☆	☆

6.2 京津冀发展建议

(1) 应首先推动煤电灵活性改造和电网互济发展，其次有序推进抽水蓄能电站和储能电站建设，再次积极开展电力需求侧管理，最后实现系统灵活性的优化配置。

把推动燃煤机组灵活性改造和省间输电通道灵活水平改善作为京津冀地区提升电力系统灵活性的首要选择，将显著提高电力系统灵活性的同时提高系统供电可靠性，为京津冀可再生能源利用释放更多的空间。其次加快推进河北尚义、易县、抚宁抽水蓄能电站建设的前期工作，保障各站建设按时完成；及时跟踪储能行业发展趋势，降低储能未来的不确定性影响，建设一批不同技术类型、不同应用场景的可再生能源配套试点应用，为京津冀地区储能发展积累经验，探索技术成熟、经济可承受的储能发展道路。再次严把用电设备能效关，加快制定和完善准入标准、节能设计规范，加强节能宣传，提高全民节电意识，建立以政府为主导、电网公司为实施主体、全社会共同参与的需求侧管理实施体系。最后结合京津冀各类灵活性资源特点，实现系统灵活性快速提升的同时，促进各类灵活性资源的优化协调配置。

(2) 北京应加快电网灵活互济，推动储能多元利用，探索智能化需求侧管理。

对于北京这类外来电占比高的地区，应充分利用大数据、云计算、“互联网+”等先进技术，针对周边可再生能源资源加快建立电网侧集中预测预报体系，加强跨省跨区电网的灵活性互济，实现更多清洁能源的消纳；开展基于用户侧的分布式储能试点，探索储能未来可能的发展模式；积极推进电动汽车与智能电网间的能量和信息双向互动，挖掘电动汽车储能对于电网的调节作用；开展智能小区、智能园区等智能化电力需求响应及用户互动工程示范。

(3) 天津和河北应推动煤电职能转换和去产能相结合，打破利益壁垒推动电网开放共赢，坚持生态优先开发抽水蓄能电站。

天津和北京作为煤电化解过剩产能的重点区域，应严格限制现役纯凝煤电机组供热改造，确保系统调峰安全；按照国际领先水平加快推动区内燃煤机组灵活性改造，特别是 CHP 机组尽快增加高效热储能装置，改善冬季向下灵活性不足问题，逐步引导煤电由基础负荷的主要承担者向系统灵活能力主要提供者转变；充分利用京津冀不同省区用电负荷、可再生能源发电的错时特性，挖掘跨省区调节潜力，建立京津冀统一的电网调节资源和备用共享机制；统筹抽水蓄能电站开发与环境保护，科学评估抽蓄项目实施的环境影响和各项环境保护措施的实施效果。

(4) 冀北应做好“源-网-荷-储”灵活性资源全面释放和优化配置。

冀北作为率先步入高比例可再生能源装机的地区，不仅需要进一步推动本地火电机组的灵活性改造，提高已有输电通道的灵活互济，还要考虑增加对外输电线路，促进本地可再生能源在更大范围的平衡消纳；另外还需要在可再生能源富集的崇礼县、张北县开展大容量储能试点，积极探索商业化储能方式，为储能大规模发展提供支撑；面对可再生能源装机比例的进一步提升，从系统角度加快研究“源-网-荷-储”灵活性资源的优化协调配置方案。

(5) 建设集中式电能量交易市场，完善辅助服务补偿机制，形成具有激励性的输配电价，推动建立完全开放的零售市场，探索容量市场建设。

逐步建立京津冀地区日前市场、日内市场和实施平衡机制，2030年前实现电能量的集中市场交易；不断完善辅助服务补偿机制，由最初的“补偿成本+合理收益”向“谁受益、谁承担”的竞争性辅助服务市场转变，辅助服务的内涵也将随之发生一定改变；根据电能量市场节点边际电价的结算模式，逐步形成基于峰荷责任法的输配电价定价机制，引导用户侧削峰填谷合理用电；逐步放开零售市场，进一步扩大市场准入范围，允许所有发电企业进入竞争性电力市场，实现零售电业务的全面竞争；探索建立容量市场，及时修正和协调市场变化，保障未来电力系统容量的充裕度。

6.3 德国发展建议

(1) 创新商业模式加大需求侧分散资源的有效利用。

面对用户侧潜力巨大且分散的灵活性资源，加紧研究不同用户集中响应特性，推动“能源管理集成商”、“P2P交易”、“社区所有制(CO)模式”等创新模式的应用，促进用户侧灵活性资源的充分释放；近期优先选取工业、商业作为发展重点，远期逐步扩大居民用户需求响应的参与；不断完善用户侧促进灵活性提升的交易机制，形成价格等驱动的用户侧灵活性资源集中管控的模式。

(2) 提前研究后高比例可再生能源时代电力系统灵活性保障举措。

面对未来煤电、核电的大规模退出，加快研究电池储能、需求响应等替代传统能源灵活性的方案；加紧技术和资金投入，创新电力系统运行新方式和灵活性新来源；研究后高比例时代系统经济可承受的电力系统灵活性配置路径。

参考文献

- [1] H. Nosair and F. Bouffard, "Flexibility Envelopes for Power System Operational Planning," IEEE Trans. Sustain. Energy, 2015.
- [2] International Energy Agency, Harnessing Variable Renewables - a guide to the balancing challenge. 2011.
- [3] North American Electric Reliability Corporation, "Accommodating high levels of variable generation," NERC, Princeton, NJ, USA, Tech. Rep., 2009.
- [4] North American Electric Reliability Corporation, "Special report. Flexibility requirements and potential. Metrics for variable generation: Implications for system planning studies," NERC, Princeton, NJ, USA, Tech. Rep., 2010.
- [5] F. Bouffard and M. Ortega-Vazquez, "The value of operational flexibility in power systems with significant wind power generation," in Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-5.
- [6] Y. Makarov, C. Loutan, and P. de Mello, "Operational impacts of wind generation on California power systems," IEEE Trans. Power Syst., vol. 24, no. 2, pp. 1039-1050, May 2009.
- [7] Y. Dvorkin, D. S. Kirschen, and M. A. Ortega-Vazquez, "Assessing flexibility requirements in power systems," IET Gener. Transm. Distrib., vol. 8, no. 11, pp. 1820-1830, Nov. 2014.
- [8] A. Ulbig and G. Andersson, "On operational flexibility in power systems," in Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting, San Diego, CA, USA, 2012, pp. 1-8.
- [9] J. Ma, V. Silva, R. Belhomme, D. S. Kirschen, and L. F. Ochoa, "Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems," IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 4, no. 1, pp. 200-209, Jan. 2013.
- [10] T. Zheng, J. Zhao, F. Zhao, and E. Litvinov, "Operational flexibility and system dispatch," in Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting, San Diego, CA, USA, 2012, pp. 1-3.
- [11] 刘长松, "德国可再生能源发展的政策进展与启示," 国家应对气候变化战略研究和国际合作中心, 2017年, 网址链接 <http://www.cqvip.com/QK/91827X/20173/7000272943.html>。
- [12] "Time series for the development of renewable energy sources in Germany," 德国联邦经济与能源部, 2018年12月, 网址链接 https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/erneuerbare_energien_in_zahlen.html。
- [13] "Power System Flexibility for the Energy Transition," 国际可再生能源署, 2018年11月, 网址链接 <https://www.irena.org>。
- [14] Stephanie Ropenus, Philipp Godron, Markus Steigenberge, "A word on grids - how electricity grids can help integrate variable renewable energy," Agora Energiewende, 2019年2月, 网址链接 https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/A_word_on/A-Word-On-Grid_agora-energiewende_WEB.pdf。
- [15] "Making money with smart electricity consumption Demand Side Management(DSM): Introduction and practical experiences in Germany," 德国能源署, 2018年12月, 网址链接 https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/181219_DSM_in_Germany_EN_final.pdf。
- [16] Christoph Moller, "Balancing energy in the German market design," 2010年, 网址链接 <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000019393>。
- [17] <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000019393>。
- [18] "The German Coal Commission, A Roadmap for a Just Transition from Coal to Renewables," Agora Energiewende, 2019年7月, 网址链接 <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/the-german-coal-commission/>。
- [19] 王心楠, "德国分布式电源发展情况与政策创新," 德国国际合作机构, 2018年5月。
- [20] "德国完成退出核电立法成首个退出核电大国," 中国新闻网, 2011年6月30日, 网址链接

- <https://news.qq.com/a/20110630/001201.htm>。
- [21] “中国可再生能源展望 2017,” 国家可再生能源中心, 2017 年 12 月, 网址链接 <http://boostre.cnrec.org.cn/index.php/2017/10/17/booklet-cn>。
- [22] “Data Platform - Conventional power plants,” open power system data.org, 2018 年 12 月 20 日, 网址链接 https://data.open-power-system-data.org/conventional_power_plants/。
- [23] “火力发电厂的灵活性,” Agora Energiewende, 2017 年 6 月, 网址链接 <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/flexibility-in-thermal-power-plants-chinese-translation/>。
- [24] “Energy statistics - cooling and heating degree days (nrg_chdd),” Eurostat, 2019 年 7 月 10 日, 网址链接 https://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/en/nrg_chdd_esms.html。
- [25] “Extremely Competitive CHP Concepts: Reference CHP CCGT Plant Lausward,” AZG 咨询公司, 于 2019 年 8 月 12 日访问网址链接 <https://azg-consulting.com/en/CHP/>。
- [26] Lee Buchsbaum, “2016 Plant of the Year,” Power Magazine, 于 2019 年 8 月 12 日访问网址链接 <https://www.powermag.com/long-form-stories/2016-POWER-Plant-of-the-Year-Award/>。
- [27] Sören Amelang, Jakob Schlandt, “Germany’s electricity grid stable amid energy transition,” Clean Energy Wire, 2018 年 11 月 12 日, 网址链接 <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-electricity-grid-stable-amid-energy-transition>。
- [28] Michael Joos, Iain Staffell, “Short-term integration costs of variable renewable energy: Wind curtailment and balancing in Britain and Germany,” 帝国理工学院, 2018 年 3 月 7 日, 网址链接 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118300091>。
- [29] 德国能源署, 2018 年 8 月 27 日, 访问网址链接 <https://www.dena.de/en/home/>。
- [30] “Grid Map,” ENTSO-E, 2019 年 1 月 1 日, 网址链接 <https://www.entsoe.eu/data/map/>。
- [31] “Electricity exchange of Germany with its neighbours in 2018,” Fraunhofer ISE, 2019 年 1 月 7 日, 网址链接 https://www.energy-charts.de/exchange.htm?source=de_pf&year=2018。
- [32] “Electricity production and spot prices in Germany in week 17 2019,” Fraunhofer ISE, 于 2019 年 7 月 28 日访问网址链接 <https://www.energy-charts.de/price.htm?auction=1h&year=2019&week=17>。
- [33] “德国电力市场 2.0 对中国电改有哪些启示,” 能源杂志, 2016 年 10 月 21 日, 网址链接 http://m.sohu.com/a/116982299_418320。
- [34] “Agora Meter – Power Generation and Consumption,” Agora Energiewende, 于 2019 年 8 月 27 日访问网址链接 https://www.agora-energiewende.de/en/service/recent-electricity-data/chart/power_import_export/20.03.2015/20.3.2015/。
- [35] “Agora Meter – Import and Export,” Agora Energiewende, 于 2019 年 8 月 27 日访问网址链接 https://www.agora-energiewende.de/en/service/recent-electricity-data/chart/power_import_export/20.03.2015/20.3.2015/。
- [36] Ruby Russell, Jakob Schlandt, “Loop flows: Why is wind power from northern Germany putting east European grids under pressure?” Clean Energy Wire, 2015 年 12 月 29 日, 网址链接 <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/loop-flows-why-wind-power-northern-germany-putting-east-european-grids-under-pressure>。
- [37] “德 - 奥电力市场分道扬镳,” 彭博新能源财经, 2016 年 11 月 7 日, 网址链接 <http://shoudian.bjx.com.cn/html/20161117/789743.shtml>。
- [38] Zeke Turner, “GERMANY’S RENEWABLES REVOLUTION DESTABILISES NEIGHBOURS’ ELECTRICAL GRID,” 华尔街日报, 2017 年 2 月 18 日, 网址链接 <https://www.thegwpf.com/germanys-renewables-revolution-threatens-neighbours-with-grid-collapse/>。
- [39] Kerstine Appunn, “Energiewende hinges on unblocking the power grid,” Clean Energy Wire, 2018 年 4 月 10 日, 网址链接 <https://www.cleanenergywire.org/dossiers/energy-transition-and-germanys-power-grid>。
- [40] Hans Christian Gils, “Assessment of the theoretical demand response potential in Europe,” Energy, 2014 年 3 月 1 日, 网址链接 <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544214001534>。
- [41] Jan Stede, “Demand Response in Germany: Technical Potential, Benefits and Regulatory Challenges,” 2016 年 5 月, 网址链接 https://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.532829.de。

- [42] Katharina Wohlfarth, Marian Klobasa, Anke Eßer, "Setting course for demand response in the service sector," *Energy Efficiency*, 2018 年 8 月 31 日, 网址链接 <https://link.springer.com/article/10.1007/s12053-018-9728-3>。
- [43] Lukas Vogel, Carolin Schenuit, Liu Jian, "Industrial Demand Side Flexibility in China," 德国能源署, 2019 年 12 月, 网址链接 https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/190830_Industrial_Demand_Side_Flexibility_report_final_dena.pdf。
- [44] "Demand Response in Industry - Status and Potential in Germany," 德国能源经济研究中心, 2011 年 2 月 24 日, 网址链接 <https://www.ffe.de/publikationen/pressemeldungen/354-demand-response-in-der-industrie-status-und-potenziale-in-deutschland>。
- [45] Katharina Wohlfarth, "Demand response in the service sector - setting course for energy flexibility and efficiency," 2017 年, 网址链接 <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-452713.html>。
- [46] Heribert Hauck, "Aluminium Smelters as Service Provider for Transmission System Operators," TRIMET, 2019 年 3 月 27 日, 释放需求侧灵活性研讨会, 北京。
- [47] Jason Deign, "German Firm Turns Aluminum Smelter Into a Virtual Battery," *greentechmedia*, 2017 年 3 月 24 日, 网址链接 <https://www.greentechmedia.com/articles/read/german-firm-turns-aluminum-smelter-into-huge-battery#gs.09oyl0>。
- [48] "Trimet Starts Trial Operation of its Virtual Battery," *lightmetalage.com*, 2019 年 6 月 10 日, 网址链接 <https://www.lightmetalage.com/news/industry-news/smelting/trimet-starts-trial-operation-of-its-virtual-battery/>。
- [49] "The Energy Storage Market in Germany," *Germany Trade & Invest*, 2019 年, 网址链接 https://www.gtai.de/GTAI/Content/EN/Invest/_SharedDocs/Downloads/GTAI/Factsheets/Energy-environmental/fact-sheet-energy-storage-market-germany-en.pdf?v=9。
- [50] "为达到 100 万销量目标, 德国再续扶持政策," 路透社, 2019 年 2 月 22 日, 网址链接 <https://chejiahao.autohome.com.cn/info/3372136/>。
- [51] "Electric Vehicles Charging infrastructure," *Germany Trade & Invest*, 于 2019 年 8 月 29 日访问网址链接
- [52] <https://www.gtai.de/GTAI/Navigation/EN/Invest/Industries/Energy/charging-infrastructure.html>。
- [53] "Next Kraftwerke and Jedlix launch initiative to use electric car batteries for grid stability," *Next Kraftwerke*, 2018 年 9 月 10 日, 网址链接 <https://www.next-kraftwerke.com/news/next-kraftwerke-jedlix-launch-initiative-to-use-electric-car-batteries-for-grid-stability>。
- [54] F. Cebullaa, T. Naeglera, M. Pohla, "Electrical energy storage in highly renewable European energy systems: capacity requirements, spatial distribution, and storage dispatch," 德国航空航天中心, 2017 年, 链接网址 <https://www.semanticscholar.org/paper/Electrical-energy-storage-in-highly-renewable-%3A-%2C-%2C-Cebullaa-Naeglera/d4f789a2bd30d8056fffa7e65e6256dfc740a2b0>。
- [55] Wolf-Peter Schill, Jochen Diekmann, Alexander Zerrahn, "Power Storage: An Important Option for the German Energy Transition," *Econstor*, 2015 年, 网址链接 <https://www.econstor.eu/handle/10419/108856>。
- [56] "Der Beitrag von Pumpspeicherwerken zur Netzstabilität und zur Versorgungssicherheit - die wachsende Bedeutung
- [57] von Pumpspeicherwerken für die Energiewende," 德国能源署, 2015 年 7 月, 网址链接 https://www.dena.de/test/user_upload/150716_Ergebnispapier_Pumpspeicherwerke.pdf。
- [58] "5. Good Practice Example: Goldisthal Pumped-Storage Plant (Germany)," *special-eu.org*, 于 2019 年 8 月 16 日访问网址链接 [file:///C:/Users/wang%20xinnan/Downloads/5.-good-practice-example-goldisthal-pumped-storage-plant-germany%20\(5\).pdf](file:///C:/Users/wang%20xinnan/Downloads/5.-good-practice-example-goldisthal-pumped-storage-plant-germany%20(5).pdf)。
- [59] "Energy Storage," *German Trade & Invest*, 于 2019 年 8 月 16 日访问网址链接 <https://www.gtai.de/GTAI/Navigation/EN/Invest/Industries/Energy/energy-storage.html#1184180>。

- [60] Sören Amelang, “Electricity storage is next feat for Germany’s energy transition,” *Clean Energy Wire*, 2018 年 10 月 10 日, 网址链接 <https://www.cleanenergywire.org/dossiers/energy-storage-and-energiewende>。
- [61] SANDRA ENKHARDT, “Eneco finalizes 48 MW storage project in Germany,” *PV Magazine*, 2018 年 5 月 31 日, 网址链接 <https://www.pv-magazine.com/2018/05/31/eneco-finalizes-48-mw-storage-project-in-germany/>。
- [62] Andy Colthorpe, “50MWh battery completed in Germany, claims ‘Europe’s largest’ crown,” *Energy Storage News*, 2018 年 6 月 25 日, 网址链接 <https://energy-storage.news/news/50mwh-battery-completed-in-germany-claims-europes-largest-crown>。
- [63] Andy Colthorpe, “Japanese sodium-sulfur and lithium batteries used in German grid demonstrator project,” *Energy Storage News*, 2018 年 11 月 2 日, 网址链接 <https://www.energy-storage.news/news/japanese-sodium-sulfur-and-lithium-batteries-used-in-german-grid-demonstrat>。
- [64] Andy Colthorpe, “RedT’s vanadium flow energy storage to be deployed on grand scale in Germany,” *Energy Storage News*, 2018 年 7 月 26 日, 网址链接 <https://www.energy-storage.news/news/redts-vanadium-flow-energy-storage-to-be-deployed-on-grand-scale-in-germany>。
- [65] SANDRA ENKHARDT, “Sonnen to provide primary balancing power to German grid from networked home storage,” *PV magazine*, 2018 年 12 月 5 日, 网址链接 <https://www.pv-magazine.com/2018/12/05/sonnen-to-provide-primary-balancing-power-to-german-grid-from-networked-home-storage/>。
- [66] Wang Bo, Sebastian Bauer, “Compressed air energy storage in porous formations: a feasibility and deliverability study,” *Petroleum Geoscience*, 2017 年, 网址链接 <https://pubs.geoscienceworld.org/pg/article/23/3/306/519394/compressed-air-energy-storage-in-porous-formations>。
- [67] “Areva targets Energiewende storage markets,” *Power in Europe*, 2017 年 4 月 10 日, 网址链接 https://www.framatome.com/businessnews/liblocal/docs/Plattform%20Deutschland/PIE_areva_20170410.pdf。
- [68] Samir Succar, Robert H. Williams, “Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources, And Applications For Wind Power,” 普林斯顿大学, 2008 年 4 月 8 日, 网址链接 https://acee.princeton.edu/wp-content/uploads/2016/10/SuccarWilliams_PEI_CAES_2008April8.pdf。
- [69] Lee Layton, “Compressed Air Energy Storage,” *PDH Center*, 2012, 网址链接 <https://pdhonline.com/courses/e365/e365content.pdf>。
- [70] Fritz Crotogino, “Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation,” *E. On*, 2001 年 4 月 15 到 18 日, 网址链接 http://www.fze.uni-saarland.de/AKE_Archiv/AKE2003H/AKE2003H_Vortraege/AKE2003H03c_Crotogino_ea_HuntorfCAES_CompressedAirEnergyStorage.pdf。
- [71] “Power-to-Gas Plants in First Commercial Applications,” *T ÜV*, 2019 年 3 月 19 日, 网址链接 <https://www.globenewswire.com/news-release/2019/03/19/1757426/0/en/Power-to-Gas-Plants-in-First-Commercial-Applications.html>。
- [72] Julian Wettengel, “Power-to-gas: Fix for all problems or simply too expensive?” *Clean Energy Wire*, 2018 年 6 月 20 日, 网址链接 <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/power-gas-fix-all-problems-or-simply-too-expensive>。
- [73] “German energy grids say plans ready for 100MW hydrogen plant,” *Reuters*, 2019 年 2 月 11 日, 网址链接 <https://uk.reuters.com/article/us-amprion-opengrideurope-hydrogen/german-energy-grids-say-plans-ready-for-100mw-hydrogen-plant-idUKKCN1Q01S4>。
- [74] “Offshore wind hydrogen could be subsidy-free within 10 years,” *New Energy Update*, 2019 年 5 月 1 日, 网址链接 <http://newenergyupdate.com/wind-energy-update/offshore-wind-hydrogen-could-be-subsidy-free-within-10-years>。
- [75] “Areva targets Energiewende storage markets,” *Power in Europe*, 2017 年 4 月 10 日, 网址链接 https://www.framatome.com/businessnews/liblocal/docs/Plattform%20Deutschland/PIE_areva_20170410.pdf。
- [76] 肖定圭. 含大规模可再生能源的电力系统灵活性评价指标及优化研究 [D]. 上海: 上海交通大学, 2015.
- [77] 肖定圭, 王承民, 曾平良, 等. 电力系统灵活性及其评价综述 [J]. *电网技术*, 2014, 38(6):1569-1576.



国家发展和改革委员会能源研究所 (ERI of NDRC)

国家发展和改革委员会能源研究所 (ERI of NDRC) 成立于 1980 年，现为国家发展和改革委员会直属局级事业单位，系国家发展和改革委员会宏观经济研究院归口管理的是个研究所之一，是综合研究中国能源问题的国家级研究机构。ERI 主要的研究宗旨是，为国家制定能源发展战略、规划和政策以及相应的能源法规、能源标准等提供理论依据和咨询建议。能源研究所研究范围涵盖了能源生产、流通、消费的各个领域，重点是围绕我国的能源经济、能源效率、能源环境以及可再生能源发展等方面开展软科学研究。能源研究所与联合国计划署 (UNDP)、联合国环境署 (UNEP)、世界银行、亚洲开发银行、全国环境基金、世界自然基金会、国际能源机构 (IEA)、国际原子能机构 (IAEA) 等国际组织建立了良好的合作关系，与欧盟、美国、日本、澳大利亚、加拿大、丹麦、德国、挪威、韩国、泰国、印度等国家的政府部门、研究机构、大学及咨询公司开展了多项合作项目。



华北电力大学 (NCEPU)

华北电力大学 (NCEPU) 成立于 1958 年，是教育部直属全国重点大学，是国家“211 工程”和“985 工程优势学科创新平台”重点建设大学。学校形成了以工为主，理工渗透，电与非电交融，理、工、文、经、管、法协调发展，特色鲜明的学科专业布局，全面构建起了“以优势学科为基础，以新兴能源学科为重点，以文理学科为支撑”的“大电力”学科体系。学校拥有一支积极进取、素质优良、结构合理的高水平师资队伍，现有专任教师 1939 人，其中正高级职务的 423 人，具有副高级职务的 701 人。现有中国工程院院士 2 人，双聘院士 7 人，其他各类高层次人才百余名，有多支高水平研究团队。目前，学校已进入国家“双一流”建设高校行列，重点建设能源电力科学与工程学科群，全面开启了建设世界一流学科和高水平研究型大学的新征程。



德国国际合作机构 (GIZ)

作为一家非盈利的联邦企业德国国际合作机构 (GIZ) 的工作遍及全球 130 多个国家，在国际合作项目上为委托方提供可行、可持续和高效的解决方案。GIZ 在中国开展中德合作已近 40 年，致力于在中德战略伙伴关系框架下推动符合中德两国利益和意愿的合作。GIZ 提供与中国改革进程相关的各种议题和领域的政策建议，包括环境保护、经济可持续发展 (特别是可再生能源和能源效率)、城市可持续发展、交通可持续发展、职业培训、法律、产品安全和消费者保护。GIZ 受德国联邦经济和能源部 (BMWi) 委托，在中国国家能源局的指导下与国家可再生能源中心于 2016 年起，共同开展为期三年的“中德能源转型研究项目”。该项目围绕国家可再生能源中心支持国家能源局开展的以能源转型为核心的任务，通过分享德国能源转型经验与提供专家资源，为中国能源转型中的探索提供支持。

国家发展和改革委员会能源研究所 (ERI of NDRC)

地址: 北京市西城区木樨地北里甲 11 号国宏大厦, B 座 14-15 层

编码: 100038

电话: 010-63908576

传真: 010-63908568

网址: <http://www.eri.org.cn>

德国国际合作机构 (GIZ)

北京市朝阳区亮马河南路 14 号塔园外交办公大楼 1-15-1

T +86-(0)10-8527 5589

F +86-(0)10-8527 5591