

丹麦电力系统中灵活性的发展及其作用

风能和太阳能占比 50%的并网整合解决方案以及未来可能
用于整合剩余 50%风能和太阳能的解决方案



2021 年 6 月

版权

除另有规定，该出版物中的材料可自由使用、分享或重印，但须注明出处。该出版物的引用格式如下：丹麦能源署（2021）：丹麦电力系统中灵活性的发展及其作用

鸣谢

该出版物由丹麦能源署（DEA）编制，属于“丹麦气候封套（Danish Climate Envelope）”资助的中丹能源伙伴计划三期（Sino-Danish Energy Partnership Programme III）项目的一部分，此计划的宗旨是协助中国开发能源相关的低碳路径，支持其落实国家自主贡献。

特别鸣谢丹麦输电系统运营商 Energinet，感谢在审阅该出版物的过程中所做出的宝贵贡献。

联系信息：

Bjarke Christian Nepper-Rasmussen，丹麦能源署，bcnr@ens.dk

Natasha Amalie Gjerløv Fiig，丹麦能源署，ntgf@ens.dk

Lars Grundahl，丹麦能源署，lsgl@ens.dk

前言

为了履行《巴黎协定》，确保为后代创造一个可持续发展的世界，我们需要推动能源部门实质性的全面转型。这一绿色转型的关键在于尽快、大规模地应用基于可再生能源的低碳技术。因此，可再生能源的部署具有前所未有的重要意义。

要快速实现能源系统的脱碳，电力系统须发挥核心作用。虽然可再生能源的部署势在必行，但只完成这一项也是不够的。要使用能带动我们前进的技术取代拖我们后腿的技术，而有效地整合此类可再生能源是确保技术顺利迭代的关键。

一直以来，丹麦电力系统中可变可再生能源的比重都在世界上首屈一指，目前我国超过一半的电力需求都依赖于风电和太阳能发电。整合这些技术的经验展现了我们如何在顺利提高电力系统中可变可再生能源比重的同时，能以可负担的电价满足丹麦的电力需求，并保证世界一流的电力安全供给。

过去几十年间，针对如何在确保经济增长和可负担电价的同时整合比重与日俱增的可变可再生能源，丹麦积累了丰富的经验。这些经验价值连城，因为世界各地的国家都在推行自身能源系统的转型，他们现在所面临的挑战与丹麦能源转型初期阶段遇到的挑战如出一辙。

在此报告中，我们分享了丹麦电力部门结构转型的历史。转型始于丹麦通过开放电力市场来保障所有技术都能够公平平等地进入电力市场，接入电网。在此背景下，我们介绍了灵活性解决方案的演变，灵活性解决方案本身不是目标，而是一种工具，用于促进具有成本效益的可变可再生能源的整合。

本国电力系统缺乏灵活性的问题困扰着世界各地诸多国家，丹麦能源署希望这些经验能够给他们带来启发，帮助世界各国进一步推进能源系统的转型，以便让我们能够携手应对气候变化这一全球挑战。



Kristoffer Böttzauw,
丹麦能源署署长

执行摘要

整合占比 50%的可变可再生能源：丹麦电力部门中灵活性所发挥的作用

2020 年，丹麦电力部门用电量的 50%来自于可变可再生能源（VRE），这让丹麦成为电力系统中可变可再生能源所占比重最高的国家。在某些时期，可变可再生能源发电量甚至会超过电力总需求量，因此，电力系统可以 100%依赖可变可再生能源运转，同时还能将剩余电力出口。如图 1 所示，可变可再生能源占比的年平均值得从 2000 年的大约 12%增长到 2010 年的 22%，这是巨大的进步。

这一成就是建立在 20 年经验的基础上的。丹麦过去 10 年的电力供应安全性平均值为 99.996%，经验表明，在维持世界级供电安全的同时，以一种具有成本效益的方式整合高比重的可变可再生能源是可以实现的 (Energinet, 2020)。在电力系统从基于热电厂转变为大幅依赖可变可再生能源发电的过程中会遇到很多挑战和障碍，而如图 1 所示，其中的核心难题就是灵活性需求的不断增长，如何能够以合理的成本，在维持高供电安全性的同时应对发电量的不确定性和可变性。



图 1 热电装机、可变可再生能源装机和联网线路的容量发展 (DEA, 2019) 与峰值用电量的对比 (Energinet)。热电装机容量蕴含所有可能的热电厂发电容量，包括可能已被搁置的电厂。

电力市场是灵活性的关键驱动力

丹麦电力系统高灵活性的发展与其 2000 年开放电力市场、拆分之前垂直整合的能源公用事业密不可分。市场理念的核心在于：市场的设计要能够通过价格信号反映电力系统对灵活性的需求，从而为市场参与者提供采取相应行动的经济激励。

因此，在丹麦的案例中，日内市场和每小时电价等市场设计在以具有成本效益地方式解锁灵活性方面发挥着关键作用。历史上，核心的市场参与者是电厂运营商，在价格信号的刺激下

在电力市场上积极行动，提高自身运营的灵活性，以在不断变化的电价中谋求利益的最大化。

按时间顺序回顾 2000-2020 年灵活性解决方案所获得的经验教训

过去 20 年里，可变可再生能源的比重发生了巨大的变化，电力系统对灵活性的需求也一样。因此，按时间顺序回顾丹麦电力系统 2000 到 2020 年期间技术及制度层面的灵活性解决方案，不仅能够深刻理解其阶梯式发展过程，还能阐明不同的可变可再生能源比重需要怎样的灵活性解决方案。下文分享了从此项回顾中得到的一些经验。

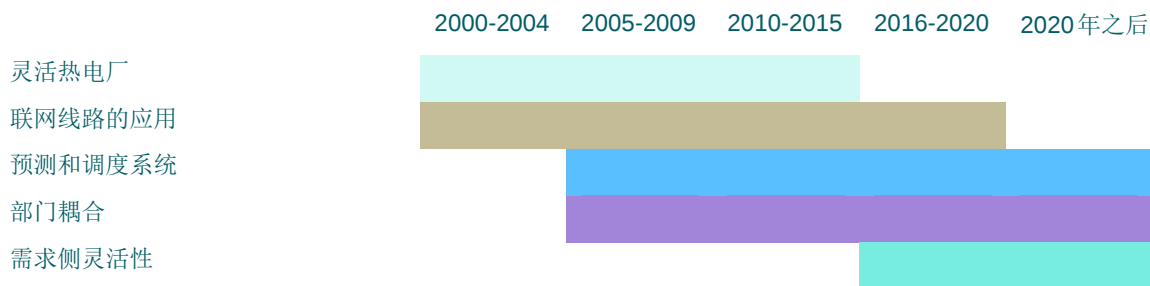


图2 不同时期主要灵活性措施的图示。关于分类的进一步解释，参见图7 所在的文本框。

2000-2009（可变可再生能源比重<20%）：市场刺激了联网线路的更优应用，通过很少的灵活性投资实现现有电厂的更灵活运营

在回顾中发现，在可变可再生能源低比重的情况下，灵活性方面所需的投资相对较少，这是因为可以通过现有热电厂的更灵活运营以及与邻近国家联网线路的更优应用，来满足灵活性需求。如图 2 所示，直到 2009 年，丹麦的可变可再生能源的比重都在 20%以下，灵活性的主要来源就是灵活的热电厂、联网线路的应用、预测和调度系统。预测和调度系统对减少灵活性需求具有重要意义，且随着可变可再生能源比重的提高变得越来越重要。

热电联产厂的收入从依赖传统的三段式电价制度转变为参与能形成每小时电价的电力市场推动了其运营灵活性的发展。2009 年，负现货电价的引入使得灵活的热电厂可以在可变可再生能源发电量较高时大幅减少其自身发电量。热电联产机组还能够实现热力和电力的部门耦合，通过例如改变电转热发生比例等手段改变其发电量。

2010-2015（可变可再生能源比重 20-44%）：更高的可变可再生能源比重要求加大对现有技术灵活性措施的投资，采用新的电厂及电网运营方式

2010-2015 年，可变可再生能源比重增加到 44%，使得提升系统灵活性的投资覆盖大部分电力部门价值链成为必须。其中包括的技术解决方案有完全的汽轮机旁通以及电热锅炉或热泵等热电解耦技术。

历史上，丹麦就一直与邻国的电力系统高度互联，而当所有联网线路的容量都可在市场上进行交易时，其应用得到了进一步改善。2000 年加入北欧电力交易所（Nord Pool）推动了丹麦与邻国的跨境交易，提供了电力上调及下调的重要灵活性来源。2015 年，欧洲统一的日前市场投入使用，提供了接入更广泛的平衡区域以及更便宜的灵活性来源的途径。

此外，2018 年启动的欧洲跨境日内市场，改善了可变可再生能源自行平衡日内发电量偏差的能力，因为大量的买方和卖方推动了竞争，提高了市场流动性，推动了整个欧洲范围内日内交易的效率提升。

除了发电和输电侧，丹麦电力系统的运营也在转型，因此到了 2017 年，中央火力发电厂也不再必须时刻运转。许多研究证明，交流电联网线路和同步发电机等系统骨干部分能够提供维持丹麦电力系统稳定所必需的特性。因此，丹麦电力系统可以摆脱中央火力发电厂运行，其不出力的时间从每年几个小时不断延长。

2016-2020（可变可再生能源比重 44-50%）和超过 50%：焦点转移到终端能源消费部门耦合和推动需求侧灵活性发展

积极参与系统平衡的代表消费者与供电公司进行谈判的聚合商等机制的兴起推动了需求侧灵活性，让消费者从被动消费转变为主动消费。

灵活性方面“唾手可得的果实”已经收入囊中，促成丹麦实现最初 50%可变可再生能源整合的解决方案，在未来将不足以满足灵活性需求。焦点总体上朝着提高终端能源消费部门耦合和推动需求侧灵活性发展的方向转移，手段包括采用新技术、创新性地使用现有技术、数字化和数据驱动的经营模式等。预计电力市场交易依然是灵活性的主要驱动力，而市场设计将不断演进，从而推动灵活性水平的提升，并最终于 2030 年之前，实现丹麦电力系统的 100%可再生能源化。

目录

前言	2
执行摘要	3
目录	6
图	8
缩写	10
1. 有关丹麦电力系统发展以及灵活性所发挥作用的介绍	11
丹麦电力系统：20 年间可变可再生能源比重从 12%增长到 50%	11
可变可再生能源整合：分享丹麦的经验有助于加速其他国家的能源转型	13
可变可再生能源发电蕴含着可变性和不确定性	15
灵活性：可变可再生能源整合中的关键概念	15
按时间顺序回顾丹麦电力系统中的灵活性措施及其驱动力	16
2. 2000-2004：电力部门的市场开放为系统灵活运行提供了最初的激励措施且将联网线路容量完全投放到市场上——可变可再生能源比重 12-19%	18
灵活热电厂：传统的低灵活性基础负荷受到激励成为灵活性的来源	19
联网线路的应用：联网线路的全部容量可用于市场调度	20
2000-2004 年要点	24
3. 2005-2009：热电联产厂从提供基础负荷转变为成为关键的灵活性来源，监管引入负现货价格——可变可再生能源比重 18-20%	25
灵活热电厂：热电联产厂的作用从基础负荷转变为灵活性的关键来源	26
新的市场结构激励热电联产厂提高运行的灵活性。	26
负价格通过电热锅炉的使用促成了传统发电的更动态运行。	29
2005-2009 年要点	31
4. 2010-2015：增加热电联产厂的使用作为灵活性来源，大幅投资于联网线路，同时打造整个欧洲范围的一体化日前市场——可变可再生能源比重 22-44%	32
灵活热电厂和部门耦合：可变可再生能源比重增大刺激热电厂进一步灵活化	32
联网线路的应用：提高使用率以平衡风电生产	36
出现跨越欧洲大部分的协调日前市场	39

日前市场上联网线路容量的隐式拍卖	40
2010-2015 年要点	42
5. 2016-2020: 新的灵活性措施聚焦于消费者参与电力市场, 改进预测以实现前瞻性平衡, 使用风力涡轮机提供平衡服务——可变可再生能源比重达到 50%	43
丹麦电力系统摆脱热电厂运行	43
需求侧灵活性: 对消费者友好的零售市场	45
从被动消费者到主动消费者的转变	45
预测和调度系统: 具有前瞻性的平衡措施和精确预测确保风力涡轮机可以平衡电网。	47
基于不断升级的预测, 丹麦通过具有前瞻性的平衡措施取得了巨大成功。	47
风能第一次被用于提供辅助服务	48
联网线路的应用:	49
跨境日内市场: 可变可再生能源自行平衡欧洲日内偏差的能力得到提升	49
邻国国内电网局限性日益加剧, 通过市场下调导致丹麦弃风增加	49
2016-2020 年要点	50
6. 2020 年之后: 电力部门绿色转型的后半场需要源自新技术的灵活性以及消费者的参与——为 2030 年可变可再生能源比重达到 100%而努力	52
部门耦合: 所有可能部门用能的电气化理论上能提供巨大的灵活性潜力	54
联网线路的应用: 能源岛应用在即, 以及可能在国内引起的问题	55
需求侧灵活性: 消费者的进一步参与、新业务模型和所面临的障碍	57
2020 年之后的要点	59
7. 基于丹麦经验的建议	60
灵活性是工具不是目的	60
设计反映系统要求的定价制度	60
扩大平衡区域以获得使用更多样化电力来源的机会, 提高灵活性	60
改善调度和预测以减少灵活性需求	60
探索未来具有创新性的灵活性解决方案	61
参考文献	62

图

图 1 热电装机、可变可再生能源装机和联网线路的容量发展（DEA，2019）与峰值用电量的对比（Energinet）。热电装机容量蕴含所有可能的热电厂发电容量，包括可能已被搁置的电厂。	3
图 2 不同时期主要灵活灵活性措施的图示。关于分类的进一步解释，参见图 7 所在的文本框。	4
图 3 热电装机容量、可变可再生能源装机容量和联网线路容量的发展与峰值用电量的对比（Energinet）。热电装机容量蕴含所有可能的热电厂发电容量，包括可能已被搁置的电厂或者“在特定条件下运营”的电厂以及可能启动时间长达几周或几个月的电厂。不含退役电厂。	12
图 4 丹麦电力系统中可变可再生能源发电量与用电需求相对比重的发展 (DEA, 2019)。不同年份之间的波动性主要来源于年均风速不同造成的年度风力发电量的差别。	12
图 5 可再生能源整合不同阶段的特征和关键转型挑战 (IEA, 2018)。	14
图 6 2020 年 5 月 15-17 日丹麦主要用电量和发电量来源。超过用电量的发电量出口到其他国家。	14
图 7 特定类别的灵活性对电力系统灵活性及可再生能源整合具有最大影响的时期之图示。	17
图 8 三段式电价定价与现货市场价格构成之间差异的图示。	19
图 9 1995 年 1 月和 2000 年 1 月西丹麦和瑞典之间联网线路的电力流通情况。正数代表进口，负数代表出口，方形阴影区域标记联网线路的额定容量。图源 (IEA, 2005)，信息源 Energinet。	21
图 10 截止 2004 年丹麦的国际联网线路。	21
图 11 北欧电力市场的主要阶段（Energinet，2020）。	22
图 12 北欧电力系统平衡措施的类型 (DEA, 2015)	24
图 13 从集中的热电联产厂到分散的热电联产厂和风电场的转变 (DEA)	26
图 14 日前市场上日常运行的范例 (CEM, 2018)	28
图 15 负现货价格如何刺激电厂消费电力的范例	30
图 16 新电热锅炉数量和累积装机容量 (DEA, 2016)。	31
图 17 所有者落实的热电厂灵活性改进 (DEA, 2015)。	33
图 18 取决于电价的不同电厂短期边际产热成本的例证。	34
图 19 具有各种灵活措施的热电联产厂的运营边界	35

图 20 更大平衡区域对风电生产曲线的平滑作用 (Energinet, 2015)	37
图 21 2015 年 12 月丹麦出口量与风电产量之间的相关性 (Energy data service)	37
图 22 西丹麦分能源品种的发电量及总电力需求。当总发电量超过电力需求时，出口电力；在总发电量低于电力需求时时，通过进口补足缺口。	38
图 23 2014 年一周内西丹麦与瑞典西南之间 740 兆瓦康德-斯堪线路的流量以及两个区域之间的电力价格差异。	39
图 24 欧洲各地日前市场（左）和日内市场（右）的耦合 (DEA, 2020)	40
图 25 低边际成本和高边际成本出价区域之间市场耦合的图示。来源：Energinet。	41
图 26 丹麦和德国的日前电价以及显式拍卖下两国之间电力流动方向的图示。	42
图 27 2020-2040 年电力需求和电厂容量的预计趋势 (DEA, 2020)。	53
图 28 可变可再生能源渗透率随时间增长以及相关及预期可变可再生能源整合措施时间安排的图示。来源：Energinet。	54
图 29 “Kriegers Flak——组合电网解决方案”中电网的图示 (Obbekær, 2021)。	57

缩写

BRP	平衡责任方
CEER	欧洲能源监管委员会
CEM	清洁能源部长级会议
CHP	热电联产
COP	性能系数
CCUS	碳捕获、利用与封存
DAM	日前市场
DEA	丹麦能源署
DSF	需求侧灵活性
DSO	配电系统运营商
EU	欧盟
EV	电动汽车
HVDC	高压直流电
LCC	电网换相换流器
mFFR	手动频率恢复储备
NDC	国家自主贡献
RfG	发电机要求（欧盟网络条例）
TSO	输电系统运营商
VRE	可变可再生能源（指的是不可调度的可再生能源，尤其是此报告中的风能和太阳能发电）
VSC	电压源换流器
PtX	电转 X

1. 有关丹麦电力系统发展以及灵活性所发挥作用的介绍

此章节讯息

- 丹麦电力系统中可变可再生能源的比重从 2000 年的 12% 增长到 2020 年的 50%。
- 目前，热电装机容量、联网线路容量和可变可再生能源装机容量处于类似水平（每一项大约为 7-8 吉瓦），峰值用电量大约为 6 吉瓦。
- 在此报告中，灵活性的定义为“电力系统在不同的时间范围内，在以合理成本维持令人满意的可靠性水平的同时，应对发电与需求可变性和不确定性的能力” (Ma, 2013)。
- 电力市场是灵活性的主要驱动力——市场开放确保了具有成本效益的可变可再生能源整合

过去 20 年间，丹麦成功地在其电力系统中整合了比重越来越大的可变可再生能源（VRE），此报告的目的就是分享这些经验。在此报告中，可变可再生能源主要指的是风能，而太阳能仅占到发电量的一小部分。

这一介绍性章节始于一段高层次的介绍，解释了为什么丹麦的经验对其他国家的能源转型具有宝贵价值。之后，介绍了灵活性是可变可再生能源整合的核心概念，阐述了此报告如何定义灵活性的概念。章节的最后是对此报告结构的介绍，即按时间顺序介绍了 2000 到 2020 年以及未来丹麦电力系统的灵活性的变化，并阐述了选择此种结构的动机。

丹麦电力系统：20 年间可变可再生能源比重从 12% 增长到 50%

自 20 世纪 80 年代开始直到今天，丹麦电力系统一直经历着激进的转型，从基于大型中央燃煤电厂的系统转型成基于可变可再生能源、热电联产厂和强大联网线路的系统。今天，丹麦电力系统由大约 7.2 吉瓦可变可再生能源装机容量（其中 6.1 吉瓦为风能）和 8 吉瓦热电装机容量构成，如图 3 所示 (DEA, 2019)。

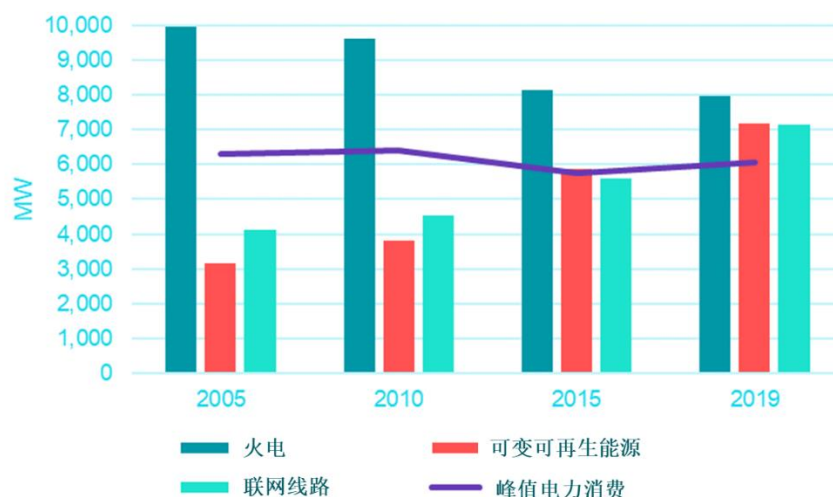


图3 热电装机容量、可变可再生能源装机容量和联网线路容量的发展与峰值用电量的对比 (Energinet)。
热电装机容量蕴含所有可能的热电厂发电容量，包括可能被搁置的电厂或者“在特定条件下运营”的电厂以及可能启动时间长达几周或几个月的电厂。不含退役电厂。

丹麦电力生产中可变可再生能源的比重达到一半，2020 年，可变可再生能源发电在电力消费需求中所占比重连续两年达到 50%，如图 4 所示 (Energinet, 2021)。与 2000 年的 12% 相比，这是巨大的增长，增长的原因就是可变可再生能源发电的快速部署 (DEA, 2019)。丹麦期望在 2030 年之前，继续达成 100% 可再生能源电力系统的目标 (DEA, 2020)。

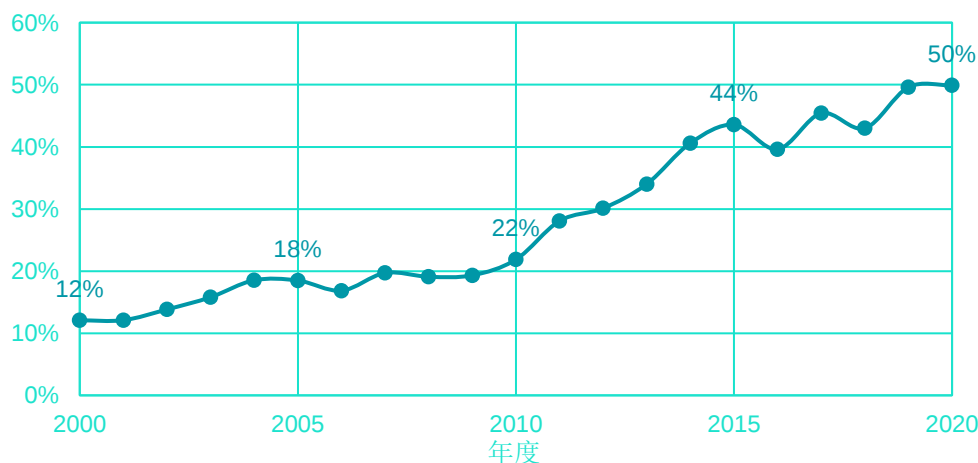


图4 丹麦电力系统中可变可再生能源发电量与用电需求相对比重的发展 (DEA, 2019)。不同年份之间的波动性主要来源于年均风速不同造成的年度风力发电量的差别。

这一成就让丹麦成为可变可再生能源整合的领军国家。但是，能实现如此高的可变可再生能源整合比例，也不是一蹴而就的。在提高丹麦电力系统可变可再生能源比重的历程中，每走一步都会遇到制度性障碍。可变可再生能源比重的每一次提高之后，都会有人认为它已经不可

能再次提高。在可变可再生能源最初开始接入电网时，专家们怀疑丹麦电力系统是否能整合 10% 的可变可再生能源。在可变可再生能源比重达到 10% 之后，有人又提出不可能在不损害电力系统稳定性的前提下，将可变可再生能源的比重提高到 20%。但是，随着相关部门学会如何适应这些可变可再生能源的新特性，这一边界被不断拓宽。促成这种进步的核心机构是丹麦输电系统运营商（TSO）Energinet，他们的理念从“我们工程师最清楚我们的电力系统能做到什么做不到什么”渐渐转变为了“因为我们是工程师，所以我们必须开发出创新的解决方案，满足社会的需求” (Ackermann, 2006; Wittrup, 2018)。

此转型中的一项重要成就就是丹麦电力供应的安全性一直在欧洲名列前茅 (CEER, 2018)，因为丹麦从未放弃寻找杰出、创新的解决方案并将之付诸实施。在过去 30 年间，丹麦不仅罕有出现发电量不足的情况，电网故障率也极低。因此，丹麦电力用户十年内用电安全的平均值为 99.996%，这意味着将整个电网各种类型的故障计算在内，普通用户一年内遭遇的断电时长大约为 20 分钟左右 (Energinet, 2020)。

电力系统的稳定性和发电充裕性不应被完全视为仅仅是丹麦电力系统发展的成果，它也是丹麦电网与邻近国家充分连通的结果。简而言之，很多电网连接通过惯性和频率稳定性维稳，依赖交流电联网线路以及巨大地理范围内不同结构和来源发电技术之间进行的调节来谋求平衡。

可变可再生能源整合：分享丹麦的经验有助于加速其他国家的能源转型

随着可变可再生能源比重的不断提高，丹麦电力系统成功整合此种资源的需求也在不断演变，如图 4 所示，要理解这种需求，国际能源署的六段式可变可再生能源整合框架提供了一种有用的结构。国际能源署根据系统中已有可变可再生能源的数量，将可变可再生能源整合的特征和挑战分为六个阶段，如图 5 所示。2020 年，丹麦处于第 4 阶段，只有伊比利亚半岛、爱尔兰和南澳大利亚州也处于这一阶段。基于国际能源署的评估，还没有任何一个国家认为自己已达到第 5 阶段，到此阶段，必须通过先进的技术选择才能确保系统稳定性。相比之下，印度、中国和美国等国家都被认为处于第 2 阶段，其系统中现有的灵活性措施被认为已经足够 (IEA, 2018)。

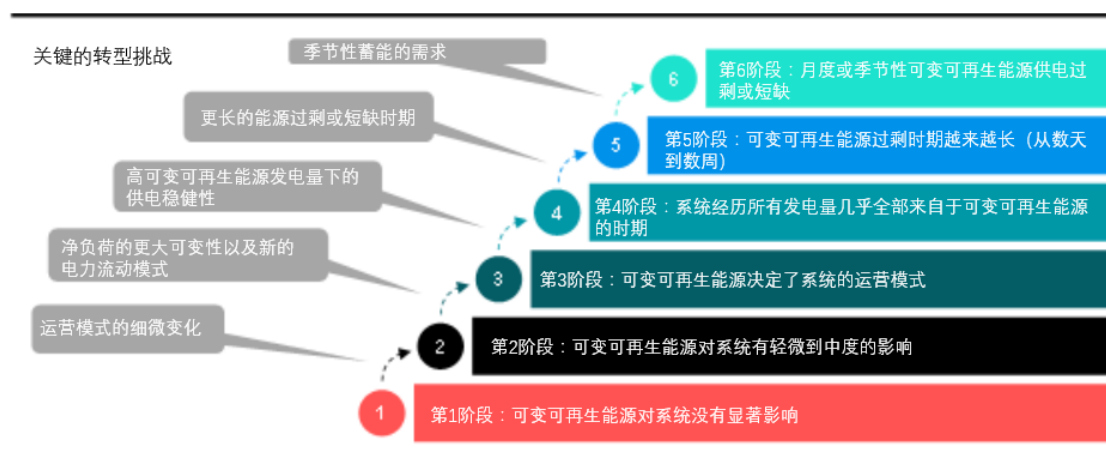


图5 可再生能源整合不同阶段的特征和关键转型挑战 (IEA, 2018)。

丹麦政府的目标是实现电力系统100%依靠再生电力资源（包括生物质燃烧）运营，按照国际能源署系统整合的阶段划分，应将之归为第6阶段。

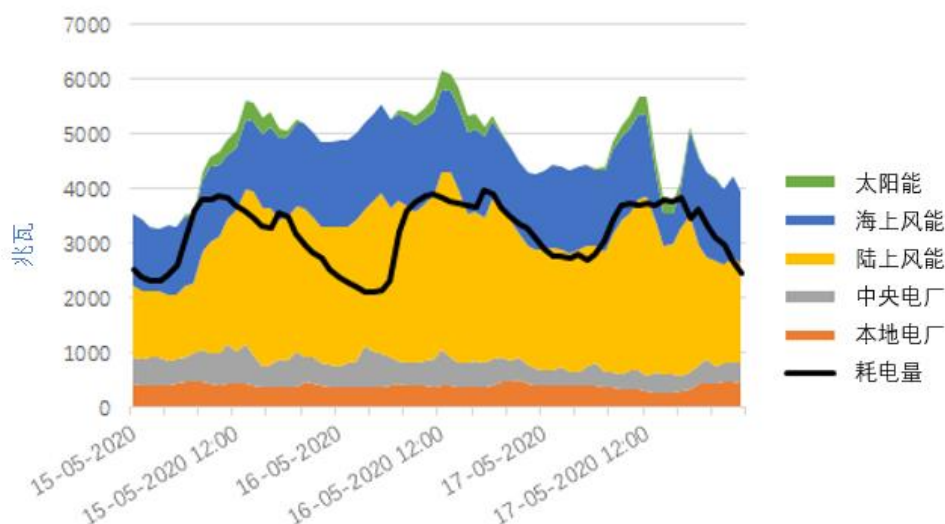


图6 2020年5月15-17日丹麦主要用电量和发电量来源。超过用电量的发电量出口到其他国家。

丹麦的可再生能源的整合已持续了很多年。但在如今全球气候危机的要求下，现在可再生能源比重较低的国家需要比丹麦进步得更快来满足《巴黎协定》的挑战。好消息是，处于第1-3阶段的国家可以通过学习丹麦的经验实现跨越性发展。随着可变可再生能源比重的提高，必须采用新的解决方案才能保证电网的稳定性和灵活性，本报告得框架阐述了可变可再生能源整合方式如何随其比重不断提高而不断演变的过程。

可变可再生能源发电蕴含着可变性和不确定性

可变可再生能源发电取决于诸多气象因素，例如风速或太阳辐射照度、温度、降水、湿度和云量，这意味着在从秒到分再到小时、天、月和年的所有时间跨度上，其发电量都是可变且随机的。举个例子，对于一个风电装机容量超过 5 吉瓦的电力系统来说，1 米/秒的风速变化就可能造成超过 500 兆瓦的发电装机变化。换句话说，如果电力系统不够灵活，这种巨大的发电量变化就可能导致弃风、电网拥塞和不平衡 (DEA, 2020; IEA, 2018)。

因为可变可再生能源本质上的不可调度性，要实现系统平衡，就必须要求电力系统中的其他单位能够对这些变化做出快速响应。稳定和平衡对电网运营至关重要，尤其是在由可变可再生能源满足大部分用电需求的系统中。尤其是在平衡方面，关键就是让电力系统各方面的组成部分都能够对可变可再生能源的波动以及来自其他部分的干扰做出回应。这意味着电力系统的灵活性至关重要。

灵活性：可变可再生能源整合中的关键概念

在此报告中，术语灵活性采用的是“评估和规划可持续电力系统中的灵活性”中的定义，即“电力系统在不同的时间范围内，在以合理成本维持令人满意的可靠性水平的同时，应对发电与需求可变性和不确定性的能力” (Ma, 2013)。

丹麦电力系统的灵活性不是通过单一措施提供的，而是组合了多种技术和制度性工具，将在下文章节中介绍。在此报告中的话题结构中，这些措施被分为以下类别：

- 灵活热电厂
- 联网线路的应用
- 预测和调度系统
- 部门耦合
- 需求侧灵活性

电力系统的灵活性这一概念与电网的备用容量并不是一回事。备用容量主要用于弥补电力平衡的不确定性。电网不平衡可能是由巨大扰动、随机变化、预测错误或者小时间变动等问题造成的。备用容量是系统灵活性的来源之一，但灵活性也包括电力系统在一天乃至整年时间跨度内适应净负荷正常变化的能力 (DEA, 2015)。

发电侧、需求侧、联网线路或储能设施都可以产生灵活性。整合了太阳能和风能等依赖于天气的可再生能源之后，可用发电量也会呈现出可变性。因此，目标就是要平衡净负荷，即不

可调度发电量与不可调度负荷之间的差值 (DEA, 2015)。从时间尺度上来说，为应对发电机跳闸所需备用容量的灵活性与应对水力发电量不足的干旱年所需的灵活性之间存在巨大差异。总的来说，我们的电力系统既需要秒、分、刻、半小时等短时间内的灵活性，也需要天、周或年等更长时间期限的灵活性 (DEA, 2015)。

按时间顺序回顾丹麦电力系统中的灵活性措施及其驱动力

以下章节描述了丹麦的灵活性措施以及丹麦电力构成中可变可再生能源比重的历史发展。之所以选择按照时间顺序回顾，是因为它可以展现灵活性战略如何随着可变可再生能源比重的增加而变化，以及基于市场调度运行的丹麦电力系统如何通过不同的市场机制，大力推动此类战略。在一定程度上，这也意味着最先落实的灵活性措施就是最低成本的措施，而电力生产企业是此类措施最早的落实者。

丹麦和欧洲整体上都主要通过市场调度运行推动灵活性措施的发展的，方式就是通过经济激励反映市场的需求，以推动现有电厂的更灵活性运行或者更改其特征。尽管通过市场运行以外的其他激励措施也可以推动灵活性措施，但让市场通过价格信号展示需求、让供应商满足此种需求意味着应优先部署成本最低的措施。但这仅对运转良好的市场有效，即市场监管、激励措施和市场结构的设计能最好地反映系统需求，且市场参与者都是经济上理性的行为人，能够基于自身获取的价格信号运营。通过此报告还能明确的一点是：要求连接新建电厂的网络条例（也称为电网条例）等监管制度是在提供灵活性的同时，也是确保电力系统安全性的必要条件。

从 2000 年直到今天，丹麦在落实基于市场的灵活性措施的过程中，进一步发展了多种类型的灵活性方法，在不同年代，这些方法被赋予了不同的优先性。总的来说，成本较低、较简单的措施率先得到了应用，例如发电厂的灵活发电、联网线路相关措施以及可再生能源发电预测方法的不断进步等，概要说明见下文文本框。

主要灵活性措施类型的总时间线和发展

总的来说，所有类别的电力系统灵活性措施都对可再生能源的整合具有重要意义，但在一定时期内，某些会比其他一些更加重要。

图 7 展示了哪些类型的灵活性措施是发展重点以及哪些是特定时期内的重要灵活性来源。灵活热电厂一开始是最重要的灵活性来源，在图 7 中，它被标记为在前三段时期具有重大的影响力。但这仅仅意味着热电厂灵活性在这些时期取得了最长足的发展，而它们的影响力一直持续到今天。

从图 7 中还应该理解一点：在 2020 年之前，发电侧一直是主要的灵活性来源，但仅靠这些措施本身，不论在经济上还是技术上，都不足以让丹麦整合未来越来越多的可变可再生能源。与之相对，部门耦合、需求侧灵活性和其他灵活性来源也都要发挥作用。

推动电力系统灵活性提升的主要来源和发展重点随着时间的变化在不断发生变化。例如，部门耦合一开始将发电和供热更紧密地结合在一起，在区域供热中使用发电余热。但是，随后几年的焦点转变为了消纳高可再生能源发电量时期的剩余电量，例如推广热泵和电热锅炉。同样地，近年来，对于难以电气化的脱碳部门，电转 X 是实现部门耦合及此类技术可能灵活性的热门话题。

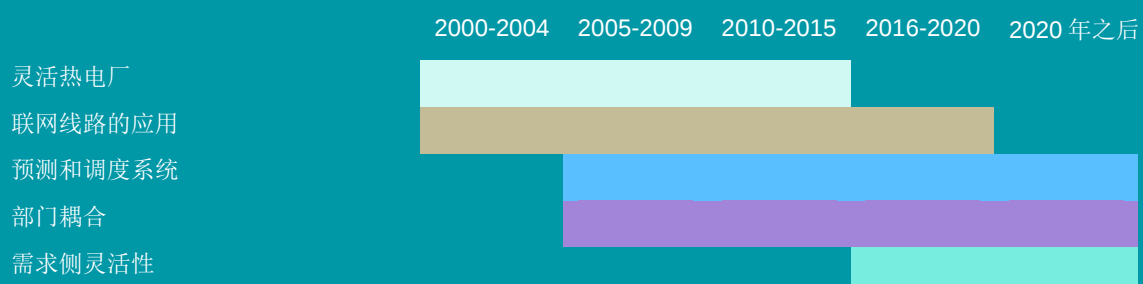


图 7 特定类别的灵活性对电力系统灵活性及可再生能源整合具有最大影响的时期之图示。

以下章节指的就是这些类别的灵活性措施。但是，某些灵活性措施可能归入多个类别，例如灵活热电联产厂既可归入灵活热电厂，也可归入部门耦合。因此，有人可能提出某些措施应该归属于其他类别。尽管如此，为了简化措施和报告结构，我们选择了这种设置。此外，下文中的灵活性措施是从整个系统的角度描述的，也就是说报告不会详细探究具体热电厂或电网组成部分的精确技术变更。如果对此感兴趣，可以在参考文件或者其他丹麦能源署的出版物中找到相关信息¹。

¹ 丹麦能源署出版物获取地址：<https://ens.dk/en/our-responsibilities/global-cooperation/tools-and-publications>

2. 2000-2004：电力部门的市场开放为系统灵活运行提供了最初的激励措施且将联网线路容量完全投放到市场上——可变可再生能源比重 12-19%

源自这段时期的讯息

- 从商业活动中拆分出电网的所有权，以确保包括可再生能源在内的所有技术拥有公平、平等的市场准入权。
- 有些热电厂一开始是作为基础负荷投入运行的，而市场开放激励这些热电厂的所有者以灵活的方式经营电厂。
- 联网线路容量的提高使电力系统受益，通过生产技术和消费配置的不同组合实现了巨大地理区域内的平衡。

要解释丹麦电力系统灵活性的发展方式，就一定要理解其发展背后的主要驱动力。对丹麦来说，主要的驱动力是丹麦有意为所有技术提供平等、公平地进入电力市场的机会，以让最具成本效益的技术脱颖而出。

20 世纪 90 年代，欧盟提议就未来应该如何塑造欧洲电力市场颁布指令，从而迈出了发展的第一步。20 世纪 90 年代晚期，欧盟指令颁行，引起了市场多阶段的逐步开放 (DEA, 2020)。简而言之，其目的就是确保没有利益冲突，打造一个公平、平等的电力交易市场，不允许任何公司同时拥有电网和发电资产。

这种市场开放引入了发电和电力销售的竞争，之前被垂直整合的能源公用事业被拆分。2000 年，丹麦加入北欧电力交易所 Nord Pool，市场竞争进一步加剧，为了在电价瞬息万变的背景下谋求利益最大化，电厂所有人也开始有了在电力市场上积极活动、提高自身运营灵活性的经济动机 (DEA, 2020)。

市场设计——从固定电价到每小时电价

在市场开放之前，三段式电价是电力生产批发价格结算的基础。但是，自从市场开放以来，批发市场的结算就以每小时电价为基准。与以每小时为区间的现行结算不同，三段式电价只把一天分为三个单独的价格时期：低负荷、高负荷和峰值负荷。系统运营商为供电企业支付电价的依据是电力生产和运输的长期边际成本，包括燃料成本和资本支出，而系统运营商

根据不同时期的电价以最佳方式调度生产。因此，三段式电价无法激励发电厂的灵活性，因为这种电价是以行政手段设定的外生性价格，无法反映实际的供求条件。

随着市场开放以及 24 小时间隔的日前市场的引入，所有生产商现在都在每日拍卖中彼此竞争，确保了每小时电价能够反映这一小时每一竞价区间的短期发电边际成本。将一天分成二十四个时间段而不是三个，更符合波动性能源的动态发展，因此也为发电企业提供了能够更好反映系统供求状态的信号，图 8 可以解释这一点。

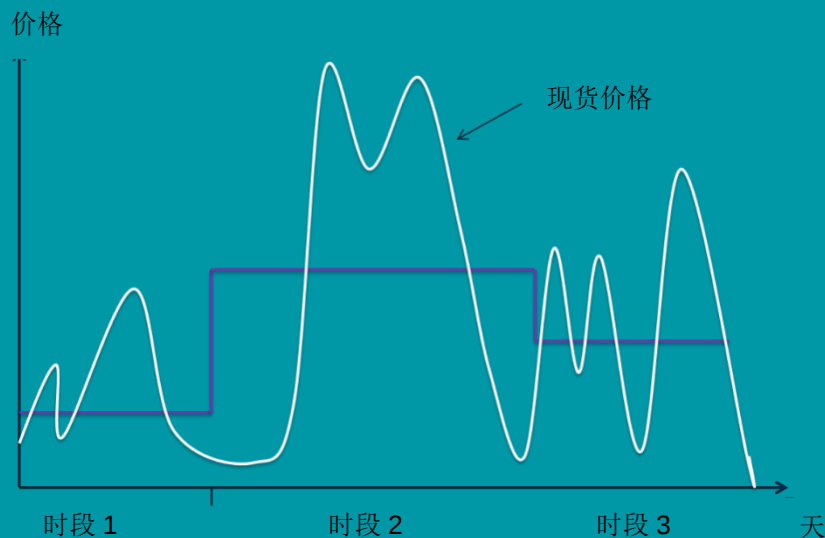


图8 三段式电价定价与现货市场价格构成之间差异的图示。

灵活热电厂：传统的低灵活性基础负荷受到激励成为灵活性的来源

丹麦最新的燃煤热电联产厂是 1998 年投入运行的，其目的是提供基础负荷的电力生产，热能被认为是夏季很少利用的副产品。

当时的丹麦法律禁止开发凝气式发电厂，这是为了利用发电过程中的高蒸汽温度为区域供热系统生产热能，实现电力系统的更高能效。这种方式也迫使热电联产厂成为区域供热系统的主要热力提供商，覆盖各大城市和主要的城镇区域。

在 2000 年之前，丹麦电力系统中灵活性有两个重要来源，一个是热电联产厂的扩张，另一个是提高热力和电力部门的能效以削减电力消费峰值。所以实际上，电力系统具备的灵活性相对较低。与热电联产厂相关联的区域供热储能罐也投入运行，并优化了其工作模式以利用其一天时间范围内可以提供的灵活性。

市场开放以及随之而来的电力系统的市场调度带动传统发电厂采取了最初的运营灵活性措施。此时，由于丹麦几乎所有的热电厂都是热电联产厂，所以在区域供热高需求期间就会出现低电价。高需求意味着热电联产厂必须生产大量热能，而其副产品就是电能。因此，热电联产厂的运营商必须确保市场允许它们生产电力，于是较低的市场报价屡见不鲜。

这些因素对热电联产厂的收入有负面影响。因此，热电联产厂要努力改善运营的灵活性，使其在必要时能够实现热能和电能生产的灵活解耦。简而言之，热电解耦意味着萃取车间获得了更大的运营范围，因此能够以不同的比例生产电能和热能，让电厂能够更好地顺应需求。这一阶段的热电解耦措施不需要添置任何新硬件，因为它通过改变现有电厂组成部分的应用实现的，因此这些初期灵活性的提升无需任何投资成本 (DEA, 2015)。

联网线路的应用: 联网线路的全部容量可用于市场调度

丹麦与邻近国家进行电网互联的战略发起得很早。早在 1915 年，丹麦和瑞典的电网就已经彼此连接了，之后新建的多个联网线路还拓展到挪威和德国。20 世纪初，在由热电厂主导的丹麦电力系统中，风电的比重不断提高导致了在某些时期出现发电量过剩或者发电量不足的情况。与此相对，瑞典和挪威的电力系统则拥有大量的水电，这是一种价格低廉且可调度的能源。因此，它们建设了互联线路来提供灵活性，使得丹麦就能够从瑞典和挪威获得廉价的水电，而瑞典和挪威也可以在干旱季从丹麦热电厂进口电能。当可以和任何可用水电的边际成本竞争的电力发生短缺之时，丹麦电力系统可以使用水电容量作为电力来源，在低边际成本的发电量过剩时期，也可以通过出口电力将水电的装机容量用作储能 (DEA, 2020)。因此，联网线路对所有相关国家都具有重要价值，因为它们的电力系统具有不同的特征，可以彼此满足不同的需求。

为了确保联网线路的最优应用，在增加联网线路容量的同时，必须打造适当的市场机制，这是决定电力如何流动的核心。实现此目标的前提条件是向市场提供联网线路的全部容量。在市场开放之前，跨境联网线路容量的很大一部分被保留了下来，用于履行垂直整合的电力公司之间签订的长期合同。国际能源署提供的图 9 明确展现了在 1995 年，通过合同引导的电力流动是如何显得有规律和可预测的。

但是，在丹麦加入北欧电力交易所 Nord Pool 之时，输电系统运营商放开了输电容量，将之用于日前市场的交易。通过连接丹麦的东西两个地区及其所代表的两个价格区域，联网线路之后可以基于价格信号而非合同行事，让电力从低价格向高价格区域流动。因此，如图 9 所示，2000 年的电力流动每个小时都在发生巨大变化，因为联网线路得到了更加动态且灵活的应用。与 1995 年相比，2000 年的联网线路应用也更加广泛 (Energinet and DEA, 2018; IEA, 2005)。

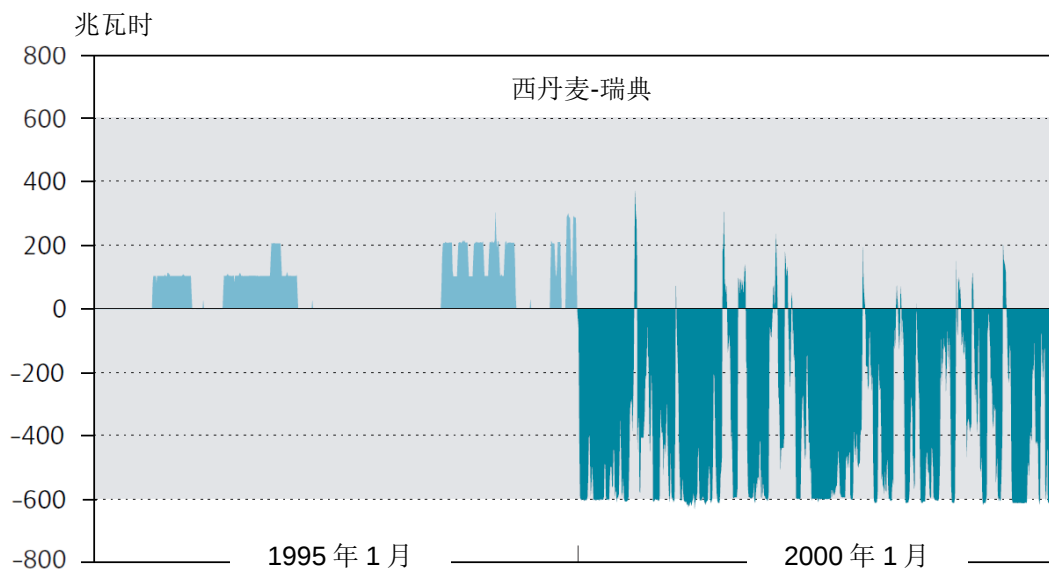


图9 1995年1月和2000年1月西丹麦和瑞典之间联网线路的电力流通情况。正数代表进口，负数代表出口，方形阴影区域标记联网线路的额定容量。图源(IEA, 2005)，信息源Energinet。

因此，只有通过不断改善交易机制、发展北欧共同的平衡电力市场，丹麦才能够充分利用联网线路作为灵活性来源。不论是上调电力还是下调电力，情况都是如此。在上调方面，丹麦利用瑞典和挪威的水库水电作为廉价的短期灵活性来源，到今天也依然如此。在下调方面，当可变可再生能源发电量达到峰值之时，可以将过剩的发电量出口。之后，当可变可再生能源比重变得更高之时，能够出口风电变得更加重要，因此将在下一章节中讨论。

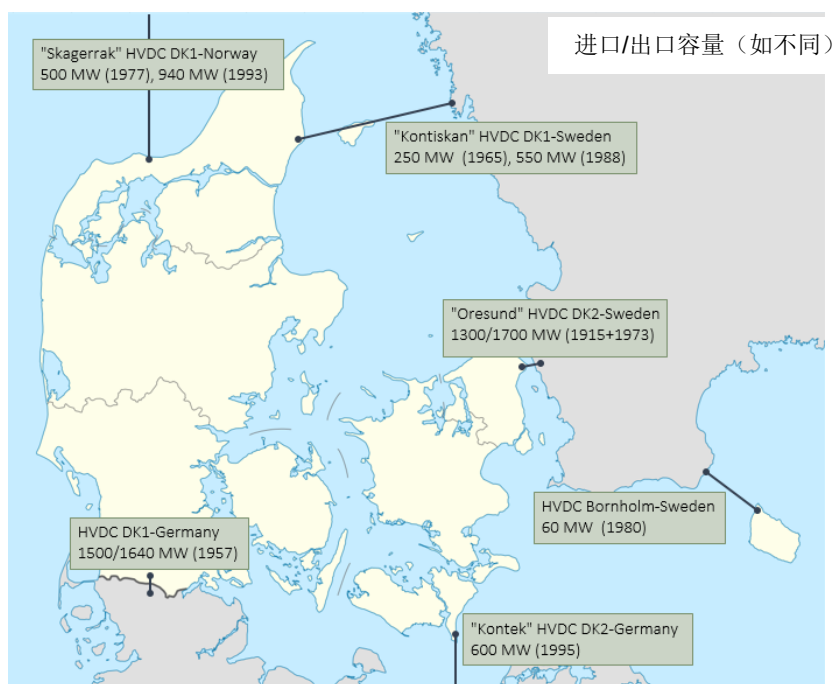


图10 截止2004年丹麦的国际联网线路。

平衡责任方与北欧电力市场

丹麦的市场模型是指定平衡责任方（BRPs）的自调度模型，平衡责任方通过在市场上买卖电力，成为生产者、消费者和输电系统运营商之间的交互平台（Energinet，2020）。

规模较大的发电企业往往自行承担平衡责任方，而规模较小的市场参与者会选择由平衡责任方代表其进行电力交易。消费者可以在多个平衡责任方之间自由选择，这可以推动市场竞争，激励平衡责任方以最低成本提供最优质的服务以吸引客户。每一平衡责任方都有责任代表其批发电力消费者和发电企业，为输电系统运营商 Energinet 提供一份以小时为单位的预期电力生产和消费计划，涵盖 24 个小时的窗口期。平衡责任方与输电系统运营商订立了一份平衡责任协议，因此它们要对任何的系统不平衡承担起财务责任。之所以选择让平衡责任方为不平衡承担起财务责任，是为了激励它们做出最精确的预测，从而减少输电系统运营商的平衡需求，最终压低整个系统的平衡成本。因此，系统对灵活性的需求减少了，输电系统运营商的干预也少了，因为所有平衡责任方都受到可变可再生能源占比提升的同等影响，也就意味着发电企业与热电厂得到了同样的经济激励，都要避免造成系统的不平衡 (DEA, 2020)。

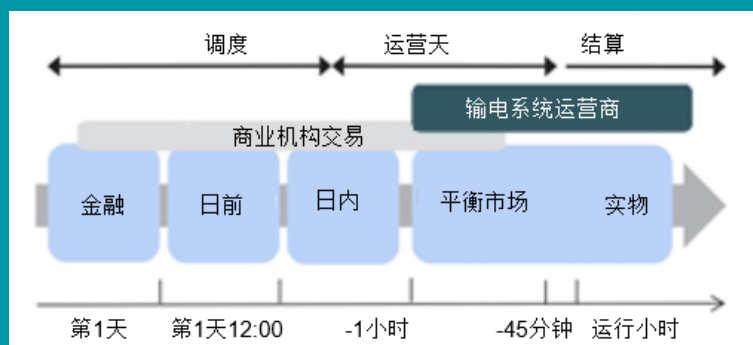


图11 北欧电力市场的主要阶段（Energinet，2020）。

金融市场

金融市场（也称为远期市场）允许生产商和消费者通过签订金融合同对冲它们在日前市场（DAM）上遇到的价格风险，从而为生产商和消费者创造稳定性，提高投资安全性。与框架较为死板的实物合同相比，它有助于释放系统的灵活性。

金融市场的基础是每一交易地区的日前市场价格。在金融市场上，电力交易所和输电系统运营商提供的几乎所有对冲工具都建立在这一基础商品价格上。因为日前市场价格经常变

动，可能很不稳定，金融合同可以让市场参与者规避风险。

对冲要发挥作用的一个重要机制就是要有足够数量的买方和卖方，它们都参与金融市场，才能确保足够的流动性。

日前市场

日前市场就是每日拍卖，平衡责任方就接下来从午夜到午夜的 24 小时以每小时为单位向输电系统运营商提交具有经济约束力的生产和消费出价 (DEA, 2020)。

为了实现最低的调度成本，最终获得发电权的是按照出价从低到高排列直到满足每小时电力消费需求的生产商，其统一成交价格为使得供需平衡的边际报价即最高边际成本，但这一价格必须处于监管规定的最低值和最高值之间。

在特定的小时内，所有市场活动者都会收到/支付相同的结算价格（即“结算支付”定价），因此它们有动力以自身可盈利的最低边际价格出价。

日内市场

日内电力市场允许平衡责任方将交易持续到交货前一小时。今天，随着可变可再生能源比重的不断提高，在日内市场上交易的电量也越来越大，因为可变可再生能源的发电量难以精确地提前预测。这提供了一个灵活性选择，因为市场参与者有机会自行行为系统不平衡做出弥补，并提供自己空置的灵活性资源。

平衡市场和辅助服务（备用容量）

日内市场关闭之后，由输电系统运营商通过购买涵盖整个时间范围的平衡备用容量，肩负起实际维持电力系统平衡的责任。

图 12 所示，激活时间最快的备用容量类别包括频率控制和频率复原等，可以用于确保输电系统的频率稳定性。这两类备用容量可以在 15 秒到 2-5 分钟内准备好上线。

为了减少使用昂贵的自动储备，输电系统运营商可以发出请求以激活反应时间更长的手动备用容量，且为了确保手动备用容量足够，输电系统运营商既要提前购买手动容量，也要依靠参与者在市场上的自愿出价。通过这种方式，输电系统运营商使用备用容量和自愿出价的组合来平衡系统。

通用平衡措施类别	激活时间	北欧市场规模	付款
频率控制（一级备用容量）	自动激活 15-30 秒内发挥全部作用	1200 兆瓦	仅储备付款
频率复原（二级备用容量）	自动激活 15-30 秒内发挥全部作用	300 兆瓦	储备+激活付款
替换（手动备用容量）	手动激活 激活 15 分钟之内发挥全部作用	N-1（负荷频率控制区域）	北欧共同调节电力市场 储备+激活（自愿出价）付款

图12 北欧电力系统平衡措施的类型 (DEA, 2015)

2000-2004 年要点

随着可变可再生能源的比重达到 **12-19%**，市场开放为热电厂落实最初的主要灵活性措施提供了经济激励。市场开放让不灵活的热电联产厂暴露于电力市场的价格波动之中，作为区域供热网络中的主要热力提供者，它们的收益遭遇了挑战。在区域供热高需求时期，为了满足供热需求，热电联产厂可能必须在电力市场上蒙受经济损失。因此，热电联产厂第一次有了在现有用于区域供热的水热储罐之外，采用别的措施实现热电解耦的积极性。

随着联网线路容量的增长，丹麦从更大的电力系统平衡区域中获得了受益。在其他区域不同发电结构的帮助下，可变可再生能源发电量的变化可以得到更好的平衡。因为可变可再生能源发电量与负荷需求在时间上没有关联，所以丹麦在可变可再生能源高发电量时期，可以将电力传输到可变可再生能源低发电量地区，反之亦然。

市场运行的一个关键特征就是要有能力应对基于可变可再生能源的电力系统的动态发展，并在频繁的电价形成中反映其发展情况。以前，丹麦采用三段式电价定价制度，也就是说，向生产商支付的价格每天只更新三次。但是，**2005年**市场开放之后这一频率提高到了每天 **24** 次，这样能够更好地捕获可变可再生能源的发展动态和可变性，从而提供正确的灵活性激励措施。

3. 2005-2009：热电联产厂从提供基础负荷转变为成为关键的灵活性来源，监管引入负现货价格——可变可再生能源比重 18-20%

源自这段时期的讯息

- 具有波动性和不可调度性的风电比重不断提高，为了整合这些风电，热电联产厂的作用从基础负荷变成了关键的灵活性来源。
- 通过提高产能爬坡速率、扩大运行边界，实现灵活的运行。
- 为了激励热电联产厂更加灵活的运行，引进了新的市场结构，例如允许现货市场上出现负价格。

在 2005-2009 年期间，电力系统中一大部分发电量从中央发电厂下放到丹麦各地的较小型天然气热电联产厂，在这些地方，电力的生产与本地热力生产彼此耦合。这是能源规划的一部分，扩大本地区域供热系统是一项重要议程，因为这被认为是城镇区域最有效的供热方式。结果，到 2015 年，丹麦实现了大规模的去中心化发电，同时也大幅增加了本国风电场的数量，如图 13 所示 (DEA)。推动去中心化的一个方式就是向本地、可调度的热电联产厂发放补贴，激励它们整合本地区域供热系统。通过这种方式，新的本地区域供热公司不仅可以出售热力，还可以通过出售电力赚取收益，从而改善自身的商业业绩。这导致了热力和电力不同部门之间的高度耦合，在接下来的几年间，其作为灵活性来源的潜力得到了广泛的探索。

2005 年之前，分散的小型热电联产厂收入结算是通过固定的三段式电价，这可以确保它们从电力销售中获取稳定的收入。这种固定电价有利于通常在市场上不具备竞争力的技术，最终给消费者造成了额外的成本。因此，小型热电联产厂被纳入自由电力市场，尽管在初期仍享受着特定的电价补贴。这种补贴被称为公共服务税 (PSO)，指的是向这些小型热电联产厂及早期的风力涡轮机组提供维持盈利所需的额外收入。获得市场准入权后，小型热电联产厂就从被动的电力和热力生产商转变成为市场参与者，基于电价在热电联产和仅供热之间进行切换。为了提供灵活的服务，这些小型热电联产厂进一步投资打造了蓄热设施，从而能够实现更长的零电力生产时期。不过，欧盟法律认为公共服务税的正当性存疑，并将在 2022 年将其逐步淘汰，届时分散的区域发电厂将成为完全的市场参与者。

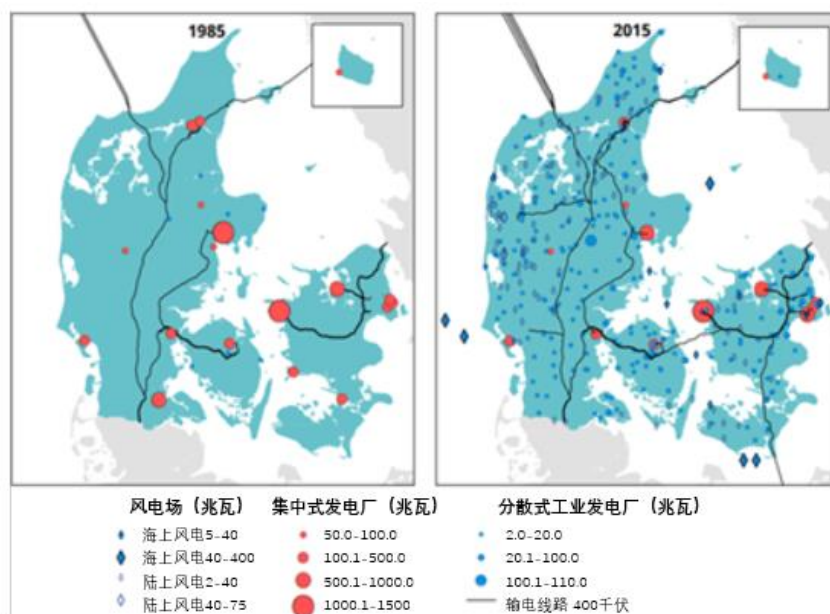


图13 从集中的热电联产厂到分散的热电联产厂和风电场的转变 (DEA)

灵活热电厂：热电联产厂的作用从基础负荷转变为灵活性的关键来源

新的市场结构激励热电联产厂提高运行的灵活性。

传统上，在丹麦电力系统内，热电联产厂被认为是必须运转的机组，因为必须通过热电联产厂满足供热需求。在此时期，丹麦电力系统面对着要整合更多波动性可变可再生能源发电量的挑战，为了解决这一挑战，丹麦决定更改热电厂的运行方式，提高其灵活性。经过改造，丹麦的热电联产厂不再被认为是必须运转的机组（现在依然如此），不再优先于市场调度而是要在市场上与其他发电技术平等竞争。下文章节将介绍这方面的某些经验和战略。

热电厂的运行灵活性解决方案：改进过载能力，提高爬坡速率，降低最小稳定出力

通过过载能力和更低的最小稳定出力提高运行灵活性

过载运行指的是电厂在正常满负荷运行状态之上，额外提供 5-15% 电力输出的能力，此过程中，能效略微下降，关键组件临时承受更高压力。这允许电厂运营商在有利可图时，进一步提高发电产量。这包括价格足够高时日前规划的情况，以及电厂可以在更接近运行小时的时间点提供上调容量时，日内或辅助市场上的情况。这种灵活性对整个系统也是有好处

的，因为过载能力降低了在需要补充产量之时，强制启动其他电厂或更昂贵的备用容量的风险。

降低发电厂的最小稳定出力具有宝贵价值，因为它允许电厂保持在线而不是被关停。不关停电厂，其启动成本和启动时间就会大幅下降。此外，在热电厂电力需求较低、不可调度发电量较高的时期，它可能具有重要意义。因为在发生突发性发电量匮乏时，它可以快速提供大量的上调容量。热电厂通常可以在额定容量 40%左右的水平上运行，而改造可能将其最小稳定出力降低到 15-30%左右。正常情况下，这要求安装锅炉水循环系统，调整燃烧系统，允许减少运行机组的数量，还要升级控制系统。实现这些改造需要大约仅为每兆瓦 15,000 欧元的投资，一个 300 兆瓦电厂大约需要 400-500 万欧元（欧洲成本预测）(CEM, 2018)。

通过更高的爬坡速率实现更灵活的运行

使用主要燃料时，丹麦燃煤电厂通常具有每分钟 4%左右的爬坡速率。当使用石油或天然气等补充燃料时，爬坡速率最多可以提高到 8%。

为提高爬坡速率翻修电厂所需的投资水平在很大程度上取决于发电厂。产量的快速提升会导致材料温度快速变化，因此，必须采用高质量的组件以及对工艺流程进行额外控制。在某些情况下，投资也可能局限于发电技术以外的改造，例如再培训、新软件和/或控制系统的重新编程等，而在其他情况下，可能必须进行技术改造，那样会导致投资成本更高。提升爬坡速率的一个范例是维持组件的高温度，这样可以让发电厂在 60 分钟之内连接到电网，而不需要最初的 90 分钟启动时间。

扩大运行区、提高爬坡速率允许电厂更密切地顺应需求。它们基于图 14 简化案例中所示的价格信号行事，以完成此项工作。

如前文章节所述，电力市场自由化之后，热电联产厂就会依照市场条件运行。2005 年之后，由于享受补助且边际成本较低的可再生能源的渗透率提高，市场的平均批发电价下降了，致使热电厂运营商无利可图的时间有所增加。总的来说，2005 年之前，低电价时期的持续时间较短，而现在，这种时期变长了，符合国际能源署对应系统整合阶段的特征。因为低电价时期的延长，提供基础负荷的经济吸引力下降了。因此，这些新市场条件调动了热电联产厂变更自身商业模式的积极性：从提供基础负荷发电量并以热能作为第二目标，转变为以生产热能为主，填补可变可再生能源低产量时段的空白，并在辅助市场上提供灵活性服务的机组。

丹麦在 2005 到 2009 年期间的经验表明：只需要有限的新硬件投资成本，就可以实现早期的热电厂灵活性提升 (CEM, 2018)。这部分灵活性主要是通过电厂设计灵活的运行策略实现的，

例如改进最小稳定出力，提高产能爬坡速度。

灵活性改进背后的核心驱动力是电厂通过市场运营优化其经济表现的动机。但是，从直接监管的角度来看，网络条例可能是用于推行最低灵活性标准的另一项措施。自 2008 年起，丹麦就基于新建电厂的燃料燃烧类型进行规管，要求电厂具备特定的最小稳定出力 and 产能爬坡速率。这些在当时是重要的监管手段，但之后却被废除，因为电厂已经从监管和市场中获知了灵活性的需求。直接监管可以通过设定最低标准等手段明确保障特定的灵活性水平，但直接监管并不一定能确保最具成本效益的灵活性改进。因此，通过基于市场的激励措施推动电厂灵活性的提高，可以让电厂所有者基于自身的运行状况及其在电力系统中所发挥的作用决定哪种灵活性改进手段最可行且最有利可图。

一个市场如何通过可调度电厂为灵活性服务提供激励的简化案例

如上一个文本框中的描述，与标准发电厂相比，翻修过的电厂灵活性提高了，可以通过更大的运行区域实现电力系统的更灵活运行。

图 14 展示了发电厂如何利用这种灵活性为运营商创造更多收入，因为电厂可以更密切地对价格信号作出反应（Ea Energy Analyses, 2015）。

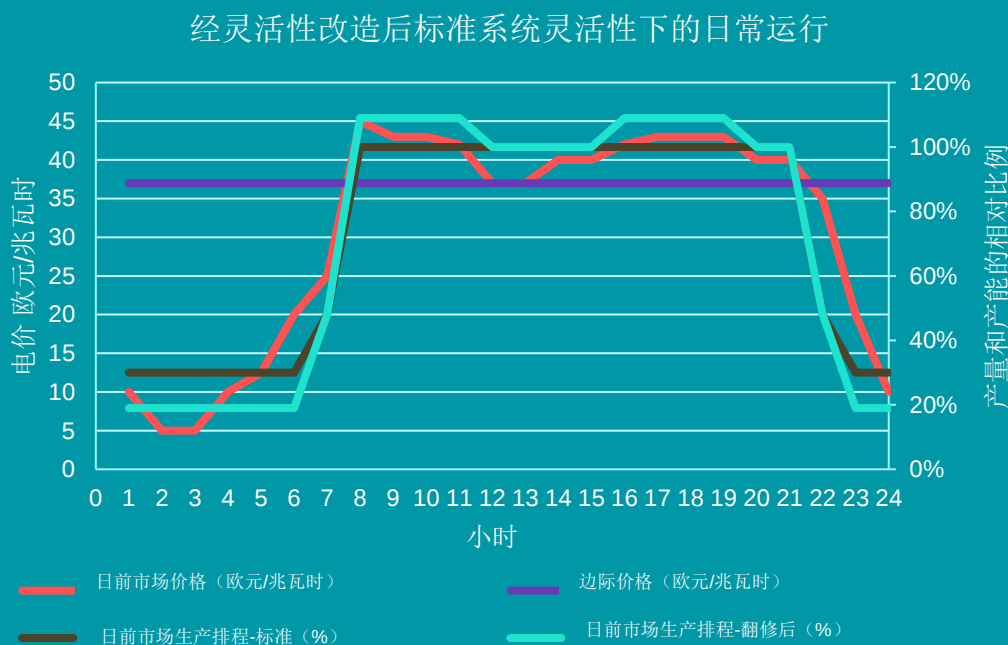


图 14 日前市场上日常运行的范例 (CEM, 2018)

早上和晚上，日前市场价格（红线）低于电厂的边际价格（紫线），而在大约 7:30 到 22:00 左右，日前市场价格则高于边际价格。前一时期代表电厂运营无利可图的时期。在这种情况下，因为启动成本以及潜在供热需求的原因，灵活发电产不会关停，但它可以将最小稳定出力降低到 10%。市场价格开始上升之时，改造后灵活电厂有能力更快速地提升产能，当价格足够高的时候，产能最高可以提升到 110%。

结果，翻修过的电厂从电力市场上获取了更多利润，因为它可以改变产量，在无利可图的时期，可将损失降至最低；在高价格时期，将利润最大化。

因此，投资电厂灵活性的改造可以在其边际成本围绕受高比例可变可再生能源发电量影响的电价上下波动之时，改善它的财务业绩。

负价格通过电热锅炉的使用促成了传统发电的更动态运行。

早期，丹麦为陆上可变可再生能源（风力涡轮机）提供了补助，其中在涡轮机寿命周期的前 20 年里，丹麦会在现货价格之上，提供最高达到约 0.34 欧元/千瓦时的固定补贴。这种固定补贴意味着即便是在负价格的条件下，风力涡轮机依然能产生利润，因此会被投入运行。这限制了风力涡轮机的灵活性，因此，2018 年，丹麦终止了此种补贴。

为了更好地反映系统动态，2009 年，北欧电力交易所 Nord Pool 引入了日前市场的负交易价格，将价格下限从 0 欧元/兆瓦时降低到-200 欧元/兆瓦时，后来又降低到-500 欧元/兆瓦时。因此，当在补贴基础上边际成本低于零的不可调度可再生能源发电量加上必须运转的发电量超过需求的情况下，市场就会出现负电价。这一情况通常在风力涡轮机和热电联产机组的发电量供应过剩时。正常运转条件下，任何过剩的电能会出口到挪威、瑞典和德国，但在某些情况下，因为联网线路容量的使用限制，或者德国同期也出现风电产能供大于求的情况，就会导致出现电价低于零的情况。市场上出现负价格意味着电力没有价值，在此期间，电厂就有了终止或者至少是减少产量的动机。这导致了对需求侧灵活性措施的投资，尤其是推动了区域供热系统中电热锅炉应用的发展。如图 15 所示，这甚至允许发电厂在负现货价格期间成为净消费者。

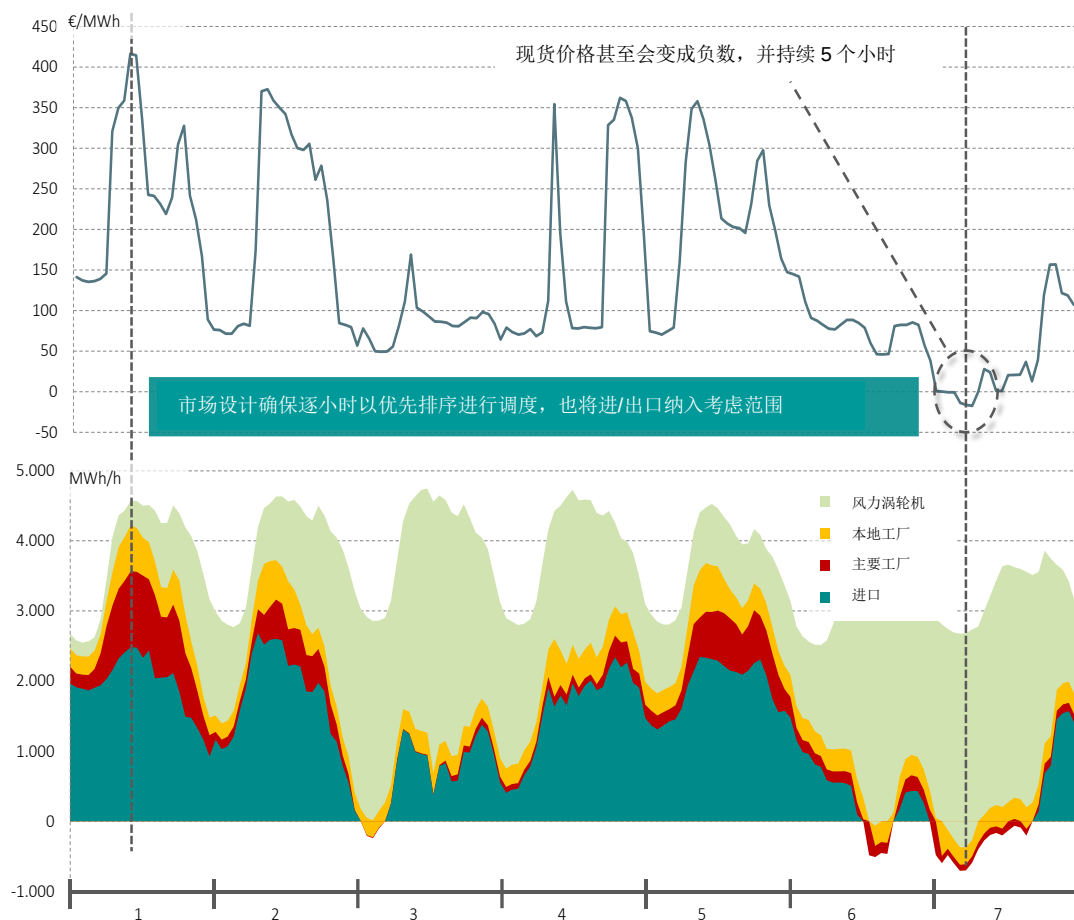


图15 负现货价格如何刺激电厂消费电力的范例

此外，丹麦在 2009 年出台了对一级备用容量参与市场的新监管条例，激励电热锅炉参与市场交易。自 2009 年起，允许电热锅炉的运营商在 4 小时期限内提供特定条件下的出价。这意味着仅允许它们提供向下调节或向上调节，而不是同时提供两者。当系统有需要时，运营商只需要简单地启动锅炉，就可以提供向下调节。

结果，在 2006 到 2009 年，电热锅炉装机容量几乎没有增加，而在 2010 到 2012 年这三年时间里，此容量翻了一番，如图 16 所示。事实证明这种监管对电热锅炉过于有利，因此丹麦做出了相应的调整，导致 2012 年之后引进的锅炉数量寥寥无几。电热锅炉方面的经验例证了市场机制如何能够成为一种有效的工具，激励市场参与者投资于灵活性措施，并在电力系统需要的时候，提供此种灵活性。此外，它也展现了要选择适当水平的激励措施也是一种挑战，这也是丹麦在不断评估和改进的。直到今天，电热锅炉也依然是向下调节的关键来源。

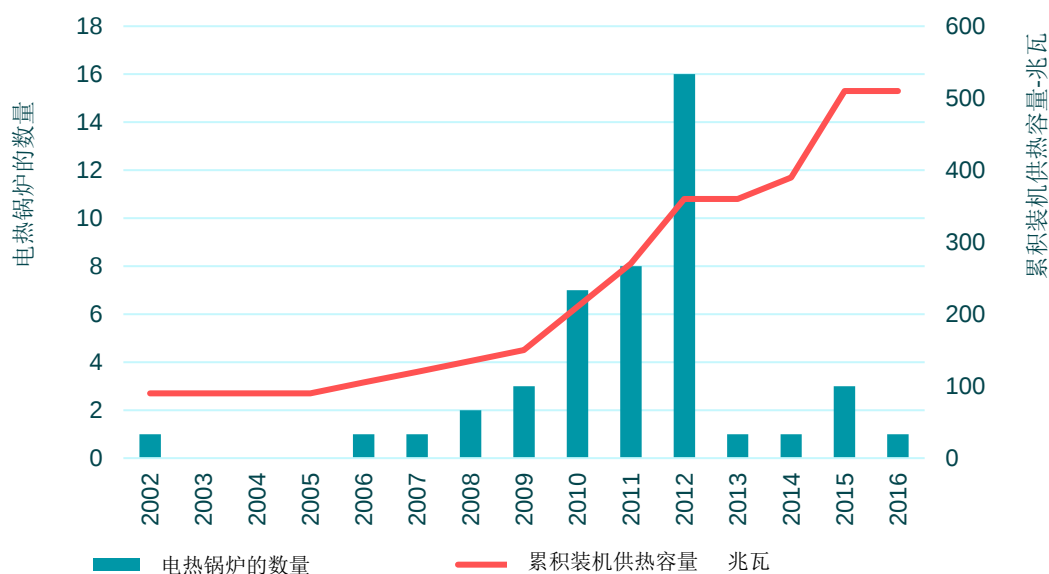


图16 新电热锅炉数量和累积装机容量 (DEA, 2016)。

2005-2009 年要点

在 2005-2009 年期间，大约 20%比重的可变可再生能源只要求相对较少的灵活性投资。通过刺激热电厂采用密切响应可变可再生能源波动产量的运行程序，使热电厂成为灵活性的主要来源，在填补低风电发电量小时段电力缺口的同时，也在辅助服务市场上提供灵活性服务。

爬坡速率的提升以及运营边界的扩张提供了重要的供给侧灵活性来源。丹麦通过市场和监管倡议鼓励这种变化，即通过提升发电厂运营商的利润来刺激灵活性的发展。最重要的一点是，低电价改变了热电联产厂的作用，从提供基础负荷电力转变为灵活性的关键来源。

4. 2010-2015：增加热电联产厂的使用作为灵活性来源，大幅投资于联网线路，同时打造整个欧洲范围的一体化日前市场——可变可再生能源比重 22-44%

源自这段时期的讯息

- 要整合更大比重的可变可再生能源，热电厂就必须进一步加大灵活性措施方面的投资。
- 这些解决方案包括电热锅炉和完全涡轮机旁通。
- 通过联网线路进行的跨境交易相对峰值用电量来说已变得数量巨大，开始在平衡间歇性风电生产方面发挥核心作用，且是一种具有成本效益的平衡方式。
- 横跨大部分欧洲的统一日前市场的出现促进了跨境交易，从而向发电企业提供了进入更广泛平衡区域的机会。

灵活热电厂和部门耦合：可变可再生能源比重增大刺激热电厂进一步灵活化

从 2010 年起，可再生能源发电量的持续扩大要求可调度热电厂进一步提高运行的灵活性，以响应可变可再生能源发电量的波动。因此，这进一步减少了传统可调度发电厂的运转时间，包括热电联产厂。在这种情况下，发电企业要获得可接受水平的收益就遇到了挑战，因此它们必须落实更加切实的灵活性措施。因此，虽然热电联产厂的最初部署是为了提升供电供热的能效，在 2005 年到 2015 年之间，丹麦也进一步探索了如何以部门耦合作为一种灵活性解决方案，包括如何通过储热设施等解绑发热量和发电量，如图 17 所示。

在此时期内，要提升发电厂的灵活性，就必须加大投资并进行硬件改造。减少启停时间及相关成本变得越来越重要，因为间隔性地运行电厂往往比长时间以最小稳定出力运行更具经济性。在可变可再生能源占比较低时，市场电价低于热电厂边际成本的持续时间短、发生频率低，这意味着热电厂的运营依然具有经济可行性，因为在经济亏损期过去之后，紧跟着就是能够盈利的时期，它们可以在盈利期间追回损失，并在总体上实现正收益。但是，随着间歇性可变可再生能源发电比重的不断提高，市场电价低于热电厂边际成本的时间段出现地更加频繁，因此，间歇性运行模式变得利润更低，因为无法再追回损失。

一般运营灵活性改进	热电联产机组解决方案
扩大运营边界	降低最小稳定出力
	过载能力
	涡轮机旁通
热电解耦或热能：可变热转电比率	电热锅炉和热泵
热电解耦或热能：取代热负荷和生产	蓄热
运营边界内更灵活的运营	不断提高的爬坡速率和快速产量调节
	更快速和/或更廉价的启/停

图 17 所有者落实的热电厂灵活性改进 (DEA, 2015).

因此，在 2010 年之后出现了针对灵活性措施的大笔投资，见图 17 的总结以及下文的描述：

- **完全或部分的涡轮机旁通。**在此系统中，热电联产厂可以旁通所有发电涡轮机，或者仅旁通高压涡轮机，从而在维持锅炉压力的同时，削减全部或大部分发电量。蒸汽直接进入热交换器，提供区域供热。涡轮机可以在任何时间重新连接，节省电厂大部分的产能爬坡时间（参见文本框：“扩大运营区域：部分或完全涡轮机旁通”）。
- **使用电热锅炉或者热泵生产热能。**这一解决方案是将电能转化为热能，促使运营商进入平衡市场，在满足供热需求的同时，充分利用增加的低电价时长（图 18）。
- **用于转变电力生产方式的附加水基蓄热。**蓄热以一种简单、相对高效且低成本的方式，提供短期灵活性。但是，它们的运行无法持续更长时间，如果要更长时间运行就必须加大投资，使用电热锅炉等替代方案。之前几年时间里，蓄热和电热锅炉的应用已经作为灵活性来源得到了部分落实，因此，在这一时期中它仅被视为早期实践的延续。

在这段时期以及直到今天，为了选择适当的灵活性解决方案，必须基于对发电厂预期负荷情况的长期（10-20 年）评估、电力市场结构以及由此造成的经济激励机制来选择适当的措施。这样一来，发电厂的个体优化就成为了一种循序渐进的迭代过程，而识别系统灵活性增长的瓶颈则依赖于数据分析和运营商访谈等手段来进行。因此，必须根据系统要求，谨慎地选择正确的解决方案。

热电解耦：热泵和电热锅炉

电热锅炉和热泵可以在日内市场和平衡市场上提供快速的下调节服务，因为它们可以根据需求将电能转变为热能。

热泵的运行效率很高。在某些情况下，与其所使用电能的千瓦时数相比，它们最高可以提供 4 倍千瓦时数的热能。但是，热泵系统涉及巨大的投资，且因为需要增大增压器内的压力。所以其能提供的灵活性具有局限性。高性能系数的热泵还需要适当的热源，这就需要在太阳能加热器和蓄热等方面追加投资。一个替代选择就是电热锅炉，与热泵相比，它们的效率较低，但所需的投资成本却低得多，调节能力也非常高。

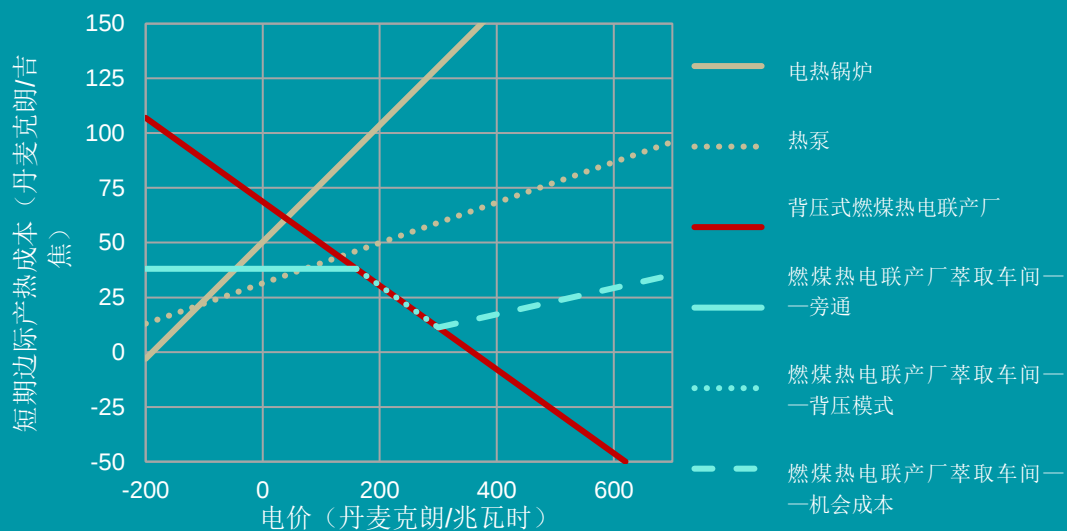


图 18 取决于电价的不同电厂短期边际产热成本的例证。

技术的选择取决于系统要求，例如电价与供热价格的相对关系，如图 18 所示。在丹麦的电力系统中，供热价格是受到规管的稳定价格，而电价是随时变化的。

如果电价为负数，电热锅炉是整体上的最优的解决方案，因为工厂可以通过消耗电力赚取收益。如果电价略高但依然是负数，则电泵是更好的解决方案，因为它们的效率更高，足以补偿其高出电热锅炉的投资成本。此外，热泵的高资本成本意味着：在运行时间较长的系统中，可以考虑热泵；在运行时间较短的系统中，可以选择电热锅炉。具体到丹麦，因为其投资成本较低，所以往往选择电热锅炉。当电价接近零时，消耗电力没有任何经济价值，背压式热电联产厂就成为整体上的最优解决方案。热电联产萃取车间可选择进一步下调发热量以提高发电产量，使之成为高电价下的最佳选择。

因此，热电联产厂灵活性解决方案的选择高度依赖于预期电价。低电价的电力系统往往指代可变可再生能源等低边际成本发电企业的高发电量，而高价格则对额外的发电量提出需求。上图中线与线之间的交叉点只用于说明目的，而实际数字取决于燃料和排放价格、税收和补助等因素。

扩大运营区域：部分或完全涡轮机旁通

如图 19 所示，涡轮机旁通扩大了运营边界，例如，在满足供热需求的同时，上调或下调电能。涡轮机旁通通过这种方式发挥灵活性措施的作用，在总效率较高的情况下，可自由切换电转热比率，以从热电耦合中获得充分的收益。

如果当电价较低时想要高发热量而无需发电量，涡轮机可以采用完全旁通的模式运行。如果机组需要高发电量或者较高的电转热比率，可以采用正常的平均负荷以实现最优经济性。如果供热需求和电价都比较低，则低负荷范围是最经济的。

通过这种方式，安装旁通或者鼓励新电厂设计部分或完全旁通的涡轮机就具有了经济可行性，因为如此电厂就能够优化产量，密切顺应供热和供电需求，实现利润最大化。如果电力市场的特征是会出现长期低价或者高频率的超低电价，那么这种方式就尤为有利可图。

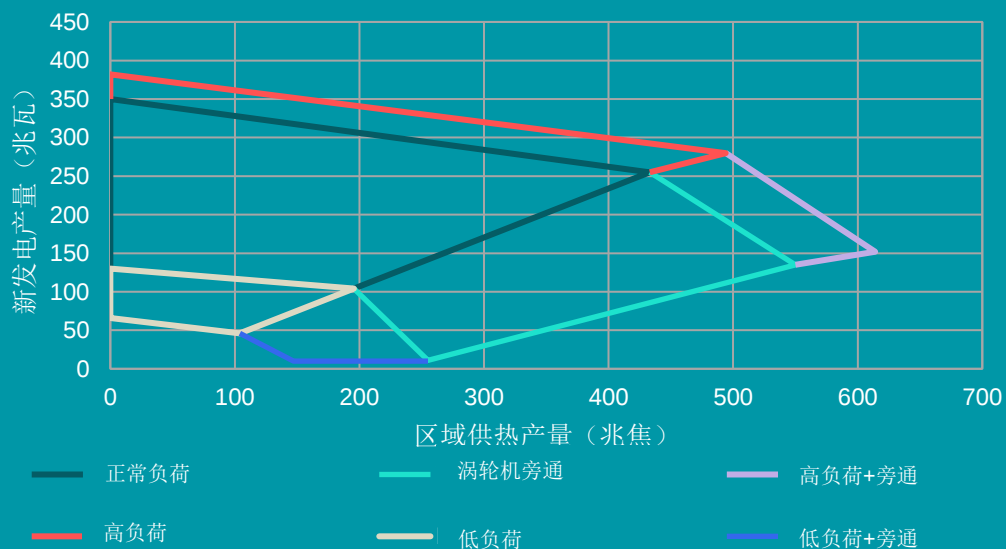


图19 具有各种灵活措施的热电联产厂的运营边界

联网线路的应用：提高使用率以平衡风电生产

随着可变可再生能源年度占比提升以及一天中可变可再生能源高比重时段的增长，丹麦必须提高整个电力系统的灵活性，而不仅仅是关注发电厂的供热情况。截至这一时间点，电力系统主要的灵活性来源是热电厂和联网线路，系统仍然比较传统，需求侧没有任何真正的灵活性来源。尽管已经采取了不少措施，可丹麦的电力系统转型还只是处于起步阶段，有一项事实可以证明这一点：在 2010 年大贝尔特输电线路（Great Belt Link）投入使用之前，丹麦分别服务于东西两个地区的两个不同步电网一直都没有彼此连通。

由于电力系统灵活性需求的增长，丹麦的联网线路容量在 2000-2010 年经历了快速增长。如第 1 章图 3 所示，到这一时期，联网线路的容量几乎等同于可变可再生能源的容量及峰值用电量。推动此种扩容的一大动力就是丹麦成为了邻近国家之间的电力传输枢纽，因为丹麦的地理位置正处于北欧水电区和欧洲热电厂之间；巨大的联网线路容量允许大量电流通经丹麦电网，或者允许丹麦将过剩的可变可再生能源发电量销往低可变可再生能源渗透率的邻近区域，并从中获利。这也为丹麦政府和发电企业创造了一种新的商业模式。

从系统的角度来看，进一步提高通往邻近国家的联网线路容量还可以扩大平衡区域，尤其是对平衡风电产量很有好处。从长远来看，巩固和构建新联网线路容量的所进行的投资预计能够提供具有成本竞争力的灵活性服务。尽管其他国家也开始在自身的电力结构中引进更高比重的不可调度电力，但跨境交易仍将继续提供获取巨大平衡资源的途径。这是因为风力涡轮机机群在地理上分布得比较散，这大幅降低了整个机群同时以与额定容量相差太远的产量运行的可能性。如图 20 所示，这种分散排布方式使得集体生产曲线趋于平滑，因为在像欧洲这样的巨大的互联区域内，市场交易可以将电力从高风电产量地区转移到低风电产量地区，只要两地之间距离足够远、具有不相关的风型即可。这对高比重可变可再生能源的电力系统非常有利，因为它减少了对灵活性措施的需求，也减少了可变可再生能源整合的成本。

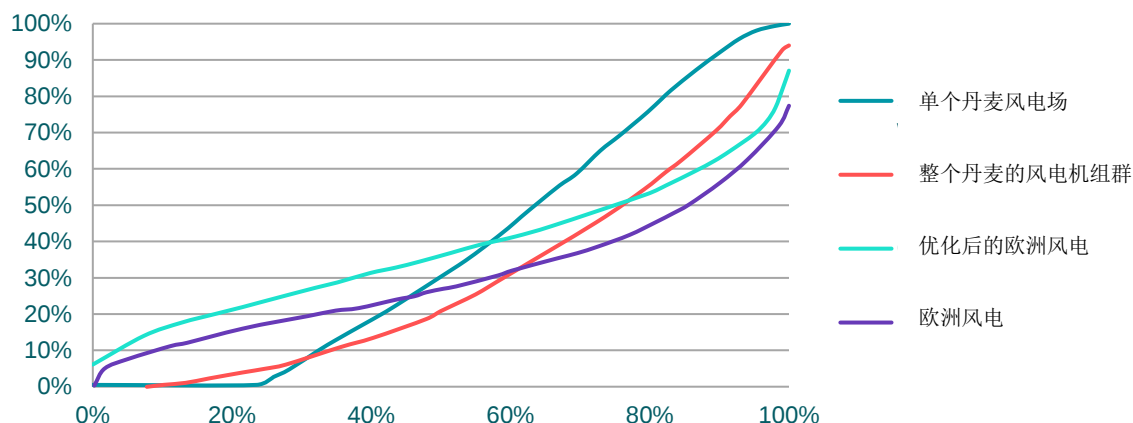


图20 更大平衡区域对风电生产曲线的平滑作用 (Energinet, 2015)

与邻近国家的互联是一项关键的灵活性解决方案，丹麦电力部门之所以能在 2014 年，以低成本顺利整合比重达到 45%的可再生能源，也是得益于此。

要展现充足的联网线路容量的重要性，一种方式就是审视电力交易每小时变化量和风电产量之间的相关性，尤其是在丹麦西部。

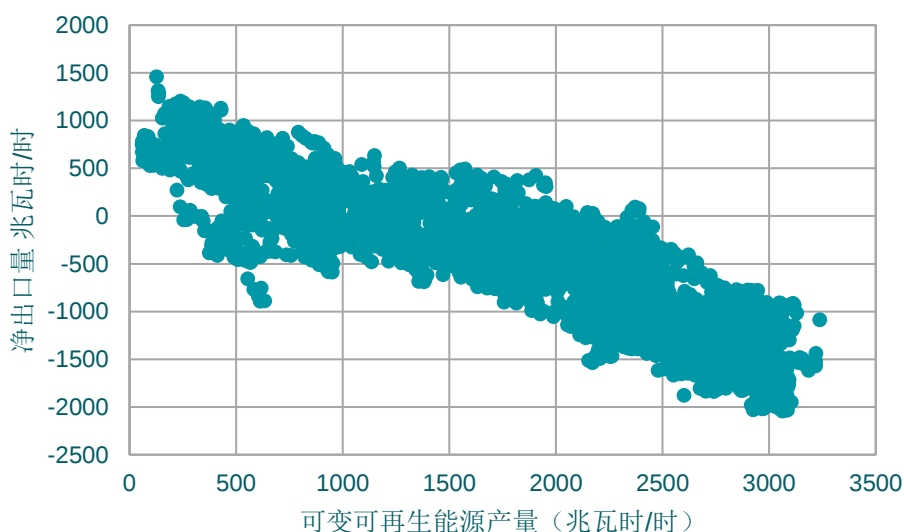


图21 2015 年 12 月丹麦出口量与风电产量之间的相关性 (Energy data service)

如图 21 所示，出口量每小时变化中大约 80%可以归因于风能发电量的变化。这意味着市场决定在高风电产量期间出口更多电力，在低风电产量期间，进口电力。这并不一定意味着丹麦的电力系统没有自我平衡的能力，而是市场优化认为这才是最具有成本效益的平衡方式。因此，事实证明，适当的联网线路容量加上运行良好的市场，组合起来就能提供具有成本效益的灵活性解决方案。

联网线路之所以有利于整个北欧的系统，是因为它降低了可变可再生能源比重攀高催生电网不平衡可能导致的成本 (CEM, 2018)。开发适当的交易机制、提高联网线路容量依然是焦点领域，因此在下一时期仍将继续改进，见下一章节所述。

联网线路的灵活运行

联网线路在通常具有可变发电量的巨大地理区域内传输电力，尤其是在依赖于天气的发电量占高比重的地区。例如，天气锋面在陆地区域内缓慢移动，意味着有些地区的风速高，有些地区的风速低。

因此，有能力将过剩的可变可再生能源转移到其他区域，而不是限制此种能源发电，对可变可再生能源的整合具有重要意义。图 22 描绘了 2014 年西丹麦一周内的发电量和电力需求量，展现了系统经历的变化，体现了这些特征。

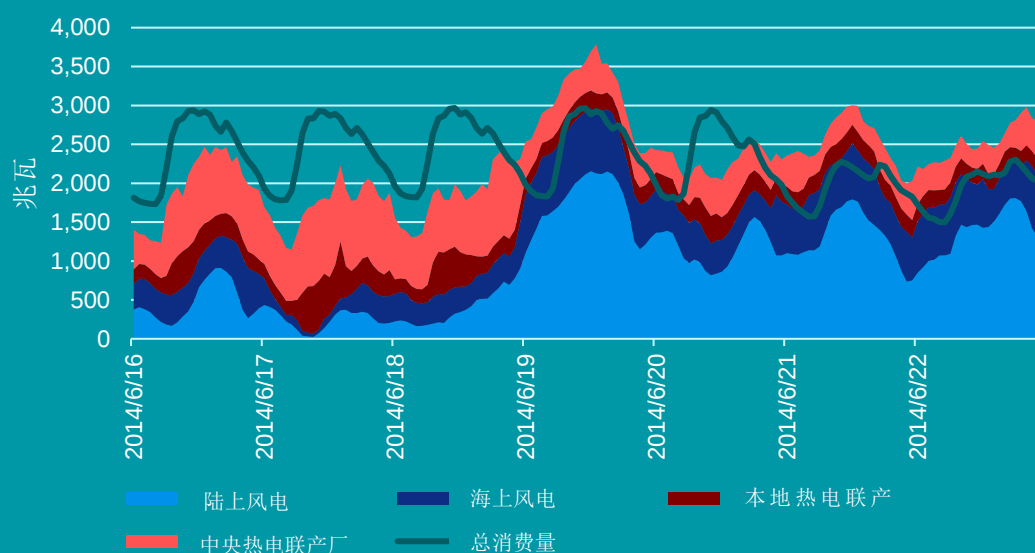


图 22 西丹麦分能源品种的发电量及总电力需求。当总发电量超过电力需求时，出口电力；在总发电量低于电力需求时，通过进口补足缺口。

在丹麦，联网线路内电力的流动是由运行时间之前的市场情况决定的。在运行时间内，输电系统运营商可能必须购买上调或下调容量，以抹平供需的不平衡。这些容量可能位于联网线路的另一端，这意味着电力流动在运行时间内可能发生变化。自然，只有在联网线路容量未得到充分利用的情况下，这才可能发生。

联网线路的流量是由市场决定的，所以通常每个小时的流量都会发生变化，流动方向也会变化，通过丹麦系统中最古老的高压直流电联网线路在 2020 年的每小时流动情况就可以看

出这一点，如图 23 所示。图片展示了 2014 年，西丹麦和瑞典西南之间的康梯-斯堪（Konti-Skan）线路在一周内的流动情况。康梯-斯堪线路于 1965 年投入运行，之后经过升级容量翻倍，达到了 740 兆瓦。这些年间，线路组件不断升级优化，但其背后的技术还是与 1965 年时一样。值得注意的是，联网线路种的电力流量和方向都经常改变，而当其容量得到充分利用时才会出现价格差异。

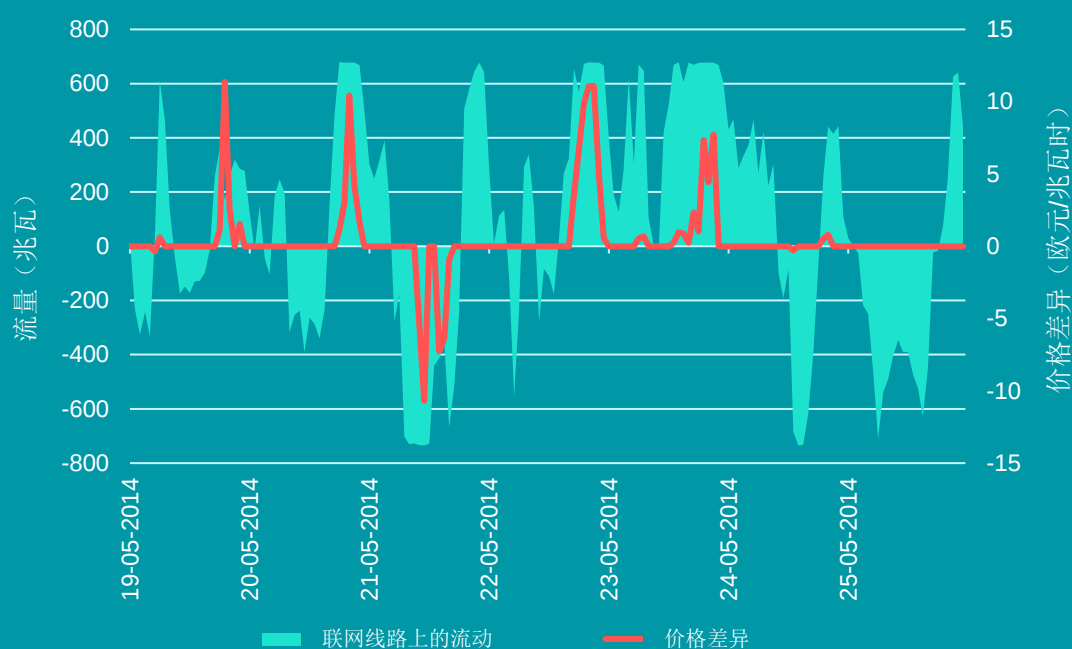


图 23 2014 年一周内西丹麦与瑞典西南之间 740 兆瓦康梯-斯堪线路的流量以及两个区域之间的电力价格差异。

出现跨越欧洲大部分的协调日前市场

尽管扩大联网线路容量提供了巨大的平衡潜力，但必须有行之有效的跨境贸易监管作为支持，努力减少实践和技术交流障碍，这种潜力才能发挥出来。从 2000 年到 2010 年，欧洲国家开始将其电力市场联合起来，到了 2015 年，电力市场已经具备横跨 10 个欧洲国家的规模 (Nord Pool, 2021)，如图 24 所示。但是，市场运行的第一年就出现了挑战，因为欧洲各成员国落实市场的方式不同。

简而言之，不同国家之间监管框架的差异意味着市场的有效运行遇到了阻碍，因此无法充分利用联网线路容量提供灵活性的潜力。不难得出结论，市场耦合的一个重要前提条件就是欧洲市场之间协调程度的提高，和实现无障碍自由交易的实现 (DEA, 2020)。

为解决此问题，欧洲委员会发起了一项监管框架协调程序，旨在整合这些欧洲国家的电力市场 (DEA, 2020)。协调程序中的一项关键立法是欧洲委员会 2015 年颁布的《容量分配和拥塞管理指导方针》 (EU, 2021)，为更有效的跨境交易提供了一个共同框架。这一方针由包括丹麦输电系统运营商 Energinet 在内的欧洲输电运营商联盟 (ENTSO-E) 在成功的跨境合作下制定。重要的是，它设定了指定的电力市场运营商 (NEMOs) 的指定标准和任务。指定的电力市场运营商是负责经营日前和日内市场的组织。这一方针同时也提供了容量计算的方法，用于确定不同出价区域之间在日前市场上同时可用的容量，还提供了评估效率的标准以及定义出价区域的审核程序。

在欧洲，可变可再生能源的选址地与大城市等负荷中心之间往往距离遥远。这是协调日前市场的另一个好处，因为建设可变可再生能源的最佳地点可能位于某些国家，而主要负荷中心可能位于其他国家。可变可再生能源和电力负荷中心之间的距离并不是丹麦或者北欧的单独问题，而应该结合整个欧洲的背景审视。

2015 年之前，日内市场连接了所有欧洲国家，缺尚未达成协调一致，因此此项工作是接下来几年的焦点，见下一章节的介绍。

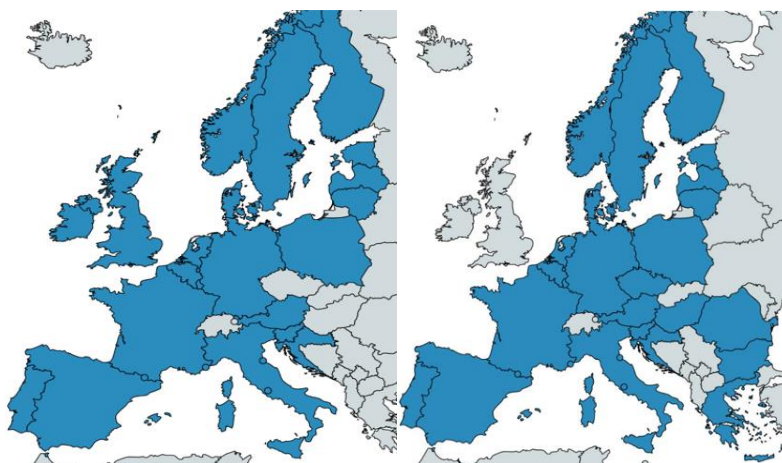


图24 欧洲各地日前市场（左）和日内市场（右）的耦合 (DEA, 2020)

日前市场上联网线路容量的隐式拍卖

自 2010 年起，欧洲整体部署了隐式拍卖，而在此之前，隐式拍卖只在北欧得到了应用。隐式拍卖是定义单一欧洲日前市场的关键。在隐式拍卖——也称为市场耦合中，市场上的均衡边际价格和交易数量以及出价地区之间的电力传输流量是同时计算的。这意味着发电以及联网线路的流量的优化是同时进行的。市场耦合基于一个理念，即通过联网线路使具有较低电价的出

价区域继续向更高定价的出价区域销售电力，直到两个区域之间的价格均衡，或者联网线路容量得到充分利用。图 25 通过 2 个区域例证了这一市场功能。

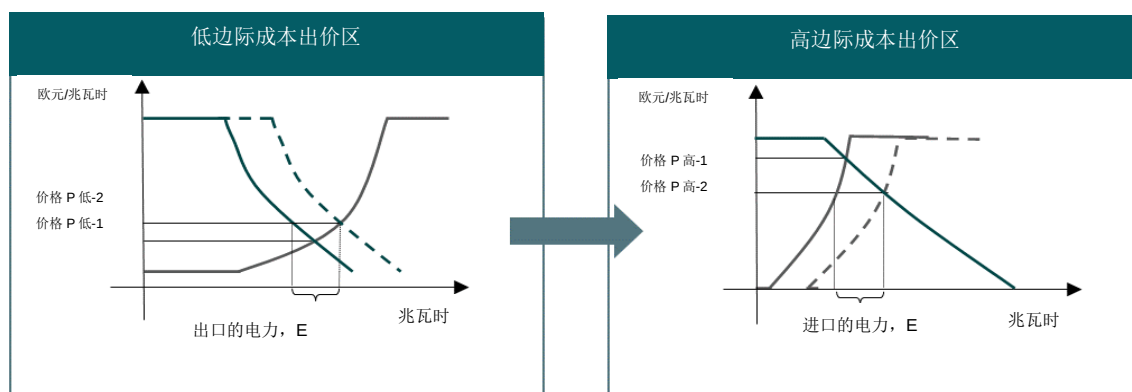


图 25 低边际成本和高边际成本出价区域之间市场耦合的图示。来源: Energinet。

市场耦合的部署与电网跨境互联的发展是同步发生的。通过一个或多个联网线路连接不同出价区域时，其各自的买卖出价彼此匹配，不论其源自哪一区域。

电力向更高价格区域流动，这反映了供求的基本原理，如果没有输电限制，市场会完全聚拢，电价会变得完全相同。耦合区域的交易是内部能源市场和泛欧洲电力项目的核心。联网线路的流量是基于耦合区域的出价，所以在这些区域的电力拍卖中（隐含地）包括输电容量的拍卖。与之对比的是，在显式拍卖中，联网线路的输电容量单独在市场上拍卖，与电力拍卖市场彼此独立。

欧洲的市场耦合保证了电力从低成本区域到高成本区域的高效流动，以实现可变可再生能源的高效整合。因此，在可变可再生能源高发电量时期，电力从高可变可再生能源/低价格区域转移到低可变可再生能源/高价格区域。根据经验，在多风、阳光充足或者潮湿的时期，因为风电、太阳能发电或者水力发电的边际成本低，所以电价就低；而在风平浪静、多云且干燥的时期，电价就较高。实际上，欧洲此前的情况并非总是如此，直到在很多出价区域的边界地区开始应用隐式拍卖。使用显式拍卖意味着在知道电价之前，就拍卖了两个出价区域之间特定联网线路的使用权，因此这也就与这些区域的电价计算没有关联。其结果就是电力的传输效率低下和传输方向错误，在很多时候，电力从高电价地区输送到低电价地区，可参见图 26 所示的 2006 年丹麦和德国出价区域边界的情况。在一个具有辐射状电网的有效市场上，电力总是流向高成本区域，但是在丹麦-德国的电力边界，2006 年全年 25% 的小时数内，情况都并非如此。采用隐式拍卖解决了这一问题。

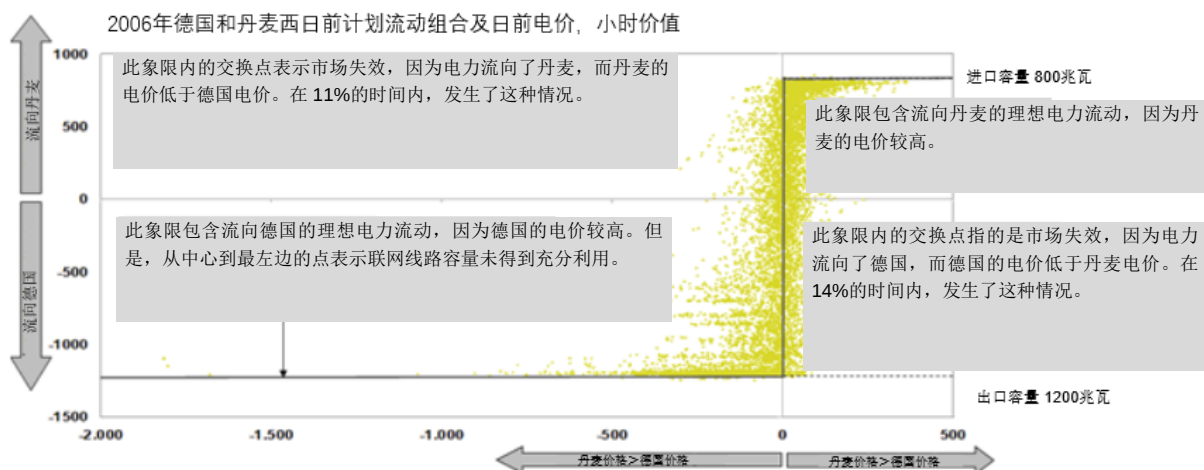


图 26 丹麦和德国的日前电价以及显式拍卖下两国之间电力流动方向的图示。

2010-2015 年要点

2010 到 2015 年期间，丹麦的可变可再生能源渗透率增长，致使丹麦的电力系统在 2014 年第一个达成可变可再生能源占比 45% 的成就。因为热电联产厂参与电力市场且必须与低边际成本的电力（尤其是风电）竞争，所以它们有动力在灵活性措施方面进行大笔投资。重要的技术解决方案包括电热锅炉和涡轮机旁通。使用这些解决方案可以在仍然利用部门耦合作为灵活性措施的同时，灵活决定热能和电能的产量。

另一个重要趋势是继续投资打造以及广泛应用通往邻近国家的联网线路，例如，在高风电产量时期出口电力，以及在需要的时候，获得廉价的水电以平衡电力需求。这对其他欧洲国家也同样意义非凡，因此，优化跨境交易就是这些年发展的焦点。到 2015 年，北欧日内市场已经与 10 个其他欧洲市场耦合。此种耦合的前提条件是协调欧洲各成员国的市场落实，其中一项关键立法就是 2015 年颁布的《容量分配和拥塞管理指导方针》。

5. 2016-2020：新的灵活性措施聚焦于消费者参与电力市场，改进预测以实现前瞻性平衡，使用风力涡轮机提供平衡服务——可变可再生能源比重达到 50%

源自这段时期的讯息

- 丹麦的电力系统可以在中央热电厂不在线的情况下运行几个小时，某些情况下，最高可以运行一周，因为在正常运行状态下，无需中央热电厂就可以维持系统平衡性。
- 丹麦开始通过鼓励积极参与系统平衡的多种激励措施来推动需求侧灵活性，但进展缓慢。
- 改进预测，让风电第一次参与到平衡市场中
- 单一整合的日内市场促进了竞争，提高了灵活性，有利于可变可再生能源，让其可以自行平衡生产中的波动

2016 到 2020 年期间，进一步增加灵活性的规划和落实针对的不仅仅是当时的可变可再生能源占比水平，也旨在让电力系统为未来更高比重的可变可再生能源做好准备。2019 年，丹麦设定了具有法律约束力的目标，即在 2030 年之前减少相对于 1990 年水平 70% 的温室气体排放，并在 2050 年之前达成净零排放 (Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities, 2019)。未来可再生能源需求与发展的规划正是要助力于实现这些目标。

在这一时间点之前，热电厂一直在提供灵活性以及维持稳定系统运行的关键系统服务方面发挥着关键作用。但是，尽管它们继续扮演着重要角色，但它们在未来电力系统中的作用也开始受到质疑，人们也在探索替代的灵活性来源。从下文的介绍中可以了解到，这些替代来源包括需求侧的灵活性潜力以及通过改善预测让风电参与到平衡市场中等等。此外，随着 2018 年 6 月跨境日内市场 (XBID) 的启用，丹麦与其他欧洲电力交易市场的连接也愈发紧密。

丹麦电力系统摆脱热电厂运行

2017 年，丹麦输电系统运营商 Energinet 进行了一项研究，探索维持电力系统稳定性所必需的特性。其结果发现，现有电力系统加上运行中的所有相关电网组成部分，足以应对大多数故障。简而言之，这就意味着在大多数情况下，并不一定要让备转容量投入运行才能维持丹麦电力系统稳定。

根据报告，当时以及现在维持电力系统稳定的重要电网组成部分是：同步调相机，过去用

于为更古老的高压直流电联网线路提供稳定性；电压源换流器（VSC），较新的高压直流电联网线路的一部分；以及与邻国电网的交流电电网连接。因此，几乎没有必须运行的发电厂，也就是说市场调度在决定最优发电组成方面没有或几乎没有边界，使得弃风弃光很难发生。

同步调相机

在电力系统的初期，同步调相机与电厂发电机共同作用，帮助维持适当的电压水平。20 世纪 60 年代，电力电子学方面的技术成就导致了同步调相机的逐步淘汰，因为同步调相机的损耗更高，但电力电子学无法在短路的情况下提供必要的无功调节。

简而言之，同步调相机就是一台发电机，和发电厂内的发电机差不多，具有同样的特性，因此在发生故障的时候，能够稳定电压，为电网提供支持。只是它并不是电厂驱动的，而是由电网负责运行。

以前，丹麦的高压直流电联网线路是基于电网换相换流器（LCC）。电网换相换流器要求高水平的短路功率处于稳定运行状态。因此，在丹麦，同步调相机为此种类型的联网线路提供支持，以确保稳定的运行和有功功率的转移。除了通过短路功率和调节能力为电网换相换流器高压直流电联网线路提供支持以外，整个电网也能从中受益，也就是说应用的继电保护能够发挥预期的作用 (Yang, 2016)。

Energinet 在报告中总结道：只有在出现电网重大缺损，例如需要对某些组件进行维护之时，才可能有必要将热电厂投入运行，以提供维持电力系统稳定性所必需的特性。实际上，自报告出版以来，Energinet 在经营电力系统时，就不再让热电厂投入运营。因此，市场调度指的是在 2017 年到 2020 年这段时期内，有不少所有丹麦中央热电厂都不运行的时间段。

2015 年，第一次出现了两个丹麦电力系统都摆脱中央电厂运行的情况，但只持续了一天。2017 年，西丹麦摆脱中央电厂运行的总时长达到 985 个小时，其中最长的连续期限为一周 (Wittrup, 2018)。

同样的，2020 年，东丹麦中央电厂不发电的总计时长达到 1181 个小时，中央电厂发电容量低于 20 兆瓦的时长达到 2223 个小时 (Energinet, 2021)。因为这种对中央电厂需求的下降以及总体上不断下降的运行小时数，在此期间，丹麦几乎没有投资新建任何热电厂（如图 3 所示）。在热电厂领域唯一值得一提的投资是从煤炭到生物质的转换以及从萃取到背压设备的转换，以为区域供热系统供应更多热力。

电压源换流器与高压直流电

之后几年，在高压直流电市场上，基于晶闸管技术的传统电网换相换流器高压直流电联网线路遇到了竞争对手，是另一种基于晶体管的技术。这种技术就是电压源换流器，它对短路功率具有相同的限制性要求，因此与电网换相换流器相比，在发生电网故障的情况下，这种技术的运行会更加稳定。

除了能够转移有功功率以外，电压源换流器也能够提供其他服务，例如动态电压调节、频率调节和黑启动等。因此，高压直流电不再会造成不稳定的问题，而是能够通过基于晶闸管的电压源换流器提供电压调节 (Jensen, 2017)。

但是，电网中有一些特定区域，在发生电网故障的情况下，需要额外的支持。尤其是在风电场较为老旧或者电网基础设施不足的区域。此外，在必须让组件离线以连接新组件的特定电网维护或扩容期间，也需要由中央电厂发电。这些限制也适用于当前的电力系统。因此，不应该理解为丹麦电力系统已经淘汰了中央热电厂。首先，在电网无法全面运行的情况下，它们可能被要求提供稳定性；其次，它们依然是主要的供热提供者。但是，丹麦正朝着电转热的方向转变，这意味着中央热电厂的商业模型吸引力越来越低。

需求侧灵活性: 对消费者友好的零售市场

从被动消费者到主动消费者的转变

社会对电力系统的传统认知是供给应该满足需求。因此，监管主要推动了大型中央发电厂的建设，而消费者参与决策的意识以及消费者在提供灵活性方面的作用较低。这意味着新技术的应用要满足较高的进入要求，所以电力系统未将这些新的参与者纳入到电力市场中。举例而言，作为被动的市场参与者，热泵的所有方主要聚焦于自身的供热需求，电动车所有方是只专注于提供交通服务，并未意识到他们的需求会对电力系统的状态产生怎样的影响。因此，在这个发展阶段内，新的市场结构避免了监管给新技术设置准入壁垒、阻碍新技术为系统灵活性做贡献的情况。

Datahub

Datahub 是丹麦输电系统运营商拥有的中央信息技术系统。它收集消费者、消费和价格方面的海量数据，处理零售市场上参与者之间的所有通讯。在零售市场上活动的参与者是输电系统运营商、配电系统运营商、供应商和消费者。电力市场分为批发市场和零售市场。批发市场是平衡责任方在欧洲市场上交易大量电力的地方。另一方面，零售市场是供应商向消费者出售电力的地方。**Datahub** 最早于 2013 年落实，随之而来的是针对所有参与者设定了标准化流程。这样既降低了复杂性，创造了更好的竞争，又改善了消费者得到的条款。引入 **Datahub** 之后，要落实全新的以供应商为中心的市场设计，就必须先满足必要的技术性先决条件，即供应商负责为消费者提供包含三个部分的单一账单：1) 能源和供应；2) 输电和配电；3) 税收、费用及其他收费。

尽管这种监管仍在修订中，其影响尚有待观察，但在此期限内，已经启动了重要的步骤。这些步骤旨在引进适当的市场价格机制，以刺激适当的投资和业绩。其目的是将消费者暴露于随时间而变化的价格信号和分时电价中，让需求侧灵活性成为一个消费价值与不消费价值或者延迟消费价值之间的经济选择。此类投资的第一个焦点是打造数字通讯基础设施，进行海量的实时测量，为相关活动者提供便捷的数据访问。在此电力系统数字化的进程中，有两个重要的转折点，一个是 **Datahub** 的落实，另一个是智能电表的推出，见此章节中两个文本框内的描述。

智能电表

在丹麦，配电系统运营商拥有电表并负责测量其各自区域内的电力产量和消费量。这确保它们能够掌握系统的实时状况，从而实现有效的电力分配。通过 **Datahub**，它们为供应商提供每一计量点的消费量，让供应商能够通过单一账单与消费者完成结算。

截至 2020 年 12 月，智能电表的全面推行已让每一位单独消费者的每小时结算成为可能。这进一步增加了数据量，让供应商能够为其消费者提供具体且直观的消费信息，以便消费者形成消费意识，做出更好的决策。大量的数据也透露了丹麦人能源消费的详细情况，这些内容可用于改善基础设施投资规划，激活或推动某些区域的需求侧灵活性。

智能电表的推行也催生了新的市场产品，比如每小时结算和分时电价。每小时结算通过刺激活跃消费者增加低电价时期的需求从而平衡电力系统。分时电价则是通过提高峰值需求小时段的输电费用惩罚不活跃的消费者。这样可以减少峰值需求，将消费推迟到系统较低负荷的小时段，从而有助于平衡系统。

聚合

2020 年 1 月，丹麦电力监管中引进了一个名为聚合商的新活动方。聚合商的目的是聚合一系列更小规模的用能单位，通过对其电力消费的远程监管来出售系统服务。聚合商降低了每一个体单位的交易成本，让它们能够参与高准入门槛的市场。和小型可再生能源发电厂的聚合商一样，它们使用价格信号对个体用能单位进行单独控制。秉承“积水成渊”的原则，这些聚合商最终能够控制巨大的容量。聚合商为热泵和电动车等能源消费量不高的个体提供便捷的市场准入，让它们能够通过聚合商向配电系统运营商出售灵活性服务，或者向输电系统运营商出售辅助服务。鉴于这是一个新的机制，到目前为止其效果有限。但是，预计其将推动更具经济性的可再生能源转型，为输配电系统的高效运行做出贡献。

这些机制仅被视作发挥需求侧灵活性巨大潜力的初始步骤。

预测和调度系统: 具有前瞻性的平衡措施和精确预测确保风力涡轮机可以平衡电网。

自 2000 年起，Energinet 就一直在对风能进行预测，但因为预测方法不断升级，所以很难清晰地概述每一时期的发展情况。但整体上，过去 10 年间，预测的发展速度加快，其中的关键是获取预测发展的相关经验，并将之应用于电力系统的运营中。

为实现此目的，Energinet 一开始是自行预测风力发电，了解了预测与现实发电量之间的不确定性，并获取了基于这种不确定性形成预测、运行系统的经验，但在此之后，Energinet 转而使用商业预测，时至今日，Energinet 主要依赖于商业预测，并使用自己之前开发的商业预测工具保障预测质量。Energinet 仍在基于自身的平衡战略，继续提高预测能力。从 Energinet 经验中可以学到的关键点：预测系统的设计应该取决于系统运营商想要如何平衡系统，而且并不存在一种一体适用的解决方案。

基于不断升级的预测，丹麦通过具有前瞻性的平衡措施取得了巨大成功。

拥有灵活的热电厂和联网线路是响应可变可再生能源发电量波动的必要条件，但是，只靠它们本身并无法对可变可再生能源发电量的变化做出快速反应，因此对可变可再生能源发电量的预测极其重要。

对可再生能源发电量的预测，尤其是风能和太阳能，是一项具有挑战性的任务，因为有效的预测需要大量的气象预测为基础，例如风速、温度、降水、湿度和云量。因此，为了确保热电厂和备用容量要求的最优调度，Energinet 不断升级自身的风能预测工具。

因为与随即天气导致的不确定性，预测的误差幅度往往会因为预测期的增长、可用数据的

有限以及数据质量的低下而增大，这些因素都可能扭曲最优调度、平衡与备用容量要求。

因此，丹麦的输电系统运营商使用多种内部和外部风能预测工具。总之，这些工具不仅涵盖了用于实时操作电网的短期时间范围，也涵盖了用于规划目的的多日时间范围。不同气象预测的组合至关重要，因为不同的预测意味着不同的预期风速，可能导致发电方面一致性的挑战。

此外，Energinet 在系统运行程序中整合了风电场的在线监测，比较未来几分钟的预测与实际的发电量之间的差值。通过这种方式，可能发现发电量是否符合预期，并在相关情况下，发出上调或下调指令，以提前做出反应。

实际上，丹麦就是采用这种具有前瞻性的平衡方式方才取得了巨大的成果。此种方式背后的理念是输电系统运营商使用预测值提前预测到系统的不平衡，从而让输电系统运营商可以使用速度更慢或者更廉价的备用容量，而不是使用无功平衡等方式来应对实际的电网不平衡 (DEA, 2020)。

丹麦预测方式的优势依赖于 (DEA, 2020):

- 基于地理位置收集关于可变可再生能源发电量的历史数据，用于验证和矫正新的预测。
- 收集天气预测参数（例如全球太阳能辐射、风速、风向）用以改进天气预测工具
- 基于地理位置开发天气预测，以覆盖（未来）可变可再生能源发电量的地理分布
- 经过培训且经验丰富的人员能够利用相关信息（预测、日程安排、测量等），理解并处理含可变可再生能源发电的电力系统的运行挑战
- 开发最先进的预测模型和运营规划工具，实现对可变可再生能源发电量、需求和联网线路的高精度预测。

风能第一次被用于提供辅助服务

基于可变可再生能源的电力系统引起了不少顾虑，其中一些是与辅助服务以及可变可再生能源能否提供辅助服务相关。一个问题是可变可再生能源能否为电力系统平衡提供任何类型的备用容量。为了进一步理解此内容，Energinet 和 Energi Danmark（一家能源交易公司）在 2020 年研究了风力涡轮机能否提供向上调节。

其结论是因为风力涡轮机发电的预测精度，从现在开始，风力涡轮机可以参与市场，与传统的热电厂一起提供较慢的平衡服务，也被称为手动频率恢复储备（mFFR）。当然，在风力发电被充分利用的情况下，仍会要求传统发电厂提供一段时间的平衡服务。作为此项研究的结果，

风力涡轮机不仅可以参与手动频率恢复储备市场，而且 **Energinet** 还将继续研究未来风力涡轮机能够提供哪些辅助服务 (Energinet, 2020)。

风力涡轮机之所以能够提供辅助服务，一个重要的因素就是过去几十年间，对风力涡轮机的技术要求提高了。总的来说，最早的风力涡轮机给电力系统造成了挑战，这一点在系统发生故障时尤为明显。当时在出现系统故障时，风力涡轮机被允许与电力系统断开以进行自我保护，而不是保护电力系统。

今天，覆盖整个欧洲的网络条例有助于确保发电厂不会给系统造成更大的挑战。具体来说，发电机要求网络条例以风力涡轮机的技术改进作为应对，包括所谓的故障穿越能力以及对无功功率的要求。简而言之，这意味着最先进的风电场能够积极参与电压控制，而不是导致进一步的问题 (DEA, 2016; Energinet, 2018)。

联网线路的应用：

跨境日内市场：可变可再生能源自行平衡欧洲日内偏差的能力得到提升

如前文章节所述，日内市场让参与者进行双边交易，直至运营前一小时，为可再生能源提供了与活跃消费者及其他电力生产商进行接近实时交易的机会。在此时期，日内市场上的交易仍旧是电力系统运营的基石，其交易量逐年增长。

为了推动更接近实时的跨境交易，欧洲跨境日内市场 (XBID) 于 2018 年 6 月启动。一开始，此市场涵盖了 15 个国家。2019 年 11 月，又有七个国家加入。大量买家和卖家推动了竞争，增加了市场流动性，这也意味着单一的整合日内市场让整个欧洲的日内交易更有效率。降低跨境能源分享的难度有益于市场参与者，因为其他参与者可以帮助应对意料之外的电力需求变化或电力中断。

跨境日内市场允许丹麦风电生产商在直至交付前一小时都可以与西班牙的发电企业交易不平衡，这大幅改善了可再生能源与其他市场参与者共同平衡生产的能力。

平衡市场上预期会出现类似的发展。有两个新市场平台即将出现。一个平台是用于自动频率修复和稳定系统运营的国际协调 (PICASSO)，另一个平台称为手动激活储备倡议 (MARI)。这两个市场预期会促进竞争，提高流动性，从而改善联网线路的应用和电力系统灵活性，就和单一的整合日内市场的情况一样。

邻国国内电网局限性问题日益加剧，通过市场下调导致丹麦弃风增加

跨境交易的一个先决条件就是联网线路具有充分可用的实际容量。丹麦与邻近国家有很多联网线路，历史上，这些联网线路作为灵活性来源，通过与具有不同特征的电力系统之间的电

力交易，给丹麦带来了巨大的收益。

但是，在此时期，丹麦开始注意到电网基础设施跟不上联网线路容量扩张的影响。风力发电的限电率从 2019 年 1% 左右增长到 2020 年的 4% 左右，主要原因就是邻国电网的发展瓶颈。风力发电被限电的原因是市场上下调电力价格的出价过低。实际上，弃风就是由于市场上向下调节服务的价格过低导致的，风电场不得不下调电力生产量来维持收益。

瓶颈指的是在丹麦，尤其是西丹麦，在可变可再生能源高发电量的小时段，联网线路的容量因为北德内部电网的限制而受限。限制指的是在这些小时段，丹麦的电力无法按照市场拍卖确定的方式流动，这主要是因为本地输电电网的限制，也是因为德国大多数可再生能源发电厂被认为是必须维持运行的（因为立法），不可被限电。德国的系统运营商会为增加需求的丹麦消费者或者降低发电量的丹麦电力生产商提供补偿，其中包括区域供热系统内电热锅炉的消费量增加，或者丹麦电力生产商（尤其是风力涡轮机）被限制运行的情况。此外，德国和丹麦内部电网和联网线路的容量扩大也在一定程度上导致了限电增加，因为在其建设期必须限制电网中的电力流动 (Energinet, 2021)。

同时，这也推动了不同技术之间部门耦合的发展。实际上，过去几年间，区域供热系统中电热锅炉的扩容几乎是压倒性的，其主要原因就是某些小时段内电力的高需求，因为这几个小时意味着大多数电热锅炉的无盈亏成本会低至 5-6 年。

电网基础设施的瓶颈依然是一个挑战，因此需要在未来得到进一步解决。

2016-2020 年要点

随着灵活需求量的增加以及灵活生产量的减少，消费者从被动到主动的转变变得至关重要。否则，系统运营商就无法维持令人满意的供电安全水平。提高消费者参与度的一种手段就是高度数字化的电力系统，这种系统可以提供与所有联网电厂相关的接近实时的数据。正在进行的电力系统的数字化还没充分展现其潜力，但人们对每小时结算和分时电价等新引进的市场产品有很高的期望，期望它们能推动消费者根据价格信号，积极参与平衡系统。

另一个重要的倡议是引进聚合商。聚合商可以代表消费者交易电力，从而为规模较小的电力生产企业提供其本无法获取的电力市场准入权，并在日内市场上交易。日内市场于 2018 年升级，15 个国家加入了统一的跨境市场平台，允许参与者交易直至交付前一小时，这大幅改进了可变可再生能源的自平衡能力。

随着可变可再生能源比重的提高，预测变得越来越重要。现在，为了降低平衡需求，Energinet 引入了在线测量系统，以降低平均绝对预测偏差。

一项研究证明在正常运营条件下，因为精确的预测和具有前瞻性的平衡，丹麦电力系统并

不需要在线热电厂来维持系统安全性，当前的电网组成部分和交流电联网线路能够提供维持电力系统稳定性所需的特性。但是，从长远来看，电力系统在这些年以及未来的不断转型可能导致未来不同的需求。

6. 2020 年之后：电力部门绿色转型的后半场需要源自新技术的灵活性以及消费者的参与——为 2030 年可变可再生能源比重达到 100% 而努力

源自这段时期的讯息

- 市场依然是灵活性的主要驱动力，市场设计将不断发展，以推动可靠性水平的提升。
- 灵活性方面“唾手可得的果实”已经收入囊中，而促成丹麦实现最初 50% 可变可再生能源整合的灵活性来源，在下一阶段将不足以满足丹麦的需求，因为丹麦计划在 2030 年之前实现电力系统的 100% 可再生能源化。
- 提高部门耦合程度和需求侧灵活性被认为是未来新灵活性措施的关键，它们通过新技术、对现有技术的创新应用、数字化以及数据驱动的商业模式来提供灵活性，而其中重要的先决条件就是数字化框架、推动数据交换自由、清除新技术障碍以及市场过程的数字化等。

2019 年 12 月 6 日，丹麦议会就新气候法案达成了一项协议。此法案包含具有法律约束力的目标，即在 2030 年之前减少 70% 的温室气体排放（相对于 1990 年水平），并在 2050 年之前达成净零排放 (Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities, 2019)。之后于 2020 年，丹麦又颁布了气候行动计划，其中也介绍了关于能源岛、电转 X 以及很多其他内容的战略和倡议。同时，丹麦的目标依然是在 2030 年之前实现电力部门 100% 可再生能源化。

尽管目标远大，但遵循通过政治手段设定的断电分钟数目标，丹麦预计还是能维持高水平的供电安全，该等断电时间目标由 Energinet 负责规划和实现。因此，在 2030 年，普通消费者预计每年会经历 35 分钟的断电时间，比过去十年间普通消费者每年会经历的 22 分钟断电时间略高 (Energinet, 2018)。

截止今天，丹麦跨境联网线路的容量略高于峰值需求，高压直流电的技术进步有助于提供关键的系统服务。热电厂正在转型，在转而采用生物质为燃料的同时，也通过热泵、电热锅炉和蓄热等手段，提高自身响应市场信号的能力。但是电厂仍在挣扎求存，因为随着可变可再生能源渗透率的提高，它们在电力市场上的竞争中日渐式微。

丹麦能源署预测到 2030 年，丹麦的年度总用电量将增加 65%，热电厂容量会下降 30%，如图 27 所示，所以电力系统所面临的灵活性困境具有重要意义。据预测，用电量增长中的很大一部分都是可调整的，例如电转热、电动车充电、智能建筑以及通过电解作用和某些工业过程生产生物燃料等用电行为。必须向这些新技术提供适当的激励措施，以使其为系统贡献灵活性，否则可调度电力生产的大规模逐步淘汰将不可行。尤其是，因为欧洲大部分地区都

发展，所以丹麦不能指望随时依赖邻近国家来提供灵活性，尤其是在高电力需求以及可变可再生能源低发电量的时间段。

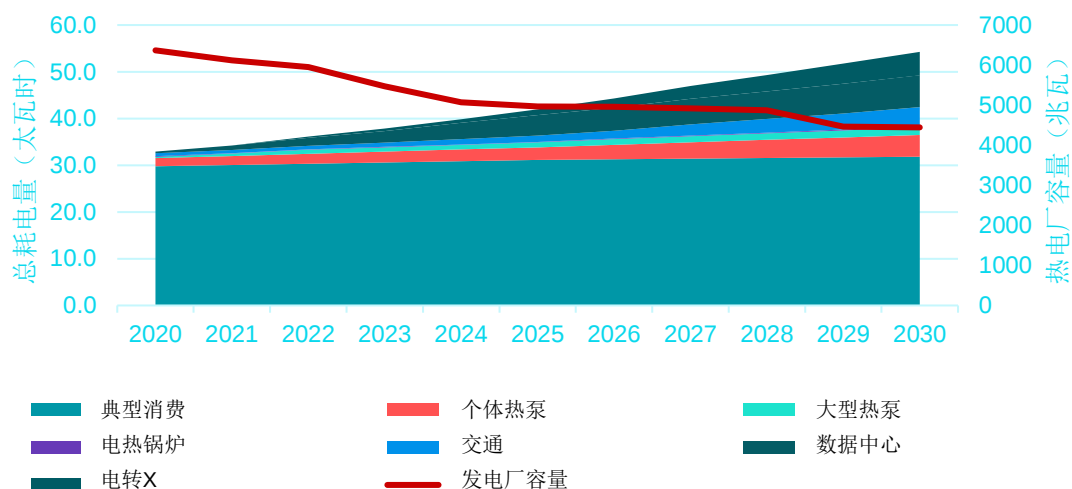


图27 2020-2040年电力需求和电厂容量的预计趋势 (DEA, 2020)。

回顾过去，丹麦整合最初 50%比重的可变可再生能源并非易事，但如果与接下来的 50%可变可再生能源的整合相比，可能更困难的还在后头。丹麦计划在 2030 年可再生能源占比 100% 的电力系统，因此在接下来的阶段，前文章节中描述的措施预计力有不逮。简而言之，在绿色转型的前半段，已经摘完了唾手可得的果实，而现在，就必须要去够长在树顶的果实了。

当丹麦达到国际能源署提出的系统整合的第四阶段时（见图5），它借助特定灵活性来源整合了比重首次达到 50%的可变可再生能源，而这些灵活性来源很快就会耗尽，随着第 5、第 6 阶段的特征日益明显，传统系统运营商的作用预计也会发生变化。面对能量过剩期或短缺期变长以及季节性蓄能需求等挑战，新类型的市场和消费者预计将有助于推动绿色转型，通过市场激励机制提供灵活性。这种转变如图 28 所示，将在下文章节中详细阐述。

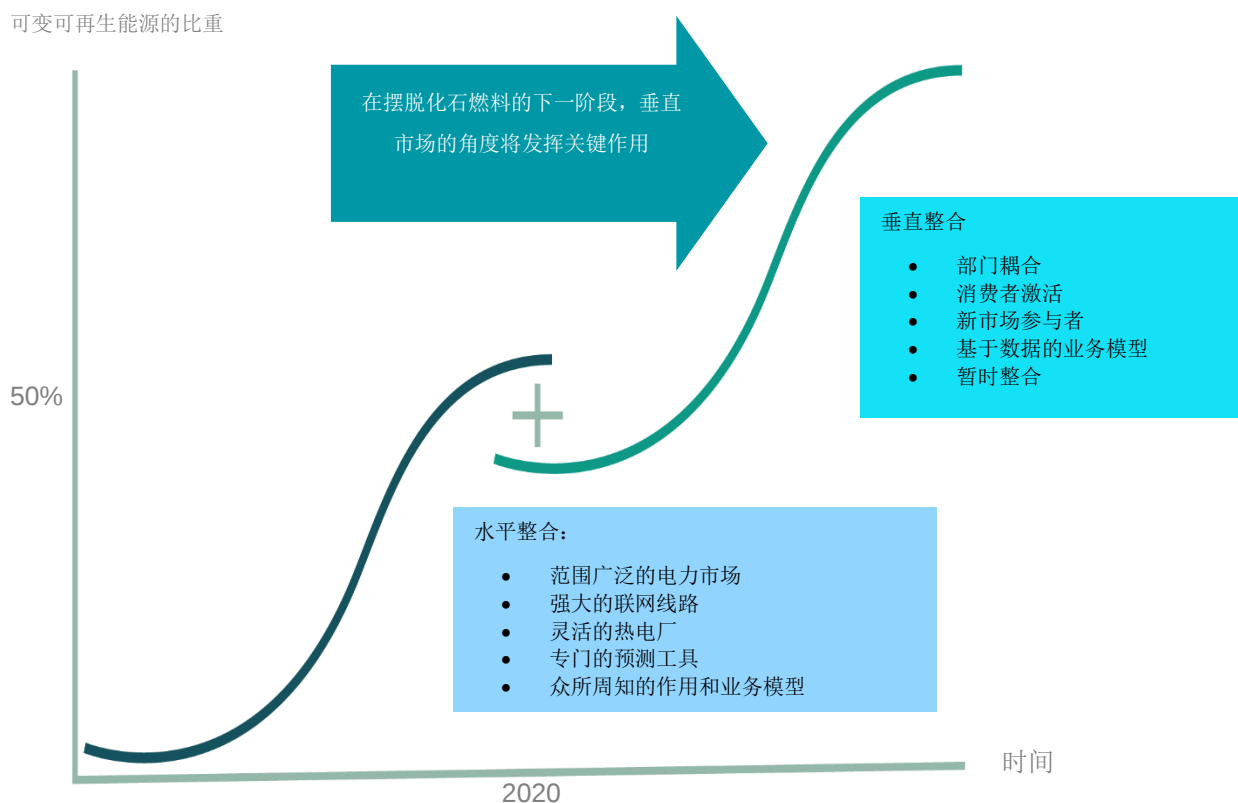


图28 可变可再生能源渗透率随时间增长以及相关及预期可变可再生能源整合措施时间安排的图示。来源：Energinet。

部门耦合：所有可能部门用能的电气化理论上能提供巨大的灵活性潜力

多年以来，通过传统热电联产厂的灵活运营实现的电力与供热部门的部门耦合，一直是主要的灵活性来源，但在未来几年间，这些热电联产厂的容量预计会有所下降。随着传统的热电联产厂逐步淘汰，必须通过电气化等手段拥有其他的灵活性来源。和以前一样，电力和供热部门的耦合仍将发挥关键作用，但仅凭部门耦合预计无法提供足够的灵活性。此外，要实现有效的储能和电力系统平衡，还须进一步推动电力、供热、交通和天然气系统之间的部门耦合 (D. Lew, 2019)。但是，关于此类部门耦合可提供的灵活性的程度以及这些部门的用户灵活行动的范围尚存在一定的不确定性。

供热部门正在经历电气化，其主要的焦点是热泵和电热锅炉的应用，以此作为提供灵活性的主要组成部分。尤其是，某些区域供热系统中已经采用了电热锅炉，而区域供热系统中的大型热泵目前只是取代了现有的传统热电联产厂，不论是作为余热增温器还是作为常规的区域供

热泵。实际上，电热锅炉已经提供了不少灵活性，因为它在启动之时会消耗电力，也能长时间地为大规模区域供热系统生产热能，但因为临近国家的电网的限制，还不能将电力传输到丹麦境外。

预计随着绿色转型的推进，热泵总体上将成为丹麦的主要供热方式，不论是在区域供热系统中，还是服务于独户供热。因此，电力和供热部门将紧密连接在一起，这意味着电力系统的运营离不开供热部门的灵活性。事实上，大多数灵活性措施还是一样的，比如在电价低的时候，通常也就是可再生能源发电量高的时候，使用蓄能罐，并在有经济利益的时候生产电力。

其他电气化的部门还包括交通部门，Energinet 目前正计划加强电网，以服务未来具有高需求的消费者，例如电转 X 设施和电动车充电站。前者可能与正在开展的能源岛等项目相结合。丹麦能源署和 Energinet 正在审查两个项目，一个位于波罗的海，与博恩霍尔姆岛相关，另一个是与合作伙伴携手在北海打造第一个风电枢纽 (Krarup, 2021)。

源自电转 X 的绿色氢气有推动很多其他部门脱碳的潜力，例如重工业、农业和航运，这也让电转 X 设施的扩容成为可能。

但是，通过电转 X 产生氢气的成本预计会高于常用方法，这意味着这些工厂将努力根据电价优化自身发电方式，因为用电成本是其总成本中关键的组成部分。未来，其电力消费会集中于低电价时段，而这很可能与电力系统中可再生能源发电的高比重不谋而合，这意味着电转 X 设施可以提供系统急需的灵活性。

总体上，其他部门的电气化预计将带来额外的灵活性，有助于系统平衡，因为这些部门可以从电力市场上获得经济利益，但到目前为止，这种潜力尚未兑现。到目前为止，市场激励机制推动了灵活性的发展，但新技术的运行参数可能导致它们在特定的期限内无法灵活行动，比如在极寒时期及可变可再生能源低比重的情况下供热仍然不可或缺，而热泵作为供热的主要来源可能无法始终为电力系统灵活性服务，以及需要在特定时间给电动车充电的电动车车主也面临这种情况。

联网线路的应用: 能源岛应用在即，以及可能在国内引起的问题

近年来，另一个引起不少关注的话题就是能源岛的概念，即大型海上风电场先与一个海上单点连接，再通过这一点与多个国家连接。从灵活性的角度来看，此概念通过实现巨大地理区域的接入以及总体上更高的发电容量（尽管具有可变性），增加了平衡机会。

能源岛和电转 X

如果要通过电转 X 的方式实现丹麦大部分能源系统的脱碳，就必须建设大量的设施以及实现较高的年度用电需求。此外，大规模风力发电和电转 X 结合在一起，对能源基础设施设定要求较高，任意地点都需要额外的电网基础设施才能应对增加的需求和峰值。

因此，自然要考虑海上风电输出的能源是应该以电力传出还是转化为氢气以管道运输。当然，每一种选择都有其各方面的优缺点，但氢气或者天然气管道预计会具有较低的单位价格，对陆上状况没有或几乎没有影响。

此外，丹麦的氢气基础设施可能与其他欧洲国家的氢气基础设施彼此耦合，就和天然气管道的情况一样，或者可以将氢气存在储存设施内 (Energinet, 2020)。

通过“Kriegers Flak——组合电网解决方案”项目，即将两个风电场纳入联网线路的项目，Energinet 也积累了打造能源岛技术方面的宝贵经验。这是联网线路第一次通过海上风电场与两个不同步区域相连接。除了通过风电场构建和运行连接线路的技术部分之外，在考虑能源岛等理念（将使用某些相同的技术）的长期影响时，这种新类型联网线路的运营经验也具有宝贵价值。

Kriegers Flak——组合电网解决方案 (Obbekær, 2021)

2020 年 12 月，Energinet 和德国输电系统运营商 50 Hertz 启动了世界上第一个海上联网线路，将国家电网与波罗的海上的海上风电场相连接。

这两个风电场，即 Kriegers Flak（丹麦）和 Baltic 2（德国），相距不到 30 千米，通过两条海底电缆彼此连接，为联网线路提供了 400 兆瓦的输电容量，如图 29 所示。

联网线路的输电容量将基于联网线路上风电场的发电量，分配给电网，而电力流动则取决于连接地区的市场价格。因此，联网线路容量首先会分配给风电场的电力，然后再分配给丹麦和德国市场。

丹麦的西兰岛（Zealand）和北德的梅克伦堡-前波美拉尼亚州（Mecklenburg-Western Pomerania）是不同相的，但“Kriegers Flak——组合电网解决方案”通过两个海上风电场以及交流电海底电缆将两个地区连接起来，并在北德地区建造了所谓的背靠背转换器。

Kriegers Flak 的安装、落实和运营为 Energinet 提供了应对能源岛挑战的经验和知识。



图 29 “Kriegers Flak——组合电网解决方案”中电网的图示 (Obbekær, 2021)。

需求侧灵活性：消费者的进一步参与、新业务模型和所面临的障碍

丹麦正针对电力以及区域供热需求落实需求侧灵活性措施。这些措施可以通过一种更廉价的可行方式，调整需求以覆盖供应与需求的中小变化，而不是针对生产单位应用灵活性或限电。

理论上，很多类型的消费者都可以提供需求侧灵活性，但尝试和研究发现：价格刺激及其与消费者行为变化之间的联系仅对少数几个类型的市场活动者有意义。出于此章节之目的，考虑了三种不同类型的消费者：

- 大中型公司
- 聚合商
- 私人家庭消费者

高用电量的大型生产设施已经在投资打造允许特定过程参与市场的技术。这种技术可能是大型电热锅炉、即时生产过程等，设备的使用不固定，但可能允许排队。比如，对大规模燃烧器和加热器来说，容量的边际成本可能足够低，在被允许利用电价波动谋利时，投资打造过剩产能就可能在整个寿命周期内有利可图。

有些设备可能能够在两个方向上发挥作用，当价格下降时，提升产能；当价格上涨时，可能暂停使用某些容量。从国际上看，可能的设备类型是用于炼钢的电弧炉、锅炉和冷却装置（热水/冷水可以便宜地储存）以及电炉。秉承此理念规划的新型技术是某些数据中心的建设，它们通过电价和使用 PEM 电解槽的制氢设备的运作情况来确定后备率。工业设备（包括区域供热锅炉）可以在吉瓦规模上加强灵活性，这让它们对需求侧灵活性投资极具吸引力。

已经投入使用的是用于公私电动车充电的聚合商公司，它们根据电价调整流入个体电动车的电流，而这也取决于车辆的充电状态、充电电流能力和用户配置。这种停放状态下的中慢速充电很有用，因为车主不太可能留意自己的车主要是在刚停好之时充电还是在凌晨时分充电，只要早上需要用车时能充好就行。这些聚合商已经控制了大部分的电动车充电，预计未来会成为顶尖的服务提供商，大幅提高自身的容量。此方面的其他范例是数据中心的计算模型，可以在预计电价较低时，安排及部署 CPU 和 GPU（以及电力）的集中使用。到目前为止，这些尚未经过彻底研究，但在技术上已经做好了落实的准备。

即便是在早期阶段，有些公司已经出现了推广之前未预见到的变化。就电动车充电而言，如果用户需要在正常安排的时间之前开车，那他/她就可能想要推翻智能充电。在应用智能充电之前，类似的电动车充电聚合商会对车辆进行最低程度的不灵活“非智能”充电。对其他部门而言，用户可能确定即时加工的重要性超过价格优化，这让聚合商在市场上的容量可能有所变化。在很多方面，私有陆上风力涡轮机的聚合商也是这种情况，不过针对的是消费。随着电动车、数据中心和其他灵活需求的发展壮大，聚合商在能源市场上扮演的角色日益重要。

很多分析甚至很多公司都发现私人住宅业主也具有需求灵活性，但到目前为止，鲜有成功案例。大部分限制都与个人住宅业主非常有限的盈利潜力有关，也与住宅能源消费的“即时”无规划性有关。对很多最高能耗的家庭用品（例如洗衣机、烤箱等）而言，互联网连接设备过于昂贵，投入金额超过了它们在整个寿命周期能节省的电力。即便是那些价格变化可能有意义的产品，比如热水器和使用热泵给房间供热，与遵循价格变化进行消费所造成的不便相比，消费者节约的成本并不值得一提。为了可能的（非常微小的）节省，必须在夜间运行洗衣机或洗碗机，可能造成不便、产生影响睡眠的噪音等。有人建议使用房屋框架本身作为蓄能手段，给房间供热。但这种方式要发挥作用，建筑物就必须具有非常好的隔热性，用户也必须接受一定程度的温度变化。考虑到消费者热泵的高能效，这对用户几乎没有好处。

到目前为止，需求侧灵活性方面的经验是：消费灵活性方面的投资对大型消费者最为有利，尤其是基础产业的大型消费者。这与这些部门的普遍电气化相符。对于聚合消费类型，需求侧灵活性仅在用户体验不会受到切实影响，且终端消费者在需要时能够轻易地选择临时退出的条件下，才能发挥作用。对大多数部门耦合的应用而言，这一比例非常小，但有助于建立用户信任。个人住宅内的小规模非聚合消费类型不太可能给用户带来收益，因此也不太可能得到广泛

应用。在此方面，必须采用不同类型的储能设备，但因为低电价以及更廉价的灵活性选择，这种方式无利可图。

2020 年之后的要点

丹麦政府的目标是在 2030 年之前实现完全由可再生能源构成的电力系统的。在热电厂逐步被淘汰的同时，可变可再生能源发电量所占的比重越来越大，在 2019 年和 2020 年，占到了丹麦电力消费的一半。

但是，在 2030 年之前这段时期，支持最初 50%可变可再生能源整合的灵活性措施并不足以满足需求。最初 50%可变可再生能源的整合主要就是使用了已知的灵活性措施，所以唾手可得的果实都已经被摘掉了。而要实现 100%可再生能源的电力系统，就必须采用创新性的新解决方案来提供必要的灵活性。

总的来说，灵活性措施的焦点从让消费者积极参与电力市场，转变为使其他能源部门与电力部门进一步耦合以释放巨大的灵活性潜力。为实现此目的，已经落实的部门耦合例如电转热和电动车充电等预计将发挥更多的作用，通过经济诱因因为电力部门提供额外的灵活性。

事实上，预计电力交易市场在未来依然是灵活性措施的驱动力，会带来新的灵活性来源。预计将通过新技术（或者创新性地使用众所周知的技术，比如用于电转 X 的电解）、数字化和数据驱动的业务模型来释放这些新的灵活性来源，其中输电系统运营商将在创造数字框架、推广数据自由交换、为新技术去除障碍以及实现市场过程数字化等方面扮演重要角色。这种方式背后的理念是市场为市场参与者提出灵活性需求，而市场参与者反过来会以最具成本效益的方式提供灵活性的解决方案。用这种方法，对电力系统中可以提供多少灵活性需求并没有明确的目标，但市场上的价格信号会彰显灵活性的价值。

在大型工业和聚合消费部门，需求侧灵活性最有利可图。通过已经规划好的能源密集型工业过程的电气化和自动化投资，市场参与可能给电网以及个体公司带来巨大收益。某些个体消费部门可以推迟用于加工和充电的电力使用，这些部门也可能从市场参与中受益，但主要是采用聚合方式，将容量聚少成多，统一控制。个体供热和住宅的电力使用是最难“智能化”的，因为这些用能具有即时性的特点，盲目改造会给消费者造成不便，也看不见任何切实的经济收益。

7. 基于丹麦经验的建议

此章节基于丹麦电力系统过去 20 年间的经验，总结了整合可变可再生能源的一些整体建议。

灵活性是工具不是目的

过去 20 年间，丹麦以及欧洲电力系统发展背后的主要驱动力是为了让所有人公平、平等地进入电力市场。这种做法带来了电力市场的开放，其目的是确保不存在任何利益冲突，加强所有利益相关方的市场准入权。其中也考虑到了最具成本效益的电力生产和灵活性措施。从这个角度出发，可以说电力系统的灵活性并不是因为政治抱负或命令、通过控制条例强行发展起来的，而是为推动公平、平等的市场准入而采取的措施自然造成的结果。也是因为如此，丹麦将灵活性视作一个工具，而不是目标本身。因此，一个设计良好的市场应该能够反映对公平的需求，从而为系统灵活性的提高提供经济激励。

设计反映系统要求的定价制度

在一个设计良好的市场上，为灵活性提供的激励措施必须与电力系统的需求相一致。确保定价制度能够提供透明的价格信号、反映出此种需求，就能确保市场参与者有满足此种需求的经济动力。丹麦以及欧洲大部分地区的情况就是如此，热电厂的灵活性并不是通过强制推行灵活性的具体法规发展起来的，而是源自于生产商和消费者开发出更具吸引力的业务模型、充分利用这些价格信号的渴望。

扩大平衡区域以获得使用更多样化电力来源的机会，提高灵活性

在巨大的地理范围内，利用可变可再生能源发电时间的差异，通过联网线路的灵活调度来谋求市场平衡，已被证明是一个重要的灵活性来源。当地理平衡范围扩大时，不仅可以发现可变可再生能源的发电曲线变得更加平滑，还有机会利用由自然资源差异所造成的发电构成的差异。对丹麦来说，其他北欧国家的水电厂就是丹麦电力系统灵活性的巨大来源。但是，只有在监管允许不同区域之间的无障碍电力交易时，这种灵活性才能被充分利用。

改善调度和预测以减少灵活性需求

当国家将灵活性视作一种工具而非目标时就可以发现，限制灵活性需求与提供系统灵活性同样有效。预测和调度系统的不断发展是丹麦减少系统灵活性需求的核心工具。通过精确的预测以及预测与实时测量的耦合，限制了电网需要达到平衡而骤然增加灵活性需求量的情况。将预测方案纳入到负责系统运营的运营商的平衡战略中，将有助于打造出最优的平衡战略，例如丹麦已实现的基于预测的前瞻性平衡系统。

探索未来具有创新性的灵活性解决方案

在加强灵活性的探索中，一旦已经将唾手可得的果实都摘取完毕，就必须要去寻找创新性的解决方案。这些新解决方案的目的是在电力系统朝着碳中和方向发展的过程中，满足未来会出现的需求。在丹麦，由此形成的解决方案就包括能提供辅助服务风力涡轮机，它们也可以在无需热电厂工作的情况下维持电力系统的正常运转的。以前，人们认为这些新方式会让系统不稳定且容易发生故障。但今天，借助技术和运营的改进，在可变可再生能源的比重达到历史新高的同时，它们进一步提高了电力系统的灵活性。

参考文献

- Ackermann, T. (2006)。欧洲风能并网经验。Energynautics 公司。
- 欧洲能源监管机构理事会（CEER）（2018）。电力和天然气供应连续性基准报告 6.1。
- 清洁能源部长会议（CEM）（2018）。火电厂灵活性。先进电厂的灵活性运动。
- D. Lew, D. B. (2019 年 10 月 18 日)。成功并网的秘诀——基于变频逆变器高水平发电的运营经验。IEEE 电力与能源杂志。
- 丹麦气候、能源和公用事业部 (2019)。丹麦国家能源和气候综合计划。摘自 https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/dk_final_necp_main_en.pdf。
- 丹麦能源署 (n.d.)。摘自 1985 年和 2015 年丹麦电力基础设施概览图: <https://ens.dk/en/our-services/statistics-data-key-figures-and-energy-maps/energy-infomaps>。
- 丹麦能源署 (2015)。电力系统的灵活性 — 丹麦和欧洲的经验。
- 丹麦能源署 (2016)。电力系统中的风电并网。
- 丹麦能源署 (2019)。2019 年能源统计年鉴。2021 年 2 月 4 日, 摘自 <https://ens.dk/en/our-services/statistics-data-key-figures-and-energy-maps/annual-and-monthly-statistics>。
- 丹麦能源署 (2020)。三个地区报告。可变可再生能源系统接入灵活性措施。丹麦能源署和电力规划设计总院。
- 丹麦能源署 (2020)。对 Energinet 的分析假设。摘自 <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>。
- 丹麦能源署 (2020)。2020 年丹麦气候和能源展望。丹麦能源署。
- 丹麦能源署 (2020)。1995-2020 年丹麦电力部门的自由化。
- 丹麦能源署(2020)。丹麦对电力系统中可再生能源的预测和并网的相关看法。
- 丹麦能源署 (2020)。丹麦对电力系统中可再生能源的预测和并网的相关看法。
- Ea 能源分析公司 (2015)。丹麦在并网方面的经验。Agora Energiewende 公司。
- Energinet (2015)。2030 年能源概念报告。 <https://energinet.dk/-/media/CF94250F0EF04F3EBE0D0C473590DF5D.pdf>。
- Energinet (2018)。2018 年供应安全报告。
- Energinet (2020)。当前对生产计划和不平衡、监测以及平衡中生产计划的使用的相关要求。摘自 nordicbalancingmodel.net/。
- Energinet (2020)。里程碑：风力涡轮机可用于平衡电网。摘自 <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2020/12/16/Milepael-Vindmoeller-kan-balancere-elnettet>。

Energinet (2020)。氢气新风向— PtX 战略行动计划。

Energinet (2020)。2020 年电力供应安全报告。

Energinet (2021)。精细计算需求：2020 年与 2019 年丹麦风能记录极为接近。2021 年 1 月 9 日，摘自 <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2021/01/03/Brug-for-fintaelling-2020-i-uhyre-taet-oploeb-med-2019-om-dansk-vindrekord>。

Energinet (2021)。系统服务概略。

Energinet (2021)。生产和消费—结算。摘自 www.energidataservice.dk: <https://www.energidataservice.dk/tso-electricity/productionconsumptionsettlement>。

Energinet 和丹麦能源署(2018)。北欧电力市场设计和热电厂灵活性。

能源数据服务(n.d.)。摘自电力生产和交换 5 分钟实时数据：
<https://www.energidataservice.dk/tso-electricity/electricityprodex5minrealtime>。

欧盟 (2021)。CA CM。摘自 <https://www.europex.org/eu-legislation/cacm-gl/>。

国际能源署 (2005)。自由化电力市场的教训。经合组织。

国际能源署 (2018)。2018 年世界能源展望。

Jensen, A. P. (2017)。丹麦在电网故障情况下对系统特性的需求— Energinet 的分析工作总结。Energinet。

Krarup, J. (2021)。丹麦能源岛。Energinet。2021 年 1 月 9 日，摘自
<https://en.energinet.dk/Green-Transition/Energy-Islands>。

Ma, J. e. (2013)。可持续电力系统的灵活性评估和规划。IEEE 可持续能源交易。

Nord Pool. (2021 年 2 月 4 日)。历史。摘自 <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/>。

Obbekær, P. (2021)。Kriegers Flak — 联合电网解决方案。2021 年 1 月 9 日，摘自
Energinet: <https://en.energinet.dk/Infrastructure-Projects/Projektliste/KriegersFlakCGS>。

Wittrup, S. (2018 年 1 月 25 日)。在没有大型发电厂的情况下丹麦电力系统总共运行了 41 天。
Ing.dk。 <https://ing.dk/artikel/dansk-elsystem-koerte-uden-store-kraftvaerker-sammenlagt-41-doen-210108>。

Yang, G. (2016 年 7 月 12 日)。巡航控制的太阳能和风能。摘自丹麦技术大学：
<https://www.dtu.dk/nyheder/2016/07/sol-og-vind-paa-cruisekontrol?id=7cbc2210-7717-4c1a-8de7-85705cb436af>。

