



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Climate Action



中德能源与能效合作
Energiepartnerschaft
DEUTSCHLAND - CHINA

德国电力行业的供应安全：挑战与措施简述

中德能源与能效合作伙伴



giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

版本说明

《德国电力行业的供应安全：挑战与措施简述》介绍了德国能源向可再生转型的同时确保能源供应安全的经验，旨在与中国同仁分享德国在其能源转型过程确保能源安全采取的措施及取得的宝贵经验。报告在中德能源与能效合作伙伴项目框架下发布。项目受德国联邦经济和气候保护部（BMWK）委托和资助，中国国家发展和改革委员会、国家能源局作为中方政府合作伙伴提供支持和指导。项目旨在围绕能效提升和发展可再生能源，通过深入交流可持续能源系统发展相关的政策、最佳实践和技术知识，推动高级别政府对话，企业与政府交流以及技术和政策法规层面交流，从而促进和推动两国能源转型，助力实现气候目标。受德国联邦经济和气候保护部委托，德国国际合作机构（GIZ）负责实施中德能源与能效合作伙伴项目。作为一家德国联邦企业，德国国际合作机构为德国政府实现可持续发展国际合作目标提供相应支持。

发布方

中德能源与能效合作伙伴
受德国联邦经济和气候保护部
（BMWK）委托
北京市朝阳区亮马河南路 14 号
塔园外交办公楼 1-15
邮编：100600
c/o
德国国际合作机构（GIZ）
Torsten Fritsche
Köthener Str. 2
柏林 10963

研究负责人

尹玉霞、王昊， 德国国际合作机构
（GIZ）

© 2022 年 8 月，北京

作者

帕斯卡·哈德-魏因曼（Pascal
Hader-Weinmann）
蒂姆·门纳尔（Tim Mennel）博士
珀西·舒尔策·布希霍夫（Percy
Schulze Buschhoff）
德国能源署（dena）
侯安德（Anders Hove），德国国际
合作机构（GIZ）

参编

Simon Goess

图片

BMWK/封面
Shutterstock_326698985（第 5 页）
AdobeStock_270527054（第 36 页）
AdobeStock_366213561（第 28 页）



本报告全文受版权保护。截至本研究报告发布前，德国国际合作机构和相关作者对出版物中所涉及的数据和信息进行了仔细研究与核对，但不对其中所涉及内容及评论的正确性和完整性做任何形式的保证。本出版物中涉及到的外部网站发行方将对其网站相关内容负责，德国国际合作机构不对其内容承担任何责任。本文件中的观点陈述不代表委托方的意见。

目录

版本说明	2
1 执行摘要	4
2 德国的能源转型——政策、立法、成本发展和环境影响.....	5
2.1 德国气候政策——能源安全的基础.....	6
2.2 可再生能源在德国能源构成中扮演的重要角色.....	8
2.3 能源的可负担性.....	10
2.4 能源系统的可持续性和环境影响.....	13
3 德国的供应安全：过去和现在.....	16
3.1 电力系统概览.....	18
3.2 电力系统可靠性——挑战与解决方案.....	21
3.3 燃料安全.....	26
3.4 关于 2012-2022 年发电充裕性的政治辩论.....	27
3.5 总结.....	31
4 确保未来的充裕性	32
4.1 德国未来的能源供应	32
4.2 未来的电力部门.....	32
4.3 未来的天然气部门.....	33
5 结论	35
图片列表.....	37
尾注.....	38

1 执行摘要

德国能源转型（“Energiewende”）提出的目标是在一代人的时间内，实现能源体系由气候中和的能源载体完全替代化石燃料和核燃料。届时，电力将主要来源于可再生能源（RE）、绿氢及其衍生物等。这一能源转型战略必然面临能源供给安全和能源可负担性等多重挑战。在此背景下，本报告总结德国为确保能源安全、提高能源可负担性而采取的最新措施。

尽管德国能源供应体系正在经历着清洁转型的变革，但直到 2022 年俄乌战争爆发之前，这一体系都被证明是可靠的。二十多年来，德国一直坚持以积极发展可再生能源为核心的气候政策。2010 年德国提出的能源规划设定了一揽子全面能源转型目标，其中包括到 2020 年之前，可再生能源发电量所占比重达到 35%。尽管德国以微小的差距错失其 2020 年减排目标，但其可再生能源的发展总体是成功的，2021 年德国实际可再生能源发电量占总发电量的 45%。德国议会也颁布了放弃核能和煤炭的计划和具体时间表，提出将在 2022 年底之前放弃核电，在 2038 年之前放弃煤电。自此计划执行起，德国已关停了 16 座核电厂中的 13 座，很多火电厂也处于彻底关停或暂时停运的状态。

德国能源转型在推进初期也曾引发顾虑，但至今，能源转型并未对德国的供电安全造成过任何影响。政策制定者通过及时调整政策和坚持市场化的原则，使得整个能源系统可以及时应对由于可再生能源比例增加带来的对系统稳定性的挑战。与其他发达国家相比，德国的电力系统很少出现停电故障，同时，根据电力供应安全指标体系的判断，其系统可靠性一直在稳步提升。

德国采取了多项措施来确保供电安全：

- 德国电力市场的特征之一是能在短的时间间隔内进行大量的日前及日内电力交易，价格波动产生的信号能在没有补贴和容量费用的情况下激发传统火电厂的灵活性功能。
- 市场参与者在德国四个输电系统运营商的控制区域之间开展电力交易。发生交易的德国电力市场功能完备且流动性强。
- 此外，德国通过与欧盟内部电力市场的整合带来的跨境电力交易和电力输送，也为德国电力市场稳定运行提供了额外的保障。
- 近年来，电力系统改革催生了储能和需求侧管理等新型资产，可以进一步用来提供平衡电力和其他辅助服务。
- 政府和监管机构努力推动输电网和配电网的扩张，促进新增可再生能源发电接入电网，但输电网的发展面临滞后。此外，输电系统运营商也增加了再调度措施的使用，以在系统层面上管理网络拥堵。
- 为了维持发电充裕性，政府建立一个融合容量、电网和安全备用在内的备用系统。备用系统由已关停的燃煤电厂和燃油电厂构成。

截至 2021 年，燃气发电在德国电力消费占比约为 12%。燃气发电厂凭借其高灵活性，为发电充裕性和辅助服务做出了巨大贡献。在当前的供气危机下，德国重启煤电，以取代对天然气发电，作为能源安全备用，以确保未来几个月内的发电充裕性。

氢能旨在推动德国和欧盟实现其 2045 年和 2050 年的气候中和目标。当前多数政策情景分析都表明，自 2030 年起，氢能发电将发挥重要作用。

为了解决因逐步淘汰传统电源产生的问题，德国正在讨论新的政策，以期在配电层面上更多地使用由储能和需求侧管理提供灵活性。

在替代化石能源的能源转型中，德国为保证能源安全付出了巨大努力。尽管转型叠加俄乌战争导

致近期德国的批发电价大幅上涨，但德国对能源转型提供的公众支持以及对能源转型的信念从未改变。而且，加速能源转型和可再生能源发展也已成为德国实现能源供应安全的解决方案。



2 德国的能源转型——政策、立法、成本发展和环境影响

德国能源转型的目标是用一代人的时间，在整个能源系统中，实现气候中和的能源载体完全替代化石燃料和核燃料。在电力部门，**2020**年实际完成的可再生能源发电量超过了既定目标，在**2021**年，可再生能源在德国电力系统中占比达到了**45%**。尽管可再生能源发展降低了电力批发价格，但近期由于俄乌战争导致天然气供应短缺，使得工业和家庭用电成本提升，成为目前的主要问题。

2.1 德国气候政策——能源安全的基础

德国能源和气候政策

2010年德国联邦政府的能源规划为当前德国能源政策奠定了基础。此规划基于三大关键目标：**供应安全、经济效率和环境保护**。2011年，为进一步落实福岛核事故的后续影响德国联邦政府的能源规划又结合了从福岛核事故中得到的经验教训，联邦政府出台能源转型战略（Energiewende），其目标是在数字化和创新的支持下，通过提升能效、发展可再生能源和促进部门耦合，逐步淘汰核能和煤炭并最终淘汰所有化石燃料。

德国进而颁布了一系列政策和法规来推动其能源转型。2016年，德国政府通过了“**2050年气候计划**”。这一长期战略整合了德国所有气候政策中的现有目标和原则，描述了德国在2050年之前实现温室气体中和的路径。此战略为不同的经济部门设定了单独的目标，还引进了中期减排目标（在2030年之前实现55%的温室气体（GHG）减排）。

2019年，德国政府通过《气候变化法》，提出在**2050年之前实现气候中和**的一个明确且有约束力的路径。¹过去几年间，德国政府及相关责任部门本着更野心勃勃的欧洲气候目标修订了《气候变化法》，之后，德国最高法院作出了一项决定，认为之前的气候法案尚有不足。经2021年的修订之后，《气候保护法》设定了在2045年之前实现气候中和的目标，这让德国成为世界上少数几个从立法角度规定在21世纪中叶前实现气候中和的国家之一。

能源转型进度的第一份监查报告制定了一个**目标架构**，对不同目标进行系统化的组织和优先排序。²其中，核心目标描述了总体政策的基本原则，例如减少温室气体排放、逐步淘汰煤炭以及不断提高可再生能源在能源消费中占比等。之后的指导性目标通过制定各个部门的目标，对核心目标进行细化和分解。进一步，又提出了基于成本效率和系统整合等标准的不同具体措施。这些具体措施应与指导性目标保持一致，以便能够以最可靠、最具成本效益的方式实现核心目标（气候目标）。

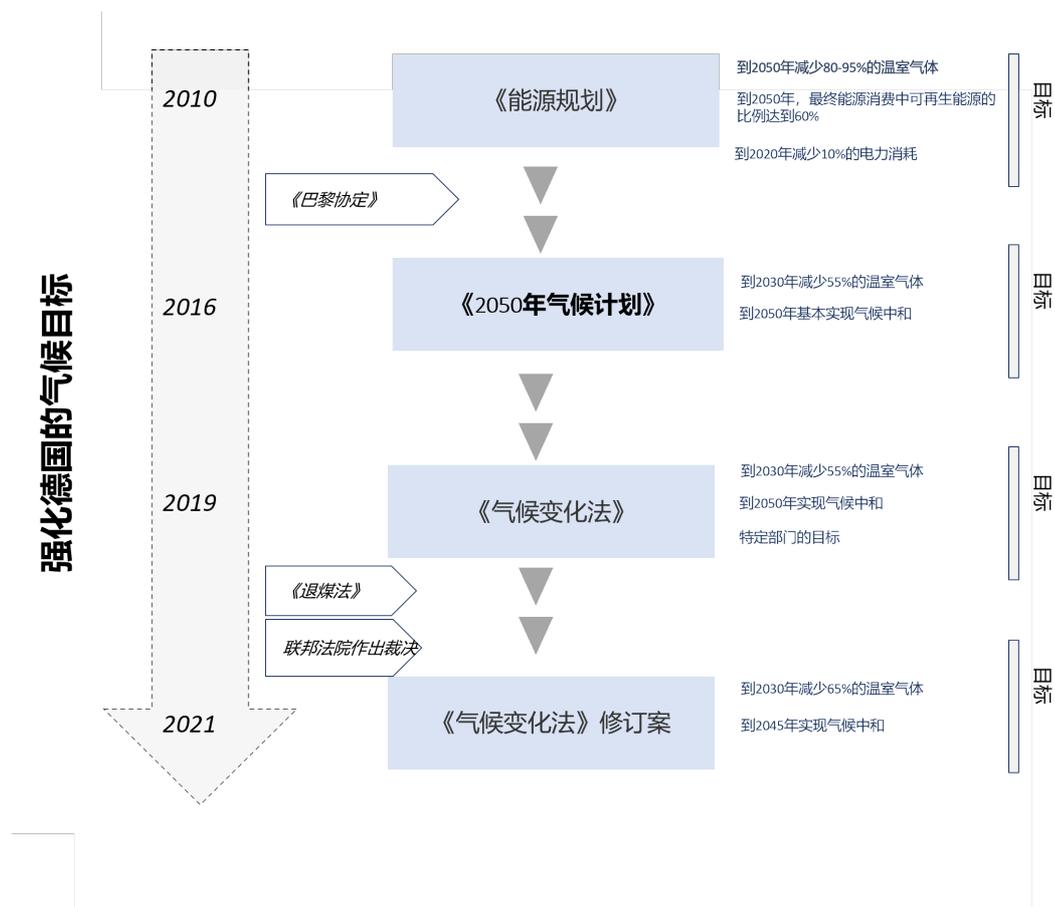


图 1：德国气候目标的发展

欧盟和德国当前的气候目标

修正的德国《气候变化法》中关于减排的目标与雄心勃勃的欧洲气候政策呼应。通过“欧洲绿色法案”，欧盟打造了一个立法框架，以实现《巴黎协定》设定的目标。根据该法律框架，欧盟决定将**2030年减排目标提高到-55%**，以便在**2050年之前实现气候中和**。为了实现这一目标，欧盟需要将一系列措施纳入到“Fit for 55”一揽子计划中。³

德国 2021 年修正的《气候变化法》规定，在 2030 年实现与 1990 年水平相比下降 65% 的减排，并在 2045 年实现气候中和。该法针对电力、建筑、交通、工业以及农业和土地利用、土地使用变更和林业（LULUCF）等部门设定了雄心勃勃的目标。德国新政府再一次强化了其中的某些目标。要实现这些目标，必须采取一系列的措施和政策。

德国能源立法概述

政府及相关部委通过不同的法律和政策工具落实了德国的能源转型战略。作为欧盟成员国之一，欧盟的气候政策框架为德国的气候政策划定了基础规范。

- 电力和某些工业部门成为**欧盟碳排放交易体系（ETS）**的一部分。
- 交通和供热部门内不属于欧盟碳排放交易体系的排放须遵守**责任分担条例（ESR）**。
- **欧洲绿色新政**及全面的“Fit for 55”一揽子计划的落实可能涉及碳排放交易体系和责任分担条例的设计，将责任分担条例会转变为一种交易体系。⁴

影响德国政策的其他重要欧盟政策包括：

- 《可再生能源指令》（RED II），作为欧盟所有经济部门可再生能源发展的法律框架，目前正在修订中
- 《能源效率指令》推动能源效率成为欧盟能源政策的全面性原则，设定了实现欧盟 2020 及 2030 年能源效率目标的规则和义务。
- 《内部电力市场指令》强化了消费者的权利及其在欧洲电力市场中的参与度。
- 《电力市场条例》规定开放 70% 的电网互联用于跨境交易。

在国家层面上，不同的法律和指令与整体能源规划相辅相成，构成了德国能源政策的基础。

《能源经济法》（*Energiewirtschaftsgesetz—EnWG*）最初颁布于 1935 年，设定了以一种安全、可负担、消费者友好且环保的方式供应电力和天然气的必要框架。该法旨在规范供电和供气网络，以确保有效且无扭曲的竞争，其目标是加强合作，尤其是与德国邻国的合作。同时，它在基于网络的能源供应领域落实了欧盟的法律。⁵尤其是自 1998 年起实施了一系列基础改革，落实了电力和天然气市场的自由化。为了实现上述目标，《能源经济法》中也明确了各种措施，尤其是限制发电商之间的成本信息交流以避免价格操纵、设定许可和通报要求、所有权分拆以及德国联邦网络局的干预权。

由于德国还没有氢能网络，政策制定者仍在完善相关法规，以协调德国氢能法规与欧洲法规的一致性。

2001 年德国出台的《可再生能源法》（*Erneuerbare Energien Gesetz—EEG*）推广可再生能源在电力部门的使用。其中包括为可再生能源发展提供财政支持，将其优先接入电网的规定，也

设定了明确的可再生能源发展目标。《可再生能源法》取代了 1991 年的《电力入网法》，后续又有定期修订。新一届的德国政府还引进了应对可再生能源发展挑战、并推进发展进度的新政策。“复活节一揽子计划”（Easter Package）是德国政府 2022 年春季对《可再生能源法》（EEG）进行的修正以及其他政策的集合。该一揽子计划明确了为在 2030 年之前达成可再生能源发电占比 80% 目标所需的措施。

随着海上风能应用的扩大，德国颁布了《海上风力发电法》，作为监管德国海上风电场的法律框架，尤其是监管海上风能应用与自然保护、航运和海上交通线路相关的方面。德国立法机构在 2022 年 7 月通过了该法的修正案。该修正案旨在增加海上风力涡轮机的装机容量，设定了从 2021 年的 8 吉瓦增加到 2030 年的 30 吉瓦，再到 2040 年的 70 吉瓦的目标。这与之前设定的 2045 年海上风电容量目标相比，几乎翻了一番。⁶ 该法还旨在协调海上风力涡轮机的扩容与传输发电量所必需的海上电网连接线路的扩容。

2.2 可再生能源在德国能源构成中扮演的重要角色

德国能源系统正在发生重大转变，到 2045 年，德国的能源系统将实现气候中和。2021 年，德国的一次能源消费增长了 2.6%，达到 12,265 皮焦耳或者 3,407 太瓦时，但仍低于疫情前的水平。化石燃料在 2021 年一次能源消费中的占比约为 80%：石油占 32%、天然气占 27%、煤炭占 18%、核能占 6%、可再生能源占 16%（参见 **Error! Reference source not found.**）。⁷

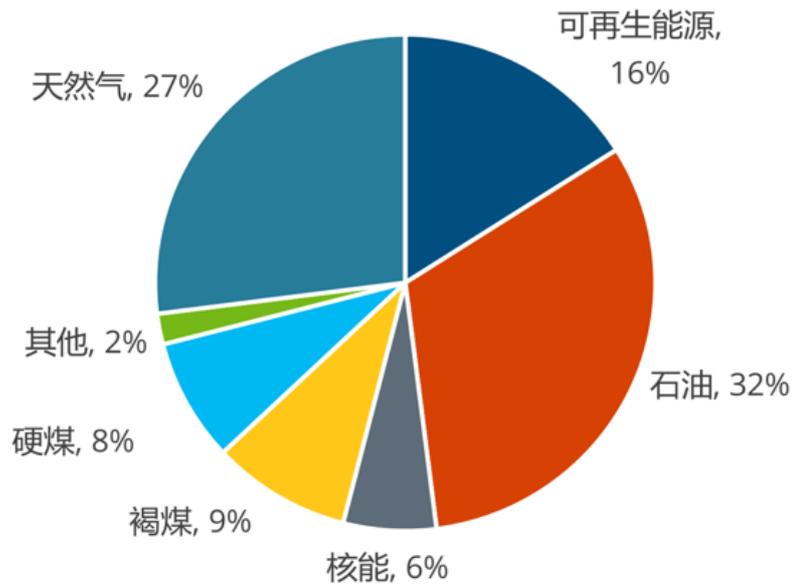


图 2：2021 年德国的一次能源消费

电力部门的变化最明显，2021 年，可再生能源在电力消费中所占比重达到 45%。2021 年，风能和太阳能满足了近三分之一的电力消费。2022 年上半年，可再生能源占比已超过 50%。

风能和太阳能是转变的主要驱动力。2021 年，24%的用电量来自风能，9%来自太阳能。⁸风能和

太阳能发电规模的扩大最初依赖于《可再生能源法》（EEG）提供的价格保证。《可再生能源法》及其他政策有助于降低成本，让这些技术在世界范围内具有竞争力。德国提高其气候目标的决定将依赖于可再生能源装机和发电量的加速增长。

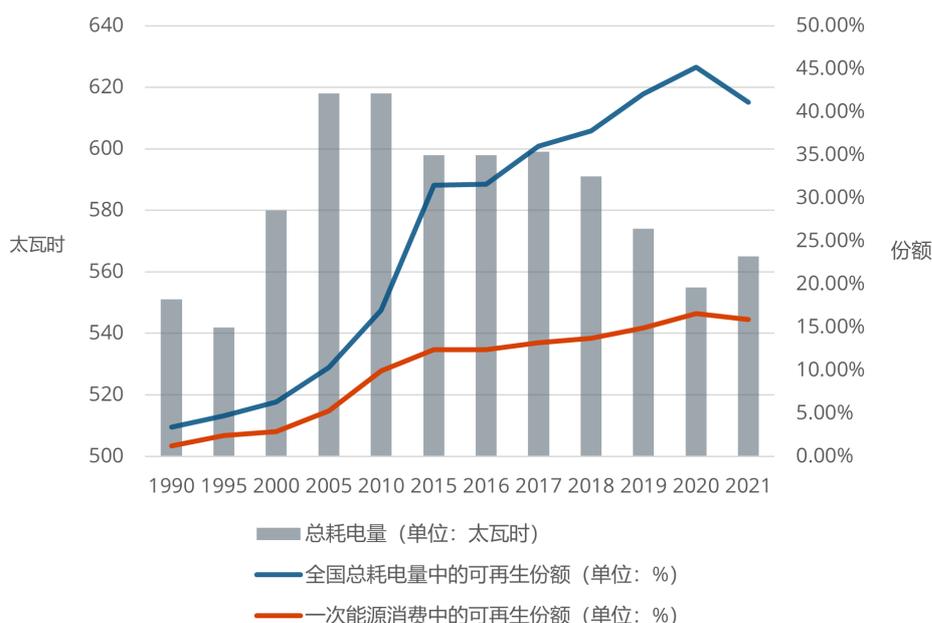


图 3: 2021 年之前可再生能源在总能源消费量中所占比重

其他部门的可再生能源还不能为温室气体减排做出明显的贡献（参见下文章节 2.4）。可再生能源在一次能源消费中占比低于在电力部门中的比重。展望未来，随着电动汽车和热泵利用率以及工业流程电气化的显著提升，电力和可再生能源将在一次能源消费中发挥更加突出的作用。

2.3 能源的可负担性

自 2008 年起，德国消费者和工业部门支付的电价都有所上涨，这主要是因为各项费用、附加费和税费所造成的。电价上涨引起某些用户对使用可再生能源的不满，也减缓了终端消费部门的电气化进程，从而延长了德国对天然气的依赖性，造成了近期对能源安全的担忧。

可再生能源拉低批发电价

在讨论德国的高电价现象时，必须区分批发电价、居民电价和工业电价。可再生能源的可变成本较低，因此可再生能源发电上网，能稳定的降低批发电价。风能和太阳能的边际价格接近于零。但是，批发市场价格无法反映可再生能源的市场整合成本，例如平衡成本或再调度成本。**Error! Reference source not found.**描绘了批发价格的下降过程，直到最近，其发展趋势才发生转变，价格开始升高。在 2021 年之前，电价的小幅波动主要由于欧盟碳排放权交易体系碳价的传导。

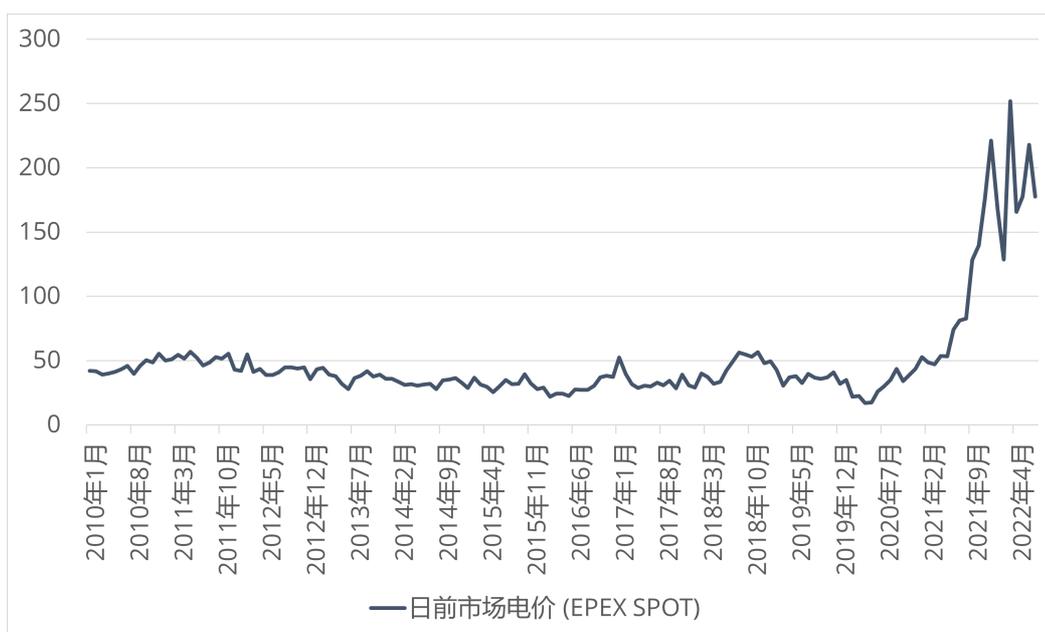


图 4: 日前批发电价的月平均值, 欧元/兆瓦时, 2010-2022⁹

德国的日前市场电力价格不时会处于欧洲最低水平, 即低于 40 欧元/兆瓦时。除了批发电价持续走低趋势之外, 高比重或者可变可再生能源的整合也是德国日前市场出现负电价次数不断增加的原因。负电价通常发生在可再生能源产量高而需求低的时段。随着更多的风能和太阳能进入系统, 负电价将会更加频繁。

负电价会威胁到可再生能源的盈利或投资回报率, 且在理论上, 可能减少可再生能源的投资, 但负电价也激励了需求响应和高效储能的运营及投资, 最终有助于缓解或消除负电价的持续时长。

当前的能源危机和高电价阻断了这种趋势, 其原因在下文中将会描述。在 2021 年和 2022 年, 出现负电价的情况减少了。

近些年, 天然气批发价格依然处于稳定低位, 2020 年平均现货价格的低值为 13.79 欧元/兆瓦时, 2021 和 2022 年的价格则有所提升。¹⁰最近, 由于俄乌战争而引发的供气危机, 使得天然气价格飙升。

税费等提高了居民用电价格

在批发电价下降的同时, 其他成本尤其是税费大幅上涨, 其中包括过网费以及国家强制征收的费用, 例如税费和《可再生能源法》附加费。¹¹德国联邦网络局负责管理过网费。不同地区的电网费用不同, 但其在居民电价中占比约为 25%。总的来说, 大约 50% 的电价为相关的税费和附加费。¹²自 1998 年欧洲电力市场自由市场化以来, 税费和附加费上涨了 250%,¹³这一现象主要由于扶持可再生能源发展的成本、其他气候政策措施投入成本以及电网费用的上涨。2022 年 7 月, 政府废除了《可再生能源法》中的附加费, 以降低居民和商业用电价格, 推动设备和交通的电气化。

德国居民电价的上涨, 主要是因为政策相关的各类税费的增长幅度超过了批发电价的下降幅度。

Error! Reference source not found.展示了德国居民电价的发展趋势。2021 年的平均居民电价为 0.32 欧元/千瓦时, 是欧盟境内的最高水平。¹⁴购电税、电力税、热电联产和可再生能源的附加费以及其他费用几乎占到了居民电价的一半。

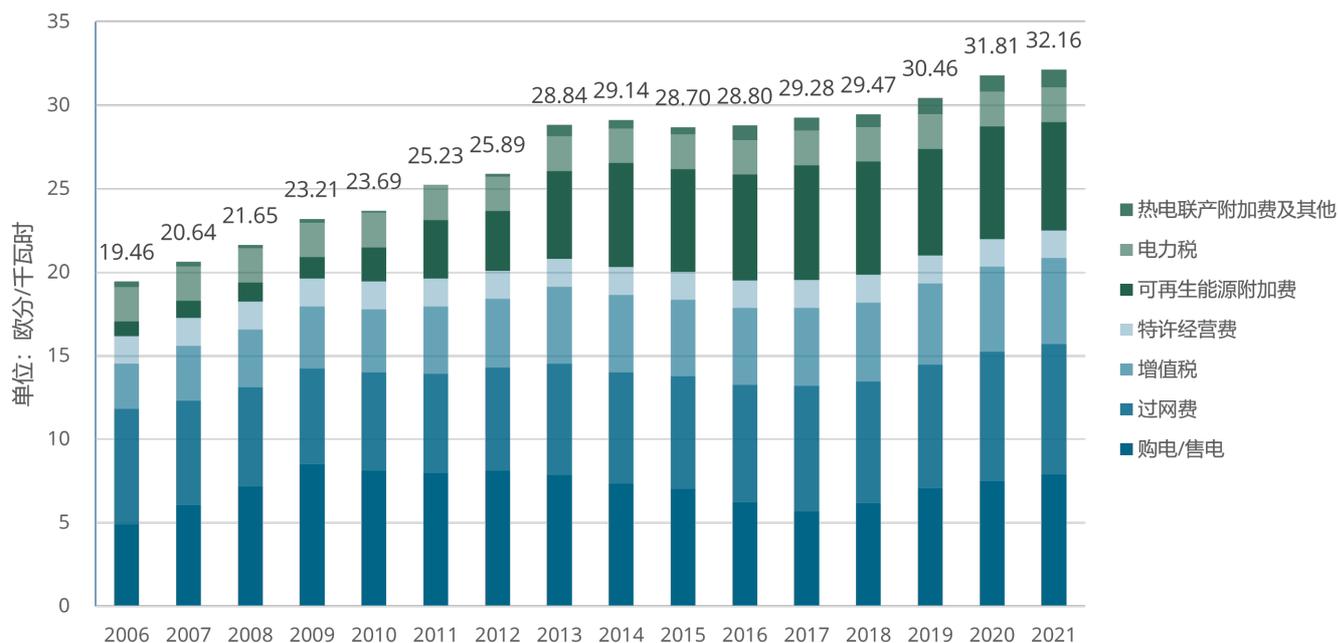


图 5：德国家庭的平均电价

家庭能源总成本主要由用电和供热组成，后者主要通过天然气供应，但也有燃油供热和区域供热。与其他欧盟国家相比，德国家庭的能源支出比重在欧盟国家中相对较低。

天然气价格由天然气购买和营销的价格、管网费用和税费构成。自 2021 年起，对用于供热目的和交通领域的天然气和其他化石燃料加收国家碳排放费。¹⁵ 在此之前，天然气价格数年保持稳定，2020 年还略有下降。而 2021 和 2022 年，天然气价格出现了大幅上涨。

工业用能成本相对居民用能成本较低

对工业用户来说，某些由政府引导的价格构成和过网费会因为其消费电量的不同而存在巨大差异。

工业用户的税费比重在能源成本中远低于居民，这样做的目的是为了降低工业用户的经济压力，确

保其国际竞争力。大规模工业用户可免缴大部分税费，它们支付的电价低于 0.10 欧元/千瓦时。其他规模工业用户的电价约为 0.20 欧元/千瓦时。¹⁶两个典型的税费减免规定为：

- 能源密集型企业有资格享受 90% 的电力税减免。
- 当企业电耗超过 1 吉瓦时，只需要缴纳《可再生能源法》中规定附加费的 15%-20%。

因此，由于各类免税政策及电价构成的各类费用征收的支持政策不同，不同的工业用户所需缴纳的电价差别巨大。

与欧盟其他国家工业用户电价相比，德国的批发电价低于欧盟平均值。相反，德国的最终电价为欧盟境内最高的国家之一。对于年耗电量最高达到 2,000 兆瓦时的工业用户而言，其所支付的电价比欧洲平均值高出 64%（图 6）。¹⁷

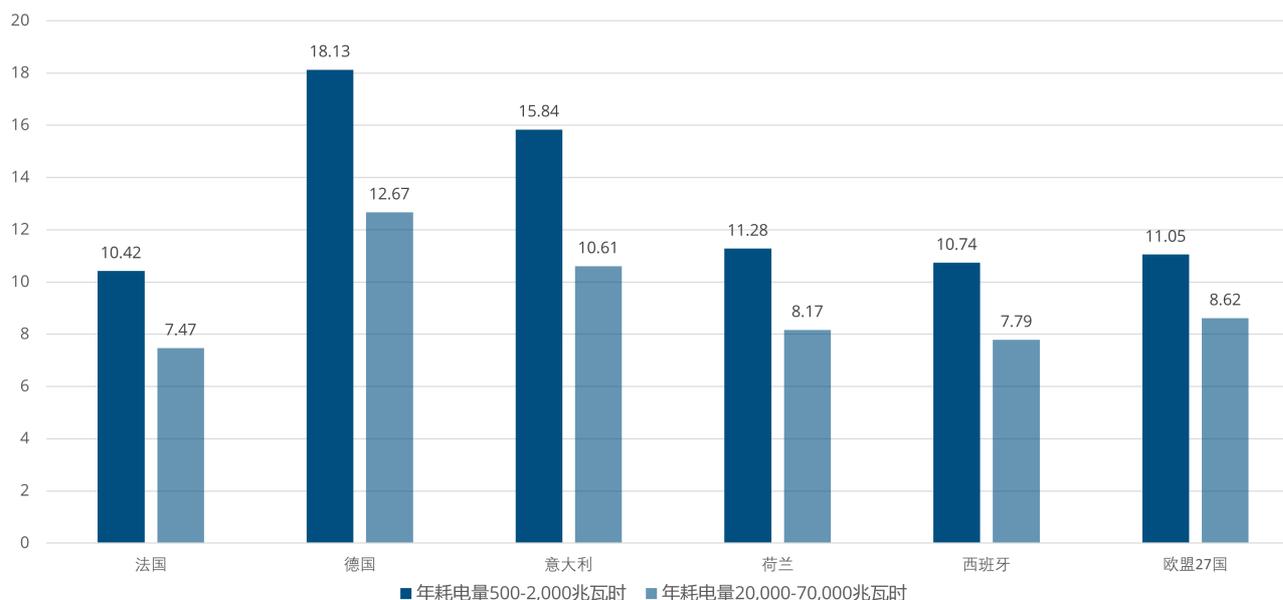


图 6：某些欧盟成员国的工业电价（2021）

工业用户支付的天然气价格也低于居民天然气价格。工业天然气价格从 2018 年的不到 0.04 欧元/千瓦时下降到了 2020 年 0.0253 欧元/千瓦时，低于居民天然气价格的一半。¹⁸出于国际竞争力的原因，大规模能源密集型工业也能从政府激励措施中获益。制造业以及能源消费量超过一定规模、适用峰值补偿的某些行业可以享受能源税减免。此外，《碳泄漏条例》规定各行业可以申请免费的排污许可配额，以抵御碳泄漏的风险。¹⁹

2021-2022 年天然气价格危机

自 2021 年下半年以来，欧洲各地的能源价格出现了前所未有的上涨。在德国的批发市场上，某些时段，电力以 5 欧元/千瓦时的价格进行交易，而 2021 年的均价为 0.097 欧元/千瓦时，是前一年的三倍。²⁰

高电价主要原因是创纪录的天然气价格：

- 疫情之后全面的强势复苏引发了能源的高需求，
- 2020-2021 年的寒冬造成了欧洲相对较低的天然气储量，
- 2020-2021 年亚洲的产业复苏引发了对液化天然气进口的高需求，
- 与乌克兰战争无关的管线中断，以及

- 源自俄罗斯的天然气交付量降低

气价和电价在 2021 年之前不断增长，并在 2022 年出现剧增，最近，俄乌战争又加剧了价格上涨。批发电价的飙升反映在居民和各行业支付的电价中。高能源价格威胁到生活在隔热差的房屋内的低收入家庭。近年来，10%的最低收入家庭在能源方面的支出占到其家庭可支配收入的 6%左右。²¹2022 年，这一比例可能翻一番。在最近价格进一步上涨之前，基于 2022 年上半年价格进行的预测显示，处在平均用能水平的家庭，其能源花费用将从 2021 年的 2500 欧元增长到 2022 年的 4000 欧元。²²

最近，俄罗斯国有公司 Gazprom 向德国的供气量减少，引发了天然气价格增长以及实际供气短缺的进一步恶化。德国政府激活应急供气政策：目前已经启用的第一阶段，政府要求消费者节约用气。在更高级别的预警下，工业须遵守天然气定量配给规则，以确保居民供气。

对于化工等依赖天然气和石油作为产品原料的行业，目前的高气价是一个棘手的问题。某些行业已经开始摒弃天然气，改用石油或煤炭进行生产，以降低用气需求，但这样将会增加碳排放量。²³

2.4 能源系统的可持续性和环境影响

尽管德国已经达成其中期温室气体减排目标，但仍任重道远。2020 年，德国实现了温室气体减排 40% 的目标，但部分原因是因为疫情中断了大部分公共生活和交通。在煤炭消费量缩减和疫情的共同作用下，德国温室气体排放量相比 2019 年下降了 8.7%。但这种影响并不持久，因为随着经济的复苏，2021 年的排放量的又回升了 4.5%。温室

气体排放量增加的主要是因为油气价格达到了历史高位，燃煤发电量增加而造成的。此外，风力不足以及耗电量的增加造成了减排趋势的逆转。在这些因素的作用下，德国 2021 年的温室气体总排放量为 7.63 亿吨二氧化碳当量，相比 1990 年下降了 38.7%。²⁴

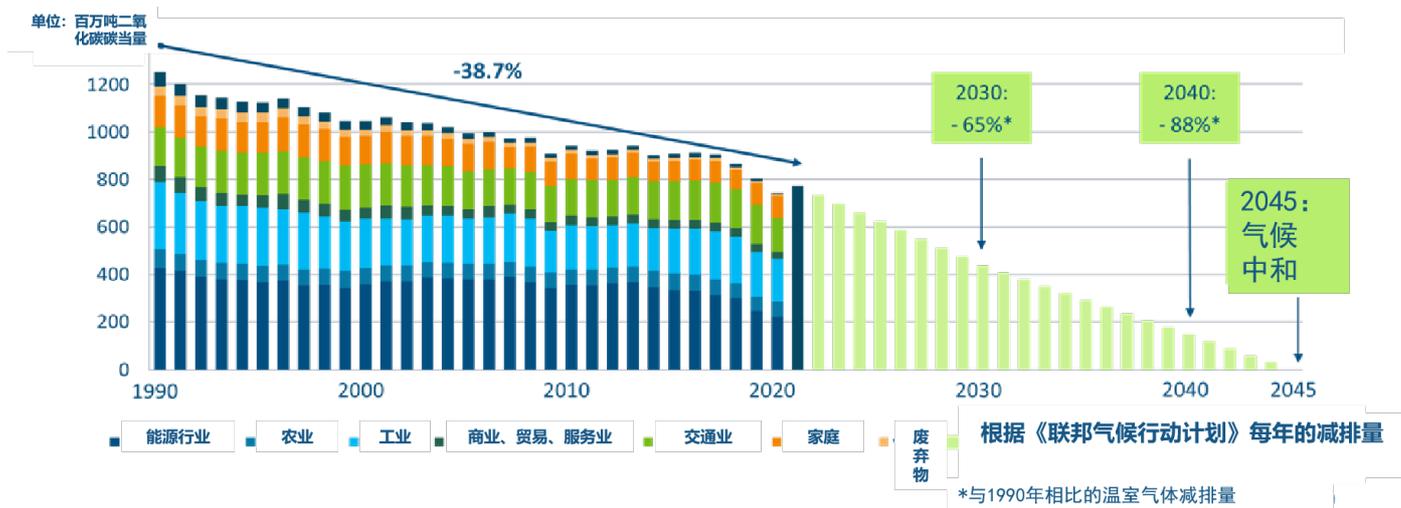


图 7：德国的温室气体排放和预期发展

电力部门是德国唯一一个排放量不断下降的部门。工业部门在上世纪 90 年代减排贡献巨大，而在 2000 年后的大部分时间里，减排量停滞不前。这主要由于工业能效的提升无法平衡因产量上涨造成的排放。**交通部门也**呈现类似的趋势：德国车流量在 1995 到 2019 年之间增加了 20%，再加上改用更大动力发动机的趋势，抵消了效率提升以及更严格排放标准的效果。因此，德国的交通部门的总排放量在一定期限内增长了 5.1%。²⁵这也让德国的交通部门成为过去十年间唯一一个无法减少碳排放量的部门。建筑部门在德国的二氧化碳排放中占比约为 30%，自 1990 年起，其排放量减少了 43%。过去十年间，建筑部门几乎没有变化，距达成《气候保护法》的目标尚有差距。²⁶

可再生能源发展对温室气体减排的贡献

提高能效、燃料从煤炭转变为天然气以及提升可再生能源的比重是德国温室气体减排的主要驱动因素。能源相关的二氧化碳排放增加主要来自经济增长。²⁷发展可再生能源是德国能源转型的核心理念，也是实现德国国家气候目标的必要条件。过去二十年间，可再生能源的发展促进了温室气体减排，同时能效的提升以及使用天然气代替煤炭也起到了作用。因此，要分析可再生能源对减排以及气候的影响，就必须分析减排的不同驱动因素，详尽说明各因素所发挥的作用。²⁸

德国联邦环境部的分析显示，2021 年，可再生能源带来了 2.21 亿吨二氧化碳当量的减排。²⁹

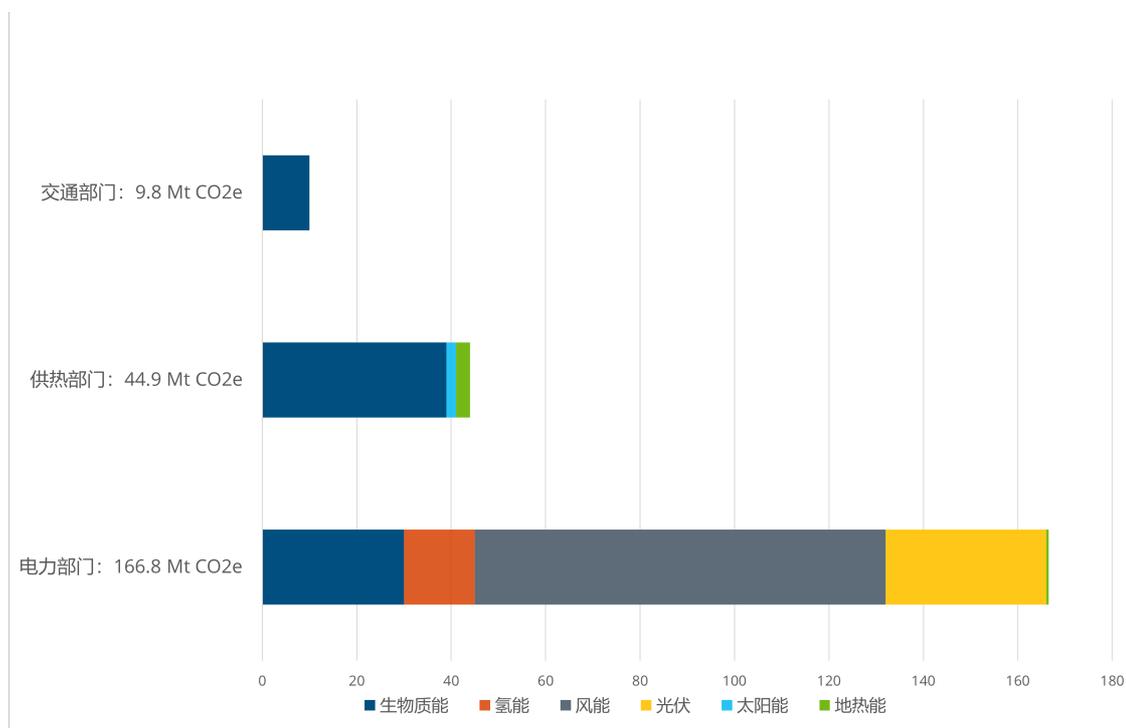


图 8：可再生能源扩张导致的温室气体减排的净差额

3 德国的供应安全：过去和现在

在德国能源转型的最初几年，政策制定者担心波动性可再生能源比重的不断提高会导致能源供应安全问题。但是，过去二十年间，尽管风能和太阳能在德国能源构成中所占比重大幅增加，但德国的供电系统依然可靠，且预计到 2030 年都能维持其供应的充裕性（乌克兰战争引发的暂时性问题除外）。多项政策为电力系统的稳定性和充裕性提供了保障，作用。最为显著的政策是旨在提高灵活性、引进备用机制的市场改革。目前德国电力系统依然面临一些挑战，尤其是在扩大输电网容量、激励配电网灵活性方面。最近，由乌克兰战争引发的供气短缺问题引起了德国对能源供应安全的顾虑。电力部门重新启用了煤电厂，以确保未来几个月能源的可靠供应。

过去二十年里，德国的风能和太阳能稳步增长，所占比重已达到 32%，可再生能源为德国提供了将近 50% 的电力。而在此过程中，德国的电力系统始终保持着极高的可靠性和稳定性。德国能源供应的主要安全顾虑是天然气价格和实际供应量，以及临时放缓退煤和关闭核电厂，并放缓供热和工业部门优先采用天然气的进程。

尽管德国和欧洲有可靠的供电系统，但波动性可再生能源的扩张依然对电力系统的可靠性带来了挑战：发电充裕性、系统稳定性和电网充裕性。³⁰发电充裕性指中长期内，足以匹配用电需求的充足电力供应。在用电负荷较高，但风电和太阳能发电量较低的时间段，会发生电力短缺，例如在冬季，用电量会因为电力供热设备的使用而上升，但冬季的风速和太阳辐照度却均处于低位。

系统稳定性指短期的供需匹配，在交流电系统中，指的是毫秒幅度上的频率稳定性。系统稳定性问题主要是因为波动性可再生能源的可预测性不佳，主要取决于天气变化，与传统发电有很大的不同。过去二十年间，电力监管机构和系统运营商制定了一些规则和技术措施来应对这一挑战，此外，欧盟电力批发市场的整合缓解了区域性电力短缺。大规模的可再生能源发电和工业负荷在德国境内的地理分布不协调，造成了挑战的进一步加剧。因此，德国在现行立法中提出了对输电网的要求，但到目前为止，尚未通过扩容解决这一问题。此外，德国近期才制定了电力系统应对分布式发电的措施。

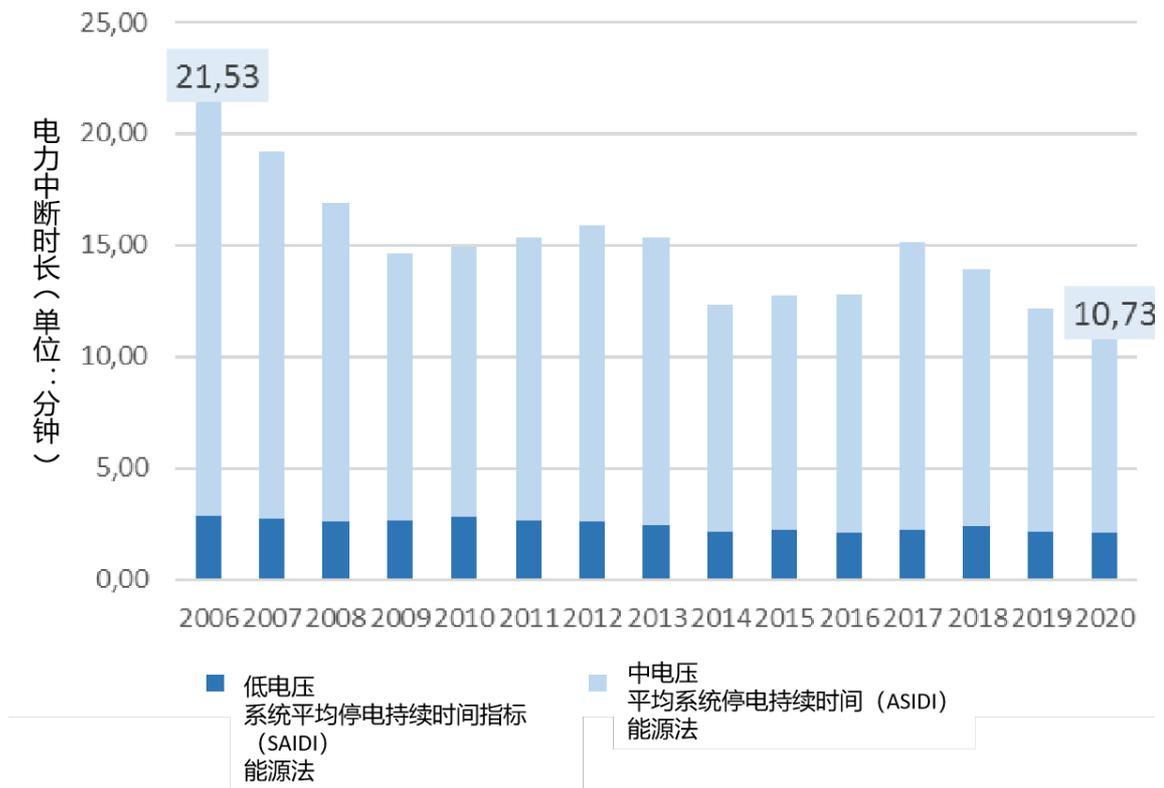


图 9：2006-2020 年德国电力供应指标的发展——系统平均停电持续时间（ASIDI）和系统平均停电持续时间指标（SAIDI）³¹

过去几年间，德国供电系统一直保持着高可靠性，专家相信能源转型的下一阶段将延续这种趋势。在德国，负责监管供应安全的德国联邦网络局（BNetzA）发布关于系统状况的年度报告，其中用到了多项量化指标，³²其中一个指标是系统平均停电持续时间指标（SAIDI），即停电持续时间

的加权平均值。2020 年，德国系统平均停电持续时间指标值为 10.73 分钟，相比 2006 年下降了大约 50%。根据一项国际研究比较，德国一直是在系统平均停电持续时间指标方面表现最好的国家之一，这反映了德国非常高的供应安全性。³³

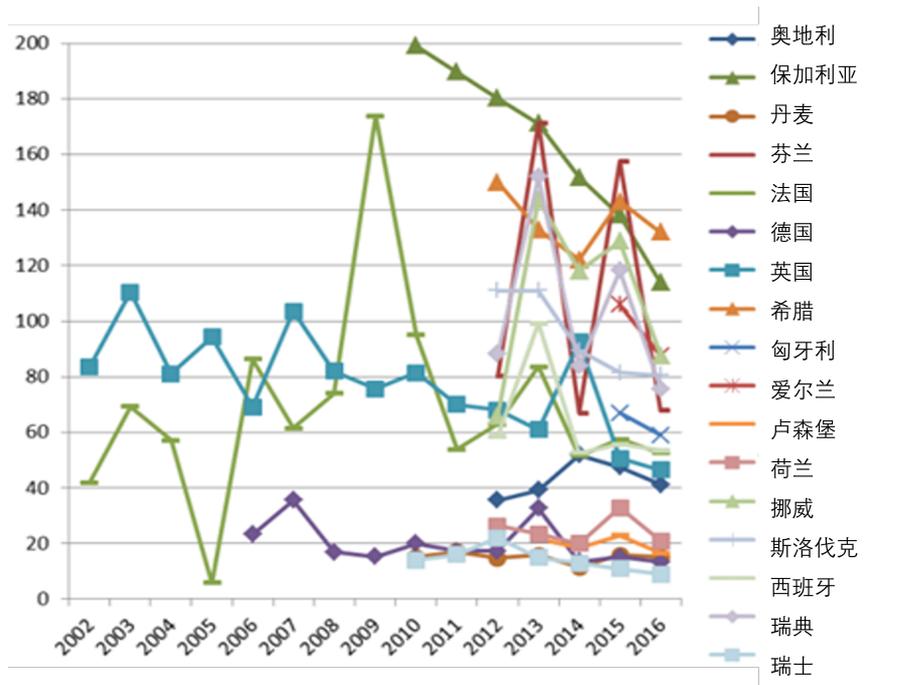


图 10: 2002-2016 年计划外系统平均停电持续时间指标的国际比较

3.1 电力系统概览

德国的电力批发市场在维持可靠的电力供应以及容纳新增风电和太阳能发电容量的整合方面发挥了至关重要的作用。本节介绍了德国电力市场模式，该模式是基于短期电力现货市场上具有较高交易量的分散式的双边批发市场。

双边电力交易

作为对 1957 年《罗马条约》的首次重大修订，1987 年的《单一欧洲法》，设定了在欧盟境内建立单一市场的目标。一年后建立内部能源市场的理念旨在打造一个可进行跨境传输的单一欧洲能源市场，消除垄断，实现能源市场的全面开放。欧盟的多项其他指令和法规进一步强化了这一目标，包括：

- 欧洲共同体（EC）关于建立内部市场白皮书（1988 年）
- 第一组能源法案（1997-1998 年）
- 第二组能源法案（2003 年）
- 欧盟气候和能源一揽子计划/2020 年战略（2007-2009 年）
- 第三组能源法案（2009 年）

- 2030 年能源战略（2014 年至今）
- 欧洲绿色新政（2019 年至今）

在欧盟立法的推动下，德国电力市场的开放始于 1990 年代，要求分拆之前垂直整合的能源垄断机构的捆绑。术语“分拆”指的是从无法竞争或者不允许竞争的活动（例如输电和配电）中分离出可以进行竞争的部分活动（例如能源的生产和供应）。在欧盟，电力和天然气输配是受监管的垄断行业。引进分拆意味着参与市场竞争的发电商也无法作为垄断机构提供输电服务。³⁴

最常见的欧盟市场设计变成分散式的双边市场，即依法从输配电中分离出能源的生产和供应。分散式市场也被称为双边合同市场，因为这些市场允许发电商和供应商就能源交付订立任何类型的合同义务。发电商和供应商可作为贸易商，签订短期或长期合同。长期合同的期限短则一个月，长则数年不等。³⁵双边贸易通常以电力交易所内的匿名交易作为补充。有组织的市场运营商可以收到市场参与者的出价和要价，通过匹配出价和要价，设定市场出清电价。

德国的大多数分散式市场上，系统运营商和市场运营商都已正式分离。四个区域性输电系统运营商（TSO）——Amprion、TenneT、50Hz 和 TransnetBW——负责确保系统平衡，包括管理运营限制和平衡市场。

德国批发市场的结构

分散式市场通常是基于集中式和分散式交易。德国批发市场上的交易可分为不同时间范围，分别是**期货**、**日前**和**日内市场**，这些交易产品的价格可能相差很大。³⁶**现货市场**包括日前和日内市场，电力可以进行次日交易（日前）或当日交易（日内），便于交易商在更长期限内规划自身义务。在现货市场之前，交易的发生方式包括双边长期合同、场外交易（OTC）或者交易所期货市场上的匿名交易。

在期货市场上，参与者可以在交付之前数日、数周、数月或者数年进行电力交易。这些产品在交易所中称为期货，而在场外交易中，被称为“远期”。由于可以在特定期限内对冲电价，远期和期货市场对于很多大型生产商、大型消费者或者贸易商具有重要意义。价格对冲带来了以预先议定的价格买卖特定数量电力的财务上的确定性。³⁷2020年，德国期货交易量为1,416太瓦时，日前市场的交易量为231.2太瓦时。³⁸

在电力市场上，初始发电计划通常是在交付前一日确定的。在分散市场上，这是基于市场参与者的内部生产规划。发电商通常必须为系统运营商提供指示性的发电计划，即所有发电量应符合提前一天制定的预期需求时间表。³⁹

在**日前市场**上，参与者可以在针对第二天24小时的竞拍中，分块（小时）出售和购买电力。大部分实物电力是在日前市场上交易，在交付前一天中午进行交割。市场运营商（即电力交易所运营商）收到市场参与者的出价和要价，依据总供需曲线进行市场清算。⁴⁰需求和供电量的交集决定了每小时的电价和电量。日前市场有单一的出清价格（每小时），所以最能反映不同小时段的电力价值，因此日前市场上的出清价格往往被称为“电价”。但重要的是，只有部分电力通过电力交易所交易，还有部分电量通过双边合同进行交易。⁴¹

随着议定的供电时间的临近，市场参与者更容易预估实际发电量和用电量。在向系统运营商提交了发电和交易计划之后，市场参与者可选择调整他们在**日内市场**上的仓位，以尽量减少差额或盈余，并以具有成本效益的方式使用可用的发电设施。⁴²买卖双方都可以根据更好的负荷和可再生能源接入量预测值或者意料之外的电厂停机，调整其订单数量，可以在每一刻钟、每小时甚至更长的间隔期限内不断地交易电量。⁴³多年以来，日内市场交易的交货期⁴⁴（关闸到开始供应之间的时间）缩短了，能更好地反映可再生能源的波动性，减少平衡需求。对于德国境内的交易，每一刻钟间隔期交易的交货期从2015年之前的45分钟缩短到了目前的仅仅5分钟。⁴⁵

在关闸之后，系统运营商（德国：输电系统运营商）会获得基于市场结果的上网及送出计划表。在交付之前的一整天内，会不断更新这些计划表，输电系统运营商相应地计划和更新技术交付。所有市场参与者都必须遵循它们议定的计划表，以避免损害系统稳定性（所谓的平衡责任）。但是，也有可能在一定程度上发生与规划上网量或送出量的偏差，这种偏差可能源自技术原因，例如发电资产或大型机械（负荷）的计划外停机。此外，波动性可再生能源的发电预测取决于天气预报的准确度，有时未预测到的天气事件可能会导致偏差。为此，输电系统运营商使用平衡服务确保频率（和整个系统稳定性），即通过提高或降低额外接入量来平衡系统。基于预先签订的辅助服务合同（见下文），通过发电量、储能、灵活性需求等提供平衡服务，⁴⁶这种平衡市场是从日前和日内市场中分离出来的一种招投标机制，由输电系统运营商设立。

辅助服务

为了确保电力传输和分配的质量、可靠性和安全性，系统运营商必须确保电网资产的热限值不超标，始终维持频率和电压的稳定性。发电和实际用电之间的波动必须始终保持平衡，以确保电网维持其稳定性。输电系统运营商通过**辅助服务**，不断监测和规管电力供应与需求。⁴⁷

总的来说，辅助服务有**四种不同类型**：

1. **频率调节**：输电系统运营商需要平衡发电量和耗电量，以维持50赫兹的稳定频率。

频率控制的手段包括平衡能源和可中断负荷。

2. **运行管理：**电网运营商必须负责电网的安全运行，包括发电和负荷的监测和调控。主要手段是再调度和其他电网堵塞管理措施。
3. **电压稳定：**输电系统运营商和配电系统运营商（DSO）在各自电网区域内，将电压维持在特定阈值之内的法定义务，例如提供无功功率。
4. **电网连接的重新建立：**在发生停电事件时，输电系统运营商必须有能力在短时间内重新建立电力连接。

最重要的辅助服务是输电系统运营商在结构有序的市场上获得的平衡服务。在欧洲分拆后的国家电力市场上，由平衡市场处理电力需求和供应的平衡。从技术角度来看，维持系统平衡就相当于将系统频率维持在 50 赫兹的目标值左右，只在非常小的范围内波动。在每一时间点上，总生产量必须等于总消费量。输电系统运营商使用平衡电力来平衡计划之外的电力产量波动，维持稳定的频率。频率控制是上文介绍的四大类辅助服务之一。波动性可再生能源的存在让供求的精准匹配变得复杂，因为可再生能源的发电量是波动性的（取决于任何特定时刻的风能和太阳能辐照度），仅部分可预测。

在德国，每一个生产商和每一个消费者都必须成为平衡组的一部分。平衡责任方（BRP）必须确保在其平衡组内，不存在产销缺口。根据《电网接入法令》以及平衡责任方与输电系统运营商签订的平衡组合同，平衡责任方必须确保其平衡组在每 15 分钟内的平衡，否则，会出现频率偏差，可能降低系统稳定性。生产与消费之间的不平衡，首先在不同的德国输电系统运营商和欧洲输电系统运营商之间抵消（平衡组向彼此提供不平衡能源），剩余的不平衡则由输电系统运营商使用在平衡市场上购买的平衡能源进行平衡。平衡责任方可以是个体发电商或消费者、零售商或者发电商和消费者的组合（平衡组）。

平衡责任方为其不平衡承担经济责任，这里的不平衡指的是与其商业交易计划表的偏离。平衡责任方支付或者收到的不平衡价格，取决于其计划表和总系统的不平衡性。提供平衡容量的成本通过电网费用转嫁给终端消费者。重启平衡能源的成本则

由平衡责任方直接承担。不平衡价格反映了重启平衡能源以解决系统不平衡性的成本，输电系统运营商计算不平衡价格，与交易计划表的正负偏差都须支付不平衡价格。

平衡或控制能源包括三类，即一次控制能源（也称为频率控制备用或者 FCR）、二次控制能源（自动频率复原备用或者 aaFRR）以及三次控制能源（手动频率复原备用或者 mFRR）。⁴⁸《能源产业法》要求招投标必须公开透明，不得有任何歧视，这符合联邦企业联合管理局（Bundeskartellamt—BKartA）和国家监管机构（Bundesnetzagentur, BNetzA）的指导方针以及欧盟的指导方针。事实上，通过采购平台出价购买平衡能源，并可在不同的时间框架内重启平衡能源。自 2007 年起，德国四大输电系统运营商使用一个共同的采购平台，出价人必须证明它们能够按照其资源资格预审的技术要求，交付平衡电力。

竞拍是按出价成交的竞拍。基于容量价格接受出价，同时根据能源价格进行资源调度，因此，平衡容量和平衡能源有两个独立的价格。输电系统运营商负责平衡容量和平衡能源市场，是这些市场上的单一买家。在供应侧，平衡服务提供者（BSPs）向输电系统运营商提供平衡服务，平衡容量的购买量在平衡备用的定量过程中确定。平衡市场是一个作为单一能源市场补充（一种可用容量无法得到报酬或者无需为此付款的电力市场设计）的决定性工具。进一步的系统服务有助于实现系统稳定性以及尽可能最高的供应安全性。

再调度指的是输电系统运营商下令干预传统发电厂最初基于市场制定的计划表，转移上网电量，以防止或者消除电网的电力过载。在这个过程中，堵塞点上游的电力上网电量减少，堵塞点下游的电力上网电量增加。为了应对电网的短期堵塞，改变的不是接入电网的电量，而是改变了本地配电以及潜在的发电厂类型。

输电系统运营商基于日前报告的可能能源生产量来决定再调度措施的需求。输电系统运营商的复杂建模会生成电网稳定性是否受到威胁的概况描述。之后，输电系统运营商要求在可能危及电网稳定性的堵塞地区，采取缓解电网堵塞的措施。

最初只有超过 10 兆瓦的大型传统发电厂参与再调度过程，也就是说，可再生能源发电量并不参与其中。政策制定者认为可再生能源的上网电量享有优先级，只有在迫不得已时，才能限制可再生能源发电。最近，德国更新了再调度机制，将可再生能源也纳入其中（参见再调度，也称为上网管理）。

3.2 电力系统可靠性——挑战与解决方案

要完成前一章节中描述的能源转型，就必须提高集中式和分布式波动性可再生能源发电所占的比重，而这会对电力系统的可靠性带来挑战。但是，普遍共识是：在允许接入新的可再生能源以及接入到欧洲电力市场时，必须对电力系统供应安全这一电力系统的核心要求之给予最多的关注。⁴⁹本部分解释了这些挑战以及采取的政策解决方案。

在**发电充裕性**方面，德国面临着政策决策引发的挑战：首先，在 2011 年福岛核事件的影响下，德国开始淘汰核电，并关停了位于德国南部的大型核电厂。最后的三座核电厂计划于 2022 年底前退役。其次，2020 年通过的《退煤法》要求最迟在 2038 年之前，关停燃煤发电厂。2021 年，现任政府宣布了加速淘汰煤炭的计划，其目标的是在 2030 年之前完成退煤。目前持续的天然气供应危机加大了实现这一目标的难度。

此外，对发电充裕性的另一个根本性挑战是：波动性可再生能源接入电网引起的所谓的“最优电价效应”问题⁵⁰。在一个自由竞争的电力市场中，发电商根据机组的变动成本向批发市场报价。这意味着，在电力市场中首先调度具有最低变动成本的发电设施，然后，按其变动成本的递增顺序调度（优先次序）。因此，电力交易所中的电价通常对应实际使用中变动成本最高的机组，这类机组被称为**边际设施**。最优电价机制将供电成本降至最低。

德国《可再生能源法》要求优先接入可再生能源。大多数可再生能源发电的变动成本为零：风能和太阳能不需要燃料，几乎没有运行成本。因此，高比重的可再生能源带来了两个后果：一方面，可再生能源拉低了平均批发电价；另一方面，因为机组运行时间减少，具有更高边际成本的机组难以收回其投资成本。在这种情况下，电力部门无法投资建设新的边际容量，且可能必须退役现有的边际容量。

但是，在低风能和光伏发电时段，在没有充分的储能和需求侧管理的情况下，尚需要**边际发电机组**的出力。最优电价效应会造成传统发电机组的经济利润率降低，从而导致可靠容量降低，降低发电充裕性。

核电厂和燃煤电厂的淘汰以及最优电价效应也会影响到**系统稳定性**：接入输电网的传统发电厂提供辅助服务，其中不少都是最优电价机制中的**边际电厂**。因此，这些电厂的最终关停也可能对辅助服务市场产生影响。同时，难以预测的集中式和分布式可再生能源发电量增加后，往往会导致更高的平衡需求。

最后，可再生能源扩张也对**电网充裕性**带来了挑战。在输电系统层面，德国南部的工业负荷中心与集中于德国北部（德国北部的天气条件最适合陆上风电及海上风电）的大规模可再生能源发电之间存在明显的地理不平衡。在配电网层面，高水平的太阳能光伏上网电量可能导致电网资产热限制超标、电压问题和反向送电等问题。⁵¹当前，电网充裕性问题往往是通过减少系统和配电网层面的可再生能源上网电量来解决的。根据德国联邦网络局（BNetzA）的监测报告，2020 年，德国可再生能源弃电量为 2.8%，⁵²这主要影响到陆上风电，对海上风电也有一定影响。

随着热泵和电动汽车等终端用能部门的电气化，用电需求将大幅增长。德国当前的年电力消费量大约为 500 太瓦时，预计到 2030 年增长到 750 太瓦时。⁵³2030 年德国可再生能源在能源构成中的目标比重为 80%，因此解决供应安全的挑战迫在眉睫。

为解决综上所述的挑战，德国已经采用相应的应对手段：

电网扩建

电网扩容在配电和输电层面对接入新的可再生能源容量都至关重要。德国可再生能源的扩张聚焦于德国北部，而工业负荷中心位于德国南部。2022 年上半年，可再生能源发电量占德国电力总消费量的一半以上。输电容量不足，加之地理上集中的可再生能源输出的增长，造成了更多的电网堵塞。这需要采取再调度、减产以及其他短期措施。

同时，煤电和核电的逐步退出以及欧洲电力市场的整合给电网堵塞带来了新的挑战。

意识到问题的严重性后，德国开始努力加快电网扩容。德国议会也通过了两项法律，⁵⁴但都进展缓慢。2015年，德国修正了《电力线路扩建法》，对拟建的德国南部到北部的高压输电线路，即 SuedLink 和 SuedOstLink，制定了监管框架。但是，负责落实的输电系统运营商不断遭到本地社区的阻挠，居民抵制在社区周边区域扩张电网。德国的许可与批准程序允许人们提出反对意见，这需要进行冗长的和解谈判。新一届德国政府表示其有意降低许可程序的复杂度，以实现更快速的电网扩张。目前，再调度依然是输电系统运营商确保电网充裕性的主要工具。

配电网扩容在许可和批准方面也面临类似的障碍。事实上，配电系统运营商并未丢弃输电层面上可用的复杂的辅助服务，这在一定程度上加剧了潜在的技术问题的复杂度。因此，再调度革命（再调度 2.0）势在必行。

提高配电网中的灵活性

过去二十年间，电网运营商一直在学习如何应对可再生能源发电量的间歇性问题。在初期，政府的监管框架和技术监测能力尚可以保障，但随着可再生能源占比的不断提高，挑战也越来越大，必须通过技术升级和法规修订应对。

在配电网层面，电池和需求侧管理都提供了潜在的灵活性潜力。电池由产消者或供应商所有，通过冷热储存等商业设备的负荷管控提供的需求侧管理也提供了技术灵活性。

智能电网技术是利用需求侧管理和电池进行电网堵塞管理的先决条件。智能电网技术包括配电系统运营商的监测和管控能力。监管机构也必须允许配电系统运营商使用配电网层面或者灵活性市场上新的辅助服务。这将使配电系统运营商能够通过签订合同，从灵活性资产的运营商处获得所需的灵活性。2021年修订的《能源产业法》允许签订某些形式的灵活性合同。⁵⁵

再调度革命（再调度 2.0）

因为输电网扩张缓慢，德国对再调度的需求与日俱增。尤其在 2015 年之前，德国电网运营商对电网堵塞缓解措施的需求持续快速增长。2018 年，德国大约 4% 的发电量受到再调度措施的影响。⁵⁶

再调度的成本一方面来自于偿付燃料成本和各发电厂产能提升成本，另一方面来自于输电系统运营商平衡各平衡组所采取的措施，比如，关停发电厂。2020 年，德国国内及跨境再调度的成本高达 2.2 亿欧元。

采用上网管理，减少发电量的措施时，运营商或者可再生能源发电厂将得到对相应的经济补偿，以弥补其成本和利润的损失。

为了将可再生能源弃电量保持在最低水平，德国政府自 2019 年起就通过了各项再调度措施的改革。⁵⁷2019 年《加速能源线路扩张法》将之前的再调度和上网管理合并为再调度 2.0。再调度 2.0 的目标是优化再调度，将成本降至最低，从而降低电网费用。自 2021 年 10 月起，所有装机容量在 100 千瓦以上的传统发电设施及可再生能源发电设施都已参与到再调度过程中。再调度也可以聚合中型和微型电厂参与其中。⁵⁸

再调度 2.0 对配电网带来了巨大挑战。配电系统运营商目前有义务参与电网堵塞管理并为供应安全做出贡献。

平衡市场的发展

能源转型的推进伴随着与平衡能源相关的两项挑战：

- 因为发电预测值与实际发电量的偏差，波动性可再生能源的发电上网会增加对平衡能源的需求。
- 由于大多数平衡提供商都是火电厂，平衡能源供应商的数量将有所下降。

理论上，因为风电和太阳能发电的预测误差，波动性可再生能源的上网会提高对平衡能源的需求。实际上，尽管风能和太阳能发电具有波动性且比重与日俱增，但随着天气预报精度的改进以及日内电力交易市场的发展，对平衡能源的需求已经得到缓解。然而，平衡能源依然是任何电力系统的基本要求。此外，自 2014 年起，《可再生能源法》引进

了一项要求大型可再生能源发电厂销售自身发电量，充分负起平衡责任的指令。自该措施生效以来，平衡需求并没有增加，这意味着充分的政策指导可以在不增加平衡需求的情况下，实现高比重的可再生能源上网。

因为平衡市场上火电厂数量的不断减少，未来其他资产也必须介入以提供这项服务。总的来说，天然气和生物气热电联产、电池系统（工业电池和电动车辆的电池）、水电和需求侧管理都可以提供必要的平衡能源。目前，在系统层面，由抽水蓄能设施和大型电池提供平衡电力。理论上，需求侧管理具有在系统层面上提供辅助服务的巨大潜力；且分布式灵活性的聚合可以为平衡及其他辅助服务提供额外的灵活性。但目前这两种模式的发展都不够完善。⁵⁹

配电系统运营商控制小型设施的难度更高，必须采用智能数据与控制系统。目前，波动性可再生能源单独或聚合参与电力平衡市场依然受到限制。⁶⁰

风电和太阳能发电从技术层面讲都能够实现快速产能提升或下降，不会大幅增加维护成本或者影响设备的使用寿命。与此相反，火电厂的产能提升会导致锅炉、管道以及涡轮机的温度变化，引发疲

态。风电和太阳能发电机组只有在其潜在输出量之下运行时，才可能提升产能，因此提供正平衡能源需要更多、更持续的减产，而通过风电和太阳能发电限电提供向下的平衡服务，所需的减产量更少，因此成本也更低。⁶¹

德国备用系统概览

德国开发了一套备用系统，从 2016 年开始用于缓解冬季容量不足的风险，同时减少缺乏充分输电容量情况下的过多再调度。但是，德国和欧洲总体上电力供应充足，因此这一备用系统备受争议，且主管部门视为必要的备用规模小于预期量。即使在 2021 年末，政府都没有打算重启备用容量。直到 2022 年的供气危机之后，德国政府才临时重启了备用系统。

发电充裕性要求供需始终维持平衡，包括在峰值需求时段。在风能和太阳能占比高的系统中，系统充裕性评估聚焦于低可再生能源输出量时段。为了确定维持发电充裕性所必需的发电容量，输电系统运营商使用了一套方法，加上净发电容量，减去所有不可使用的容量和断电。可靠或稳定的可用容量与系统服务备用加起来构成可用容量，这种可用容量必须等于峰值负荷。工业需求侧管理的灵活性可以减少对容量的需求。

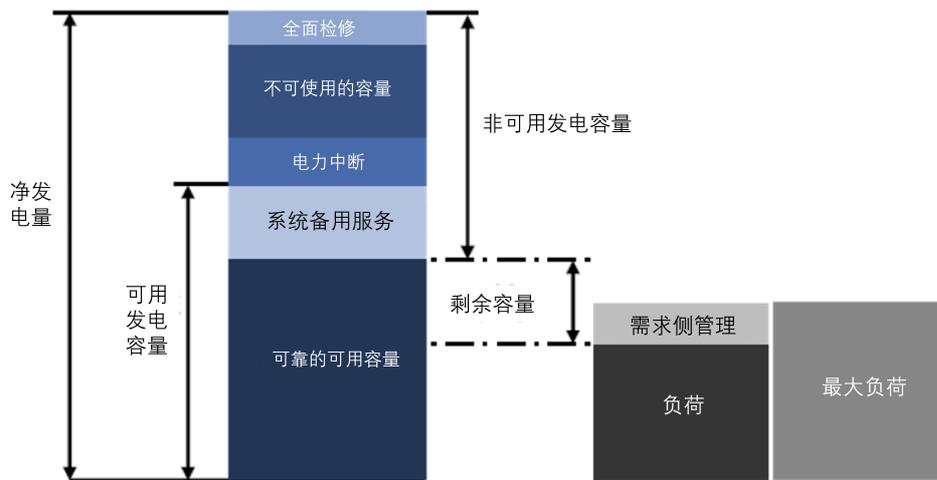


图 11：德国输电系统运营商使用的确保发电充裕性的方法

2016 年生效的《电力市场法》修订版，规定要建立包括备用系统在内的，确保供电安全的各种机制。德国联邦网络局建立了一个与市场无关的安全备用的附加安全网。此备用系统与德国单一能源市场互为补充，一起构成单一能源市场 2.0。

备用系统由传统发电资产构成，而这些资产在市场上无法获得足够的收益，或者已成为政府主导的煤炭和褐煤淘汰计划的一部分，所以本应以其他方式退役。不同的备用机制应按顺序使用，必须用到**电网备用**、**容量备用**和**安全备用**。

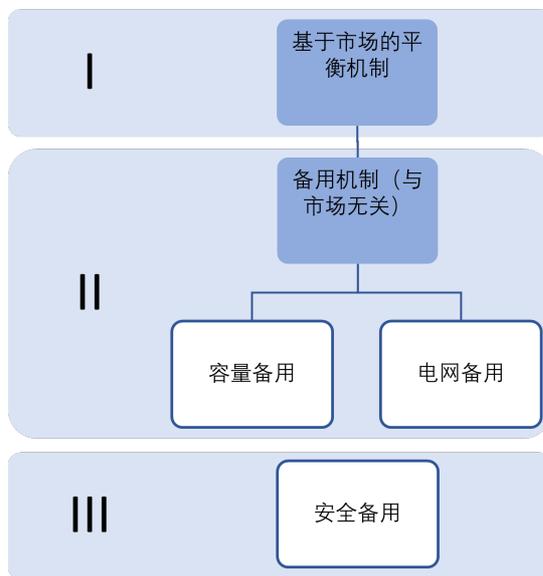


图 12: 备用系统、先后顺序

电网备用确保有充分的容量用于再调度措施。德国的现状是，冬季的用电需求高；德国北部为发电中心而南部为负荷中心；现有输电网不足。这些现状要求对发电厂进行再调度：德国北部的发电厂减少发电或电量的输出，而南部的各个输电系统运营商启用具有相同容量的发电厂或者提升其产能，以缓解电网压力，充分满足需求。随着 2022 年底火电厂和核电厂的退出，尤其是在德国南部，此种南北分裂预计还会愈演愈烈。⁶²

每一年，德国联邦网络局都会基于输电系统运营商的分析，确定电网备用的必要规模，也称为**冬季备用**或**冷备用**。2020 到 2021 年冬，电网备用容量为 6.6 吉瓦，由未运行电厂或者等待退役的电厂构成。其中区分了电网备用与标准的再调度服务：在电网备用阶段，发电厂不允许参与电力市场。目前，电网备用由燃煤电厂和燃气电厂构成，也包括少量的燃油电厂。⁶³电网备用的监管依据为电网备用法令（NetzResV）以及《能源产业法》章节 13d（1）中的发电厂使用规定。

各个输电系统运营商有责任确定并提供电网备用所需的容量。一次性投入的备用设备成本以及建

立和维持运行可用性的持续成本将会返还给输电系统运营商。⁶⁴成本被分摊到过网费中。2020 年德国电网备用的成本为 2.82 亿欧元。

另一方面，容量备用有必要支持例外及预料之外所需的系统平衡。用电需求无法被充分满足时，不管电力交易所内的价格如何，为了确保供应安全，会使用到容量备用。容量备用与电力市场彼此独立，可为用户创造额外的供电安全。为此，参与容量备用的现有发电厂、储能设施或负荷都被不包括在电力市场之内。⁶⁵容量备用按《能源经济法》（EnWG）章节 13e 的规定执行。

发电厂既可以参与容量备用，也可以参与电网备用。被纳入容量备用的一个重要先决条件是产能提升时间不超过 12 小时，这也是大多数燃煤电厂不适合用作容量备用的原因。在 2020 到 2022 年期间，保留用作容量备用的所有发电厂都是燃气电厂。⁶⁶容量备用的作用不是为了平衡峰值负荷，而只是为了平衡供应波动。

输电系统运营商必须通过有竞争、透明且没有歧视的招投标程序获得容量备用。2020 到 2022 年，

总装机容量为 1.056 兆瓦的八个发电厂构成容量备用的一部分。电厂运营商每提供一兆瓦容量可获得 68,000 欧元的固定金额。这相当于每年 7,242 万欧元。⁶⁷输电系统运营商的报酬来自于向终端消费者收取的过网费。

除了电网备用和容量备用以外，安全备用是德国电力系统中的第三个安全网。

安全备用（基于褐煤）于 2015 年引入，通过 2016 年的《电力市场法》正式确立。措施规定由总容量为 2.7 吉瓦的八家褐煤电厂输送安全备用容量，并在四年期限后最终关停。安全备用旨在用于发电量不足的情况下，包括所有常规的安全措施（例如再调度、控制能源、灵活负荷、电网备用和容量备用）。须被退役的燃煤发电厂先要转入所谓的安全备用。在此期间，发电厂被关停，只有在极

端情况下才可以重启。四年后，安全备用期限结束，届时发电厂被永久关停。鉴于最后一个电厂是在 2019 年被纳入安全备用，所以安全备用将在 2023 年彻底结束。

对于被纳入电网备用、容量备用和安全备用中的发电厂不可再参与电力市场。如果输电系统运营商提出要求，电厂必须在 240 个小时（10 天）内做好运行准备；做好运行准备后，它们必须能够即刻启动，在 11 个小时内达到最低的输出量，并在之后的 13 个小时之内达到标准净输出量。作为回报，电厂运营商（MIBRAG、RWE 和 Vattenfall）自 2016 年起共收到总计 16.1 亿欧元的补偿（每年 2.3 亿欧元，截至 2021 年），此金额也将通过电网费用转嫁到消费者身上。⁶⁸

表 1：备用系统中的发电资产⁶⁹

备用类型	所列电厂的类型
电网备用	<p>电网备用列出了三种类型的电厂：燃气电厂、燃油电厂和燃煤电厂。⁷⁰</p> <ul style="list-style-type: none"> • 气：1.4 吉瓦（电网备用的 19%） • 油：1.6 吉瓦（22%） • 煤炭：4.3 吉瓦（59%）
容量备用	容量备用只列出了 1.3 吉瓦的燃气电厂。
安全备用	安全备用只列出了 1.9 吉瓦的褐煤电厂。

输电系统运营商有多种可用于管理及保障电网和系统稳定性的选择（如前文所述）。其中包括不同的辅助服务（主要是平衡能源）、再调度和上网管理（现在的再调度 2.0）和备用系统。大多数成本通过过网费转嫁到终端消费者身上。⁷¹2020 年，系统服务的总成本——包括购买输配中所损失的电力以及向被限电的可再生能源发电商支付的款项——为 20 亿欧元，相比 2019 年略有提升。

近年来，因为多种原因，平衡容量的成本有所下降。其中尤为相关的是欧洲平衡市场上更激烈的竞争。这表明市场上已经有足够的平衡容量。

3.3 燃料安全

除了上文章节中讨论的电力系统设计方面的问题以外，供电安全也取决于传统能源载体的可靠采购。德国主要使用褐煤和硬煤发电。2021 年，德国褐煤和硬煤发电量占比 28.1%。⁷²2021 年，硬煤和褐煤的一次能源消费基本处于同一水平。前者的数量为 292.2 太瓦时，后者为 313.9 太瓦时。燃气发电厂在发电中占重要份额，2021 年占到了 12.6%。此外，燃气涡轮机和联合循环燃气发电厂由于可以在短时间提升或降低发电产能，具备很强的灵活性调节能力，是提供辅助服务确保电力系统平衡的主力。燃煤发电厂也可以提供这些服务，但由于受运行条件的约束，成本较高。

硬煤和褐煤的供应

德国褐煤基本可以实现能自给自足。自 2018 年德国逐步淘汰硬煤生产依赖，德国的全部硬煤需求都依赖进口。2021 年，德国进口了大约 3,200 万吨硬煤，其中超过一半来自俄罗斯。德国其他最大的硬煤进口国是澳大利亚和美国，分别占到总进口量的 15% 左右。德国政府已采取措施减少从俄罗斯的煤炭进口，并计划在 2022 年底之前终止俄罗斯煤炭进口。因为煤炭基础设施的要求不如天然气严苛，所以煤炭来源更容易实现多样化。德国计划提高从南非、澳大利亚、美国、哥伦比亚和印度尼西亚等国家的煤炭进口量。⁷³

供气安全政策

天然气供应对德国意义重大：截至 2019 年，48.2% 的德国家庭使用天然气集中供暖。此外，2021 年，着重于制造业的德国产业总耗能量为 366 太瓦时（或者总能耗的 36%）。因此，供气安全与德国的消费者和工业都密切相关，包括电力供应安全。

作为对 2009 年天然气供应气危机的回应，欧盟委员会通过了第 (EU) 994/2010 号欧盟法令。法令的监管框架包括适用于所有欧盟成员国的天然气安全和供应理念，以应对潜在的供气危机，尤其是在秋冬两季。在供气危机期间，欧盟委员会规定邻国应该根据既定情景为其定义的“受保护的消费者”者提供至少 7 或 30 天的天然气。原则上，家庭和中小企业都被视作受保护的消费者，但仍由成员国本身确定保护级别。欧盟委员会定义的德国的邻国

为捷克共和国、波兰和斯洛伐克。团结机制规定在家庭、健康服务、应急及安全服务的供应发生风险的情况下，邻国可以出于团结的考虑，中断向其未受保护的消费者的供气。同时，法令还要求改进跨国送气管道的容量，以确保欧盟市场上足够的天然气体量。此外，为了预测危机的发生，监测预警也很重要。

德国油气的战略储备

2020 年，德国的储气容量大约为 274 太瓦时，相当于德国年用气需求的四分之一左右。自 2015 年起，储气容量一直相对稳定。2015 年之前，德国逐步增加其储气容量，即从 1970 年代中期到 2014 年，储气容量达到峰值。截至 2020 年，有二十三家公司运行着地下天然气储存设施。2020 年底，储气容量最大的三家公司占到了大约 67% 的市场份额。

自 1950 年代中期起，天然气就开始储存在地下储气设施内，但直到 1970 年代中期，才开始具有巨大的储气量。德国主要使用两类储气设施。第一类是孔隙储存，这是一种天然存在的储气设施，主要位于之前的气田和油田，或者盐水含水层。2020 年，德国约 36% 的储气容量储存于孔隙储存设施中。洞穴储存设施（盐穴、岩洞或者废气矿山中的人造洞穴）提供额外的储存空间。德国约 64% 的储气容量在洞穴储存设施中。

2021 年夏季，因为德国相对较低的储气水平，德国政府决定通过一项修正《能源产业法》的议案，制定储气设施的最低填充水平要求。截至 2022 年 8 月中旬，德国的储气设施达到其容量 75% 的水平。但是，市场参与者对此提出了批评，声称他们被迫在高价位下购买天然气以达到最低填充水平，当以低价出售时，会遭受经济损失。因此，天然气行业呼吁联邦政府提供金融保障。顶尖的天然气供应商之一 Uniper 自 7 月 22 日起收到政府补助。

德国联邦经济和气候保护部（BMWK）为解决这一问题，发起长期期权竞拍，旨在向储备天然气而非出售天然气的天然气零售商提供奖励。此外，德国计划扩大与波兰、意大利或法国等国家签订合同确保供气安全。

因为俄罗斯大幅削减天然气出口，目前只通过 Nord Stream1 管道以 20% 的容量出口天然气，所

以德国联邦网络局无法完成计划在今年 11 月 1 日实现 90% 储气量的目标。

德国高度依赖石油进口来满足石油需求。截至 2016 年，德国拥有 132,480,000 桶已探明的石油储量，以日耗油量 2,383,393 桶来计算，只能维持 56 天。为应对短期供应中断，德国将应急石油供应和石油危机管理纳入国家运营。

在发生紧急情况需要做出快速响应时，根据《石油储备法》，德国联邦经济和气候保护部会在一定期限内降低石油储备，之后再以市场价格提供储备。通过这种方式让市场参与者能够在几天内获得额外的汽油燃料。关于政府可以释放储备的法律框架，参见《石油储备法》章节 12（1）。

3.4 关于 2012-2022 年发电充裕性的政治辩论

德国在淘汰传统发电资产与发展波动性可再生能源同步进行，引发对发电容量充裕性问题的关注。关于是否需要传统的（或者至少是灵活的）发电资产来确保电力市场的供应安全，能源经济学家没有达成共识。⁷⁴一些经济学家认为储能、需求侧管理和跨境交易等灵活性措施就足以满足剩余负荷峰值的需求（指总负荷减去太阳能发电量和风能发电量）。这些问题在德国和其他欧洲国家引发了激烈的辩论。为了保证发电容量充裕性，德国采用了本文 3.2 中描述的由传统发电资产构成（基于褐煤、煤炭和天然气）备用机制。

2000 年代末，人们开始担心可再生能源的发展会让德国遭遇电力短缺。自 2012 年起，多个市场参与者发布了为不同容量机制设计的提案。2014 年 8 月，德国联邦经济与能源部（BMWi）发布了三项独立的研究，评估了改进单一能量市场（Energy-Only-Market）的方法。这三项研究得出一致的结论：不必使用容量市场来保障德国的长期供电安全。研究认为，未来在传统发电资产退役之后，批发市场价格将会上涨，而价格的激增足以激励对燃气发电厂和需求侧管理等灵活资产的投资。此外，其中两项研究建议引进战略储备。

德国联邦经济与能源部 2015 年的出版物《实现能源转型的电力市场》建议采取一系列行动改进德国的电力批发市场。此外，该出版物还提出打造备用机制系统。2016 年，德国政府最终采用了该系统。自 2015 年起逐步引进的备用机制是与相关

机构达成的一项政治妥协：多个因市场收益不足而面临退役的褐煤及燃气发电资产被转为储备，无需发电，即可在市场之外获得新的经济收益。⁷⁵





不同容量机制的介绍

容量机制旨在对容量提供有别于发电补偿的一定补偿。补偿的资金来自电力用户支付的费用。容量机制有多种设计选择。其中一个基本的考量因素就是关于容量费的设定。确定容量费用的方式主要有两种：行政方式和市场机制。

- 在**基于价格的容量机制**下，电厂所有者会收到由政策制定者的提供容量服务的费用。此种费用可能是较长期限内的固定费用（固定费用），也可能基于电力市场指标的发展而发生变化（动态费用）。
- 在**基于数量的容量机制**下，政策制定者不会固定容量费，而是设定未来容量的数量目标；之后，根据采购方案确定补偿。
- 在**集中式容量市场**中，由作为独立实体的运营商（例如监管机构）设定之后须通过竞拍有偿购买的容量目标。采购的所有安全容量都会收到相同的单位容量报酬（价格单位：欧元/千瓦）。在**分散式容量市场**中，供电商必须从发电商处购买容量证书，以确保可靠的发电。

第二个重要的设计选择是介于**全面**或者**选择性的容量机制**二者之间。全面的容量市场会设定一个总容量目标。所有提供安全容量的发电厂都可以参与其中。选择性的容量市场旨在激励发电厂投资或者避免发电厂退役。只有通过资格预审的运营商可以参与选择性的容量市场。资格预审标准可能是电厂即将退役，或者建设高灵活性、低碳的新电厂。

战略储备是输电系统运营商在市场之外运营的选择性容量机制。输电系统运营商签订特定数量容量的合同，这些容量一般来自本应退役的发电厂。战略储备会在预先规定的条件下被重启，通常是在批发价格超过成交价格或者总需求超过总供应的情况下。战略储备的支持者认为，它几乎不需要干预市场设计，且在原则上完全是可逆的。⁷⁶

欧洲有多种不同的容量费或市场设计。欧盟委员会制定了一些规则，旨在确保容量市场不会危害内部电力市场的运行。2016年，欧盟委员会发现其成员国采用了28种不同的容量机制。⁷⁷尽管这些机制在细节上存在不同，但其根本差别还是在于：使用的是容量市场还是战略储备，例如法国属于前者，而德国属于后者。

2010年，法国通过了一项法律，促成了容量市场的引进。经过漫长的研议以及与欧盟委员会的讨论，法国的容量市场于2017年开始运营。在立法之前的几年，法国输电系统运营商 RTE 就反复警告：因为电力供热造成的峰值负荷，冬季会面临大规模断电的风险。法国的容量市场是全面的：所有超过1兆瓦门槛值的发电容量都必须参与其中。除了传统的发电资产以外，可再生能源和需求侧管理设施也可以参与容量市场。灵活消费者有权采用与发电商相同的方式出售容量证书。在输电系统运营商定义的峰值时期内，发电商和需求侧管理运营商根据他们能够提供给系统的可用电力容量，在市场上出售容量证书。⁷⁸如果在这些峰值时期，它们未能提供自身的容量，就会被课以重罚。在容量市场的需求侧，供电商和大型电力消费者必须基于其峰值需求的预测值，购买容量证书。在电力系统的关键时段，它们不得超过其所购买的容量证书中设定的负荷值。

重要的是，容量市场与批发市场分离：容量证书授权签发者向批发市场提供其可用容量，而不是向任何具体的客户。

市政公用设施协会（VKU）提议德国打造一个分散式容量市场，此提议遭到了 Agora Energiewende 的批评。⁷⁹

2021/2022 年供气危机之前关于发电充裕性的讨论

提到未来能源安全问题，势必讨论目前带有容量备用的电力市场设计能否顺应未来碳中和的趋势。挑战显而易见：当前的容量备用主要由基于化石燃料的发电资产构成。一些专家认为在现货市场上高电价和价格差的推动下，需求侧管理和电池的发展将足以保障发电充裕性。但是，大部分研究认为，除此之外，还需要由高灵活性、可控的燃气发电厂提供巨大的发电容量。这些发电厂必须做好改用氢能的准备，以在有充分的绿氢可用时，立即推进气候中和的电力系统。但最近的天然气供应危机情况改变了这种观点。

供气危机和德国的储备

2022 年乌克兰战争爆发后发生的供气危机表明，欧洲和德国高度依赖俄罗斯天然气的进口，因此，各国必须立即作出努力实现欧洲能源供应的多样化，降低用气需求。德国加速了供气安全保障和扩大可再生能源部署的立法工作。电力供应充足且安全，但是主要用于供热和工业的天然气却并非如此。

2022 年初，德国政府通过了几十年来最大规模的能源政策修正案，修改并扩展了《可再生能源法》（Renewable Energy Act）、《海上风电法》（Offshore Wind Act）和《能源产业法》（Energy Industry Act）等。此外，政府颁行了应对能源市场供应情况恶化的措施。

乌克兰战争导致了能源价格的飙升，尤其是引发了对未来供气安全的顾虑。因此，德国政府实施了《替代电厂备用法》（Substitute Power Plant Standby Act）和《能源安全法》（Energy Security Act），其目的是让燃气电厂退出电力市场以节省用于发电的天然气，并扩大德国联邦网络局的责任范围。法律也临时允许储备系统中的燃油和燃煤电厂（总容量 8 吉瓦）参与批发电力市场。

指导燃煤电厂重启的《替代电厂备用法》明确规定，将德国燃煤电厂的重新启用时间限制在 2024 年 3 月 31 日以前。因此，德国推迟了下一年燃煤电厂的退役，以应对实际的供气短缺，并因此将有限的供气量优先用于家庭供热、公共建筑和工业，因为这些领域的短期替换比发电领域的替换更

加困难。如果今年冬季供热及工业领域发生严重的天然气短缺，法律可以提供一种临时性的保障。

能源危机的直接后果是双重的：首先，危机推动政策制定者进一步加速可再生能源的发展（文所列的改革旨在进一步推动可再生能源的发展）。《可再生能源法》规定可再生能源是维护国家安全的最重要的公共利益。这会加速许可和规划程序，为光伏的更快速发展建设及绿氢的生产创造激励机制。

其次，危机延迟了煤炭的淘汰。尽管更多的可再生能源会对供应安全和气候产生中长期效益，但燃煤电厂的延期退役和重启会对德国的供应安全产生即时的短期影响。

煤炭退役新政策使得德国气候目标的实现压力重重。重启燃煤电厂会导致碳排放增加，但德国属于欧盟碳排放交易体系，这一体系下欧盟总的排放配额量不会增加。为此，德国正在考虑通过购买排放配额抵消增加的碳排放并计划进一步减少其他行业的排放。例如自 2024 年起，德国禁止新建燃气供热系统。热泵的大规模使用也被纳入了新计划的设想中。

3.5 总结

本部分总结了德国当前总体的供应安全情况，聚焦于电力部门，但其中也融入了对当前由乌克兰战争引起的供气危机的观察。

总的来说，一个运作良好的现货市场、灵活的调度、改革后的再调度政策、采用可再生能源以及与德国邻国的连接充分地发电商和电网公司提供了维持充足容量的激励，从而实现足够的灵活性保障可再生能源的稳步增长。

自 2016 年起，德国采用由容量备用、电网备用和安全备用构成的备用系统。所有这些备用体系都包括正在退役的化石燃料发电厂。虽然备用系统的引进具有争议，并且，重启备用系统直到最近都不在政府的计划中。持续的供气危机让发电厂运营商临时重启了部分燃油及燃煤电厂，从而推迟了退役步伐。德国并没有设计应对供气危机的储备系统，但毫无疑问，目前的情况彰显了使用这些应急容量来处理意外紧急情况的持续价值。

鉴于德国的燃料依赖进口，此次供气危机凸显其脆弱性，同时体系出以可再生能源取代化石燃料对德国能源安全的支撑。尽管德国和欧盟都设计了改进供气系统安全的各种措施，但这些措施显然并不足以应对实际天然气进口量的巨大短缺。德国政府已采取行动加速可再生能源的发展以及供热和工业的电气化步伐。这些政策若要得到充分的落实并发挥其影响，仍须花费数年的时间。为了避免当前的供气短缺，政府本应在数年之前就施行这些政策。

中国尚处于将波动性可再生能源整合到其电力系统中的初期阶段，即使在 2030 年，中国大部分省份风电及太阳能发电所占比重仍将低于德国当前的水平。同时，中国能源系统对进口天然气的依赖度也远低于德国，中国的电力系统也以本国燃料为主。因此，在德国的供应安全措施中，对中国最有借鉴意义的是通过采用具有流动性的现货市场以及灵活的调度，来整合高比重的可再生能源。

下一章着眼于未来，审视了德国要在下一个十年内完全实现电力部门去碳化所需采取的措施。

4 确保未来的充裕性

要实现德国能源转型的目标——尤其是在确保能源安全的前提下实现 2045 年气候中和目标——就必须采取合适的政策。大多数专家都认同可再生能源将在未来的能源系统中发挥关键作用，并承认当前依赖于化石燃料的部门，包括交通和供热，有必要实现全面的电气化。此外，还有一项共识就是绿氢及其衍生物将成为未来能源构成的一部分。需求侧管理、电动车的智能充电以及车网互动技术也能在提供灵活性、确保供应安全方面发挥作用。

4.1 德国未来的能源供应

德国新政府在其 2021 年 12 月的联合协议中，公布了德国能源转型的目标。其中包括可再生能源在电力部门的占比在 2030 年达到 80% 以及到在

2045 年达成气候中和的目标。政府预计到 2030 年，德国每年的电力使用量会增长到 680-750 太瓦时。要实现波动性可再生能源在电力部门的大规模扩张，就必须进一步加强供需两侧的系统灵活性。

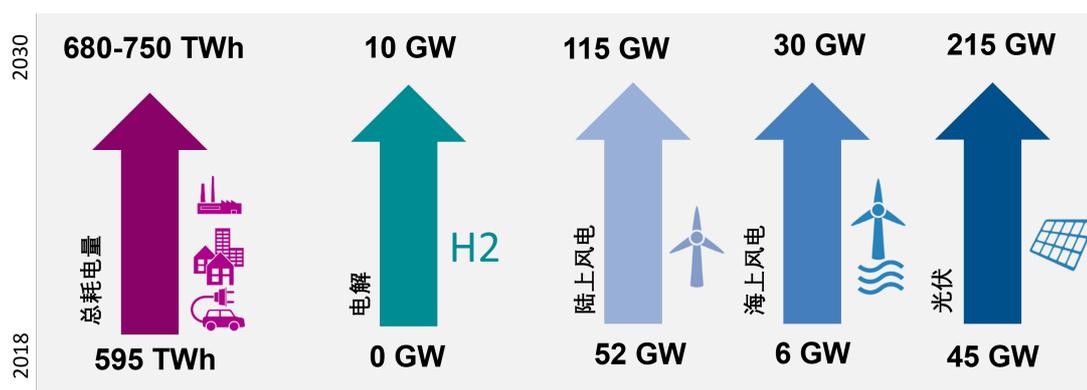


图 13: 德国能源转型的 2030 年目标

在本届政府组建之前，多家机构基于前一届政府已立法通过的 2045 年气候中和目标，针对德国能源供应的未来，发布了基于情景的研究。在这些机构中，德国能源署（dena）主导的研究“实现气候中和”分析了一个由 70 家公司和协会组成的联合体的发展情景。该联合体代表了德国能源供应系统的各个部门以及整个经济体。⁸⁰ 此项研究表明，德国可以在实现气候中和的电力系统的同时确保最高标准的能源供应安全。随着改用可再生能源导致的化石燃料使用量的减少以及电气化的提升，预计最终能源消费量会随着逐步下降。电能和氢能消费

量会提升，而生物质会保持不变。煤炭和天然气都将被逐步淘汰。

德国能源署（dena）2021 年的研究结果符合其他转型情景研究：所有研究都预测到了最终能源消费量的下降以及用电量的提升。各情景之间的主要差别在于天然气在其中扮演的角色：2030 年，天然气在能源消费量中所占比重在 16% 到 27% 之间变化，此后将被其他能量载体所取代。2045 年，电转 X（包括氢能）对能源消费的贡献在 4% 到 25% 之间。

4.2 未来的电力部门

如上文所述，根据德国法律，燃煤发电和核电将会下降，而可再生能源的利用率会大幅提高。但是，研究结果显示，不同情景对 2045 年总装机容量和发电量的预测各有不同。

为促进可再生能源大规模发展，德国目前聚焦于消除其项目许可和批准过程中的障碍。到目前为止，陆上风电场在德国的一些地区遭到了反对，而本地公民的反对造成了漫长的审批程序。同时，鉴于过去十年间成本的大幅下降，政府为可再生能源发展提供了强有力的普遍支持。

满足峰值需求

在未来的能源系统中，电力将在最终能源消费中占到更大的比重，这样会导致用电峰值提高。在需求侧，峰值需求的增长主要是因为热泵和电动车的发展和工业部门的电气化进程。在供应侧，低风速风电和太阳能光伏发电时段加剧了满足峰值需求的挑战。要保障持续的供电或者发电充裕性，就必须在可再生能源发电量较低时，通过系统中剩余的发电容量满足最大负荷（终端使用部门的峰值需求负责灵活性）。未来几年间，随着煤电和核电的逐步退出，剩余的灵活发电技术主要是基于生物质/天然气和氢能的发电厂。研究显示，负荷灵活性和储能能提高灵活性，从而减少潜在的发电充裕性问题。

根据德国能源署（dena）的研究，通过工业部门的需求灵活性，可以将峰值需求减少 4 吉瓦，而其他负荷则被视为非灵活性负荷。最大非灵活性负荷从 2019 年的 77 吉瓦增长到 2030 年的 94 吉瓦，再增长到 2045 年 107 吉瓦。在俄乌战争之前，规划者假定在 2030 年之前，燃气电厂能够满足非灵活性负荷，而电池及其他灵活技术会在 2030 年之后发挥更加重要的作用。

市场设计挑战

在一个电力系统中，如果波动性可再生能源的比例高，就意味着在供应安全方面存在挑战，因此要对市场设计进行调整。关于发电充裕性问题，上文中概述了各项研究对于德国未来的能源构成的预测。考虑到最优电价机制，已建成的灵活发电资产可能要求对现有市场设计进行修改。德国能源署（dena）主导的研究建议引进容量市场，为新燃气发电厂的发展提供额外的激励，因为此项研究认

为在 2030 年之前，还需要 15 吉瓦的额外容量。这些电厂应该做好改用氢能的准备，到 2030 年代，改用氢能应该易于落实。但显然，当前的供气危机让人们对此建议的落实产生了疑问。眼下，燃气发电量减少了，从而导致了额外的燃煤发电量。到未来需求侧管理和氢能能真正发挥作用前，煤炭将会发挥更重要的过渡作用。

除备用容量所使用的燃料之外，可再生能源的发展及其对边际成本的影响会对资本密集型的发电投资构成挑战，因为收回此种投资成本会愈发困难。分布式发电也增加了不同电网层面之间的协调。⁸¹ 在当前的系统下，为可控发电、储能及需求侧管理投资所提供的激励是否充足还有待观察。引进容量补偿（最可能的方式是引进容量市场）的替代措施可能是改革储备系统。过去十年间，现有系统为安全供应做出了贡献；但从长远来看，燃煤发电势必被碳中和的选择所取代。进一步的问题与发电充裕性交织在一起：最显著的是，辅助服务的未来取决于可用的发电资产（以及需求侧管理和储能）。

目前，关于此问题的讨论还没有结果。因此，德国政府宣布将引进一个讨论平台，以就市场设计问题提出一系列有约束力的最终建议，以解决发电充裕性等问题。除了发电充裕性以外，提高配电网灵活性的措施、电池储能参与能源市场以及需求侧管理等议题也至关重要。

4.3 未来的天然气部门

如前文所述，未来能源系统的情景预计天然气使用量的逐步下降以及氢能使用量的同步增长。大多数观察者都认可氢能在未来工业过程中的作用，大都假定未来电力系统的安全运行离不开一定的氢能发电规模（但对其范围存在不同的看法）。相比之下，关于氢能在住宅及商业建筑供热中发挥的作用，在专家和政策制定者之中引起了巨大的争议。这主要由于氢能的成本和供应安全在未来存在着不确定性。德国也可以根据未来的能源需求，生产低比重的氢能，且进口大部分氢能。德国能源署（dena）的研究预计，来自欧洲其他国家的氢能进口能满足德国大部分的需求，而额外的氢能需要从欧盟以外的国家的进口。显然，不论欧盟还是德国，都需要开展全面的工作才能实现自身的目标。为实现此目的，在国家和欧盟层面上，制定了多项氢能发电的扶持计划。其中包括为欧盟境外的氢能

进口国提供包含照付不议条款的长期购买合同，从而为使用绿色电解氢的投资人提供投资保障。

欧盟和德国政府都发布了概述其未来发展路径的氢能战略。⁸²尽管其中包括未来将氢能作为能源系统一部分的重要承诺，但目前，仍有多个问题尚未解决。这些问题涉及对未来基础设施的监管，以及促使用户弃用天然气、改用氢能作为燃料的全面支持方案。天然气系统/电网运营商阐明了逐步升级自有资产、改造现有结构以实现未来氢能输送的方案。但显而易见的是，它们所倾向的治理结构是保留改造后的资产（及其监管资产基础）的所有权，并按照与当前天然气基础设施类似的条件进行监管。相反，欧盟委员会倾向于对天然气与氢能基础设施进

行严格的拆分。⁸³其提案目前正在磋商之中，结果尚无定论。

关于扶持方案，当前的供气危机激起了关于加速切换到氢燃料的辩论。德国的政府计划中引进所谓的碳差价合同（CCfD）就反映了这一点，该计划将帮助德国工业走上实现碳中和的转型之路。其中包括投资新的、基于氢能的需求导向型生产容量。

截止目前，既有关于德国能源系统的愿景，也有推进转型的计划。然而，要解决眼下的供气危机，就必须制定可能改变发展路径的短期解决方案，而具体采用何种方式尚不得而知。

5 结论

德国能源安全的话题是一个悖论。一方面，乌克兰战争给德国造成了严重的能源危机，可能引发实际的供气短缺。另一方面，德国的电力系统依然具有高可靠性，且即便发生严重的短期危机，欧洲也有充足的容量来维持可靠性。德国和欧洲已经采取的实现充裕性和灵活性的措施，对实现清洁、低碳、可再生能源的高比重来说是必不可少的一一而这反过来，又直接缓解了短期危机（比如当前的危机）的影响。

从当前危机中汲取的经验

实际的供气短缺可能严重影响德国和欧洲的冬季供热和工业生产。当前的天然气危机表明，德国在其低碳经济转型的过程中，对进口天然气的依赖降低了本国的能源安全性，包括在电力部门——因为天然气会影响欧洲现货市场上的边际价格的设定，所以电力部门会面临价格的激增。法国核电厂的停供加剧了气价以及电价的飙升。

尽管欧洲通过了多项政策来扩大其天然气管网、提高弹性，但这些措施尚不足以应对严重的天然气进口中断。要应对进口天然气的缺口，最有效的长期措施包括加速可再生能源的使用、供热和工业部门的电气化以及提高家庭和企业的能源效率。但是，短期内，德国必须再次重启燃煤电厂作为备用容量，以减少电力部门的天然气使用量，将天然气提供给还需花费数年时间取代天然气燃料的供热和工业用途。

从德国能源转型中汲取的经验

可再生能源有助于降低供气危机的成本。可再生能源发电可以取代煤电或气电的发电量。德国实现了可再生能源发电占比 50%，也是建立在可靠供电的基础上。因此，了解德国和欧洲在确保能源安全的同时，大规模发展使用可再生能源采取的措施，可以获取重要的经验。

- 运作良好的电力市场——尤其是高容量的日前及日内现货市场和精细的再调度政策——在可再生能源上网以及激励传统电厂的灵活运行方面发挥着关键作用。
- 尽管德国的输电网建设滞后，但与邻国的联网线路的灵活、双向运行有助于维持可靠性和系统充裕性——尤其是在德国境内，但也包括在更广泛的欧洲电力市场上。输电系统将在维持未来的系统安全性方面发挥更重要的作用。
- 按照最初的设计，德国的燃煤电厂备用是作为发电量不足或者电网断供情况下的应急措施，但事实证明，尽管付出了气候成本，它们也有助于应对当前的天然气危机。如果德国能更早一些推进供热及工业部门的脱碳化，那么就可以避免调用这些备用资产。
- 德国还不需要容量市场或者为运营的电厂提供容量费，此问题仍在辩论之中。未来，储能、需求侧管理、氢能及其他措施和技术将提供灵活且可靠的容量。

对中国的建议

德国的现状显然是独特的，尤其是考虑到中国在供气方面没有遭遇到任何类似的风险。但是，德国已采取的更长期措施对中国存在借鉴意义：

- 中国越早在大范围开展短期电力现货市场，就越容易吸收高比例的可再生能源，而无需大量的煤电或者火电容量作为备用。
- 电气化最终能够减少化石燃料使用、提升效率，但电费和税费可能抑制推行电气化的积极性。不论在德国还是中国，供热都阻碍了化石燃料的转型，因此在提高能效的激励措施中应该融合对供热电气化的激励。
- 以液化天然气的形式进口天然气会造成高昂的资本成本、供应安全风险以及资产搁浅的风险。考虑到技术替代，政策制定者应该优先采用直接电气化，而非液化天然气。

低碳能源转型是人类史上合作开展过的最大规模项目之一，持续数十年，要求复杂的技术和政策的融合，还会带来社会变革。能源对生活和经济发

展都具有至关重要的意义，但要保障能源安全，就须评估存在高度不确定性的未来风险。通过讨论和经验的分享，我们可以降低这种不确定性，找出不论发生任何偶然事情，都能有利于维持能源安全的政策。



图片列表

图 1：德国气候目标的发展	7
图 2：2021 年德国的一次能源消费	9
图 3：2021 年之前可再生能源在总能源消费量中所占比重	10
图 4：日前批发电价的月平均值，欧元/兆瓦时，2010-2022.....	11
图 5：德国家庭的平均电价，欧元/千瓦时	12
图 6：某些欧盟成员国的工业电价（2021）	13
图 7：德国的温室气体排放和预期发展	14
图 8：可再生能源扩张导致的温室气体减排的净差额.....	15
图 9：2006-2020 年德国电力供应指标——平均系统停电持续时间（ASIDI）和系统平均停电持续时间指标（SAIDI）——的发展.....	17
图 10：2002-2016 年计划外系统平均停电持续时间指标的国际比较.....	18
图 11：德国输电系统运营商使用的确保发电充裕性的方法	23
图 12：备用系统、先后顺序	24
图 13：德国能源转型的 2030 年目标	32

尾注

-
- ¹ “气候保护监测”，德国联邦政府，2020年9月22日，网址 <https://www.bundesregierung.de/breg-en/issues/climate-action/farming-and-forestry-1795858>.
- ² “监测能源转型”，联邦经济事务和气候行动部，2022年，2022年8月11日访问，网址 <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/monitoring-implementation-of-the-energy-reforms.html>.
- ³ “减碳 55%”，欧洲理事会，2022年6月30日访问，网址 <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>.
- ⁴ “德国 2020--能源政策回顾”，国际能源署 (IEA)，2021年，网址 <https://www.iea.org/reports/germany-2020>.
- ⁵ “法律的目标和目的”引自能源产业法，德国联邦司法部，2022年8月5日访问，网址 https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_1.html.
- ⁶ 新设定的目标可能是在 2030 年达到 30 吉瓦，在 2045 年之前达到 70 吉瓦。
- ⁷ “能源供应 - 2021 年度报告”，德国能源平衡工作组协会 (AGEB)，2022年6月14日，网址 https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2021_UPDATE_Juni_2022.pdf.
- ⁸ “德国发电和用电情况”，德国公用事业行业协会 (BDEW)，2021年，2021年9月23日访问，网址 <https://www.bdew.de/energie/stromerzeugung-und-verbrauch-deutschland/>.
- ⁹ “2021 年德国能源消耗”，德国能源平衡工作组协会，2022年6月13日，网址 https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/06/AGEB_Jahresbericht2020_20220613_engl_Web.pdf
- ¹⁰ “2022 年天然气价格分析”，德国公用事业行业协会 (BDEW)，2022年5月6日，网址 <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/>.
- ¹¹ “电力价格”，联邦经济事务和气候行动部 (BMWK)，2022年8月11日访问，网址 <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/electricity-price-components.html>.
- ¹² “德国家庭的电价构成”，清洁能源网，2022年8月11日访问，网址 https://www.cleanenergywire.org/sites/default/files/styles/gallery_image/public/paragraphs/images/composition-average-german-power-price-households-2020-and-2021.png?itok=6vo1lWrD.
- ¹³ “德国家庭支付的电费是多少”，清洁能源网，2021年12月23日访问，网址 <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/what-german-households-pay-power>.
- ¹⁴ “2021 年下半年家庭消费者的电价(包括税费)”，欧洲统计局，2022年8月11日访问，网址 https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics .
- ¹⁵ 国家碳排放费始于 2021 年，价格为 25 欧元/吨二氧化碳，到 2025 年，可能上涨到 65 欧元。
- ¹⁶ Roland Kube and Thilo Schaefer, “国际比较中电力成本的发展”，莱茵集团委托的德国经济研究所报告，2022年6月2日，网址 https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Gutachten/PDF/2020/IW-Gutachten_Stromkosten.pdf.
- ¹⁷ 全球统计数据库 (Statista) <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/151260/umfrage/strompreise-fuer-industriekunden-in-europa/>
- ¹⁸ “2011 年至 2021 年德国商业和工业用户的天然气价格”，全球统计数据库，2021年12月，网址 <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/168528/umfrage/gaspreise-fuer-gewerbe-und-industriekunden-seit-2006/>.
- ¹⁹ “商业和工业用户的天然气价格要素”，2022年8月9日访问，网址 <https://www.eon.de/de/gk/energiewissen/gaspreiszusammensetzung.html>.
- ²⁰ “电价 2021 年创下历史新高”，科隆大学能源经济研究所，2022年8月9日访问，网址 <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/ewi-merit-order-tool-2022/>.
- ²¹ Karsten Neuhoff, 等人 “天然气价格的冲击使得临时支持和长期增效成为必要”，柏林德国经济研究所(DIW Berlin)，2022年2月3日访问，网址 https://www.diw.de/de/diw_01.c.834561.de/publikationen/diw_aktuell/2022_0078/gaspreisschock_macht_kurzfristige_unterstuetzung_und_langfristige_effizienzverbesserung_erforderlich.html.

-
- ²² 3.500 kWh electricity / 20.000 kWh gas see e.g. <https://www.co2online.de/energie-sparen/strom-sparen/strom-sparen-stromspartipps/stromverbrauch-3-personen-haushalt/> and <https://www.preisvergleichgas.org/wie-viel-gasverbrauch-ist-normal/>
- ²³ “Wiegand-Glas 可以替代天然气”, 图林根, 2022 年 8 月 9 日访问, 网址 https://www.insuedthueringen.de/inhalt.energie-schnelle-genehmigung-wiegand-glas-kann-erdgas-ersetzen.aaf7de48-4af7-4ab2-9d9f-732e61db64b5_.amp.html.
- ²⁴ “德国温室气体排放”, 德国联邦环境署, 2022 年 3 月 15 日访问, 网址 <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung>.
- ²⁵ “交通排放”, 德国联邦环境署, 2022 年 4 月 22 日访问, 网址 <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/emissionen-des-verkehrs#pkw-fahren-heute-klima-und-umweltvertraglicher>.
- ²⁶ “德国能源署牵头研究气候中和问题”, 德国能源署 (dena), 2021 年 10 月访问, 网址 https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf - see a summary in English here: <https://www.ewi.uni-koeln.de/en/publications/dena-leitstudie-integrierte-energiewende/>
- ²⁷ “通过可再生能源减少排放”, 德国联邦环境署, 2022 年 7 月 15 日访问, 网址 <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/emissionsvermeidung-durch-erneuerbare#Treibhausgasinventar>.
- ²⁸ “数字中的可再生能源--2020 年国家 and 国际发展”, 德国联邦经济事务和气候行动部 (BMWi), 2021 年 12 月 1 日访问, 网址 <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2020.html>.
- ²⁹ “可再生能源”, 德国联邦环境署, 2020 年 11 月 19 日访问, 网址 <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#emissionsbilanz>.
- ³⁰ “使市场设计适应波动性可再生能源的高份额”, 国际可再生能源机构 (IRENA), 2021 年 5 月访问, 网址 <https://www.irena.org/publications/2017/May/Adapting-Market-Design-to-High-Shares-of-Variable-Renewable-Energy>.
- ³¹ “2021 年监管报告”, 德国联邦电网管理局, 2022 年 3 月 15 日访问, 网址 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- ³² “德国和欧洲的电力系统充足性规划及对中国的启示”, 德国能源署 (dena) 和德国国际合作机构 (GIZ), 2022 年 4 月访问, 网址 <https://transition-china.org/wp-content/uploads/2022/03/Assessing-power-system-adequacy-in-Germany-and-Europe-and-lessons-for-China.pdf>.
- ³³ “关于供应安全的监测报告“, 德国联邦经济事务和能源部, 2019 年 6 月访问, 网址 https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.pdf?__blob=publicationFile.
- “2021 年监测报告“, 德国联邦电网机构, 2022 年 3 月 15 日访问, 网址 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=6#:~:text=Der%20Monitoringbericht%202021%20begleitet%2C%20dokumentiert,der%20Bundesnetzagentur%20und%20des%20Bundeskartellamtes.
- ³⁴ “欧洲电力和天然气部门的拆分”, 佛罗伦萨监管学院 (FSR), 2020 年 7 月 20 日访问, 网址 <https://fsr.eu.eu/unbundling-in-the-european-electricity-and-gas-sectors/>.
- ³⁵ J. J. Diaz-Gonzalez 等人, “单一买家电力市场中的可再生能源整合与平衡”, 挪威船级社 (DNV), 2022 年, 网址 https://iaee2021online.org/download/contribution/fullpaper/626/626_fullpaper_20210608_185337.pdf.
- ³⁶ “批发价格”, 德国联邦电网机构, 2022 年 8 月 11 日访问, 网址 <https://www.smard.de/page/en/wiki-article/5884/5976>.
- ³⁷ “有什么样的市场, 它们是如何运作的?“, 滕特公司 (Tennet), 2022 年 8 月 11 日访问, 网址 <https://www.tennet.eu/electricity-market/about-the-electricity-market/what-kind-of-markets-are-there-and-how-do-they-work/>.
- ³⁸ “2021 年监测报告“, 德国联邦电网机构, 2022 年 3 月 15 日访问, 网址 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=6#:~:text=Der%20Monitoringbericht%202021%20begleitet%2C%20dokumentiert,der%20Bundesnetzagentur%20und%20des%20Bundeskartellamtes.

-
- ³⁹ J. J. Diaz-Gonzalez 等人,“单一买家电力市场中的可再生能源整合与平衡”, 挪威船级社(DNV), 2022 年, 网址 https://iaee2021online.org/download/contribution/fullpaper/626/626_fullpaper_20210608_185337.pdf.
- ⁴⁰ J. J. Diaz-Gonzalez 等人,“单一买家电力市场中的可再生能源整合与平衡”, 挪威船级社(DNV), 2022 年, 网址 https://iaee2021online.org/download/contribution/fullpaper/626/626_fullpaper_20210608_185337.pdf.
- ⁴¹ “有什么样的市场,它们是如何运作的?”, 滕特公司 (Tennet), 2022 年 8 月 11 日访问, 网址 <https://www.tennet.eu/electricity-market/about-the-electricity-market/what-kind-of-markets-are-there-and-how-do-they-work/>.
- ⁴² “批发价格”, 德国联邦电网机构, 网址 <https://www.smard.de/page/en/wiki-article/5884/5976>.
- ⁴³ “有什么样的市场,它们是如何运作的?”, 滕特公司 (Tennet), 2022 年 8 月 11 日访问, 网址 <https://www.tennet.eu/electricity-market/about-the-electricity-market/what-kind-of-markets-are-there-and-how-do-they-work/>.
- ⁴⁴ 交付前的时间。
- ⁴⁵ “日内交易是什么意思?_” NextKraftwerke, 2022 年 8 月 11 日访问, 网址 <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/intraday-trading>.
- ⁴⁶ J. J. Diaz-Gonzalez 等人,“单一买家电力市场中的可再生能源整合与平衡”, 挪威船级社(DNV), 2022 年, 网址 https://iaee2021online.org/download/contribution/fullpaper/626/626_fullpaper_20210608_185337.pdf.
- ⁴⁷ “德国能源署- 系统服务平台“, 德国能源署 (dena), 2022 年 8 月 11 日访问, 网址 <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-plattform-systemdienstleistungen/>.
- ⁴⁸ “什么是 mFRR (手动频率恢复储备 / R3)?”, Next Kraftwerke, 2022 年 8 月 11 日访问, 网址 <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/mfrr>
- ⁴⁹ 德国能源署研究“系统安全 2050“
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena_Systemsicherheit_2050_KURZ_WEB.pdf
- ⁵⁰ Werner Antweiler 等人,“论可再生能源的长期优先排序效应”, 2021 年 7 月, 能源经济学 99, 网址 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988321001808>.
- ⁵¹ “德国能源转型中的分散灵活性”, 德国能源署/ 德国国际合作机构报告, 2022 (待出版).
- ⁵² “2021 年监测报告“, 德国联邦电网机构, 2022 年 3 月 15 日访问, 网址 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=6#:~:text=Der%20Monitoringbericht%202021%20begleitet%2C%20dokumentiert,der%20Bundesnetzagentur%20und%20des%20Bundeskartellamtes.
- ⁵³ 德国能源署主导的研究预计电力消费量将从 2019 年的 577 太瓦时增长到 2030 年的 698 太瓦时, 2045 年达到 911 太瓦时, 增长幅度为 57%。
- ⁵⁴ “2009 年能源管线扩建法 (EnLAG) 和 2019 年 电网扩建加速法”, 德国联邦司法部, 2022 年 8 月 11 日访问, 网址 <https://www.gesetze-im-internet.de/enlag/BJNR287010009.html>.
- ⁵⁵ “德国和欧洲的电力系统充足性规划及对中国的启示”, 德国能源署 (dena)和德国国际合作机构 (GIZ), 2022 年 4 月访问, 网址 <https://transition-china.org/wp-content/uploads/2022/03/Assessing-power-system-adequacy-in-Germany-and-Europe-and-lessons-for-China.pdf>.
- ⁵⁶ 德国的发电量: 大约 530 太瓦时; 再调度 (电力减少和电力增加的总和): 大约 16 太瓦时; 上网管理: 大约 5 太瓦时; 因此, 530 太瓦时中有 21 太瓦时受到再调度的影响, 参见 https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2021_Foliensatz_UPDATE_Juni_2022.pdf
- ⁵⁷ “再调度”, 柏林电网 (Stromnetz Berlin), 2022 年 8 月 11 日访问, 网址 <https://www.stromnetz.berlin/en/feed-in/redispatch>.
- ⁵⁸ “拥塞管理“, 50 赫兹, 2022 年 8 月 11 日访问, 网址 <https://www.50hertz.com/Transparency/GridData/Congestionmanagement>.
- ⁵⁹ “德国和欧洲的电力系统充足性规划及对中国的启示”, 德国能源署 (dena)和德国国际合作机构 (GIZ), 2022 年 4 月访问, 网址 <https://transition-china.org/wp-content/uploads/2022/03/Assessing-power-system-adequacy-in-Germany-and-Europe-and-lessons-for-China.pdf>.
- ⁶⁰ Tim Schittekatte 和 Alberto Pototschnig, “分布式能源资源和电力平衡: 对未来组织的展望“, 佛罗伦萨监管学院 (FSR), 2022 年 2 月 25 日访问, 网址 <https://fsr.eui.eu/publications/?handle=1814/74246>.

-
- ⁶¹ Lion Hirth 和 Inka Ziegenhagen, “平衡电力和波动性可再生能源: 三个环节, 可再生和可持续能源评论“, 网址 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115004530>.
- ⁶² “什么是电网储备、容量储备和安全储备?“, 能源转型直击, 2020 年 9 月 15 日访问, 网址 <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/09/Meldung/direkt-erklart.html>.
- ⁶³ “电厂名单“, 德国联邦电网管理局, 2022 年 8 月 11 日访问, 网址 <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/start.html>.
- ⁶⁴ “电网储备条例 (Netzreserveverordnung - NetzResV)“, 德国联邦司法部, 2013 年 6 月 27 日, 网址 <http://www.gesetze-im-internet.de/reskv/BJNR194700013.html>.
- ⁶⁵ “什么是电网储备、容量储备和安全储备?“, 能源转型直击, 2020 年 9 月 15 日访问, 网址 <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/09/Meldung/direkt-erklart.html>.
- ⁶⁶ “2020-2022 年期间的出版物“, Netztransparenz.de, 2022 年 8 月 11 日访问, 网址 <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Kapazitaetsreserve/Erbringungszeitraum-2020-2022>.
- ⁶⁷ “容量储备“, Netztransparenz.de, 2022 年 8 月 11 日访问, 网址 <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Kapazitaetsreserve>
- ⁶⁸ “什么是电网储备、容量储备和安全储备?“, Nextkraftwerke.de, 2022 年 8 月 11 日访问, 网址 <https://www.nextkraftwerke.de/wissen/netzreserve-kapazitaetsreserve-sicherheitsbereitschaft>.
- ⁶⁹ “进程状态 20220110“, 德国联邦电网机构, 2022 年, 网址 https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_07_Kraftwerksth/71_Inlaend_Netzreserve/Verfahrensliste%20inl%C3%A4ndische%20Netzreserve.pdf;jsessionid=CDB3021ADC3E32B66718CD5772969DB2?_blob=publicationFile&v=8.
- ⁷⁰ 可以发现, 根据《能源产业法》章节 13b 和《燃煤电厂终止发电法 (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz - KVBG)》被纳入电网备用的系统相关发电厂, 以及根据《能源产业法》章节 13e 被纳入容量备用的发电厂, 可以同时纳入电网备用和容量备用。
- ⁷¹ “2021 年监测报告“, 德国联邦电网机构, 2022 年 8 月 11 日访问, 网址 <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html>.
- ⁷² “2021 年德国能源消耗“, 德国能源平衡工作组协会, 2022 年 2 月 22 日, 网址 https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/04/AGEB_Jahresbericht2021_20220524_dt_Web.pdf.
- ⁷³ “2022 年 4 月新闻发布“, 德国煤炭进口协会, 2022 年 6 月 28 日, 网址 <https://www.kohlenimporteure.de/home.html#slide-6>.
- ⁷⁴ Leiren 等人, “能源安全问题与市场和谐的关系: 容量机制的欧洲化“, 欧盟能源政策: 迈向清洁能源转型?, 2019 年 3 月 28 日, 网址: [Towards a Clean Energy Transition?, 28 March 2019, accessed at https://www.cogitatiopress.com/politicsandgovernance/article/view/1791](https://www.cogitatiopress.com/politicsandgovernance/article/view/1791).
- ⁷⁵ Judith Lembke, “对燃煤电厂的福利支付 – 新闻评论“, 法兰克福汇报, 2015 年 10 月 25 日, 网址 <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/der-braunkohle-kompromiss-ist-wie-hartz-iv-fuer-die-kraftwerke-13875611.html>.
- ⁷⁶ “容量市场或战略储备--下一步是什么?“, 阿戈拉能源转型, 2013 年 3 月, 网址 <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/kapazitaetsmarkt-oder-strategische-reserve-was-ist-der-naechste-schritt/>.
- ⁷⁷ Leiren 等人, “能源安全问题与市场和谐的关系: 容量机制的欧洲化“, 欧盟能源政策: 迈向清洁能源转型?, 2019 年 3 月 28 日, 网址 <https://www.cogitatiopress.com/politicsandgovernance/article/view/1791>.
- ⁷⁸ “法国的容量机制“, 欧洲能源交易所, 2022 年 8 月 11 日访问, 网址 <https://www.eex.com/en/services/registry-services/french-capacity-guarantees-for-rte>.
- ⁷⁹ Tim Mennel 等人, “法国和德国容量机制之间潜在的相互作用“, 阿戈拉能源转型, 2015 年 3 月, 网址 https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/kapazitaetsmodelle-deutschland-frankreich-vergleich/Agora_DE-FR-CRM_EN_web.pdf.
- ⁸⁰ “德国能源署牵头研究: 气候中和的曙光“, 德国能源署 (dena), 2021 年 10 月访问, 网址 https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf.
- ⁸¹ “电力市场设计和可再生能源的部署 [RES-E-MARKETS]“, 国际能源署技术电网, 2016 年 9 月, 网址 https://neon.energy/Neon_Market-design_IEA.pdf.

⁸² “气候中立的欧洲的氢能战略”，欧洲委员会, 2020 年 7 月 8 日, 网址 https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf.

“国家氢能战略: 绿色氢能是未来的能源载体”, 德国联邦教育及研究部, 2020 年 5 月 16 日访问, 网址 <https://www.bmbf.de/bmbf/de/forschung/energiewende-und-nachhaltiges-wirtschaften/nationale-wasserstoffstrategie/nationale-wasserstoffstrategie.html>.

⁸³ 2021 年 12 月 15 日, 欧洲委员会公布了其新的氢能和天然气市场脱碳方案, 题为 "欧洲议会和理事会关于可再生和天然气以及氢能内部市场共同规则的指令提案", 该提案提出了这一点. 参见 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0803&from=EN>