

分析报告

德国电力系统中的灵活性 技术和措施

中德能源转型研究项目



法律信息

出版单位:

德国能源署 (DENA)

GERMAN ENERGY AGENCY

CHAUSSEESTRASSE 128 A

10115 BERLIN, GERMANY

电话: +49 (0)30 66 777-0

传真: +49 (0)30 66 777-699

电子邮件: INFO@DENA.DE

网站: WWW.DENA.DE

作者:

科里纳·博林蒂内亚努 (CORINA BOLINTINEANU), 德国能源署

卡罗莉娜·扬科夫斯卡博士 (DR. KAROLINA JANKOWSKA), 德国能源署

最近更新日期:

2021 年 11 月

版权所有。此出版物的任何使用都须得到德国能源署的同意。

引用此出版物请采用以下格式: 德国能源署 (DENA, 2021) “德国电力系统中的灵活性技术和措施”

目录

执行摘要	4
1 背景、定义和历史概述	5
1.1 什么是电力系统的灵活性？灵活性为什么具有重要意义？.....	5
1.2 德国电力系统的发展以及灵活性在系统中的融合.....	6
1.3 提高德国电力系统灵活性的里程碑和措施.....	9
2 技术灵活性选项	11
2.1 传统电厂.....	11
2.2 生物质和沼气电厂.....	14
2.3 抽水蓄能电站.....	15
2.4 电池.....	15
2.5 电力多元转换（PtX）.....	18
3 需求侧灵活性选项	20
3.1 工业和商业需求侧灵活性.....	20
3.2 居民需求侧灵活性.....	22
4 系统运行灵活性	23
4.1 二次调度和可再生能源限电.....	23
4.2 先进的可再生能源发电预测.....	23
4.3 现有电网的更高利用率.....	23
4.4 配电系统运营商和输电系统运营商之间的合作.....	24
4.5 输电系统运营商之间的合作与协调.....	24
4.6 跨境电力交易.....	24
5 市场设计灵活性	26
5.1 与日俱增的电力市场颗粒度.....	29
5.2 辅助服务.....	30
5.3 支持计划：可再生能源和电网费用.....	32
附件 1. 德国的可用容量和不同灵活性选项的已完成的与预估的量预估	33
附件 2. 德国已选定灵活性方案的灵活性潜力	35
缩略词表	36
图 37	
表 38	
参考书目	39

执行摘要

德国的气候中和目标迫在眉睫。为了在 2045 年之前达成气候中和目标，德国需要提高其可再生能源产量，并同时提高电力系统灵活性。过去几十年间，德国制定并落实了多种解决方案，例如建立推动不同灵活性措施之间竞争的市场规则，同时采用技术中和方式，以确保技术和参与者的广泛融合。

在打造完全基于可再生能源的电力系统的过程中，传统的发电厂——尤其是燃气电厂——将继续发挥作用。目前，燃煤和燃气电厂是德国最重要的灵活性来源。但是，要达成最晚在 2038 年之前淘汰燃煤电厂以及在 2022 年之前淘汰核电的目标，势必要增加其他灵活性选项的应用。大型电池是适合提供一次调频辅助服务并应用于工业领域的解决方案，小型电池则可为私人住宅提供用户相关灵活性。这两者都将发挥越来越重要的作用。

其次，生物质发电厂和沼气电厂以及抽水蓄能电站也是灵活性的重要来源。它们将在未来持续为电力系统的灵活性提供支持。此外，技术的发展以及融资和监管障碍的逐步消除，尤其是要求运营商支付两次消费税的双重负担，可能会促成目前尚未在德国广泛部署的电力多元转换（PtX）技术的更加广泛的使用。

批发市场上的价格信号可能会触发工业和中小企业更高的需求侧灵活性。随着智能计量系统（智能电表）及其他数字技术的逐步引进，居民需求侧灵活性将发挥更加重要的作用。

最后但同样重要的是，需要调整系统运营规程以提高电网灵活性。

此报告详细概述了德国电力系统中的主要灵活性技术和措施。在反映现状的同时，报告也指出了发展电力系统以实现气候中和的需求，为持续进行的政策辩论提供了宝贵的信息依据。

1 背景、定义和历史概述

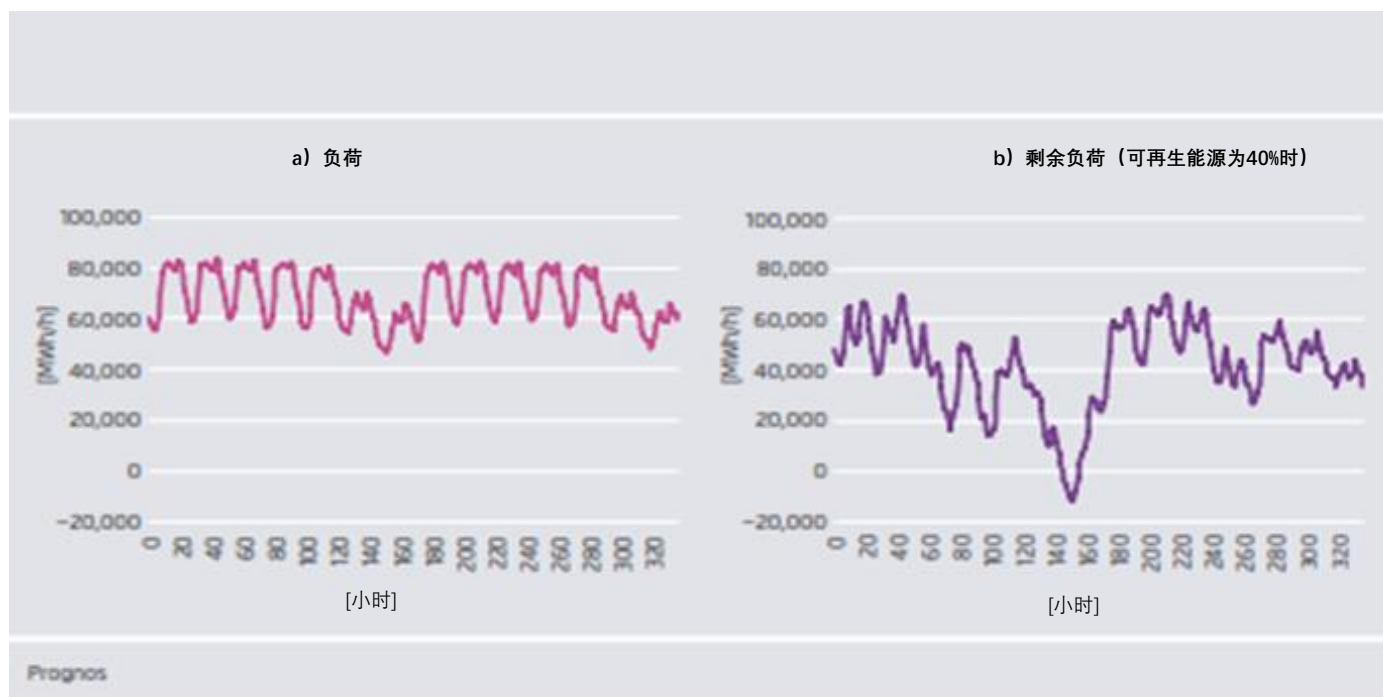
1.1 什么是电力系统的灵活性？灵活性为什么具有重要意义？

电力系统的灵活性指的是一种通过增加或减少发电量和负荷从而轻易修正或应变的能力。该概念适用于电力系统的不同要素、各要素提供的服务或者整个电力系统。发电机组以及输配电网可灵活运行，为电网和电力系统提供灵活性。工业、电动汽车或居民等电力消费者也可以调整其电力需求，以为电力系统服务。监管措施和市场规则的设计可以加强或妨碍电力系统要素或整个系统的灵活性。

随着风能和太阳能光伏（PV）等波动性可再生能源（RE）在能源结构中所占比重的增长，灵活性措施将在电力系统中发

挥越来越重要的作用。德国的目标是在 2045 年之前实现气候中和。这就需要推动可再生能源的进一步增长。要实现此目标不可避免地要提高对灵活性的需求，这主要是因为与日俱增的发电量的**波动性（volatility）或可变性（variability）**以及由此导致的**剩余负荷（residual load**，即耗电量减去波动性可再生能源发电量）的不断增长。德国电力系统的剩余负荷可以频繁地减至大致零负荷，然后在短期内（几天或者几个小时）大幅增加。¹因此，系统层面上的灵活性可描述为一个由发电机组和负荷组成的聚合园对剩余负荷可变性做出反应的能力。²为了应对这种发展，必须对电厂机组、需求侧响应、市场规则和系统运营进行改变。³

图 1. 高比例可再生能源的灵活性要求——德国冬季两周的负荷曲线实例



来源：Prognos in: Agora Energiewende 2017a, 第 24 页

下表总结了德国的灵活性选项及其作用。

在德国，为了应对更高灵活性需求所作出的市场规则的变化改变了电厂机组以及发电模式，且在较小程度上，改变了系统运营。⁴ 因此，德国电力系统的灵活性措施主要为**市场相关功能**服务。市场相关功能主要是**为电网服务**，为电网的运营和稳定性做出贡献。一个例外情况是，电网运营商自行采用

灵活性措施。此种情况下，电网服务功能与市场无关。因为**分拆规则（unbundling rules）**，电网运营商无法拥有发电资产，因此，无法参与电力交易。分拆是欧盟单一电力市场的规则，规定输配电网必须由发电厂以外的实体运营。德国联邦网络管理局规定，所谓的“电网助推器”（德语：Netzbooster），例如大型电池，可免于遵守此规定。根据2019年电网发展规划，输电系统运营商（TSO）可在试点项目中运行电网助推器。

表 1. 灵活性选项及其在德国背景下的意义

服务提供方	服务接受方	措施和技术		系统中的功能
消费者或电厂运营商	平衡集团管理人（BRPs）、配电系统运营商（DSOs）或者输电系统运营商（TSO）	技术灵活性选项	传统发电厂的改造，包括废热发电（热电联产电厂） 生物质和沼气发电厂的改造 抽水蓄能系统 电池 电力多元转换（PtX）	用户相关功能 市场相关功能 服务电网的市场相关功能 服务电网的功能
		需求侧灵活性（DSF）选项	工业 中小企业 居民	
配电系统运营商或者输电系统运营商，单方面或者合作		系统运营	电网扩建 二次调度 可再生能源限电 先进的可再生能源发电预测 现有电网的更高利用率 配电系统运营商和输电系统运营商之间的合作 输电系统运营商之间的合作与协调 跨境电力交易	
监管机构和立法者	消费者、平衡集团、配电系统运营商或者输电系统运营商	市场设计	持续增加的电力市场颗粒度 辅助服务 支持计划	

来源：自我表述。

1.2 德国电力系统的发展以及灵活性在系统中的融合

在此章节中，我们将探讨德国各种类型的灵活性需求。可以部署章节 1.2 到 1.5 中描述的各种灵活性选项，以满足不同类型的灵活性需求。

对技术灵活性的需求

对技术灵活性的需求是由**剩余负荷梯度或者爬坡率所决定的**。多种因素都可以影响电力系统的剩余负荷爬坡率：可再生能源——尤其是太阳能光伏——的比重越高，就能提供更高的

剩余负荷爬坡率，从而加大对灵活性的需求。相反，高风电接入电网区域的面积越大、电网区域间的联网线路越多，剩余负荷梯度就越低，从而降低对灵活性的需求。⁵

剩余负荷的高变化率需要具有高爬坡率的可调度技术的馈入，例如储能或者传统的发电系统，即燃煤和燃气发电厂。⁶

当可再生能源比重超过 30%，其中太阳能光伏发电的比重在 20% 到 30% 之间时，剩余负荷梯度会超过最高需求曲线斜坡。⁷这主要是因为发电峰值的数量增多，并且太阳能光伏提供了某天或者某时的用电需求中的一大部分。

下表展现了德国剩余负荷梯度以及可再生能源比重的历史变化和技术灵活性需求的发展过程。

表 2. 德国技术灵活性需求的发展

年份	波动性可再生能源在发电中的占比	太阳能光伏在可再生能源占比中的占比	风能在可再生能源占比中的占比（陆上和海上）	平均剩余负荷（吉瓦）	净装机容量总额（吉瓦）	剩余负荷变动（吉瓦）	平均剩余负荷梯度
2014	21% (a)	22.19% (a)	36% (a)	44.83 (b)	196 (a)	10.25 (b)	1.82 (b)
2015	23.22% (a)	20.51% (a)	42.7% (a)	36.47 (b)	205 (a)	10.98 (b)	2.77 (b)
2016	22.66% (a)	20.09% (a)	42.14% (a)	35.65 (b)	212 (a)	10.99 (b)	2.27 (b)
2017	26.11% (a)	18.21% (a)	48.86% (a)	34.15 (b)	218 (a)	11.73 (b)	2.28 (b)
2018	34.94% (c)	20.37% (c)	48.92% (c)	34.35 (e)	221 (c)	12.5 (f)	... (g)
2019	39.74% (c)	19.13% (c)	51.9% (c)	29 (f)	226 (c)	14 (f)	... (g)
2020	50.5% (d)	20.82% (d)	53.38% (d)	26 (f)	226.8 (d)	14 (f)	... (g)

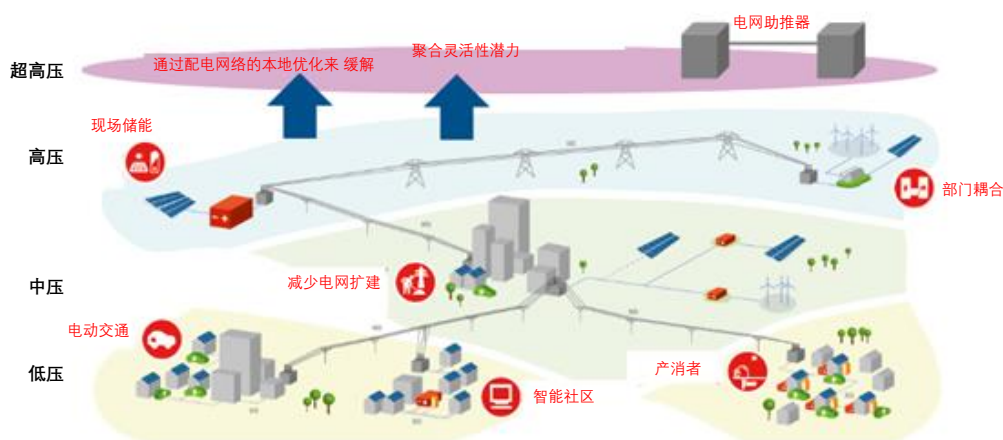
来源:

- (a) BMWi 2019.
- (b) Virtuelles Institut Smart Energy et al.2018, 28.
- (c) BMWi 2021.
- (d) Fraunhofer ISE 2021.
- (e) 自身基于以下内容的粗略估计: Bundesnetzagentur/SMARD.
- (f) 自身基于以下内容的粗略估计: Fraunhofer ISE, Energy-Charts.
- (g) 未估计。

从上表中描绘的发展中可以明显看出，**平均剩余负荷**稳步下降。**平均剩余负荷梯度**在2014到2017年期间有所增加。面对这种发展趋势，所有的灵活性选项需要对剩余负荷的变化做出更频繁的反应。

在不远的将来，其他因素也可能提高对技术灵活性的需求。这些因素包括因负荷增加而导致的更高、更频繁的峰值负荷或者由多种应用**同时使用**引起的中低电压水平下的负荷爬坡，例如电动汽车充电或者热泵的使用。⁸

图 2. 消费者变得更灵活——应用的同时使用



来源: dena 2017a, 4-5

电网扩建与升级是应对与日俱增的技术灵活性需求的解决方案。但也需使用灵活性选项作为补充，因为这些选项有助于优化电网扩建，降低电力用户的成本。为避免电网发展造成的成本上涨，一个尤为有用的解决方案是**多用途方式**（技术

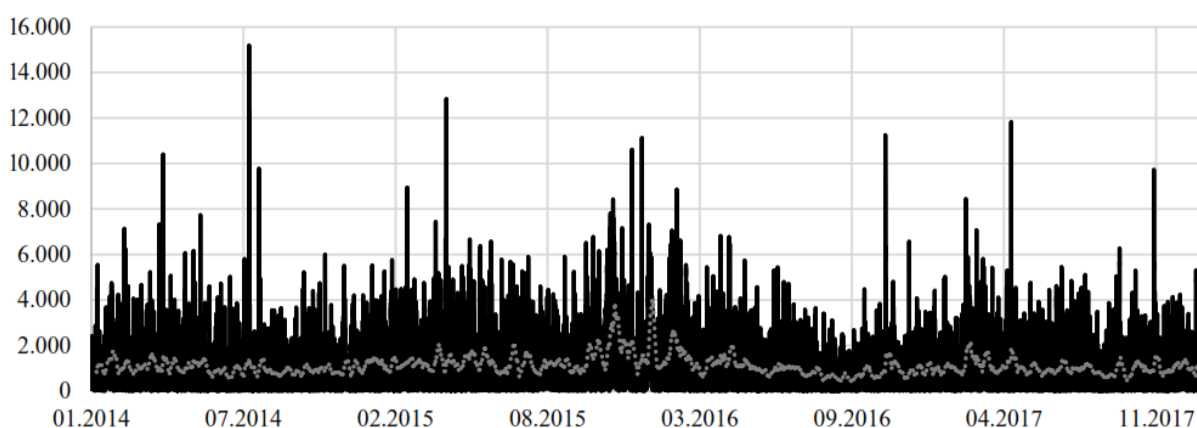
应用的经济优化），即**服务电网**的灵活性使用和**与市场相关的灵活性使用**。⁹这种双用途方式在充分利用灵活性选项的同时，也实现了电网的更高效使用，并让系统总成本的大幅下

降。但是，服务电网和与市场相关的灵活性使用要求有适当的激励措施和监管框架。¹⁰

对随机灵活性的需求

随机灵活性与灵活性需求相关，但因为天气、技术故障以及不断变化的电力需求状况等意外或随机的因素，而无法精准预测。因此，对随机灵活性的需求是由对可再生能源和传统能源发电量的预测质量以及用电需求决定的。¹¹当与预测值出现偏差时，必须在短时间内激活灵活性。最难以预料的变量是受天气变化直接影响的可再生能源馈入量。因此，更精准的预测可以降低对总体灵活性的需求。

图 3. 绝对可再生能源预测误差



来源：Virtuelles Institut Smart Energy et al. 2018, 29.

Y 轴 - 绝对预测误差（单位：兆瓦）

———— - 绝对预测误差

----- - 周平均值

根据智慧能源虚拟研究所（德语：Virtuelles Institut Smart Energy）的数据，绝对预测误差因相对预测误差的改进而保持一定的恒定。这表明随着可再生能源比重的不断提升，预测质量也在提升。换句话说，预测质量的提升弥补了可再生能源馈入量所带来的绝对不确定性的不断提升。因为预测方法和技术的改进，相对预测误差从 2014 年的 10% 下降到 2017 年 7%。尽管近年来预测质量不断改进且有可能出现进一步的改进，但无误差预测依然不太可能实现。¹³

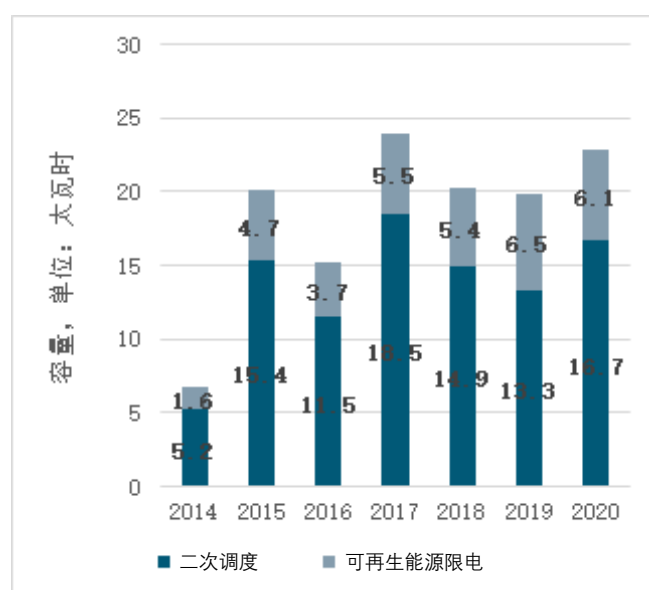
短期本地化灵活性需求

短期本地化灵活性需求取决于电网瓶颈（电网内的不平衡或者过载）的比例。短期本地化灵活性需求出现在因为电网瓶颈而必须调整（增加或减少）本地馈入或者用电需求时。德国电力系统可采用两项措施解决此问题：**二次调度和可再生能源限电**。此类措施的体量和成本表明了德国电力系统出现电网瓶颈的强度和频率。¹⁴

图 4. 二次调度和可再生能源限电容量的发展

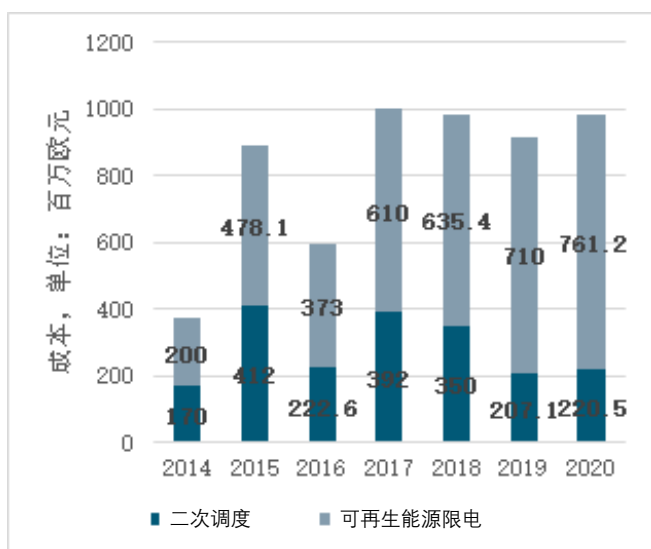
在确定对随机灵活性的需求时，可以区分**绝对和相对预测误差**。绝对预测误差是预测值和实际馈入值之间的差值。相对预测误差是绝对预测误差与实际馈入值之间比值的平均值。¹²相对预测误差表明了绝对预测误差如何随着可再生能源比重的提升而变化。

与可再生能源预测值和实际馈入值相关的欧洲能源交易所（EEX）数据表明在 2014 到 2017 年期间，尽管可再生能源的比重不断提升，但绝对预测误差仍保持不变。



来源：基于以下来源数据的自我表述： Bundesnetzagentur 2016, 6; Bundesnetzagentur 2019b, 9; Bundesnetzagentur 2020b, 9.

图 5. 二次调度和可再生能源限电成本的发展



来源：基于以下来源数据的自我表述： Bundesnetzagentur 2019b, 9; Bundesnetzagentur 2020b, 9; Virtuelles Institut Smart Energy et al. 2018, 32 (year 2014).

自 2014 年起，二次调度和可再生能源限电的体量和成本增长了接近三分之二。2014 年的成本大约为 3.7 亿欧元，到 2020 年，增长到大约 10 亿欧元。一个例外是 2015 年：这一年异常的高风电供应量导致了次年更大的体量和更高的成本。¹⁵

可再生能源限电和二次调度的数据表明：短期灵活性需求在 2017 年之前持续增长，之后趋于平稳。这表明电网运营商必须通过增加削减可再生能源的发电量，以避免电网的不平衡和过载。但这将造成经济浪费，并对环境不利；因此，系统需要开发满足短期本地化灵活性需求的替代措施。

电网扩建是减少二次调度和可再生能源限电的一个选项。根据输电系统运营商的新近估计，规划的电网扩建将减少 11.4 太瓦时的二次调度容量，从 2020 年的 16.7 太瓦时减少到 2025 年的 5.3 太瓦时。¹⁶

允许**可再生能源参与二次调度**也是减少其总容量和成本的一个选项。近年来，10 兆瓦以上的传统发电厂，例如燃煤和燃气发电厂，已经提供在二次调度。2019 年发布了名为**调度 2.0**的新规定，自 2021 年 10 月起，将容量仅为 100 兆瓦的可再生能源和热电联产电厂纳入到二次调度措施中。

在经济上，多用途方式是比电网扩建和二次调度都更加有效的替代方式。

1.3 提高德国电力系统灵活性的里程碑和措施

近几十年来，德国政府出台了多项法律法规，以满足不断增长的灵活性需求。此外，为了激励灵活性的发展，还调整了欧洲电力交易所（EPEX SPOT）的规则。下表总结了促成德国电力系统灵活性的最重要里程碑，其中有一部分将在后文中进行更详细的讨论。

表 3. 德国电力系统的灵活性里程碑

2005	通过《电网电价条例》
2008	EPEX SPOT 建立一小时内竞拍

2009	《可再生能源法案（EEG）》：引进可再生能源的直接营销
2011	在 2022 年之前逐步淘汰核能的决定
2012	《可再生能源法案》：引进可再生能源的溢价市场模型
2012	《可再生能源法案》：引进沼气发电厂的灵活性溢价
2012	通过《可中断负荷法令》
2013	建立电网备用
2014	《可再生能源法案》：引进可再生能源竞拍
2014	《可再生能源法案》：引进沼气发电厂的灵活性补贴
2014	EPEX SPOT 竞拍减至 15 分钟
2014	第一个大型电池参与一次调频市场
2015	通过《电力线路扩建法》
2015	EPEX SPOT 提前期降至 30 分钟
2015	第一个小型电池聚合商通过了参与一次调频市场的预审
2016	通过《电力市场法》：引进了电力市场 2.0 和备用容量
2016	通过《能源转型数字化法》
2017	德国联邦网络管理局的决定，包括修正一次调频辅助服务的采购（2019 年到 2020 年，竞拍时长从每周缩短到每日；自 2020 年起，从每日缩短到 4 小时竞拍）
2017	EPEX SPOT 提前期降至 5 分钟
2018	电池提供大部分的一次调频辅助服务
2019	小型电池容量超过 1 吉瓦时
2020	一次调频缩短至 4 小时竞拍
2020	在 2038 年之前逐步淘汰煤炭的决定
2020	通过“国家氢能战略”开发具有竞争力的氢能市场并为研究和市场产能提升项目提供额外的资金
2021	72 个电力多元转换（PtX）试点项目
2021	可再生能源参与二次调度（二次调度 2.0）（基于 2019 年通过的《电网扩建加速法案（NABEG 2.0）》）

来源：Energynautics 2021 及自我表述。

2016 年，德国政府执行了自 20 世纪 90 年代市场自由化以来的最大规模电力市场改革，通过了《**电力市场法**（Strommarktgesetz）》，将开发现有电力市场的一系列措施纳入**电力市场 2.0**中。目标是打造一个不需要通过额外的容量市场，只通过市场机制为必要的容量提供报酬的电力市场。为此，在改进灵活性激励措施的同时，法律也加强了发电、需求和储能之间的竞争机制。德国还引进了一种保障机制，即备用**容量**（Kapazitätsreserve），指的是在批发或者调频辅助市场上的供应量不足以满足全部需求时，市场外的可用额外容量。此种情况是少见的紧急情况。

同一年，德国政府通过了《**能源转型数字化法**（Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende）》，为引进智能计量系统（智能电表）及其他数字技术奠定了基础。智能电表可以计量任何时间的用电量，因此，可以在消费者或者其他市场参与者（例如聚合商或者配电系统运营商）的面前凸显潜在的节能量。先进数字技术的使用可以让热能存储或者电动汽车等可调度耗电装置在低电价时间段充电。¹⁷智能电表的推广也是实施**需求侧灵活性（DSF）措施**，例如波动终端用户电价的前提条件。

2017 年，大型电力用户和大型发电商在德国安装了第一批智能计量系统。2020 年，针对高用电量的居民推广智能电表。¹⁸在未来的几年里，智能电表的推广将推及较小型消费者。

关于系统运行，2015 年，通过《**电力线路扩建法**（Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen）》修正案颁行了一项重要法规，即使用地下电缆的优先级提高到使用架空线路之上。此规定将有助于提高公众对电网扩建的接受度，尤其是已规划的从德国北部到南部的高压输电线路 SuedLink 和 SuedOstLink。¹⁹电网扩建可能有助于提高系统运行的灵活性。

从 2021 年 10 月起，二次调度将纳入容量低至 100 千瓦的可再生能源和热电联产电厂（**二次调度 2.0**）。这也是满足与日俱增的灵活性需求的重要步骤。

2 技术灵活性选项

2.1 传统电厂

传统电厂是使用化石燃料（以褐煤、无烟煤与天然气为主）或者铀、通过火力发电机组（主要是燃气涡轮或者蒸汽涡轮）生产电力的设施。²⁰目前，燃煤和燃气发电厂是德国最重要的灵活性来源。但是，在 2022 年之前逐步淘汰核电以及在 2038 年之前逐步淘汰燃煤电厂的目标，将使系统缺少一个重要的基荷发电成分，这将会迫使新型灵活性选项的开发与大量使用。但传统电厂，尤其是燃气发电厂，在转型期间仍将发挥一定作用。因此，即便传统电厂的电力产出下降了，其装机容量也不一定会下降——至少在未来几年，储能等替代灵活性措施广泛部署之前。在短期内，传统电厂仍将提供必要的可调度容量——不受天气条件影响的按需调度的发电容量以及要求其以最低负荷运行的**辅助服务**。²¹

同时，因为波动性可再生能源的比重在系统中不断的增加及其所享有的优先调度权，对传统电厂灵活运行的需求将有所增加。因此，要整合高比例的可再生能源，就离不开现有传统电厂的灵活化。²²

传统电厂的灵活性

传统电厂的灵活性指的是任何扩大电厂能力、调整电力产量以满足系统要求的措施，例如应对更快速、更频繁发生的变化以及应对更少的负荷小时数和更长的停机时间。²³通过三项关键参数描述传统电厂灵活性的特征：²⁴

- **最低负荷** ($P_{最低}$) 描述的是一个发电厂在稳定运行条件可以交付的最低净发电量，以额定负荷的百分比衡量 ($\%P_n$)。
- **爬坡率** 描述的是电厂在其运行过程中更改自身净发电量的速度有多快，单位为兆瓦每分钟（兆瓦/分钟），或者每分钟额定负荷的百分比 ($\%P_n/\text{分钟}$)。
- **启动时间** (t) 描述的是从启动设备运行到达到最低负荷的时期。

最低负荷越低、启动时间越短、爬坡率越高，电厂就越灵活。传统电厂的灵活性主要是为了履行与市场相关和服务于电网的两种功能。

表 4. 德国燃煤电厂的灵活性现状及其进一步灵活性改造潜力的预估

灵活性参数	单位	褐煤发电厂			无烟煤发电厂		
		现有发电厂现状	新建发电厂现状	灵活性潜力	现有发电厂现状	新建发电厂现状	灵活性潜力
典型规模/容量	兆瓦	150 - 900	1100		100 - 860, 很多小于 100	1,000	
最低负荷 ¹	$\%P_n$	60	35 - 50	25 - 40	30 - 40	25	20 ²
爬坡率	$\%P_n/\text{分钟}$	1	2.5	4 - 5	1.5	3 - 4	6
50 - 90% P_n 的负荷范围内				40 - 90% P_n 的负荷范围内			
热启动时间 ³	小时	6	4	2	2 - 3	1.5 - 2.5	1 - 2
冷启动时间 ⁴	小时	10	5	4	10	5 - 8	6

来源：Markewitz 等人。2017, 20; Ernst 等人。2020, 14.

表 5. 德国燃气电厂的灵活性现状及其进一步灵活性改造潜力预估

¹ 整体系统。分体系统能实现较低的全系统最低负荷。

² 间接燃烧情况下可能达到 10% 以下。

³ 热启动时间指的是停机不到 8 小时之后的启动。

⁴ 冷启动时间指的是停机超过 48 小时之后的启动。

灵活性参数	单位	燃气轮机			联合循环燃气轮机 (CCGT)			开式循环燃气轮机 (OCGT)	
		现有发电厂现状	新建发电厂现状	灵活性潜力	现有发电厂现状	新建发电厂现状	灵活性潜力	现有发电厂现状	新建发电厂现状
典型规模/容量	兆瓦	HD: ⁵ < 100 - 340 AD: ⁶ < 5 - 50	340 100 ⁷		< 10 - 600	500 - 600			
最低负荷	%P _n	25 - 30	25 ⁸	20	50	40 - 45	35 - 40	50	40
爬坡率	%P _n /分钟	8	12	15	2	4	8	12	8
40 - 90% P _n 的负荷范围内									
热启动时间	小时		< 0.1		0.5 - 1.5	0.4 - 1.3	0.35 - 0.4		< 0.1
冷启动时间	小时		< 0.1		2 - 4	1.5 - 3.5	1.3 - 1.4		< 0.1

来源: Markewitz 等人。2017, 26; Ernst 等人。2020, 14

总的来说, 采用固体燃料的发电厂, 即便是经过灵活性改造, 其灵活性也远低于采用液体燃料或者气体的发电厂。²⁵燃煤发电厂灵活性受燃烧室的设计限制: 发电低于特定水平就不可能实现稳定的运行。最先进的无烟煤发电厂通常可实现额定负荷 25-40% 的最低负荷水平。褐煤发电厂的最低负荷范围为 35-50%。²⁶褐煤发电机组的最低负荷较高, 这是因为其燃料的可燃性较低。²⁷有些试点项目在经过改造之后, 达到了低至 12% 的最低负荷水平。²⁸

相比之下, 工业化国家在 10 到 20 年之前建立的发电厂的最低负荷水平为: 40% (无烟煤) 到 60% (褐煤)。²⁹

与褐煤和无烟煤发电厂相比, 燃气发电厂的最低负荷和启动时间要少得多, 爬坡率则更高, 因此能够提供更高的运行灵活性。但是, 它们通常会受到排放规定的限制, 因为低输出量运行往往会排放更多的有害气体。³⁰随着德国逐步淘汰煤炭和核能, 再加上对系统灵活性的需求的不断增加, 燃气发电厂的作用可能会进一步加强。

技术上, 热电联产电厂的最低负荷水平与使用相同燃料和/或技术的非热电联产电厂相当, 但通常受限于满足用热需求的目的。³¹

蒸汽发电设备, 例如燃煤发电设备、燃气涡轮机和联合循环燃气轮机 (CCGT) 的爬坡率和启动时间, 受限于蒸汽循环中的热应力。在褐煤电厂中, 通常利用燃烧热来干燥褐煤。这一点进一步限制了其爬坡率: 低负荷下, 可干燥的褐煤数量较少, 所以机组从低负荷开始提升负荷水平的过程需要花费更长的时间。联合循环燃气涡轮机的灵活性在很大程度上取决于其对于蒸汽循环的设计。在很大程度上, 德国联合循环燃气轮机通常是提供运行灵活性而设计的中等边际成本电厂, 因此可以相当灵活的运行。这与爱尔兰或者美国的某些机组不同, 这些机组最初就是仅针对基础负荷运行而设计的。³²

主要技术解决方案

为了改进系统灵活性, 电网必须通过各项措施和投资, 让发电厂能够扩大负荷调节范围、以更低的最低负荷运行, 更快速的达到最低负荷, 并能应对更加频繁的负荷变化。这些措施可以作为灵活性改造投资项目的一部分来落实。

下表提供了一份全面的清单, 列出了能提高燃煤发电厂运行灵活性的技术解决方案。³³

⁵ HD: 重载燃气涡轮机。

⁶ AD: 航改燃气涡轮机。

⁷ LMS100 - (Land Marine Supercharged) 是 Ge Distributed Power 生产的航改燃气涡轮机。产量大约为 100 兆瓦。

⁸ 最高 20%

(较) 小涡轮机的 P_n。

表 6. 燃煤电厂改造的选项、其提升灵活性的效果及其局限

选项	最小负载	启动时间	爬坡率	局限
间接燃烧	✓		✓	燃烧稳定性
双机组运行转换为单机组运行	✓			水-蒸汽循环
控制系统和电厂工程改造升级	✓		✓	燃烧稳定性/热应力
配备干燥褐煤点火锅炉的辅助点火	✓		✓	燃烧稳定性和锅炉类型的选择空间
用于给水预热的蓄热装置	✓			无
更新改造		✓	✓	无
优化的控制系统		✓		热应力
薄壁组件/特别涡轮机设计		✓		机械应力和热应力
“新”的涡轮机启动方式		✓		涡轮机类型的选择空间
减少关键组件的壁厚			✓	机械应力和热应力

来源：Agora Energiewende 2017a, 76.

也有一些优化热电联产电厂灵活性的具体改造选项。其目的是提高电厂调节电力生产的能力，同时并不削弱电厂提供必要热能的能力。³⁴这意味着热电联产电厂将采用以电力为本的运行方式，而不是典型的遵循用热需求的运行方式。在此种运行方式下生产的电力只是热能的副产品。³⁵ 优化热电联产电厂的最重要措施包括：³⁶

- 另安装一个（小规模）锅炉设备以额外产生热能
- 蓄热技术允许热电联产电厂生产出过剩热力，在一定期限内储存热力，然后在热力产量较低时使用储存的热量。
- 电转热设备（PtH）使用电力生产热力（例如电热锅炉）

热电联产电厂改造投资范例

投资内容	对灵活性的影响
安装锅炉	降低最低负荷
蓄热设备	优化启动性能
电转热设备（电热锅炉）	提高爬坡率

采用背压蒸汽涡轮机的热电联产电厂灵活性较低，采用抽汽式凝汽涡轮机的热电联产电厂灵活性较高，两者相比，前者更能通过蓄热提高灵活性。³⁷ 燃煤电厂的改造选项具有以下局限性：

- 以更低的最小负荷运行比频繁启动更高效、更灵活
- 无烟煤和褐煤发电厂所用锅炉的燃烧稳定性限制了最低负荷的降低
- 发电厂容许的热应力和机械应力限制了启动时间的缩短

- 提高爬坡率的主要瓶颈是爬坡过程中的热应力和机械应力，这些会缩短组件寿命。在设计阶段，锅炉壁厚的选择就要在追求能效的厚壁、承受快速温度变化率的薄壁之间权衡。后者意味着更高的爬坡率。厚壁锅炉的快速温度变化会引发热应力，而热应力是启动时间和更高爬坡率的限制因素。³⁸

主要市场和监管措施或者限制性法规

促进德国传统电厂灵活化最重要的市场和监管措施包括：

主要市场和监管措施

措施	影响
可再生能源的优先调度	传统电厂需要作出反应/运行灵活性的激励措施
电力交易价格波动性	运行灵活性的激励措施
更短的现货市场时间框架：2014年，可交易的合同缩降至15分钟，2017年，提前期降至5分钟	运行灵活性的激励措施
摒弃煤炭并在2038年之前完全退煤（2020年的决定）	采用提高发电厂灵活性的激励措施，即便这样会缩短寿命期

可用容量及其潜力

未来，非基荷波动性的进一步增加，新型灵活性措施（其中很多在此报告中有描述）的开发可能致使燃煤电厂冗余或者

至少会进一步降低其竞争力。这也适用于经过改造、提高了灵活性的燃煤电厂。适当的市场设计规则和化石燃料淘汰政策可能会助推此过程。

目前，德国所有传统电厂（将在 2022 年之前逐步淘汰的核电厂除外）的装机容量为 75 吉瓦左右。几乎所有（91%左右）燃煤电厂都是热电联产电厂（20.48 吉瓦）。大约 62.3%的褐煤电厂为热电联产电厂（13.3 吉瓦），接近 64.8%的燃气电厂为热电联产电厂（22.55 吉瓦）。³⁹

表 7. 德国传统电厂的装机容量

	装机容量	热电联产电厂的装机容量	热电联产的占比
无烟煤发电厂	22.5 吉瓦	20.48 吉瓦	91%
褐煤发电厂	21 吉瓦	13.3 吉瓦	62.3%
燃气发电厂	31.7 GW	20.55 GW	64.8%
总计	75.2 GW	54.33 GW	

来源：德国联邦网络管理局/SMARD Strommarktdaten.

成本

改造措施可能会导致运维成本增加。这些措施也会降低发电厂每个组件的使用寿命及其效率。⁴⁰ 燃煤电厂运营商选择采取改造措施的原因是在当前经常出现负电价（因再生能源上网的高优先级导致）的市场条件下，投资改造措施可以得到回报。

不同案例的投资成本存在巨大差异。2017 年，Agora 能源转型论坛（Agora Energiewende）执行了一项研究，估计燃煤发电厂的成本在 100-500 欧元/千瓦（单位装机容量价格）。^{41,42}

一般情况下，燃气发电厂的灵活性已经远超前于燃煤发电厂，且其灵活运行成本随着爬坡的陡度和长度而增加。此外，它们会受到气体燃料成本的影响，尤其是在依赖进口液化天然气（LNG）的市场上。⁴³因此，无法完成总成本估算。

热电联产电厂的运营商会收到为电网供电的固定热电联产补贴。补贴可以刺激以发电为本的运行，抵消提高/提供灵活性的成本。电厂规模不同，此种补贴的金额也不同，在 3.1 到 8.0 欧分/千瓦时之间。使用可再生能源的热电联产电厂也可选择获得此种《可再生能源法案》报酬。⁴⁴

2.2 生物质和沼气电厂

生物质和沼气电厂是德国另一个灵活性来源，与传统电厂相比有很多优势。生物质和沼气燃烧产生的温室气体没有化石燃料多。作为可调度电厂，它们为波动性可再生能源（风能和太阳能光伏）提供了充分的补充。生物质原料的种植过程可能会对环境产生不利影响，例如培养单一作物、使用农药，

且可以用于种植生物质原料的农业用地也有限。因此，欧盟（EU）通过了一系列可持续性标准限制其使用。

主要技术解决方案

在德国，使用固体生物质（主要是木材）作为燃料的机组通常作为热电联产机组运行。它们和采用化石燃料的热电联产机组拥有相同的灵活性限制。上文描述的传统电厂的所有改造选项也适用于基于生物质的电厂。

一般情况下，沼气电厂使用连续产出的沼气在基础负荷下运行。它所附带的储能容量通常只够供给数小时（缓冲储能设备）。在相同的燃料输入量（来自相同的沼气池）下，更大的储能容量和/或额外的发电机有助于实现更大的灵活性。德国现行的支持计划有利于增加额外发电机的选项，能够让缓冲储能设备更灵活地运行。⁴⁵根据此项计划，电厂运营商仅可从额外安装的灵活性容量中收到补贴。

生物质和沼气电厂在德国电力系统中履行以下功能：

生物质和沼气电厂在德国电力系统中的作用

市场相关功能		与市场相关、服务电网的功能	
移峰或负荷转移 削峰或负荷调节	现货市场交易（套利）	辅助服务	提供一次和二次调频 整合到虚拟大型电池或者虚拟电厂（VPP）中
平衡责任方/补偿能量	向平衡责任方出售电力以补偿与计划表的短期偏差		

主要市场和监管措施或者限制性法规

目前，没有推进生物质电厂灵活运行的任何激励措施，电力交易价格除外。

为激励沼气电厂运行灵活性而采取的主要监管措施包括**灵活性溢价**（Flexibilitätsprämie），2014 年被**灵活性补贴**（Flexibilitätszuschlag）所取代。

可用容量及其潜力

2018 年，德国生物质电厂的装机容量为 8 吉瓦，沼气电厂的装机容量为 5.6 吉瓦。⁴⁶到 2030 年，改造和灵活化/扩建的潜力会达到+/-16 吉瓦。⁴⁷正潜力意味着增加容量，而负潜力意味着要减少容量。

成本

沼气电厂灵活性改进的投资成本可能源自于灵活性溢价和灵活性补贴：

- 2014 年 7 月 31 日之前投入运行的机组，补贴持续期为 10 年，130 欧元/千瓦/年

- 2014年7月31日之后投入运行的机组，补贴持续期为20年，2017到2021年为40欧元/千瓦/年
- 2014年7月31日之后投入运行的机组，补贴持续期为20年，2021年之后为40欧元/千瓦/年⁴⁸

2.3 抽水蓄能电站

抽水蓄能是在德国及全世界范围内，用于平衡可再生能源发电量波动性的最常见技术。目前，这也是除大型电池之外，唯一一项可大规模储存电力的技术。⁴⁹其运行和进一步扩建因合适的水库有限，和其对环境的影响（例如鱼类保护），而受到限制。

主要技术解决方案

在电力需求较低时，抽水蓄能电站使用水力发电将水抽取到更高海拔的水库内，以储存电力。在电力需求较高时，水通过涡轮机流回，产生电力。⁵⁰因此，抽水蓄能电站可以通过涡轮机运行生产电力，供应峰值负荷。

抽水蓄能电厂的效率通常在70%到85%之间。⁵¹现代化抽水蓄能电厂的负荷水平可在满负荷抽水 and 满负荷发电区间内连续调节。纯靠水力推动的短回路运行，使其可以在大约30秒内完成从发电状态到泵抽运行的切换，反之亦然。⁵²发生电网故障时，大多数抽水蓄能设施可以快速投入运行。⁵³从停机状态到满负荷状态所用的启动时间在75秒到110秒之间，而从部分负荷状态到满负荷状态仅需几秒钟。⁵⁴提高灵活性的主要技术措施包括扩大上水库容量和增设涡轮机。

抽水蓄能电厂在德国电力系统中履行以下功能：

抽水蓄能电厂在德国电力系统中的功能		与市场相关、服务电网的功能	
市场相关功能			
移峰或负荷转移	短期日蓄能 现货市场交易（套利）	辅助服务	黑启动能力
削峰或负荷调节			提供一次和二次调频
平衡责任方/补偿能量	短期日蓄能 向平衡责任方出售电力以补偿与计划表的短期偏差		整合到虚拟大型电池或者虚拟电厂中

主要市场和监管措施或者限制性法规

目前，没有推进抽水蓄能电站灵活运行的任何激励措施，电力交易现货市场价格除外。当前现行对抽水蓄能电站发展不利的规定，也被称为**双重负担**，降低了抽水蓄能电厂的盈利能力。在整个抽水蓄能过程中，电厂运营商必须向终端消费者支付两次费用：一次是在消耗电力来抽水之时，另一次是在向电网馈入电力之时。这种情况在很大程度上妨碍了新抽水蓄能电站的建设。同样的监管障碍适用于所有从电网提取电力、之后由向电网馈返电力的储能系统，尤其是大型电池（LSBs）和电力多元转换（PtX）。

可用容量及其潜力

2020年，德国抽水蓄能电厂的总储能容量为37吉瓦时，⁵⁵总装机容量为大约6.7吉瓦。⁵⁶另有2.9吉瓦位于奥地利和卢森堡，但与德国电网相连接。⁵⁷2015年，德国抽水蓄能电厂储存的电力为8太瓦时⁵⁸，德国的总发电量为647太瓦时，相对占比为1.2%。⁵⁹

抽水蓄能电厂提供了德国的大部分储能容量：

表 8. 德国截至2018年，不同储能方式的装机容量

	总计	抽水蓄能水力发电	大型电池	小型电池储能	压缩空气储能	电力多元转换 (PtX)
安装（吉瓦）	8.31	6.7 (a)	0.45 (b)	0.5 (b)	0.32 (c)	0.34 (d)
比例	-	80.6%	5.4%	6%	3.8%	4.09%

来源：

- (a) dena a（现行）。
- (b) Figgner 等人。2021, 11（2019）。
- (c) Yanan 等人。2020, 21（2018）。
- (d) dena 2020, 33（2017）。

据估计，德国的抽水蓄能系统在较远的未来可提供大约2太瓦时的储能容量。⁶⁰基于规划的项目，到2025年，总装机容量可能达到8.6到12.7吉瓦。⁶¹在当前规划的项目之外，还存在进一步的技术潜力；但是，只有较少的地点具有充分的经济潜力，而此类地点都几乎已被开发利用。⁶²

成本

基于2014年的估计值，抽水蓄能电站的成本结构如下所示：⁶³

- 固定成本：2.86欧元/千瓦/年
- 与发电量相关的变动成本：0.56欧元/兆瓦时（不包括电力采购成本）
- 涡轮机每次启动的变动成本：3.34欧元/兆瓦
- 水泵每次启动的变动成本：8.95欧元/兆瓦

2.4 电池

电池是将能量以化学形式储存在电池内并在需要时将其转化为电能的电化学储能装置。电池可能具有不同性质、尺寸和类型，主要是锂离子、铅酸、钠硫和氧化还原液流。⁶⁴它们的优势是可快速、动态调整以应对高负荷、提供短期电力或者灵活性。电池可以提供电力和灵活性的时间短则在几秒内甚至在不到1秒的时间内，长则至少30分钟。⁶⁵政策措施支持下竞争日趋激烈的电力市场、可再生能源发电量的增长以及巨大的技术进步，都使电池成为所有灵活性选项中增长最快的一个。

在此报告中，我们区分了小型电池和大型电池。**小型电池**是充电/放电容量不到50千瓦或者储能容量不到50千瓦时的电

池——尽管尚不存在标准化的分类。⁶⁶充电/放电容量超过 50 千瓦或者储能容量超过 50 千瓦时的电池被认为是**大型电池 (LSBs)**。⁶⁷

小型电池

主要技术解决方案

小型电池通常用于短期储能，尤其是日常使用的家用储能。小型电池在家用情景下通常会与电动汽车和热泵结合使用。⁶⁸其主要功能见下：

小型电池在德国电力系统中的功能		与市场相关、服务电网的功能	
提高自给自足的水平 降低电价 移峰或负荷转移 削峰或负荷调节	短期日储能 现货市场交易（套利）（主要是在整合到虚拟大型电池或者虚拟电厂之后）	辅助服务 参与批发市场	整合到虚拟大型电池或者虚拟电厂中
不间断电源 (UPS)	黑启动能力 孤岛模式		

2015 年，新的商业模式开始出现，通过整合多个家用储能，以虚拟电厂（VPP）的形式提供一次调频。目前，有多家公司提供此项服务，但它依然份额很小。⁶⁹

虚拟电厂（VPPs）

虚拟电厂是由风能、太阳能光伏和热电联产等分散式、中等规模发电机组，以及灵活电力消费者和**储能系统**构成的网络。机组依然具有独立的运行和所有权，但也可通过远程控制机组，经由虚拟电厂的中央控制室彼此互联。中央控制室监督、协调和控制所有相关资产的调度，以智能地优化和分配发电或耗电。它也负责在电力交易所进行电力交易。

虚拟电厂的总体目标是减少峰值负荷，从而减少对二次调度和**可再生能源**限电的需求，减少电力套利，提供调频辅助服务。总的来说，小型的个体发电设备无法在批发市场上提供**调频辅助服务**或者提供灵活性，因为它们可变性太高，或者无法满足参与电力市场的最低投标规模及其他标准。

个体发电设备和虚拟电厂之间的双向数据交换提供了联网设备容量使用的实时数据。此外，虚拟电厂的中央控制系统也处理与电力交易所现行价格、天气和价格预测相关的数据，也处理系统运营商提供的电网信息。使用智能算法，此种信息可用于产生精确的个体预测，用以交易电力，安排可调度的电厂和负荷。

来源：基于 Next Kraftwerke c.

用于家用储能的小型电池几乎全部是锂离子电池（> 99%）。此类电池的安装成本高，但其在整个功率范围内的效率也高，只有在超低输出的情况下才效率低下（<5%-10%）。⁷⁰

主要市场和监管措施或者限制性法规

以下框架条件推动了小型电池在德国使用量的上涨：⁷¹

- 住宅所有人可以选择：向电网输送电力，以收取上网电价（截至 2021 年，大约为 7.5 欧分/千瓦时）；自给自足，避免支付电价（截至 2021 年，大约为 30 欧分/千瓦时）。电池有助于改善源自太阳能光伏发电装置和小型风电装置的电力自用模式。
- 低于 25 千瓦的小型太阳能光伏系统须配备换流器，将有功功率馈电限制在光伏容量的 70%（如果无法远程调度），这为安装电池系统以服务电网的做法提供了额外的激励。

可用容量及其潜力

欧洲已安装的总电池容量中的大约 66%位于德国。⁷²德国小型电池的年新装数量从 2015 年的 20,000 个增长到了 2019 年的大约 60,000 个。⁷³2021 年，德国新装住宅电池的数量可能达到 150,000 个。⁷⁴根据德国储能协会的数据，目前德国居民安装了超过 300,000 个储能系统，2019 和 2020 年的平均安装规模约为 8-9 千瓦时。⁷⁵2018 年，大多数新装电池（大约 55%）都与太阳能光伏屋顶系统配合运行；⁷⁶此数量目前已增加到 70%。⁷⁷

小型电池的总容量增长了六倍，从 2015 年的 210 兆瓦时⁷⁸增长到了 2020 年的大约 2.3 吉瓦时。⁷⁹实际上，德国小型电池的预期潜力是无限的。⁸⁰

成本

2019 年，装机容量在 5 到 10 千瓦时之间的电池的零售价格在 900 到 1100 欧元/千瓦时之间。⁸¹

小型电池极具灵活性。低负荷、频繁启动和高爬坡率无需花费额外成本。⁸²

大型电池（LSB）

主要技术解决方案

大型电池可能在德国电力系统中履行多项功能：⁸³

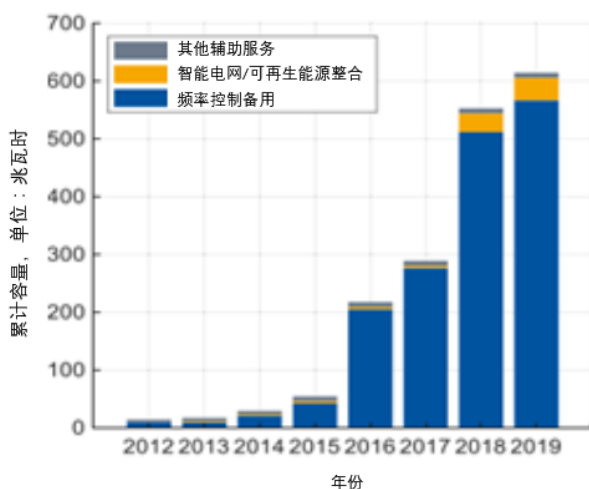
用户相关功能		市场相关功能		与市场相关、服务电网的功能	
提高自给自足的水平 降低电力成本	区域性解决方案* 太阳能光伏/风电场或者传统电厂的发电侧电池（以其他方式消纳弃电/被二次调度的电量） 基于与电价折扣的不同规定优化电网费用	移峰或负荷转移 削峰或负荷调节	现货市场交易（套利） 整合到虚拟大型电池或者虚拟电厂中	辅助服务 黑启动能力 提供一次调频辅助服务 整合到虚拟大型电池或者虚拟电厂中 <i>Grid Booster</i>	
不间断电源	黑启动能力 孤岛效应	平衡责任方/补偿能量	向平衡责任方出售电力以补偿与计划表的短期偏差		

*区域性解决方案：在特定区域内，为社区供能的不同类型的能源相关服务。德语：*Quartierlösungen*。

这些功能可以通过单独利用大型电池实现，也可以通过搭配可再生能源或传统电厂实现。

目前，大型电池主要用于短期储能，提供一次调频辅助服务。大约 600 兆瓦的一次调频辅助服务被竞拍。近年来，一次调频辅助服务市场几乎全靠大型电池支撑，因为其成本低于其他调频服务提供者，例如传统发电机、水力发电和抽水蓄能水电。因此，市场已经达到饱和，提供一次调频的大型电池储能容量预计不会再进一步增加。⁸⁴

图 6. 德国大型电池容量的发展，根据应用领域列示



缩写词的解释：

AS: 辅助服务
SG: 智能电网
RE: 可再生能源
FCR: 频率控制备用（一次调频）

来源：Figgenger 等人。2021，18。

但是，大型电池的其他使用实例也在发展，预计会茁壮成长。这些使用实例包括使用电池作为电网助推器（*Grid Booster*）、增加电力自用或减少峰值负荷的工业应用、参与其他辅助服务市场以及电价套利。但是，这些应用领域目前大多数仅有试点项目，还没有一种达到可商用阶段。⁸⁵

大约 70% 已安装的大型电池为锂离子电池。此类电池的安装成本高，但其在整个功率范围内的效率也很高，只有在超低输出的情况下才效率低下（<5%-10%）。⁸⁶

主要市场和监管措施或者限制性法规

与小型电池相比，大型电池要面对多种经济障碍。不仅没有推广其应用的重要激励措施，而且监管也不成体系，缺乏一致性。与抽水蓄能及电力多元转换（PtX）设施一样，大型电池发展也将面临双重负担这一经济障碍。尽管如此，自 2016 年起，德国大型电池的装机容量还是取得了大幅增长。其原因是电力市场上的竞争与日俱增、可再生能源发电量的大幅增长以及电池技术的巨大进步和显著的成本降低。⁸⁷ 大型电池取得巨大成功的一个应用领域是辅助调频市场。如前文所述，预计其他使用实例未来也会取得发展。

可用容量及其潜力

自 2013 年起，德国的大型电池装机量经历了前所未有的增长，在 2019 年达到了 450 兆瓦以上。⁸⁸ 同一年，所有大型电池项目的总容量累积达到 450 兆瓦时。⁸⁹ 因为投资成本的快速下降以及一次调频的价格变化，自 2016 年起，大型电池取得了极高的增长率。⁹⁰ 实际上，德国大型电池的预期潜力是无限的。⁹¹ Navigant 的预测指出到 2028 年，总装机容量相比 2019 年将增长 11 倍，达到 5,000 兆瓦。⁹²

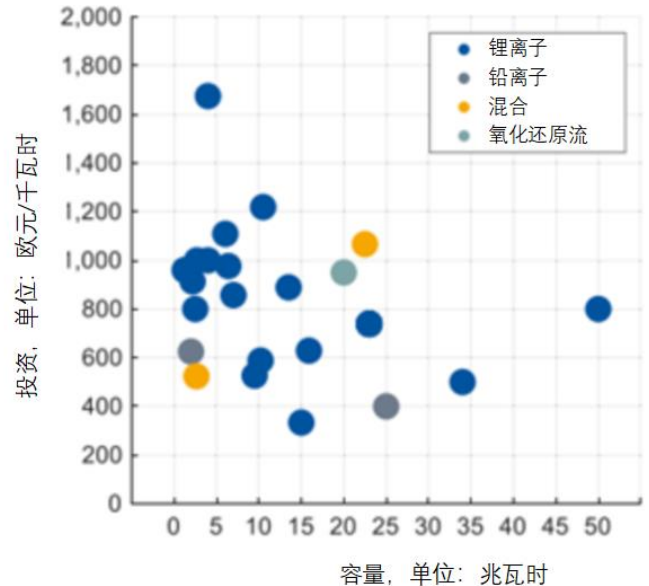
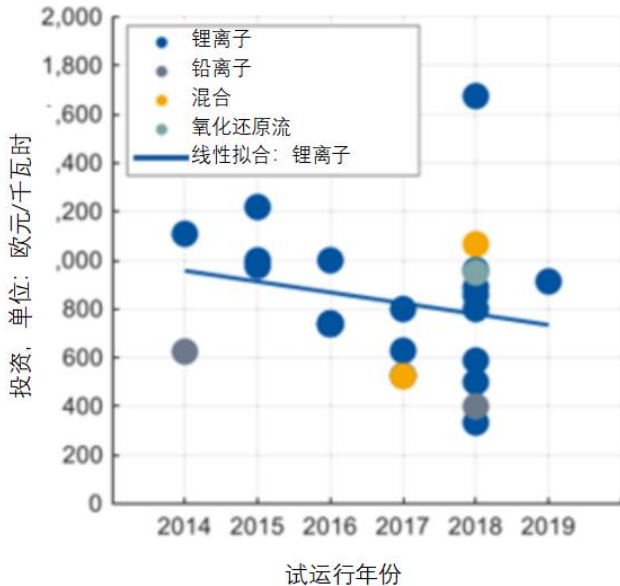
成本

投资成本相差悬殊，并取决于成本的构成，如电力电子、建筑物、土地、电网连接和增值税。趋势线表明在 2014 到 2019 年期间，大型电池的投资价格在每千瓦时装机储能容量 700 到

1000 欧元之间（呈下降之势）。⁹³在装机容量方面，投资成本的范围最高达到 1,500 欧元/千瓦。⁹⁴

大型电池极其灵活。低负荷、频繁启动和高爬坡率不会造成任何额外成本。⁹⁵

图 7. 大型电池投资的发展，按时间（左）和按储能容量（右）



来源：Figgenger 等人。2021，11

2.5 电力多元转换 (PtX)

电力多元转换 (PtX) 指的是用于将电能转化成氢或甲烷形式的化学能 (电转气 PtG)，或者液体燃料 (电转液 PtL)，或者热能 (电转热 PtH) 的各种技术。⁹⁶因此，此种技术可用于取代传统的化石燃料和化工原料、用于部门耦合之目的，或者以大型储能设施的形式作为一项灵活性措施，尤其是电转气。但是，电转气和电转液尚未在德国得到广泛应用，因为其成本高昂，且必须对监管体系进行复杂的改革。大多数电转气和电转液设施都是试点项目，而大多数商业化电力多元转换 (PtX) 项目都是电转热设施。

主要技术解决方案

电转气是最广泛实施的技术，截至 2021 年，正在运行的电转气工厂有 72 个。大多数电转气厂站都是为工业部门服务，尤其是化学行业、精炼厂和制氨。到目前为止，经济可行性较低的其他应用是用于供热、恢复供电或者交通等目的。⁹⁷电解效率大约为 77%，甲烷化结合电解已达到 62% 的效率。

关于电转液，只有非常少的生产合成燃料的试点项目，其中没有一个项目达到可以商业用的水平。⁹⁸

电转热是德国第二广泛实施利用的电力多元转换 (PtX) 技术。2019 年初，德国安装了 36 个大型电转热模块——大多数位于市政公用设施内。⁹⁹用于热生成的两项主要技术是热泵和大型电热锅炉。可在住宅及商业建筑物内，以分散的方式生产热能，或者在馈入区域供热网络前集中生产热能：德国存在多个此类工业和商业项目。含水层内的蓄热可以帮助解决供求

的季节性变化。¹⁰⁰热泵效率是电转气设施效率的 4 到 19 倍，因为不存在转换损耗。¹⁰¹

电力多元转换 (PtX) 的功能与电池的功能类似。

主要市场和监管措施或者限制性法规

到目前为止，对电力多元转换 (PtX) 的支持主要是采用资助研究项目的形式。2020 年，德国政府通过了“国家氢能战略”，强调了已规划的竞争性氢市场的开发步骤，为研究和市场产能提升项目提供额外的资金。¹⁰²欧盟委员会也做出了类似的努力，于 2020 年通过了“实现欧洲气候中和的氢战略”。¹⁰³最近，还基于与天然气网中最大容许含氢量相关的新近分析，更新了相关条例。¹⁰⁴

可用容量及其潜力

未来几年间，电转气装机容量预计会增长，2021 到 2025 年的电解槽计划装机容量至少为 494 兆瓦，¹⁰⁵增长量巨大，因为 2017 年，已安装或者规划中的电转气项目的登记容量仅为 34 兆瓦。¹⁰⁶截至 2021 年，德国运行中的电转气厂站有 72 个，其中大部分仅为规模只有数兆瓦的试点项目。¹⁰⁷

德国电转气的预期潜力非常高。到 2050 年，其装机容量在 3 吉瓦到 10 吉瓦之间。¹⁰⁸如果不考虑以其他方式浪费的、电转气设施可以吸收的可再生能源的潜力，则其潜力实际上是无限的¹⁰⁹。

德国的电转热设施的总产量约为 555 兆瓦。截至 2020 年，德国运行中的电转气厂站有 36 个，其中大部分已投入商业使用，规模在 0.5 到 60 兆瓦之间。¹¹⁰

与电转气的情况类似，德国电转热技术的预期潜力非常高，如果不考虑以其他方式浪费的、电转热设施可以吸收的可再生能源潜力，实际上电转热技术将有无限潜力。

成本

电转气：整个**电解槽**系统的应用级解决方案的投资成本在 400 美元/千瓦耗电量到 1,400 美元/千瓦耗电量之间。¹¹¹

使用燃料电池**恢复供电**使得投资成本：

- 小于 400 千瓦的较小规模、移动应用为 200 美元/千瓦耗电量到 700 美元/千瓦耗电量之间，
- 100 千瓦到数兆瓦的较大规模、固定燃料电池为 3,000 美元/千瓦耗电量到 6,000 美元/千瓦耗电量之间。¹¹²

电转液：因为试点项目数量少，所以没有关于投资成本的可靠数据。¹¹³

电转热：投资成本因规模和技术不同而相差巨大。主要用于区域供热网络的**电热锅炉**的投资成本在 75 欧元/千瓦到 100 欧元/千瓦之间，高温应用下为 100 欧元/千瓦到 200 欧元/千瓦之间。总的来说，对于使用热电联产或者电热锅炉的大型工厂尤为有利可图，因为按照调频辅助市场上的当前价格，此类工厂只需几年时间就能摊还。¹¹⁴较小规模的分散式工厂被证明经济盈利性较低，因为此类工厂需花费更高的特定成本才能获取相同的特定收入。

对小规模应用来说，住宅**热泵**是最常见的。气源热泵的价格大约为 1,200 欧元/千瓦，地源热泵为 1,750 欧元/千瓦到 2,100 欧元/千瓦之间。¹¹⁵

3 需求侧灵活性选项

需求侧灵活性（DSF）的目的是使耗电量与发电量更加匹配。取决于消费者的规模，中小企业的**工业需求侧灵活性**、**商业需求侧灵活性**与**居民需求侧灵活性**之间存在差别。

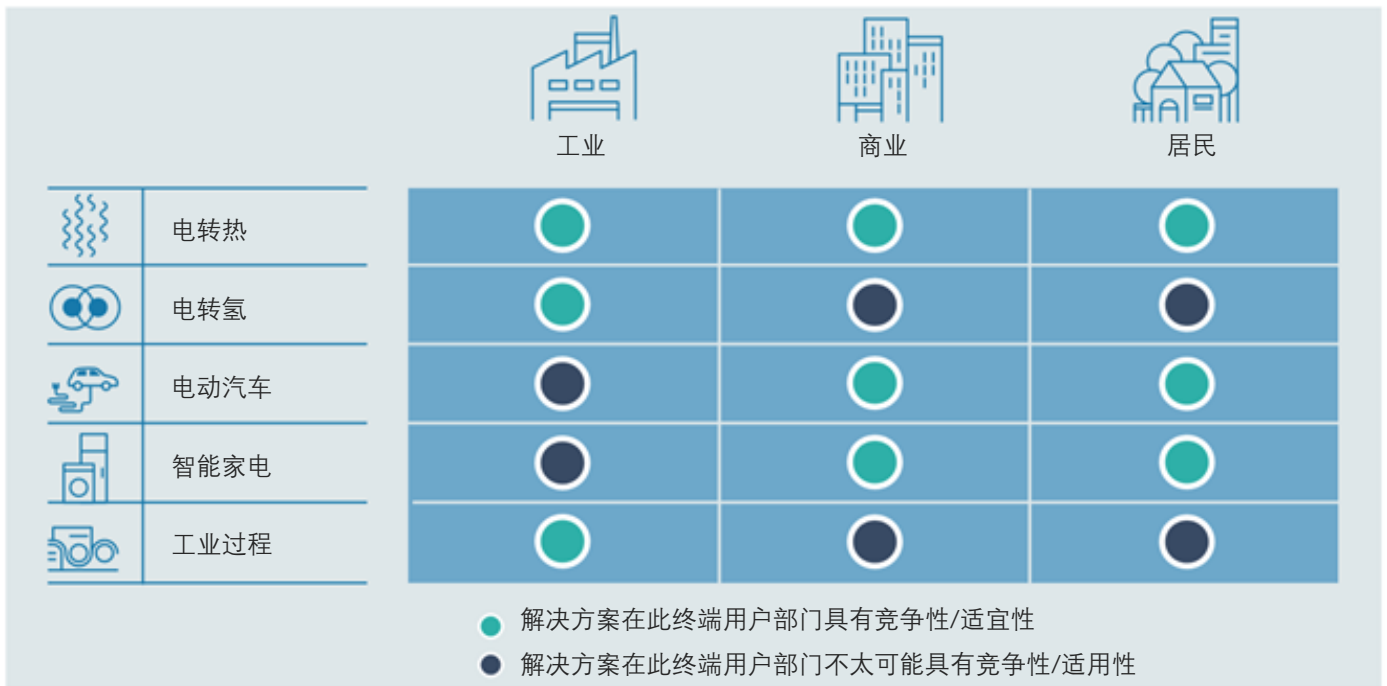
需求侧灵活性涉及对用电负荷的主动管理，且在很多情况下，都是自动管理，是为了响应外部价格信号或者通过合同约定的切换信号。¹¹⁶在此方面，以下类型的需求侧灵活性措施是最常见的：¹¹⁷

- 临时消费调整——将消费转移到高可再生能源发电时段
- 性能的变化——在峰值负荷时期减少消费，在较低负荷时期增加消费

可行的需求侧灵活性潜力描述了公司或者居民能够且愿意在特定市场条件下提供的灵活性。¹¹⁸因此，在计算可行的需求侧灵活性潜力时，需要同时考虑技术和经济条件。

更高层次的灵活性在很大程度上取决于相关框架的制定，通过框架让电力用户——尤其是能源密集型行业——能够最大化自身潜力，并响应系统需求。某种形式的灵活性激励信号，例如市场价格，必须存在。此信号应该反映系统需求，而不应该规定技术或提供服务的供应商。这种方式可被描述为灵活性的“**公平竞争环境**”。¹¹⁹因此，**技术中立**的方式促成了不同需求侧灵活性技术在不同终端使用部门的使用。

图 8. 需求侧灵活性技术图，按终端使用部门列示



注：竞争性/适用性是基于解决方案相比同一部门其他解决方案的廉价性。例如，除了绿氢之外，工业部门很少有其他可再生能源选择，而对商业用户和居民而言，使用可再生能源实现直接电气化是成本更低的选择。因此，工业部门通过制氢中获得需求侧灵活性的潜力可能更大。

来源：IRENA 2018a, 13

3.1 工业和商业需求侧灵活性

主要技术解决方案

工业和商业需求侧灵活性可以在德国电力系统中履行以下功能：

工业和商业需求侧灵活性在德国电力系统中的功能

用户相关功能		市场相关功能		与市场相关、服务电网的功能	
降低电力成本	基于与电价折扣的不同规定优化电网费用	移峰	现货市场交易（套利）	辅助服务	提供一次调频 提供其他辅助服务
负荷转移		削峰			
负荷调节		平衡集团管理/ 补偿能源	向平衡责任方出售电力以补偿与计划表的短期偏差		

主要市场和监管措施或者限制性法规

近年来，德国和欧洲的需求侧灵活性市场取得了长足的发展。需求侧灵活性提供调频服务的进场条件改善了。因供电商之间更加激烈的竞争，很多供电商都引进了灵活合同。企业已经开始利用这种发展，组建**聚合商或虚拟电厂**参与批发市场、辅助调频市场及其他辅助服务市场，例如可中断负荷。

低批发电价无法刺激企业推动其电力消费的变得更加灵活。中期内，当可再生能源进一步扩张，取代了更多传统发电容量，从而发出更有力的市场价格信号之时，这种状况可能会有所改变。

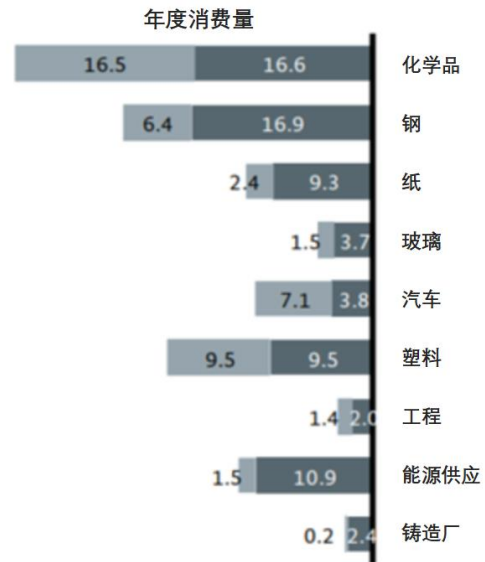
可用容量及其潜力

在化学、钢铁和玻璃等能源密集型行业，工业需求侧灵活性的技术潜力尤其突出。额外的市场包括供水、木材、建材和食品行业的需求侧灵活性。

这种潜力已在一定程度上被挖掘出来。图 9 展示了 2019 年德国工业部门具有/不具有需求侧灵活性的电厂的年度耗电量。有负荷管理的耗电量远超无管理的耗电量，达到 75.1 太瓦时。

¹²⁰

图 9. 2019 年德国工业部门具有/不具有需求侧灵活性的电厂的年度消费量，单位太瓦时



说明：

浅灰色：不具有需求侧灵活性的电厂的年度耗电量
深灰色：具有需求侧灵活性的电厂的年度耗电量

来源： Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt 2019, 220.

德国可中断负荷的容量达到大约 2,416 兆瓦。

德国工业部门需求侧灵活性的预估技术潜力为 5 到 15 吉瓦¹²¹，中小企业为 3 到 10 吉瓦。¹²²可对此种技术潜力进行经济性开发的范围取决于开发成本和可以获取的收益。

成本

对大多数公司而言，提供灵活性的高机会成本意味着它们只能在有限的范围内出售需求侧灵活性。可以预期，在不久的将来由于核能和煤炭的逐步淘汰，会出现更有力的需求侧灵活性的价格信号以及因此更高的灵活性需求。¹²³

关于需求侧灵活性的成本，必须区分提供服务的必要投资和可变的利用成本（负荷减少或增加）。不同终端使用部门的投资成本不同，可变负荷缩减成本在 0 到 500 欧元/兆瓦时之间。¹²⁴

必须对负荷转移和负荷减少命令进行进一步区分。2015 年，大多数订单为负荷转移命令。在某种程度上，此项的变动成本非常低，即 0 到 100 欧元/兆瓦时。负荷减少订单的成本至少为 350 欧元/兆瓦时，比如，在造纸行业，峰值可达到 2,000 欧元/兆瓦时。¹²⁵

3.2 居民需求侧灵活性

主要技术解决方案

居民需求侧灵活性的范例包括**电动汽车**的灵活充电和**热泵**的灵活使用，以及较小程度上，其他**家电**装置作为智能设备的使用。居民需求侧灵活性有潜力实现与工商业需求侧灵活性类似的功能。居民需求侧灵活性的主要机制是消费者对价格信号做出反应，例如通过波动的消费者电价。¹²⁶

主要市场和监管措施或者限制性法规

要开发居民需求侧灵活性的潜力，存在各种可能的解决方案，从手动、半自动到自动的方式，取决于消费者就（经济）激励因素作出反应、在特定时间使用电力的自由度有多高。¹²⁷德国已经讨论过或者正在讨论不同的激励因素和商业模式，并通过试点项目加以验证，以期实现更大的居民需求侧灵活性，包括：¹²⁸

- 引进基于现货市场价格的波动终端用户电价（例如分时电价或实时定价）
- 基于现货市场价格的可再生能源征税（*EEG-Umlage*）的灵活化
- 电网收费的灵活化
- 灵活性奖金
- 灵活性市场
- 所有此类不同工具的智能及协调混合

居民需求侧灵活性一个必不可少的前提条件是是否有合适的计量系统。¹²⁹德国引进这种系统的第一步是颁布法律强制要求引进智能计量系统（智能电表）及其他数字技术。关于加强居民需求侧灵活性在能源转型中的作用所需的监管体系，是目前引起激烈辩论的一项主题。辩论的核心话题是居民能否以及如何提供灵活性、适当的激励和措施有哪些以及如何防止增加电网需求所造成的**应用同时使用（simultaneity of application）**。

可用容量及其潜力

德国的居民需求侧灵活性仍有巨大的潜力有待开发。很多研究和试点项目在测试居民需求侧灵活性措施的可能性，并确定其技术上的和经济上的可行性。¹³⁰目前主要的应用领域是**电加热**（蓄热加热器、热泵及其他电加热装置）。配电系统运营商（DSO）和小型电力消费者可以订立**负荷控制协议**，向配电系统运营商提供可管理消费者某个电气装置电力消费的权利。反过来，电力消费者可以从配电系统运营商收取的折扣电网电价中获益。¹³¹根据 2019 年 Team Consult 针对蓄热加热器的估算，已签订负荷控制协议的电容量大约为 5 吉瓦、储能容量大约为 45 吉瓦时。¹³²

居民需求侧灵活性的技术潜力预计会高于工业和中小企业的**需求侧灵活性潜力**，在 7 吉瓦到 21 吉瓦之间。¹³³

成本

因为规模经济的原因，私人部门提供灵活性的成本远高于工业部门。¹³⁴气源**热泵**的成本大约为 1,200 欧元/千瓦，地源热泵为 1,750 欧元/千瓦到 2,100 欧元/千瓦之间。¹³⁵

在 2025 年之前，德国买家购买净价格 40,000 欧元以上的**电动汽车**，可收到购买补贴（9000 欧元）。如果将汽车的所有成本（购买价格、运维成本、价值损失减去购买补贴）考虑在内，电动汽车往往比内燃机汽车更便宜。不算购买补贴，基础的净采购价格大约在 31,000 到 200,000 欧元之间。¹³⁶

4 系统运行灵活性

除了用于自我优化的灵活性服务和/或为平衡责任方或电网运营商提供灵活性以外，电网运营商也会单方面采取灵活性措施，以稳定或者优化电网，提高其灵活性。¹³⁷我们将所有此类措施归为**系统运行灵活性**。它们可以是：

- **与用户相关**的——如果电网运营商自主采用灵活性措施，或者
- **与市场相关、服务电网**的——如果电网运营商有偿要求第三方提供特定服务，或者第三方应用特定措施提高其系统灵活性（例如可再生能源预测）。

这些措施包括：

系统运行灵活性在德国电力系统中的功能

用户相关功能	与市场相关、服务电网的功能
现有电网的更高利用率	二次调度和可再生能源限电
配电系统运营商和输电系统运营商之间的合作	先进的可再生能源发电预测
输电系统运营商之间的合作与协调	
跨境电力交易	
先进的可再生能源发电预测	

二次调度和可再生能源限电是**辅助服务**。但是，与采用基于市场方式组织的**自愿辅助服务**相反，它们并不是自愿服务。它们只是电厂运营商为满足系统运营要求而须承担的义务，可通过补偿获得酬报。

4.1 二次调度和可再生能源限电

二次调度和可再生能源限电是电网运营商采取的措施，主要是输电系统运营商，用于管理电网不平衡和过载。通常，采取此类措施的主要原因是输电电网的瓶颈。

二次调度只影响 10 兆瓦以上的传统发电厂，例如燃煤和燃气发电厂。输电系统运营商或配电系统运营商可以要求电厂运营商在电网瓶颈的其中一侧提高其发电量，而在另一侧减少发电量。¹³⁸

根据新条例“**二次调度 2.0**”，自 2021 年 10 月起，规模低至 100 千瓦的较小型可再生能源电厂和热电联产电厂被纳入到二次调度措施中。这是考虑到配电网瓶颈的实际及预期的增加，而造成此种增长的原因是可再生能源的进一步扩张、部门耦合以及新电力用户同时用电，例如电动汽车和热泵。可再生

能源电厂往往更临近过载地点，因此在解决电力供需不平衡方面相当有效。¹³⁹此种措施应该有助于减少二次调度成本。

可再生能源限电是与二次调度类似的程序，但它只会影响受《可再生能源法案》规管的可再生能源电厂和热电联产电厂。根据《可再生能源法案》，电网运营商可以**减少或者削减**接入其电网的 25 千瓦以上的可再生能源电厂和热电联产电厂所发电量。小于 25 千瓦的太阳能光伏系统，如果其有功功率馈电高于太阳能光伏容量的 70%，则可能会被限电（2021 年《可再生能源法案》章节 14 小节 1 和 2）。在 2021 年《可再生能源法案》修正前，只有超过 30 千瓦的可再生能源电厂和超过 100 千瓦的热电联产电厂可能会被限电（Next Kraftwerked）。自 2021 年起，较小规模的电厂也可能受到限电的影响。前提条件是利用专用的智能计量系统，让电网运营商（配电系统运营商）能够远程监督和控制馈入量（2021 年《可再生能源法案》章节 14 小节 1 和 2）。限电的目的是“确保供电电网的安全性和可靠性”（2021 年《可再生能源法案》章节 14 小节 1 和 2）。同时，电网瓶颈另一侧的电厂必须增加其馈入量。在输电电网出现瓶颈时，输电系统运营商（就可以请求配电系统运营商限电。一般输电电网出现瓶颈的频率高于配电电网¹⁴⁰。这种情况下，一开始由输电系统运营商承担成本（2021 年《可再生能源法案》章节 15）。

自 2021 年《可再生能源法案》修正后，电网运营商必须向电厂运营商支付赔偿，以补偿后者损失的所有利润。电网运营商将该成本包含到电网费用中，转嫁到了终端消费者身上。但是，它们必须证明限电是必要的手段，且已经尝试过了电网优化、加强和扩建等所有其他措施。

4.2 先进的可再生能源发电预测

关于可再生能源发电有更精确、精准的预测，减少了电网不平衡的发生频率。因此，采用短期、复杂且更加昂贵的灵活性措施的频率也会下降。可再生能源生产商、平衡责任方和电网运营商也有更多的时间规划、落实调整方案或干预，如在日内现货市场上，即刻购买电力或者出售过剩电力。近年来，基于人工智能和云计算技术等尖端科技，改进了与可再生能源相关的天气预测。预测区间可能从 5 分钟到 48 小时不等。¹⁴¹小时前预测的偏差范围在 3%到 6%之间，日前预测的偏差范围在 6%到 8%之间。¹⁴²

可再生能源生产商和电网运营商都可以使用先进的可再生能源发电预测。电网运营商可以使用此类预测更好地规划电网使用和需求侧措施，并落实灵活性措施。

4.3 现有电网的更高利用率

电网的技术性能可以通过加强或者扩建电网，或通过提高利用率优化电网加以改进。电网利用率则可以通过使用大型电池作为**电网助推器**和**动态输送容量（DLR）**提高。¹⁴³

电网助推器是快速电源，通常是大型电池，能够让线路负荷超出当前的稳定性限制。大型电池从电网瓶颈中的一侧吸收电力。与此同时，另一个大型电池在另一侧向电网馈入相同的电量。德国的三个输电系统运营商，即 Transnet BW、Amprion 和 Tennet，正计划在试点项目中建造及运行总容量为 450 兆瓦的电网助推器。德国联邦网络管理局在 2019 年电网

开发计划中，批准了此类电网助推器。¹⁴⁴通过落实电网助推器，输电系统运营商预计可再生能源限电率可减少 9%，最高可节省 2500 万欧元。¹⁴⁵

此外，电网助推器也可用作维持电压的**电网运营资源**。

动态输送容量 (DLR) 是根据环境气候对输电线路容量进行的动态调整（主要是增加）。正常情况下，输电线路与源自最不利条件下——无风且高环境温度——的标准（静态）容量彼此配合。但是，当天气条件更加有利时，则可以提高容量，意味着线路可以传输更多电力。测量可能的电网容量调整的方法有多种。在德国，所有输电系统运营商目前都在其电网中应用了动态输送容量，但比例各有不同。¹⁴⁶

4.4 配电系统运营商和输电系统运营商之间的合作

配电系统运营商和输电系统运营商之间的沟通、合作和协调能力提升不同电网电压等级之间的流量和灵活性管理水平。目前，德国配电系统运营商和输电系统运营商之间的合作是基于德国联邦网络管理局的 MaBiS 指导方针以及欧盟的输电系统运行指令。¹⁴⁷

之前提到的“二次调度 2.0”条例的出台加强了配电系统运营商和输电系统运营商之间的合作，因为接入配电网的较小发电机组（低至 100 千瓦）将被纳入到二次调度制度中。配电系统运营商将被要求把此类较小发电系统的运营商纳入到电网平衡中，评估灵活性潜力，并向输电系统运营商和平衡责任方通报灵活性潜力。¹⁴⁸

除了此类政策指导方针之外，也有测试配电系统运营商和输电系统运营商之间更先进合作方法的试点项目，例如，enera 项目。

enera 项目

enera 是“智能能源展示——能源转型的数字日程”（SINTEG）研究计划中的五个项目之一。此项目是针对**高比例可再生能源情景开发的保障能源供应安全、气候友好且高效的解决方案，并会大规模示范。进一步目标包括智能电网中所有参与方之间的互动、现有电网结构的高效使用以及降低配电网扩建的需求。**

enera 项目包括测试及开发电网运营商合作的解决方案，主要涉及以下合作伙伴：EWE NETZ GmbH、AVACON Netz GmbH 和 TenneT TSO GmbH。在此背景下，开发了电网阻塞管理的“灵活性市场”。此市场提供了一个市场平台，在发电或者耗电状况相比原计划和预测发生变化或者偏差时，电网运营商可在此平台上“交换”容量。此项目的经验可应用于“二次调度 2.0”背景下。

4.5 输电系统运营商之间的合作与协调

德国输电系统运营商的四个平衡区域通过**耦合点**彼此互联。如此可以将某个内陆**电力平衡责任区 (zone) / 区域 (area)** 的多余电力输送到另一个电力短缺的区域。相比独立的电网运营，这种方式更安全高效，技术更稳定，成本也更低。平衡责任区也可以在必要时断开连接，以避免某个区域发生重大短缺时出现全面瘫痪/断电。之后，平衡责任区可以继续作为

独立电网（孤岛）运行。¹⁴⁹

电力平衡责任区/区域

电力平衡责任区（或区域）是责任输电系统运营商管控输电电网稳定性的地理区域。德国四个平衡区，分别由 TenneT TSO GmbH、50 Hertz Transmission GmbH、Amprion GmbH 和 Transnet BW GmbH 管理。

通过耦合点可以对不同平衡责任区之间可能出现的不平衡进行灵活管理。为了协调不同区域，输电系统运营商于 2008 年设置了正式合作，并逐步扩大合作范围，将德国的四个输电系统运营商全都纳入其中。一个责任输电系统运营商，Amprion，管理和协调所有平衡区之间的电力流动。¹⁵⁰

输电系统运营商之间的合作是基于四项原则：¹⁵¹

- **避免调频的反向激活：**一个平衡区的多余电力可以转移到另一个平衡区。
- **共同测量调节能源需求：**输电系统运营商共同确定所有平衡区的最优调节能源数量，并在需要时，向其他平衡区提供能源调节。
- **二次调频备用的联合采购：**尚未使用。其目的是让个体供电商能够在所有平衡区提供调频服务，即便它们只在一个平衡区通过资格预审。
- **调频辅助服务的成本优化激活：**尚未使用。其目的是在所有平衡区落实统一的优先次序，而不是每个平衡区有各自的优先次序。

落实所有这些原则将带来成本和资源效率方面的最高价值，并更好的帮助可再生能源在电力系统中的融合。

4.6 跨境电力交易

输电和电力交易一直在欧洲的电网整合中发挥着重要作用。这种合作的范围持续扩大，将更多国家囊括在内，并为上述国家提供在跨境输电和电力交易方面的更多可能性。目前，欧洲的责任组织是输电协调联盟（UCTE）。

要实现跨境电力交易，必须满足两项条件：¹⁵²

- 交易电力国家的**电网同步运行**
- 两个国家或者投标区域之间**存在跨境联网线路**

因为建造必要的基础设施非常昂贵，且涉及到繁杂的行政工作，所以尽可能有效地利用现有基础设施至关重要。**西欧市场耦合 (CWE Market Coupling)** 因此建立，作为国家电力交易中心（欧洲的电力交易所，例如 EPEX SPOT）以及不同国家输电系统运营商之间的合作机制。¹⁵³该市场覆盖包括法国、比利时、荷兰、卢森堡、德国和奥地利等国家。

与北欧国家（芬兰、瑞典和挪威）的市场耦合具有单独的合作体系，称为“**临时紧密电量耦合 (Interim Tight Coupling, ITVC)**”。因其低下的效率，因此只是一个临时解决方案。¹⁵⁴

2010 年，为落实**区域价格耦合 (Price Coupling of Regions, PCR)** 系统加强了两种机制。此系统涵盖 9 个欧洲国家，包括西欧市场耦合国家、临时紧密电量耦合国家以及波罗的海国家、英国、波兰、葡萄牙、西班牙、意大利和斯洛文尼亚。

区域价格耦合系统在欧洲国家内部或相互间建立了一种电力交易中心之间的**日前和日内交易**交易模式。交易自动发生，目的是基于价格收敛机制，计算输电容量的最优使用方案。自 2015 年起，通过**基于能量流的市场耦合（flow-based market coupling, FBMC）**为此系统提供支持，即在一定程度上，在电力市场上进行市场结算的同时，分配输电容量。¹⁵⁵

为实现更多跨境电力交易，欧洲国家和欧盟新近发起了多个联合项目，建立新的联网线路。2021 年 5 月，德国和挪威之间 1,400 兆瓦的高压直流电输电线路 NordLink 海底电缆投入运行。欧盟委员会正在监督和推进该领域的最新进展。根据欧盟委员会的报告，有 100 多个项目正处于规划阶段。¹⁵⁶

5 市场设计灵活性

市场设计灵活性指的是为促进灵活性所使用的政策和激励措施。这种类型的灵活性可以**针对用户**（当卖方从参与市场中获益时）、**针对电网**（如果措施是促进电网运行和稳定性）**或者同时针对用户和电网**。

在探讨市场设计政策和激励措施之前，我们要先介绍一下德国电力市场的多层次结构以及市场外的附加组成部分。这么做的目的是为了加深对德国电力市场构成的理解，概述不同市场及其设计。基于不同的市场设计，市场可以促成或者激励不同程度的灵活性。下表介绍了德国电力市场的结构、其附加组成部分、所提供服务的特征以及当前的灵活性资源。

表 9. 德国电力市场的结构

市场类型	市场子类型	服务类型/特征		组织者	灵活性措施参与/卖方	买方
批发市场	现货市场	1) 日前市场 2) 日内市场 3) 日后市场	- 竞拍（电力交易所）或者场外交易市场 - 产品在交易发生后的第二天、一天之内或者一天后交付	- 专门的公司，例如 EPEX SPOT - 场外交易平台，通过经纪公司 - 双边（直接场外交易）	- 所有传统电厂（运行时） - 燃气发电厂 - 储能 - 可再生能源 - 虚拟电厂运营商或其他作为可再生能源直接营销者的其他专门公司 - 经纪公司（电力交易公司）	- 平衡责任方 - 大型电力用户（工业） - 储能 - 虚拟电厂 - 经纪公司（电力交易公司）
	衍生市场	1) 期货市场 - 竞拍或者场外交易市场 - 产品在未来的规定日期交付，可长达数年（例如月前或者年前） 2) 远期市场 - 场外交易市场 - 产品在未来的规定日期交付，可长达数年（例如月前或者年前）				
零售市场		- 能源公用事业机构向终端用户直接出售电力		- 能源公用事业机构和终端用户之间的直接合同	- 潜在的中小企业的需求侧灵活性和居民需求侧灵活性	- 终端用户（私人居民，中小企业）
辅助调频市场（或备用市场或平衡市场）		1) 一次调频/备用（或者频率控制备用） - 激活：自动 - 完全可用之前的时间：30 秒 2) 二次调频/备用 - 激活：自动 - 完全可用之前的时间：5 分钟 3) 三次调频/备用（或者分钟备用） - 激活：手动		- 输电系统运营商（招标）	- 所有传统电厂（运行时） - 燃气发电厂 - 储能 - 虚拟电厂 - 大型能源消费者（工业需求侧灵活性）	- 输电系统运营商（成本转嫁到终端用户）

		- 完全可用之前的时间：15 分钟			
市场外的附加组成部分（按时间顺序列示）¹⁶⁷					
电网备用或者“冬季备用”		<ul style="list-style-type: none"> - 2013 年建立 - 每一年冬季设置，为期六个月，以增加二次调度容量 - 2021/22 年冬季的需求预估：5,670 兆瓦 - 支付款项：运营成本补偿 	<ul style="list-style-type: none"> - 输电系统运营商和德国联邦网络管理局 	<ul style="list-style-type: none"> - 非运行中的或者已关停的系统相关电厂，以及其他欧洲国家合适的电厂 - 不被允许在市场上售电的电厂 	<ul style="list-style-type: none"> - 输电系统运营商（TSO）（成本转嫁到终端用户）
容量备用		<ul style="list-style-type: none"> - 2016 年建立 - 批发或者辅助调频市场上没有足够的供应、无法满足全部需求之时的附加容量 - 容量上限为 2 吉瓦 - 第一个交付期于 2020 年 10 月 1 日开始，于 2022 年 9 月 30 日终止。 - 第一个交付期内的容量：只有 1.056 吉瓦（=1,056 兆瓦） - 支付款项：年度报酬，作为关停补偿 	<ul style="list-style-type: none"> - 输电系统运营商和德国联邦网络管理局 - 输电系统运营商组织的招标 	<ul style="list-style-type: none"> - 退役燃煤电厂（关停时） - 储能设施（如果未在市场上出售电力） - 需求侧灵活性 - 可再生能源（如果未在市场上出售） 	<ul style="list-style-type: none"> - 输电系统运营商（成本转嫁到终端用户）
“安全准备”或者安全备用		<ul style="list-style-type: none"> - 从 2016 年 10 月到 2023 年 - 总容量：2.7 吉瓦 - 支付款项：基于协议的年度报酬，定期关停不支付费用，提前关停支付一次性补偿 	<ul style="list-style-type: none"> - 输电系统运营商和德国联邦网络管理局 	<ul style="list-style-type: none"> - 基于八个褐煤区块逐步建成 - 应在加入备用 4 年后关停 - 不被允许在市场上售电的电厂 	<ul style="list-style-type: none"> - 输电系统运营商（成本转嫁到终端用户）
专用电网资源或者电网稳定性备用		<ul style="list-style-type: none"> - 2019 年建立 - 一个或多个发电机组发生故障后，用于短期修复电网稳定性的附加容量 - 容量上限为 1.2 吉瓦 - 电厂必须在 30 分钟之内提供满负荷，并能够维持至少 38 个小时；总运行时间至少为每年 500 个小时 - 批评：500 个小时表明其并非紧急情况；因此，应该以市场的形式组织服务。 	<ul style="list-style-type: none"> - 输电系统运营商和德国联邦网络管理局 - 输电系统运营商组织的招标（最低容量 100 兆瓦） 	<ul style="list-style-type: none"> - 中等规模的燃气电厂 	<ul style="list-style-type: none"> - 输电系统运营商（成本转嫁到终端用户）

来源：自我表述。

德国电力市场上的平衡责任方

平衡责任方（BRPs）（*Bilanzkreisverantwortliche*）可以是电力交易商或者供应商（例如能源公用事业机构）或者独立购买电力的大型工业公司。平衡责任方负责**平衡集团**内部电力馈入和消费之间的平衡结果。平衡责任方也负责安排与其他平衡集团中间相互的交付（《能源供应电网接入法（Strom NZV）第 4 节》）。

平衡集团是一个虚拟的电力账户，由任意数量的电力馈入和**接收/摄取点**构成，即控**电力平衡区**内的能源生产商和用户/消费者。平衡责任方的主要任务是管理**平衡集团**（《能源供应电网接入法（Strom NZV）第 4 节》）。一个**平衡区**可能由一个或多个**平衡集团**组成（一个**平衡区**内通常有多个平衡集团）。

发生平衡集团平衡偏差时，平衡责任方**需要**其**平衡区**内作为**平衡集团协调方**的**输电系统运营商**承担经济责任。**两方**都签订了监管平衡集团管理和账目的**平衡集团合同**。作为平衡集团协调方，**输电系统运营商**的角色是合并平衡区域内平衡集团的必要数据，调整**各平衡集团**之间**剩余**不可预料的偏差，确保平衡区域内的总体平衡（《能源供应电网接入法（Strom NZV）第 4 节；TenneT）。

如果基于平衡集团预测的馈入与实际消费量之间存在偏差，而**输电系统运营商**无法通过与其他平衡集团的抵消来充分补偿该偏差，则**输电系统运营商**应通过**调频（Regelenergie）**的形式做出补偿，并向平衡责任方收取相关费用。

简而言之，平衡责任方是能源生产商/用户和**输电系统运营商**之间的连接点，管理限定区内所有此类**参与者**之间的能量流动。

5.1 与日俱增的电力市场颗粒度

电力市场的运行和监管也会影响系统运行和灵活性的使用。电力市场内的**产品颗粒度**越高，市场参与者就越能更好地管理灵活性，平衡不匹配的供需。¹⁵⁸产品颗粒度指的是市场上交易品种的差异：交易品种差别越大，越有可能有更经济、更

高效的产品选择，因此更好应用灵活性的可能性就越高。例如，日内现货市场上的颗粒度越高，就能实现更短期的灵活性。

以下主要指标有助于评估电力市场上产品的颗粒度：¹⁵⁹

电力市场上产品颗粒度的指标

交付期 定义交付产品的时间期限	日前： 产品在第二天交付 日内： 产品在一天内交付，有助于根据日前市场/交易的结果调整购销 期货市场： 产品在规定的未来日期交付，最远可至未来好几年，例如下个月（ 月前 ）或者次年（ 年前 ）
提前期 交易时段结束，交付期开始之前的时间，或者产品在交付之前开放交易的时间	目前，在德国日内市场提前期为 5 分钟 （2017 年引进）
产品持续时间/可交易合同或者竞拍持续时间 描述可提供产品/产品可竞拍的时长	目前，在德国日内市场为 5 分钟 （2014 年引进）、 30 分钟、1 小时 和 数个小时时间段
最低和最高价格 定义最低和最高总价	德国日内市场上，两者目前均为 3,000 欧元/兆瓦时
最低价格增量 定义为递增步骤中可以提供的最低价格增量	德国日内市场上目前为 0.1 欧元/兆瓦时
最低数量增量 定义为可以交易、并可在交易中上下增减的最低数量	德国日内市场上目前为 0.1 兆瓦
空间分辨率/交付区域 描述了可以交易产品的投标区域或者市场	德国的产品也可以在卢森堡市场上交易（ 联合投标区域 ）

5.2 辅助服务

辅助服务的作用是在电力市场上的交易结果与电力系统的物理边界不符时，通过管理不平衡性，确保维持电网内的**技术值（频率、电压）**¹⁶⁰。辅助服务也可能有助于在停电期间修复电网。它们提供了短期的本地化灵活性。

输电系统运营商是辅助服务的主要使用者，但发电商也可以使用此类服务（用户相关功能）。满足辅助服务指导方针中规定的前提条件后，输电系统运营商和电网用户都可以提供辅助服务（主要是传统电厂、储能系统、需求侧灵活性）。¹⁶¹如何进一步发展此类指导方针，以便让更多可再生能源及其

他灵活性提供者和选项（例如大型电池和需求侧灵活性）提供辅助服务，是德国目前正在讨论的一个主题。

辅助服务可以采用**基于市场的方式**组织，即参与者自愿提供服务。此类服务也可以是**强制性的**，作为接入电网的合同条件的一部分。另一个类别是电网运营商使用的基于电网的辅助服务。范例包括**电网运营资源**，例如架空电力线路、无功补偿系统（例如电磁感应圈、电容、转换器）或者电网助推器和**运营管理**。

下表筛选了德国电力市场上几种辅助服务并总结了其作用和提供者。¹⁶²

表 10. 筛选出的德国辅助服务及其作用和提供者一览表

筛选出的辅助服务				
作用				
	维持频率： 在容许的范围内保持频率	维持电压： 在容许的范围内保持电压 限制短路情况下的压降	运营管理： 电网和系统运营的协调	电网修复： 中断后的供电修复
措施				
基于市场的措施	调频：一次、二次和三次调频 可中断负荷			
强制措施	旋转备用 (<i>Momentanreserve</i>) 可再生能源限电 轮流停电 (<i>Lastabwurf</i>) 备用电厂（电网备用） 特殊电网资源	二次调度 无功功率 (<i>Blindleistung</i>) 轮流停电	二次调度 可再生能源限电	黑启动能力
基于电网的措施		电网运营资源： - 架空电力线路 - 无功补偿系统 - 电网助推器	电网分析/监测 电网层面上的辅助服务协调	隔绝故障的保护措施
提供者				
	可再生能源 传统电厂 大型电池 需求侧灵活性	可再生能源 传统电厂 电网运营商：电网运营资源	与电网运营资源和传统电厂相互作用的电网控制系统	电网控制系统 传统电厂 抽水蓄能电厂

来源： dena 2014, 22 及其修正和增补。

在以下子章节中，我们专注于**基于市场的辅助服务**，其作为附加灵活性资源为系统服务。

调频

调频 (*Regelenergie*) 的主要角色是确保在从电网提取电力和向电网馈送电力之间谋求平衡，在可接受的限值内维持**频率**，避免中断。在德国，调频服务的提供和供应是以基于市场的方式组织的——通过**调频辅助市场**。在发生频率偏差时，买方（输电系统运营商）从服务提供者处购买所需的调频服务。

调频服务提供者是满足与最低技术要求——例如电压水平、容量、必要的可用性、额定功率、最低和最高负荷、启动时间和爬坡率——相关的资格预审标准的各个市场参与者。这类标准是针对德国输电系统运营商的电网和系统规则（电网

表 11. 德国调频辅助市场上调频服务产品的列表

调频产品	激活模式	完全可用之前的时间	激活期限（直至）	酬劳	被允许参与的提供者/灵活性措施
一次调频/备用 (或者频率控制备用, FCR)	自动	30 秒	15 分钟	<ul style="list-style-type: none"> 只有容量（激活设施的准备度）被竞拍并获得报酬 商品（调频服务的实际提供）不被竞拍，也不会获得报酬，因为假定正负调频会随着时间变化而趋于平衡 竞拍分成一天六个时间段，每段四个小时，分为正调频和负调频 	<ul style="list-style-type: none"> 所有传统电厂（运行时） 储能 虚拟电厂 大型电力消费者（工业） 最低 1 兆瓦
二次调频/备用 (或者自动频率修复备用, aFRR)	自动	5 分钟	15 分钟	<ul style="list-style-type: none"> 容量和商品都可竞拍并单独获得报酬（自 2020 年 11 月起） 竞拍分成一天六个时间段，每段四个小时，分为正调频和负调频 	<ul style="list-style-type: none"> 所有传统电厂（运行时） 储能 虚拟电厂 大型电力消费者（工业） 最低 5 兆瓦
三次调频/备用 (或者分钟备用或手动频率修复备用, mFRR)	手动	15 分钟	1 小时	<ul style="list-style-type: none"> 与二次调频采用相同的结构 	<ul style="list-style-type: none"> 所有传统电厂（运行时） 燃气发电厂 储能 虚拟电厂 大型电力消费者（工业） 最低 5 兆瓦

来源：Consentec 2014、dena 2018, 7 和 Team Consult, 及自我修改和增补。

理论上，风能和太阳能光伏可以参与平衡市场；但实际上，此类资源的波动性限制它们参与短间隔的市场。目前，Next Kraftwerke、Energy2market 和 Grundgrün 等多家公司经营着虚拟电厂，汇聚可再生能源和/或储能容量。

调频成本主要是因平衡责任方在不平衡时需要调频服务所产生的。该成本通过电价和电网费用转嫁到消费者身上。

自 2008 年起，对二次和三次调频的需求下降，对一次调频的需求上升。¹⁶³这似乎是因为提供一次调频的供应商数量增加造成的，因为充足的一次调频辅助服务会减少对其他类型调频产品的需求。2019 年，总调频成本达到 2.86 亿欧元，占辅助服务总成本的 14% 左右。¹⁶⁴

法典或者输电法典）中的一部分，也是基于《能源产业法》中的规定。输电系统运营商必须检查电网用户是否满足此类标准。

调频可以是：

- **正**——提供电力——主要是发电机组和储能设备，包括电池和抽水蓄能电厂，或
- **负**——从电网中提取电力——主要是大型电力消费者，但也有储能设备，包括电池和抽水蓄能电厂。

基于市场参与者的不同特征以及输电系统运营商的不同要求，德国平衡市场区分了三种调频产品。针对所有三种产品，输电系统运营商在互联网平台上组织联合竞拍，分配调频服务。下表总结了调频产品及其特征和提供。

可中断负荷

输电系统运营商与通过招标选出的市场参与者签订合同，获取可中断负荷。它们主要是大型能源消费者，通常是铝、化学和纸业部门的大型工业公司。可中断负荷比调频更加昂贵，所以它们是无法以其他方式维持电网稳定性时的最后手段。¹⁶⁵ 此项措施的成本也转嫁给了消费者。

根据可中断负荷法令 (*Verordnung zu abschaltbaren Lasten, AbLaV*)，参与投标并登记了其负荷可用性的大型能源消费者必须根据特定的条款与条件，持有可以在电网电力短缺时使用的可中断负荷容量。签约程序包括以下步骤：¹⁶⁶

- **资格预审过程**——可中断负荷的提供者必须满足特定的技术条件，才能被允许投标。输电系统运营商负责向潜在提供者提供资格。
 - **可中断负荷的招标**——输电系统运营商每周为快速可中断负荷和立即可中断负荷分别开展一次容量为750兆瓦的招标，从通过资格预审者中选出最便宜的供应商。首先接受价格最低的投标。投标条件如下：
 - 最少提供5兆瓦，最多提供300兆瓦
 - 最短中断期限15分钟，最长中断期限为32个一刻钟（32×15分钟）
- 价格投标设计**包括以下部分：
- **容量费用**和**商品费用**，前一项为针对合同期内持有可用容量而支付的一项费用，后

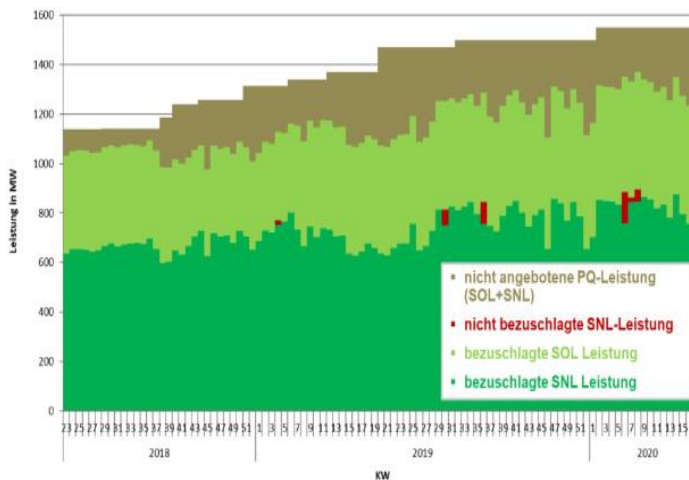
一项为针对因中断而无法交付的电量而支付的一项费用

- 两个价格组成部分的**价格上限**：容量费用上限为500欧元/兆瓦，商品费用上限为400欧元/兆瓦，以保护终端用户

- **通过合同约定可中断负荷**——所有中标的公司都与输电系统运营商签订合同，其中包括与可中断负荷可用性、可能发生中断的时间间隔、中断的最大次数和持续时间、通知期限和承包商报酬相关的规定。

并非所有通过资格预审的可中断负荷都可以参与投标并签订合同。但是，参与投标的所有立即可中断负荷（IILs）和几乎所有快速可中断负荷（QILs）都可以签订合同。这表明这两个细分市场中的竞争水平非常低。

图 10. 通过资格预审并签订合同的可中断负荷



解释：

- 棕色：**未提供的通过资格预审的负荷（立即可中断负荷+快速可中断负荷）
- 红色：**未签订合同的快速可中断负荷
- 浅绿色：**签订合同的立即可中断负荷
- 深绿色：**签订合同的快速可中断负荷
- KW：**日历周

缩写词的解释：

- 快速可中断负荷（QIL）**——由输电系统运营商远程下达命令，必须在15分钟内生效
- 立即可中断负荷（IIL）**——基于电网频率自动触发，在35毫秒内生效，或者由输电系统运营商远程下达命令

来源：ÜNB 2020, 6（图）和 Team Consult, 27（缩写词的解释）。

可中断负荷可以同时通过快速可中断负荷和立即可中断负荷的资格预审，但它们一周只能参与一项投标。下表列出了通过资格预审的可中断负荷的当前容量：

表 12. 德国通过资格预审的可中断负荷的容量状态

可中断负荷	容量
快速可中断负荷	802兆瓦
立即可中断负荷	1,614兆瓦

来源：Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung (abschaltbare Lasten)。

2019年，可中断负荷费用金额约为3130万欧元，其中大约300万欧元是支付商品费用，大约2800万欧元是支付容量费用。¹⁶⁷成本将通过基于成本预测每年计算一次的税款转嫁到所有终端用户身上。这种税款的范围在0.005欧分/千瓦时到0.01欧分/千瓦时之间，比其他电价组成部分要低得多。它只占输电系统运营商为提供辅助服务和稳定措施而产生的总成本的大约1.5%。¹⁶⁸

5.3 支持计划：可再生能源和电网费用

适当的政策和激励措施促进了系统的高效运营和灵活性的高效使用。¹⁶⁹《可再生能源法案》（EEG）是一个很好的例子。2000年作为可再生能源支持计划而引进的《可再生能源法案》已经过多次修正。所有修正主要是为了通过提高可再生能源发电的需求导向性，更好地整合和优化可再生能源发电。

2009年《可再生能源法案》引进了**直接营销计划**，可再生能源运营商可选择是根据定期补偿系统出售电力，还是每个月在现货市场上出售电力。

2012年《可再生能源法案》引进了**市场溢价模型**，一种计算向在现货市场出售电力的可再生能源运营商支付款项的方法。市场溢价指的是《可再生能源法案》电价和现货市场的市场价格之间的差距。

2014年《可再生能源法案》引进了**竞拍制度**，通过设定的容量限制可再生能源的扩张，使其发展与电网和其他基础设施的发展能更好的匹配。还藉此引进了另一项规定，当EPEX SPOT的现货价格为负且持续至少六小时的情况下，禁止补偿。

以上措施都可以更好地调整可再生能源发电量，以满足市场需求和适应基础设施的能力。

针对沼气发电厂，于2012年通过了附加支持计划。**灵活性溢价（Flexibilitätsprämie）**支持可灵活使用的附加装机容量，在十年期限内，每年的灵活性溢价为130欧元/千瓦。2014年，灵活性溢价被**灵活性补贴（Flexibilitätszuschlag）**所取代，后者是针对2014年7月31日之后投入运行的机组，在二十年期限内，向可以灵活使用的附加装机容量授予每年40欧元/千瓦的补贴（更早的机组仍收到灵活性溢价）。2021年，灵活性补贴增加到65欧元/千瓦。其目的是增加可调度电厂容量的比重，实现以需求为导向的电力生产。¹⁷⁰发电厂必须通过外部评估机构的评价，提供其灵活运行的证据。获得灵活性补贴的要求以法律规定为准。¹⁷¹

针对通过转移消费时间参与**削峰**的消费者，电网也会提供电网费用折扣，藉此支持可再生能源的发展。

附件 1. 德国的可用容量和不同灵活性选项的已完成的与预估的量预估

表 13. 德国的可用容量和不同灵活性选项的已完成的与预估的量预估

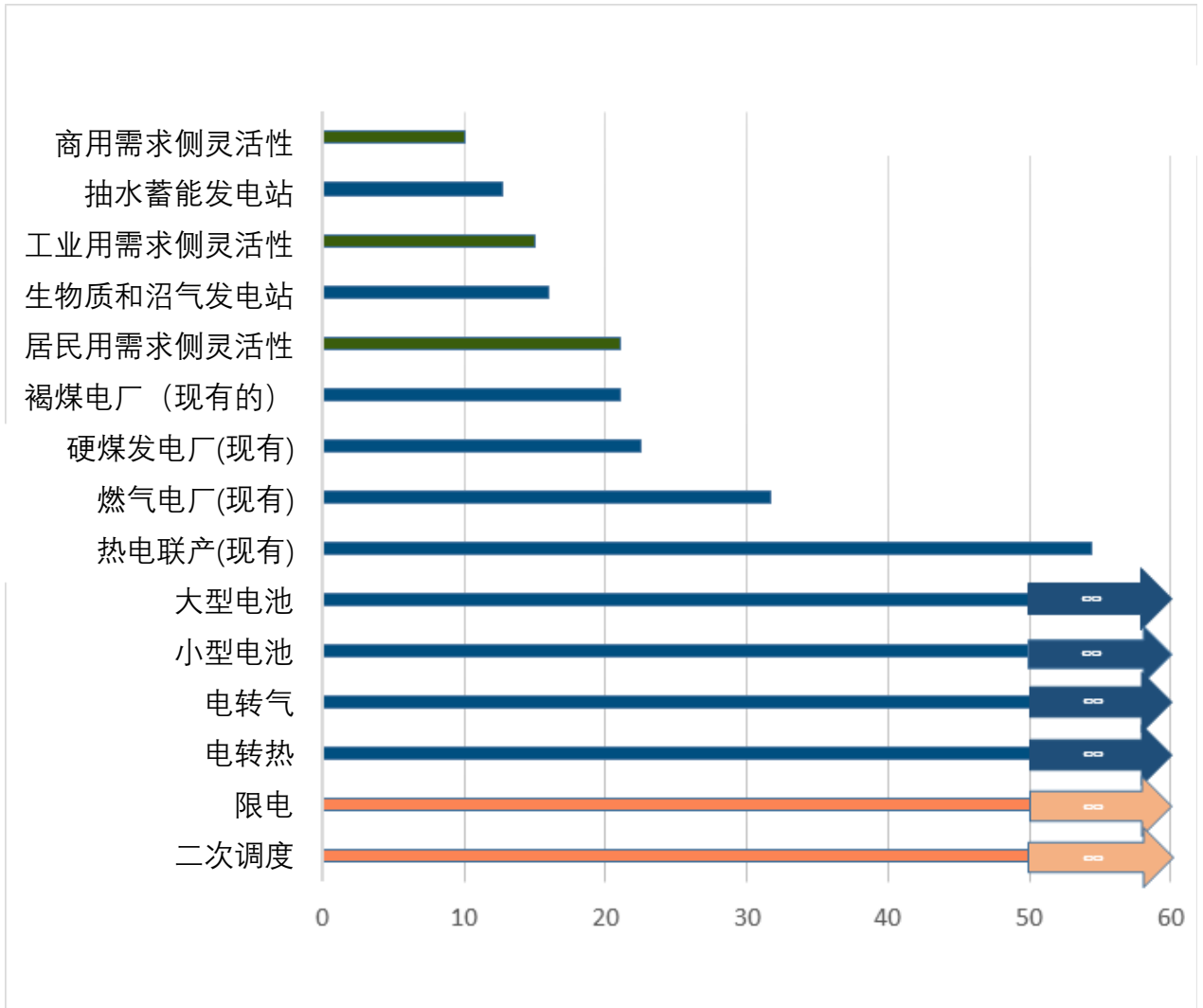
技术	可用容量	预估潜力及预估实施	来源及进一步说明
常规电厂			
改造后的褐煤发电厂	$P_{Min} = 50 - 60\% P_n$ 爬坡率= $1 - 3\% P_n/\text{min}$ $t = 4 - 10 \text{ h}$	$= 25 - 40\% P_n$ $= 4 - 5\% P_n/\text{min}$ $= 2 - 4 \text{ h}$	Markewitz 等人 2017, 20
改造后的无烟煤发电厂	$P_{Min} = 25 - 40\% P_n$ 爬坡率= $1.5 - 4\% P_n/\text{min}$ $t = 1.5 - 10 \text{ h}$	$= 20\% P_n$ $= 6\% P_n/\text{min}$ $= 1 - 6 \text{ h}$	Markewitz 等人 2017, 20
改造后的燃气轮机	$P_{Min} = 20 - 30\% P_n$ 爬坡率= $8 - 12\% P_n/\text{min}$ $t = < 0.1$	$= 20\% P_n$ $= 15\% P_n/\text{min}$ 潜力已耗尽	Markewitz 等人 2017, 26
改造后的联合循环燃气涡轮机	$P_{Min} = 40 - 50\% P_n$ 爬坡率= $2 - 4\% P_n/\text{min}$ $t = 0.4 - 4 \text{ h}$	$= 35 - 40\% P_n$ $= 8\% P_n/\text{min}$ $= 0.35 - 1.4 \text{ h}$	Markewitz 等人 2017, 26
热电联产	54.33 GW (当前水平) 113 TWh (2019 年净发电量)	120 TWh (净发电量; 德国 2025 年目标)	德国联邦网络机构/SMART 电力市场数据 (可用容量); 德国联邦环境署 (2021) (已完成的与预估的量)
二次调度	16.7 TWh (2019)	到 2025 年 5.3 TWh; 潜力几乎无限, 因为自 2022 年起包括可再生能源	德国联邦网络机构 2020b, 9 (可用容量); 50Hertz 公司等 2020, 6 (已完成的与预估的量)
可再生能源			
限产 (包括热电联产电厂)	6.1 TWh (2019)	潜力几乎无限	德国联邦网络机构 2020b, 9 (可用容量); 自我预估 (已完成的与预估的量)

生物质和沼气电厂（电力）	8 GW（生物质 2018）； 5.6 GW（沼气 2018）	到 2030 年最高至+/- 16 GW	德国可再生能源机构（可用容量）；Krzikalla 等人 2013, 9（已完成的与预估的量）
储电			
抽水蓄能电站	德国 6.7 GW + 奥地利和卢森堡 2.9 GW 1,300 MWh 8 TWh - 2015 年在德国抽水蓄能电站储存的电量 a	到 2025 年在 8.6 和 12.7 GW 之间 长期多达 2 TWh	德国能源署 a；Energynautics 公司 2021, 9；Team Consult 公司, 51（可用容量）；联邦网络机构 2014, II；Krzikalla 等人 2012, 9（已完成的与预估的量）
小型电池	750 MW (2019)； 1,400 MWh (2019)	潜力几乎无限	Figgenger 等人, 2021, 5（可用容量）；Krzikalla 等人, 2013, 9（已完成的与预估的量）
大型电池	450 MW (2019) 450 MWh (2019)	潜力几乎无限； 到 2028 年增长 10 倍至 5,000 MW	Figgenger 等人, 2021, 11（可用容量）；Krzikalla 等人, 2013, 9，法维翰咨询公司 2019, 2（已完成的与预估的量）
电转气	34 MW (2017)	到 2050 年 3 GW 至 10 GW；潜力几乎无限	德国能源局 2020, 33（可用容量）；FfE, 2017, p. 42 于：德国能源局 2020, 33；Krzikalla 等人, 2013, 9（已完成的与预估的量）
电转热	555 MW (2020)	潜力几乎无限	德国能源和水工业学会 2020, 4（可用容量）；自我预估（已完成的与预估的量）
需求侧灵活性方案			
工业用需求侧灵活性	75.1 TWh（负荷转移） 2,416 MW（可中断负荷）	5 - 15 GW（技术潜力）	Team Consult 公司, 3；控制权分配的互联网平台（可切换负载）（可用容量）；德国能源局 b（已完成的与预估的量）
商用需求侧灵活性（中小企业）	部分被利用，但程度有限	3 - 10 GW（技术潜力）	Ladwig 2018, 42
居民需求侧灵活性	未开发的潜力	7 - 21 GW（技术潜力）	Ladwig 2018, 42
电蓄热器（包括中小企业）	5 GW 和 45 GWh (2019)		Team Consult 公司 29-30
电动车辆（包括中小企业）	未开发的潜力	到 2030 年 1 - 6,5 GW； 到 2050 年 3 - 16 GW	Ladwig 2018, 204
热泵（包括中小企业）	未开发的潜力	到 2030 年 12 - 25,5 TWh/年； 到 2050 年 20 - 42,4 TWh/年	Ladwig 2018, 203

来源：最后一列注明

附件 2. 德国已选定灵活性方案的灵活性潜力

图 11. 德国已选定灵活性方案的灵活性潜力（单位：吉瓦）



来源：与表 13 最后一列一致。

缩略词表

AD - 航改燃气涡轮机	mFRR - 手动频率修复备用
aFRR - 自动频率修复备用	NABEG 2.0 - 电网扩建加速法案 (<i>Netzausbaubeschleunigungsgesetz</i>)
BNetzA - 德国联邦网络局 (<i>Bundesnetzagentur</i>)	PCR - 区域价格耦合
BRP - 平衡责任方	PMin - 最低负荷
CCGT - 联合循环燃气涡轮机	Pn - 额定负荷
CWE Market Coupling - 西欧市场耦合	PtG - 电转气
CHP - 热电联产	PtH - 电转热
DLR - 动态输送容量	PtL - 电转液
DSF - 需求侧灵活性	PtX - 电力多元转换 (PtX)
DSO - 配电系统运营商	PV - 太阳能光伏
EEG - 可再生能源法案 (<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz</i>)	OCTG - 开式循环燃气涡轮机
EnWG - 能源产业法案 (<i>Energiewirtschaftsgesetz</i>)	QIL - 快速可中断负荷 (<i>schnell abschaltbare Lasten, SN</i>)
EEX - 欧洲能源交易所	OTC - 场外交易
EPEX 或者 EPEX SPOT - European Power Exchange SE	PV - 太阳能光伏能量
EU - 欧盟	RES - 可再生能源
FCR - 频率控制备用	SME - 中小企业
FBMC - 基于潮流的市场耦合	TSO - 输电系统运营商 (TSO) (<i>Übertragungsnetzbetreiber, ÜNB</i>)
hr - 小时	UCTE - 电力输送协调联盟
HD - 重载燃气涡轮机	UPS - 不间断电源
HVAC - 高压交流电	VPP - 虚拟电厂
HVDC - 高压直流电	
IIL - 立即可中断负荷 (<i>sofort abschaltbare Lasten, SOL</i>)	
ITVC - 临时紧密电量耦合	
LMS100 - Land Marine Supercharged (产量约为 100 兆瓦的航改燃气涡轮机)	
LNG - 液化天然气	
LSB - 大型电池	
min - 分钟	

图

- 图 1. 可再生能源高比例的灵活性要求——德国冬季两周的负荷曲线实例 5
- 图 2. 消费者变得更灵活——应用的同时发生 7
- 图 3. 绝对可再生能源预测误差 8
- 图 4. 二次调度和限电容量的发展 8
- 图 5. 二次调度和限电成本的发展 8
- 图 6. 德国大型电池容量的发展，根据应用领域列示 17
- 图 7. 大型电池投资的发展，按时间（左）和按储能容量（右） 18
- 图 8. 需求侧灵活性技术图，按终端使用部门列示 **Error! Bookmark not defined.**
- 图 9. 2019 年德国工业部门具有/不具有需求侧灵活性的电厂的年度消费量，单位太瓦时 21
- 图 10. 通过资格预审并签订合同的可中断负荷 32
- 图 11. 德国选定灵活性方案的灵活性潜力（单位：吉瓦） 35

表

表 1. 灵活性选项及其在德国背景下的意义.....	6
表 2. 德国技术灵活性需求的发展.....	7
表 3. 德国电力系统的灵活性里程碑.....	9
表 4. 德国燃煤电厂的灵活性状态及其进一步灵活化潜力的预估.....	11
表 5. 德国燃气电厂的灵活性状态及其进一步灵活化潜力的预估.....	11
表 6. 燃煤电厂改造的选项及其对灵活性参数的影响和限制.....	13
表 7. 德国传统电厂的装机容量.....	14
表 8. 德国不同蓄能技术的装机容量，截至 2018 年.....	15
表 9. 德国电力市场的结构.....	26
表 10. 德国选定的辅助服务及其角色和提供者一览表.....	30
表 11. 德国辅助调频市场上控制能源产品的列表.....	31
表 12. 德国通过资格预审的可中断负荷的容量状态.....	32
表 13. 德国的可用容量和不同灵活性选项的潜力和实施预估.....	33

参考书目

- 50Hertz, Amprion 公司, Tennet, Transnet BW (2020), “根据《能源经济法》(2020)第13(10)条预测阻塞管理措施的规模 and 成本”, 2021年6月1日访问, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/PrognoseRedispatchkosten2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- ADACa (2021), “电力、汽油或柴油成本对比: 转换值得吗?”, 2021年7月20日访问, <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/auto-kaufen-verkaufen/autokosten/elektroauto-kostenvergleich/>.
- ADACb (2021), “电动车+插电式混合动力车与汽油车和柴油车(有购买折扣)的成本对比”, 2021年7月20日访问, https://assets.adac.de/image/upload/v1617873396/ADAC-eV/KOR/Text/PDF/E-AutosVergleich-mit-Kaufrabatt_xa5etd.pdf.
- 可再生能源局, “联邦国家可再生能源概述”, 2021年6月3日访问, https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/BW|BY|B|BB|HB|HH|HE|MV|NI|NRW|RLP|SL|SN|ST|SH|TH|D/kategorie/bioenergie/auswahl/184-installierte-leistung/#goto_184.
- 德国博众能源转型论坛(2017a), “热电厂的灵活性”, 2021年4月6日访问, https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2017/Flexibility_in_thermal_plants/115_flexibility-report-WEB.pdf.
- 德国博众能源转型论坛(2017b), “德国配电网的智能市场设计。智能市场开发和评估及监管路线图推导”, 2021年5月31日访问, https://www.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf.
- 德国博众能源转型论坛(2017c), “2030年供热转型。在建筑部门实现中长期气候目标的关键技术”, 2021年7月19日访问, https://www.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf.
- 可再生能源法 2021, 2021年6月15日访问, https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/.
- 环境与能源研究所(2019), “概要: 能源短缺(2019)”, 2021年7月7日访问, <https://www.eesi.org/papers/view/energy-storage-2019>.
- 德国能源与水经济协会(2020), “立场文件。电转热——部门连接的基本要素, 以实现供热的去碳化和可再生能源电力的系统整合”, 2021年7月19日访问, https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20200427_Power-to-Heat.pdf.
- 联邦网络机构 a, “容量储备”, 2020年6月1日访问, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/KapRes/kapres-node.html.
- 联邦网络机构 b, “电网储备/备用电厂容量”, 2021年5月17日访问, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html.
- 德国联邦网络机构/联邦企业综合管理局(2019), “2019年监督报告”, 2021年11月16日访问, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/Areas/ElectricityGas/CollectionCompanySpecificData/Monitoring/MonitoringReport2019.pdf?__jsessionid=0B007E143723659552685DE5612838AB?__blob=publicationFile&v=2.
- 德国联邦网络机构/SMARD 电力市场数据, “市场数据”, 2021年5月20日访问, <https://www.smard.de/en>.
- 德国联邦网络机构/SMARD 电力市场数据, “跨境电力贸易”, 2021年5月3日访问, <https://www.smard.de/page/en/wiki-article/5884/6012>.
- 德国联邦网络机构(2014), “参考: 6.00.03.05/14-12-19/ 2025年情景框架”, 2021年7月7日访问, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/szenariorahmen_2025_genehmigung.pdf.
- 德国联邦网络机构(2015), “联邦网络机构电力网络收费系统报告”, 2021年7月6日访问, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- 德国联邦网络机构(2016), “2015年第三季度网络及系统安全措施报告(2015年第四季度及2015年全年回顾)”, 2021年5月31日访问, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2016/Quartalsbericht_Q4_2015.pdf?__jsessionid=9EB83F753127B37BA7C24B71273F7E57?__blob=publicationFile&v=1.
- 德国联邦网络机构(2017), “电力系统灵活性——现状、阻碍和更好地利用灵活性的方法”, 2021年5月19日访问, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/Areas/ElectricityGas/FlexibilityPaper_EN.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- 德国联邦网络机构(2019a), “2019-2030年需求评估。电网发展计划确认”, 2021年4月15日访问, https://data.netzausbau.de/2030-2019/NEP/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf.

- 德国联邦网络机构(2019b), “网络和系统安全季度报告——2019 全年”, 2021 年 5 月 31 日访问, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamt_jahr_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=9.
- 德国联邦网络机构(2020a), “实施平衡组结算的市场规则”, 2021 年 4 月 15 日访问, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/833_mabis/BK6_MaBiS_27052020.pdf;jsessionid=B70FA3F92003A06D4E3D409890EE02BE?__blob=publicationFile&v=3.
- 德国联邦网络机构(2020b), “网络和系统安全季度报告——2020 全年”, 2021 年 5 月 31 日访问, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Q4_2020.pdf;jsessionid=9EB83F753127B37BA7C24B71273F7E57?__blob=publicationFile&v=4.
- 德国联邦网络机构(2021), “Monitoringbericht 2020 年监测报告”, 波恩。
- 德国联邦经济与技术部(2017), “能源转型: 我们的成功故事”, 2021 年 6 月 30 日访问, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Broschuere/energiewende-beileger.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- 德国联邦经济与技术部(2019), “《未来的能源》第二份进展报告的数据概述”, 2019 年 7 月 19 日, 2021 年 1 月 10 日访问, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html>.
- 德国联邦经济与技术部(2021), “《未来的能源》第二份进展报告的数据概述”, 2021 年 3 月 25 日, 2021 年 5 月 20 日访问, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html>.
- 替代技术中心, “热泵”, 2021 年 7 月 6 日访问, <https://cat.org.uk/info-resources/free-information-service/energy/heat-pumps/>.
- Christidis Andreas Christos (2019), “用于优化区域供热系统中热电联产电厂运行的热存储”, 2021 年 8 月 30 日访问, file:///C:/Users/JANKOW~1/AppData/Local/Temp/7/christidis_andreas.pdf.
- Colthorpe Andy (2021), “德国居民安装了超过 30 万个电池储能系统”, 储能新闻, 2021 年 9 月 13 日, <https://www.energy-storage.news/news/more-than-300000-battery-storage-systems-installed-in-german-households>.
- 委员会条例(欧盟)(2017), “2017 年 8 月 2 日建立电力传输系统运营 指导方针的 2017/1485 号委员会条例(欧盟)”, 2021 年 4 月 15 日访问, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32017R1485>.
- Consentec (2014), “控制权概念和控制权市场的描述”, 2021 年 7 月 20 日访问, <file:///C:/Users/JANKOW~1/AppData/Local/Temp/5/Marktbeschreibung.pdf>.
- Conrad, J., Pellingner, C., Hinterstocker, M. (2014), “关于抽水蓄能电站盈利能力的专家意见”, 2021 年 7 月 5 日访问, https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/2014-Pumpspeicher-Rentabilitaetsanalyse.pdf.
- 德国能源署 a, “水电作为电力存储”, 2021 年 6 月 3 日访问, <https://www.dena.de/en/topics-projects/energy-systems/flexibility-and-storage/pumped-storage>.
- 德国能源署 b, “通过负荷管理提高灵活性”, 2021 年 6 月 2 日访问, <https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/flexibilitaet-und-speicher/demand-side-management/>.
- 德国能源署(2014), “德国能源署 2030 年系统服务研究。项目指导小组“可再生能源占比较高电力供应的安全性和可靠性”研究的核心成果总结”, 2021 年 4 月 21 日访问, https://web.archive.org/web/20150923213551/http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Ergebniszusammenfassung_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf.
- 德国能源署(2015), “研究结果文件。抽水蓄能电站对电网稳定和供应安全的贡献——抽水蓄能电站对能源转型的重要性日益增加”, 2021 年 7 月 5 日访问, https://www.dena.de/test/user_upload/150716_Ergebnispapier_Pumpspeicherwerke.pdf.
- 德国能源署(2016), “需求侧管理路线图。可持续能源系统的工业负荷管理。需求侧管理巴伐利亚试点项目的结论”, 2021 年 7 月 6 日访问, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9146_Studie_Roadmap_Demand_Side_Management..pdf.
- 德国能源署(2017a), “德国能源署——电网灵活性研究: 多重使用灵活性可降低能源转型的成本”, 2021 年 4 月 6 日访问, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9192_dena-Factsheet_dena-Netzflexstudie.pdf.
- 德国能源署(2017b), “德国能源署——电网灵活性研究: 优化利用电网储能和电力供应中的市场应用”, 2021 年 4 月 6 日访问, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9191_dena_Netzflexstudie.pdf.
- (德国能源署)(2018), “通过智能用电赚钱。需求侧管理: 德国的介绍和实践经验”, 2021 年 4 月 12 日访问, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/181219_DSM_in_Germany_EN_final.pdf.
- 德国能源署(2019a), “供电安全性和稳定性的要素”, 2021 年 4 月 20 日访问, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Definition_und_Abgrenzung_Elemente_der_Versorgungssicherheit.pdf.

- 德国能源署 (2019b), “德国能源署研讨会结果摘要: 必须运行和保证性能”, 2021年4月7日访问, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena_Ergebniszusammenfassung_Must_Run_.pdf.
- 德国能源署 (2019c), “如何利用电力购买协议来扩展可再生能源的成本效益: 中国可以吸取的欧洲和美国的电力购买协议经验/获得的教训”, 2021年5月12日访问, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-REPORT_How_to_use_PPAs_for_cost-efficient_extension_of_re.pdf.
- 德国能源署 (2019d), “中国的工业需求侧灵活性。德国经验——中国的现状和潜力——政策和市场建议”, 2021年4月12日访问, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/190830_Industrial_Demand_Side_Flexibility_report_final_dena.pdf.
- 德国能源署 (2020), “德国在大规模电池存储方面的经验。监管框架和商业模式”, Team Consult 撰写研究报告, 2021年11月16日访问, https://www.dena.de/fileadmin/user_upload/200716_short_study_Large_scale_batteries_dena_final.pdf.
- Team Consult, “德国和土耳其电力系统灵活性措施的比较研究”, 研究将由德国能源署发表; 尚未发表。
- 柏林工业大学、伍珀塔尔研究所、生态学研究所 (2019), “德国能源部门逐步淘汰煤炭。相互依赖、挑战和潜在的解决方案”, 2021年4月8日访问, https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7265/file/7265_Phasing_Out_Coal.pdf.
- EnArgus 平台维基, “平衡组”, 2021年5月12日访问, https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d1276-2/*/*Bilanzkreisverantwortlicher.html?op=Wiki.getwiki.
- enera (2020), “网络运营商协调过程”, 2020年4月15日访问, <https://projekt-enera.de/blog/netzbetreiberkoordinationsprozess/>.
- enera, “Enera 项目的能源未来、目标和结论”, 2021年7月20日访问, <https://projekt-enera.de/ueber-enera/>.
- 能源的未来 (2021), “智能电表的推广。通过法院命令停止”, 2021年6月30日访问, <https://www.energiezukunft.eu/erneuerbare-energien/netze/stopp-per-gerichtsbeschluss/>.
- Energynautics 公司 (2021), “德国电力系统的灵活性”, 与发展中国家和新兴国家的双边能源伙伴关系的项目建议和交付成果。内部, 未发表文件。
- Enkhardt, Sandra (2021), “德国今年可能安装 15 万个住宅电池”, 《光伏》杂志, 2021年9月13日访问, <https://www.pv-magazine.com/2021/05/20/germany-may-install-150000-residential-batteries-this-year/>.
- 欧洲电力交易所 epexspot (2020), “2019-2020 年欧洲电力交易所 EPEX SPOT 交易”, 2021年4月20日访问, https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/Trading%20Brochure.pdf.
- Ernst, Bernhard; Weiwei, Shan (Frunhofer IEE) (2020), “激励灵活性: 德国电力市场的作用”, 2021年7月5日访问, https://www.energyforum.in/fileadmin/user_upload/india/media_elements/publications/20200623_Study_Flexibility/20200623_608_tj_V7_giz_StudyFlexibility_.pdf.
- 欧洲委员会 (2020), “欧洲委员会致欧洲议会、理事会、欧洲区域经济和社会委员会的信函——欧洲实现气候中和的氢能战略”, 2021年7月19日访问, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf.
- 德国联邦经济与能源部 (2020), “国家氢能战略”, 2021年11月16日访问, <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.pdf?blob=publicationFile&v=6>.
- Figgner, Jan.; Stenzel, Peter; Kairies, Kai-Philipp; Linßen, Jochen; Haberschusz, David; Wessels, Oliver; Robinius, Martin; Stolten, Detlef.; Sauer, Dirk Uwe (2021), “德国固定式电池储能系统的发展——2020 年现状” 发表于《储能期刊》第 33 期, 2021年1月, 101982。2021年7月5日访问, <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S2352152X2031817X?token=6D97DC5F24DAF8F803C6B744A4B18A61CDD0E8669A3A36623129BC8D566108E9D3ED214E87F35497CB901D47D82434B0&originRegion=eu-west-1&originCreation=20210705153304>.
- 弗劳恩霍夫太阳能系统研究所, 能源图表, 2021年5月21日访问, <https://energy-charts.info>.
- 弗劳恩霍夫能源经济和能源系统工程研究所, 德国国际合作机构 (2020), “激励灵活性: 德国电力市场的作用”, 2021年4月6日访问, https://www.energyforum.in/fileadmin/user_upload/india/media_elements/publications/20200623_Study_Flexibility/20200623_608_tj_V7_giz_StudyFlexibility_.pdf.
- 弗劳恩霍夫太阳能系统研究所 (2021), “2020 年德国净发电量: 可再生能源首次超过 50% 比例”, 2021年5月20日访问, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2020/nettostromerzeugung-in-deutschland-2021-erneuerbare-energien-erstmalig-ueber-50-prozent.html>.
- Gährs, Swantje; Desiböck, Alexander; Cremer, Noelle; Cremersu, Paula (2020), “居民和超市的区域灵活性”, 2021年4月12日访问, file:///G:/ESD/F%20Projekte/11-17-20%20Entrants/02_Working%20Groups/00_Flexibility,%20grid%20planning/GIZ-ERI_Report_Flexibility/Wissen/Description/2020_I%3C%96W_Households-supermarkts.pdf.

吉泰 Getec 集团, “合理使用剩余电力”, 2021 年 7 月 6 日访问, <https://www.getec-energyservices.com/Start/Technologien/Power-To-Heat/>.

Golbach, Adi, “热电联产的灵活性选项: 将可再生能源和效率结合起来(德国范例)”, 2021 年 7 月 5 日访问, <http://www.code2-project.eu/wp-content/uploads/6-141210-flexibility-options-CHP-CODE2.pdf>.

Gonzalez-Salazar, Miguel, Angel; Kirsten, Trevor; Prchlik, Lubos (2018), “在可再生能源不断增长的将来, 审查燃气电厂和燃煤电厂的运行灵活性和排放情况”发表于《可再生能源和可持续能源评论》80 (2018), 2021 年 7 月 7 日访问, <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1364032117309206?token=C04194F70945876896BE8D178D267F01DEC33DBED57E4493FE97DCDD9640372C8042C8A07E0F1077A2F3E6F586D7E41&originRegion=eu-west-1&originCreation=20210707074443>.

控制权分配的互联网平台, 2021 年 4 月 27 日访问, <https://www.regelleistung.net/ext/>.

控制权分配的互联网平台(可切换负载), 2021 年 4 月 29 日访问, <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla>.

可再生能源与电动交通整合(2018), “能源转型中的电力系统灵活性, 第一部分: 政策制定者概述”, 国际可再生能源机构, 阿布扎比, 2021 年 9 月 16 日访问, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA_Power_system_flexibility_1_2018.pdf.

可再生能源与电动交通整合(2019a), “电力部门转型的需求方灵活性. 分析简报”, 2021 年 7 月 6 日访问, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Dec/IRENA_Demand-side_flexibility_2019.pdf.

可再生能源与电动交通整合(2019b), “可再生能源驱动的未来的创新图景: 整合波动的可再生能源的解决方案”, 2021 年 7 月 5 日访问, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovation_Landscape_2019_report.pdf.

可再生能源与电动交通整合(2020), “降低绿色氢能成本. 扩大电解器的规模以实现 1.5°C 气候目标”, 2021 年 7 月 6 日访问, https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf.

哥白尼项目, “德国电力多元转化: 这些工业厂房今天已经投入使用”, 2021 年 7 月 6 日访问, https://www.kopernikus-projekte.de/en/projects/p2x/ptx_plants.

Krzikalla, Norbert; Achner, Sigggi; Brühl, Stefan (2013), “平衡来自可再生能源的波动性馈电的选项. 德国可再生能源联合会委托进行的研究”, 2021 年 5 月 21 日访问, https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf.

Ladwig, Theresa (2018), “德国可再生能源系统整合的需求侧管理”, 2018 年德累斯顿技术大学毕业论文, 2021 年 6 月 2 日访问, <https://tud.qucosa.de/api/qucosa%3A31017/attachment/ATT-0/>.

Langrock, Thomas; Purr, Katja; Baumgart, Bastian; Michels, Armin (2015), “能源密集型产业中可控负荷的特点、潜力和成本”发表于:《现代能源经济问题》65. Jg. (2015) Heft 12, 2021 年 7 月 6 日访问, https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2015/ET_12-15-BET_UBA_Trianel.pdf.

Markewitz, Peter; Robinius, Martin (2017): 技术报告 2.1 中央大型发电厂。于: 伍珀塔尔研究所, 联邦信息安全办公室, 德国未来能源系统研究所(编辑): 能源转型的技术。提交给联邦经济事务和能源部的分报告 2。伍珀塔尔、卡尔斯鲁厄、萨尔布吕肯, 2021 年 8 月 30 日访问, https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7048/file/7048_Grosskraftwerke.pdf.

Matt, Peter (2016), “Obervermuntwerk 二期项目发电站及其灵活性”, 2021 年 7 月 5 日访问, <https://flexibility.vgb.org/wp-content/uploads/2019/03/VGB-PowerTech-2016-03-021-026-MATT-Referenzexemplar.pdf>.

Meyer, Thorsten (2019), “居民用户的动态电价”, 2021 年 7 月 6 日访问, <https://www.meterpan.de/blog/dynamischer-stromtarif-fuer-haushaltskunden/>.

Milojcic, George; Dyllong, Yvonne (2016), “燃煤和天然气发电厂的灵活性及二氧化碳排放量比较”, 2021 年 7 月 5 日访问, https://www.energie.de/fileadmin/dokumente/et/Archiv_Zukunftfragen/2016/Zukunftfragen_2016_07.pdf.

法维翰咨询公司(2019), “执行摘要: 公用事业规模储能的国家预测. 领先国家的公用事业级储能系统容量和收入预测”, 2021 年 7 月 6 日访问, <https://guidehouseinsights.com/reports/country-forecasts-for-utility-scale-energy-storage>.

Netztransparenz.de, “容量储备”, Netztransparenz.de, 2021 年 9 月 14 日访问, <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Kapazitaetsreserve>.

次世代电厂 (Next Kraftwerke) a, “灵活性溢价”, 2021 年 7 月 5 日访问, <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/flexibilitatspraemie>.

次世代电厂 b, “灵活性附加费”, 2021 年 7 月 5 日访问, <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/flexibilitaetszuschlag>.

次世代电厂 c, “虚拟电厂”, 2021 年 7 月 14 日访问, <https://www.next-kraftwerke.com/vpp/virtual-power-plant>.

次世代电厂 d, “什么是馈电管理?”, 2021 年 4 月 13 日访问, <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/einspeisemanagement>.

次世代电厂 e, “什么是电网储备、容量储备和安全储备?”, 2021 年 5 月 17 日访问, <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/netzreserve-kapazitaetsreserve-sicherheitsbereitschaft>.

次世代电厂 f, “什么是跨境互联互通?”, 2021 年 5 月 4 日访问, <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/cross-border-interconnectors>.

次世代电厂 g, “什么是市场耦合?”, 2021 年 5 月 4 日访问, <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/market-coupling>.

Sämisch, Hendrik (2015), “权力的游戏三: 输电系统运营商 (TSO) 之间的合作是如何进行的?”, 2021 年 4 月 29 日访问, <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/zusammenarbeit-uebertragungsnetzbetreiber>.

Schenuit, Carolin (2016), “需求侧管理巴伐利亚试点项目: 项目介绍和结果”, 2016 年 6 月 20 日, 慕尼黑, 2021 年 4 月 20 日访问, http://www.dsm-bayern.de/fileadmin/content/Downloads/Konferenz/dena_Abschlusskonferenz_DSM_Bayern.pdf.

壳牌石油公司, 伍珀塔尔研究所 (2017), “壳牌氢能研究。未来的能源? 通过燃料电池和氢能实现可持续交通”, 2021 年 7 月 6 日访问, https://www.shell.de/medien/shell-publikationen/shell-hydrogen-study/_jcr_content/par/toptasks_e705.stream/1497968967778/1c581c203c88bea74d07c3e3855cf8a4f90d587e/shell-hydrogen-study.pdf.

欧洲光伏产业协会 (2020), “2020-2024 年欧洲住宅电池存储市场展望”, 2021 年 7 月 14 日访问, https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2020/10/2820-SPE-EU-Residential-Market-Outlook-07-mr.pdf?cf_id=35859.

联邦环境局 (2021), “热电联产”, 2021 年 7 月 23 日访问, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraft-waerme-kopplung-kwk#ziel-der-bundesregierung-fur-die-kwk-stromerzeugung>.

美国能源部 (2015), “燃料电池技术办公室”, 2021 年 7 月 6 日访问, https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/11/f27/fcto_fuel_cells_fact_sheet.pdf.

输电系统运营商 (TSO) ÜNB (2020), “输电系统运营商 (TSO) 根据 AbLaV 第 8 (3) 条提交的关于可断开负载的报告”, 2021 年 11 月 16 日访问, https://www.elektronische-vertrauensdienste.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_71_NetzE/BK4_73_Ablav/Downloads/Bericht_der_Uebertragungsnetzbetreiber_2020_bf_mKw.pdf?blob=publicationFile&v=2.

Wulf, Christina; Zapp, Petra; Schreiber, Andrea (2020), “欧洲的电力转换示范项目回顾” 发表于《能源研究前沿》, 第 8 期, 2020 年 9 月 25 日, 2021 年 7 月 6 日访问, <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2020.00191/full>.

“《能源供应电网接入法》(《电网接入法》——StromNZV) § 4 平衡组”, 2021 年 5 月 12 日访问, https://www.gesetze-im-internet.de/stromnzv/_4.html.

大型电厂运营商协会 (2018), “灵活性工具箱。燃煤电厂灵活运行的措施汇编”, 2021 年 6 月 7 日访问, https://www.vgb.org/flexibility_toolbox.html?dfid=90943.

虚拟智慧能源研究所, (地区) 虚拟电厂 (2018), “定义的基础知识和初步发现”, 2021 年 5 月 21 日访问, https://www.smart-energy.nrw/sites/smartenergy/files/vise_2018_-_definitiorische_grundlagen_und_erste_erkenntnisse.pdf.

虚拟电厂, “电转气”, 2021 年 7 月 6 日访问, <https://www.interconnector.de/wissen/power-to-gas/>.

Yanan, Zheng; Xinnan, Wang; Anders, Hove; Gengyin, Li; Zheyu, Guo (2020), “京津冀和德国电力系统灵活性的定量比较研究”, 2021 年 7 月 5 日访问, https://www.energiwende-global.com/fileadmin/user_upload/giz-website/Media_Library/Erneuerbare_Energien/Power_System_Flexibility_in_Jingjinji_and_Germany.pdf.

尾注

- ¹德国联邦网络机构 2017, 6.
- ² Comp. 虚拟智慧能源研究所等 2018, 27.
- ³弗劳恩霍夫能源经济和能源系统工程研究所；德国国际合作机构 2020, 7.
- ⁴弗劳恩霍夫能源经济和能源系统工程研究所；德国国际合作机构 2020, 7.
- ⁵ 虚拟智慧能源研究所等 2018, 28.
- ⁶ 虚拟智慧能源研究所等 2018, 28.
- ⁷ 虚拟智慧能源研究所等 2018, 29.
- ⁸ 虚拟智慧能源研究所等 2018, 30 and 32; Agora Energiewende 2017b.
- ⁹ 德国能源署 2017b.
- ¹⁰ 德国能源署 2017b.
- ¹¹ Borggreffe 和 Neuhoff, 2011 于：虚拟智慧能源研究所等 2018, 28
- ¹² 虚拟智慧能源研究所等 2018, 29.
- ¹³ 虚拟智慧能源研究所等 2018, 31.
- ¹⁴ 虚拟智慧能源研究所等 2018, 31.
- ¹⁵ 虚拟智慧能源研究所等 2018, 31.
- ¹⁶ 50Hertz 公司等 2020, 6.
- ¹⁷ 德国联邦经济与技术部 2017, 8.
- ¹⁸ 德国联邦经济与技术部 2017, 8.
- ¹⁹ 德国联邦经济与技术部 2017, 8.
- ²⁰ Team Consult 公司, 12.
- ²¹ Team Consult 公司, 20, 德国能源署 2019b, 2.
- ²² 德国博众能源转型论坛 2017a, 21.
- ²³ Team Consult 公司, 12.
- ²⁴ 德国博众能源转型论坛 2017a, 42 - 45.
- ²⁵ 德国经济研究所柏林等, 2019, p. 22; 德国应用生态研究所 2017b. 于：德国经济研究所柏林 2019, 23.
- ²⁶ 德国博众能源转型论坛 2017a, 11-12.
- ²⁷ Energynautics 公司 2021, 4.
- ²⁸ 德国博众能源转型论坛 2017a, 12.
- ²⁹ 德国博众能源转型论坛 2017a, 12.
- ³⁰ Milojcic 等人 2016.
- ³¹ Energynautics 公司 2021, 4.
- ³² Energynautics 公司 2021, 4-5.
- ³³ 更多信息参见 Gonzalez-Salazar 等人 2018.
- ³⁴ Team Consult 公司, 12 - 13.
- ³⁵ Golbach, 24 和 Energynautics 公司 2021, 6-7.
- ³⁶ Team Consult 公司, 12 - 13.
- ³⁷ Christidis 2019, XVIII.
- ³⁸ 德国博众能源转型论坛 2017a, 45 和 67.
- ³⁹ 德国联邦网络机构/SMARD 电力市场数据
- ⁴⁰ 德国经济研究所柏林 2019, 23.
- ⁴¹ 德国博众能源转型论坛 2017a, 109.
- ⁴² 燃煤电厂改建措施成本的详细信息参见：大型电厂运营商协会 2018.
- ⁴³ 国际可再生能源机构 2019b, 71.
- ⁴⁴ Energynautics 公司 2021, 8.
- ⁴⁵ Energynautics 公司 2021, 8.
- ⁴⁶ 德国可再生能源机构
- ⁴⁷ Krzikalla 等人 2013, 9.
- ⁴⁸ 次世代电厂 a and b.
- ⁴⁹ 德国能源署 a.
- ⁵⁰ 德国能源署 a.
- ⁵¹ 环境与能源研究所 2019.
- ⁵² Matt 2016, 22.
- ⁵³ 德国能源署 a.
- ⁵⁴ 德国能源署 2015, 4.
- ⁵⁵ Team Consult 公司 16.
- ⁵⁶ 德国能源署 a.
- ⁵⁷ Energynautics 公司 2021, 9.
- ⁵⁸ 德国能源署 a.
- ⁵⁹ Energynautics 公司 2021, 9.
- ⁶⁰ Krzikalla 等人 2013, 9.
- ⁶¹ 德国联邦网络机构 2014, II.
- ⁶² Energynautis 公司 2021, 9.
- ⁶³ Conrad 等人 2014, 13.
- ⁶⁴ Team Consult 公司, 50.
- ⁶⁵ 大型电厂运行者协会 (VGB) 2018, 32; Energynautics 公司 2021, 13 and 16.
- ⁶⁶ Team Consult 公司, 50.
- ⁶⁷ 德国能源署 2020, 7.
- ⁶⁸ Energynautics 公司 2021, 12.
- ⁶⁹ Energynautics 公司 2021, 13.
- ⁷⁰ Energynautics 公司 2021, 12.
- ⁷¹ Energynautics 公司 2021, 13.
- ⁷² 欧洲光伏产业协会 2020, 15.
- ⁷³ Team Consult 公司, 51.
- ⁷⁴ Enkhardt 2021.
- ⁷⁵ Colthorpe 2021.
- ⁷⁶ Team Consult 公司, 51.
- ⁷⁷ Colthorpe 2021.
- ⁷⁸ Figgenger 等人 2021, 5.
- ⁷⁹ Colthorpe 2021.
- ⁸⁰ Comp. Krzikalla 等人, 2013, 9.
- ⁸¹ Figgenger 等人 2021, 7.
- ⁸² Energynautics 公司 2021, 13.
- ⁸³ Comp. 德国能源署 2020, 17 - 21; Team Consult 公司, 52 - 53.
- ⁸⁴ Energynautics 公司 2021, 14.
- ⁸⁵ Energynautics 公司 2021, 16.
- ⁸⁶ Energynautics 公司 2021, 16.
- ⁸⁷ Team Consult 公司 2020, 7.
- ⁸⁸ Figgenger 等人 2021, 11.
- ⁸⁹ Figgenger 等人 2021, 11.
- ⁹⁰ Team Consult 公司, 40.
- ⁹¹ comp. Krzikalla et al., 2013, 9.

- ⁹² 法维翰咨询公司 2019, 2.
- ⁹³ Figgenger 等人 2021, 11.
- ⁹⁴ 大型电厂运营商协会 2018, 32.
- ⁹⁵ Energynautics 公司 2021, 16.
- ⁹⁶ 德国能源署 2020, 33.
- ⁹⁷ Energynautics 公司 2021, 22 – 23.
- ⁹⁸ Energynautics 公司 2021, 24.
- ⁹⁹ 德国能源与水经济协会 2020, 4.
- ¹⁰⁰ Energynautics 公司 2021, 3.
- ¹⁰¹ 德国博众能源转型论坛 2017c, 17.
- ¹⁰² 德国联邦经济与技术部 2020.
- ¹⁰³ 欧洲委员会 2020.
- ¹⁰⁴ Energynautics 公司 2021, 24.
- ¹⁰⁵ Wulf 等人 2020.
- ¹⁰⁶ 德国能源署 2020, 33.
- ¹⁰⁷ 哥白尼项目
- ¹⁰⁸ FfE, 2017, 42 于: 德国能源署 2020, 33.
- ¹⁰⁹ Krzikalla 等人, 2013, 9.
- ¹¹⁰ 德国能源与水经济协会 2020, 4.
- ¹¹¹ 国际可再生能源机构 2020, 72.
- ¹¹² 壳牌公司等 2017, 32 – 33; comp. 美国能源部 2015, 2.
- ¹¹³ Energynautics 公司 2021, 25.
- ¹¹⁴ Getec 公司
- ¹¹⁵ 替代技术中心
- ¹¹⁶ 德国能源署 2019d.
- ¹¹⁷ 根据: Schenuit 2016, 4.
- ¹¹⁸ 德国能源署 2018, 6.
- ¹¹⁹ 德国能源署 2019, 8.
- ¹²⁰ 可参见: Team Consult 公司, 30.
- ¹²¹ 德国能源署 b.
- ¹²² Ladwig 2018, 42.
- ¹²³ Comp. Energynautics 公司 2021, 21; 德国能源署 2016, 6.
- ¹²⁴ Langrock 等人 2015, 62.
- ¹²⁵ Langrock 等人 2015, 62.
- ¹²⁶ Energynautics 公司 2021, 20.
- ¹²⁷ Gähns 等人 2020, 14.
- ¹²⁸ Comp. Gähns 等人, 2020, 17 – 20; Energynautics 公司 2021, 20; Meyer 2019, 德国联邦网络机构 2015.
- ¹²⁹ Gähns 等人 2020, 18.
- ¹³⁰ Comp. Gähns 等人 2020, 14 – 17; Energynautics 公司 2021, 19.
- ¹³¹ Team Consult 公司, 29.
- ¹³² Team Consult 公司, 29 – 30.
- ¹³³ Ladwig 2018, 42.
- ¹³⁴ Energynautics 公司 2021, 19.
- ¹³⁵ Comp. 替代技术中心
- ¹³⁶ 全德汽车俱乐部 a 2021, 全德汽车俱乐部 b 2021.
- ¹³⁷ Comp.Team Consult 公司, 72.
- ¹³⁸ Team Consult 公司, 72.
- ¹³⁹ Team Consult 公司, 75 – 76
- ¹⁴⁰ Team Consult 公司, 73.
- ¹⁴¹ Team Consult 公司, 77.
- ¹⁴² 国际可再生能源机构 2019 于: Team Consult 公司, 77.
- ¹⁴³ Team Consult 公司, 82.
- ¹⁴⁴ 德国联邦网络机构 2019, 296 and 311.
- ¹⁴⁵ Team Consult 公司, 84.
- ¹⁴⁶ Team Consult 公司, 81 – 82.
- ¹⁴⁷ 委员会条例 (欧盟) 2017/1485.
- ¹⁴⁸ 普华永道 2020 于: 德国能源署/Team Consult 公司, 80.
- ¹⁴⁹ Sämisch 2015.
- ¹⁵⁰ Sämisch 2015.
- ¹⁵¹ Sämisch 2015.
- ¹⁵² 次世代电厂 f.
- ¹⁵³ 次世代电厂 f 和 g.
- ¹⁵⁴ Next Kraftwrke f.
- ¹⁵⁵ 次世代电厂 g.
- ¹⁵⁶ 次世代电厂 f.
- ¹⁵⁷ 根据次世代电厂 e, 德国联邦网络机构 a 和 b 及 Netztransparenz.de.
- ¹⁵⁸ Comp. Team Consult 公司, 78 – 79.
- ¹⁵⁹ 根据: Team Consult 公司, 78 和电力现货市场 2020.
- ¹⁶⁰ 德国能源署 2019a, 2.
- ¹⁶¹ 德国能源署 2019a, 4.
- ¹⁶² Based on: 德国能源署 2014, 4; 德国能源署 2019a, 2 – 3 和 Team Consult 公司 79 – 80.
- ¹⁶³ 德国联邦网络机构 2021, 200 – 203.
- ¹⁶⁴ 德国联邦网络机构 2020a, 196.
- ¹⁶⁵ Team Consult 公司, 25 – 26
- ¹⁶⁶ 根据: Team Consult 公司, 25 – 26 和用于分配平衡电力的互联网平台 (可切换负载)
- ¹⁶⁷ 德国联邦网络机构 2021, 215
- ¹⁶⁸ Team Consult 公司, 28.29.
- ¹⁶⁹ Comp.Team Consult 公司, 81 – 82.
- ¹⁷⁰ 次世代电厂 a and b.
- ¹⁷¹ Energynautics 公司 2021, 8.