International Energy Agency

中国电力系统转型

评估优化系统运行方式和先进系统灵活运行方案带来的收益

摘要

《中国电力系统转型》项目有两方面内容。首先，它概述了中国电力系统转型的现状，并对全球范围内的电力系统转型进行了全面讨论，这包括全面审视所有可能的电力系统灵活性来源（发电侧、电网基础设施、储能和需求侧响应），以及对市场、政策和监管框架的详细讨论，以及如何有效提升电力系统的灵活运行能力。其次，本报告基于国际能源署《世界能源展望 2018》中的新政策情景和可持续发展情景，对 2035 年中国电力系统进行了详细的模型分析。该模型在新政策情景下将现货市场的建立和跨省跨区电力交易确定为提高中国系统运行效率的两个主要因素；而为消纳与《世界能源展望 2018》中可持续发展情景一致的高比例波动性可再生能源，激活需求侧——特别是电动车、以及有针对性地使用储能，对于加速中国电力系统转型至关重要。

要点

- **低成本的风电和太阳能发电，分布式能源的发展和数字化正在加速包括中国在内的全球电力系统的变化。**在适当的框架下，这些趋势可以结合起来，从而实现需求侧和供给侧之间更强的耦合协同，同时允许系统更高比例接入波动性可再生能源，特别是风能和太阳能。“电力系统转型”即是面对这些新兴趋势对电力系统进行主动管理的过程。

- **电力系统的灵活性——不止是发电侧灵活性——是中国电力系统转型、实现高比例风能和太阳能发电接入的关键因素。**在中国，提起灵活性通常会让人想到燃煤电厂的灵活运行。但是，灵活性的概念在系统层面上要比发电灵活性宽泛得多。除发电侧以外，灵活性还可以通过电网基础设施、需求侧响应和电力存储来提供。市场、政策和监管框架对于充分利用系统灵活性至关重要。

- **建立现货市场和区域间电力交易是促进中国电力系统转型的两个重要因素。**基于《世界能源展望》（WEO）新政策情景的模拟结果表明：如果实施经济调度、促进短期跨区域贸易和扩大跨区域输电能力的努力取得成功，2035 年中国电力系统运营成本将可以降低 15%或 4200 亿人民币，电力行业二氧化碳排放量每年将减少 7.5 亿吨。

- **实现“巴黎协定”气候变化目标需要电力系统转型，而电力系统灵活性是实现系统转型的最重要基石。**基于《世界能源展望》（WEO）可持续发展情景的模拟结果表明：采用先进的灵活性措施，如：智能电动汽车充电、需求侧响应和电力存储，可以支持 2035 年高比例可再生能源的系统接入，同时将电力系统的运行成本降低 2-11%，并将系统对化石燃料发电装机的需求减少多达 30%。得益于系统灵活性，核电、碳捕获与电力储存等其他清洁能源技术也将实现更高的利用率。

- **加速电力系统转型可以为中国和世界带来巨大利益。**中国电力系统的加速转型可以为与应对气候变化相关的“巴黎协定”带来重大利益。中国可以经由电力体制转型，加速推进经济结构调整，实现先进优质工业部门的增长；同时提供经验给世界其他国家，包括今天的发展中国家，使之能够负担得起清洁能源技术。

执行摘要

《中国电力系统转型》报告有两方面内容。首先，本报告概述了中国电力系统运行现状，并对世界范围内电力系统转型进行了讨论。其次，本报告给出了对中国 2035 年电力系统模拟的计算结果——该模型工作探讨了中国政府部门目前正在考虑的各种公共政策和技术部署方案的影响和价值。基于模拟结果，本报告提供了若干对于中国电力系统转型路径的建议。

提高电力系统灵活运行能力和投资

全球经验表明，电力系统转型需要协调整个电力生产和消费价值链，以促进打造更清洁、更可靠、更具弹性和更有经济性的电力系统。政策制定者可通过使用一些措施来支持并提升电力系统灵活性，以实现电力系统转型。

对中国来讲，灵活性与燃煤电厂的灵活运营有关。然而，灵活性的概念包含电力系统的所有资源。这些灵活性资源能够保证系统在发电能力不断变化和不确定性持续增加的情况下保持运行效率和可靠性。除发电侧灵活性外，系统灵活性还可以通过加强电网基础设施建设、需求侧响应和电力存储来提供。在具有较高波动性可再生能源比例、正在经历转型的电力系统中，发电侧以外的灵活性选项极为重要。此外，实现系统灵活性需要电力行业与能源系统中其他行业（例如电动汽车的部署）统筹考虑、协调运作。

模型分析

本研究中的电力系统建模分析基于国际能源署《世界能源展望 2018》（WEO 2018）中的两个情景——这两个情景分别模拟了 2035 年两种不同发展路径下的中国能源系统。上述两情景提供了中国国家层面的能源系统形态，包括发电装机结构等。本研究则进一步将中国分为八个地区，并针对电力系统进行了更为详细的模型分析。此外，每种情景中还分

别设置了不同案例，这些案例探索了电力系统运行方式的变化以及先进系统灵活性选项对系统效率和运行的影响。

新政策情景（New Policy Scenario，NPS）与中国正在进行的 9 号文电力体制改革相关联，旨在让人们了解当前政策框架对未来中国电力系统可能产生的影响。NPS 情景下的案例主要用于探讨当前政策的价值，特别是意图引入现货市场和推动跨省区电力交易的电力市场改革如何影响中国电力系统转型。

可持续发展情景（Sustainable Development Scenario，SDS）与能源领域一些重要的可持续发展目标相关联，包括履行"巴黎协定"对于气候变化的承诺、到 2030 年实现普遍意义上的能源可及性、以及大幅减少与能源相关的空气污染水平。SDS 情景与 2017 年中国共产党第 19 届全国代表大会提出的"美丽中国"倡议相一致，旨在勾画中国未来发展更绿色的总体蓝图。SDS 情景中的案例用于探索先进灵活性选项对于系统运行的重要性——特别是需求侧如何支持更深层次的结构性转型。

现货市场和电力交易

中国从"三公"调度原则转为经济调度将使得电力系统的运营成本显著降低、风电和太阳能发电的系统接入能力提高。新政策情景下的详细电力建模结果结果表明：中国正在进行的基于经济调度的市场化改革具有良好经济效益，并且对环境更为有利。从"三公"调度原则转为经济调度可以在 2035 年实现电力系统大约 11%或约 3000 亿人民币的运营成本节约、大大降低波动性可再生能源弃电、并减少电力行业二氧化碳排放约 15%。中国电力现货市场的实施是实现这些效益的关键因素。

增加跨区域电力交易和进一步增加区域间输电网络建设将产生巨大的经济和环境效益，并促进清洁能源投资。推动电力交易改革一直在中国政策层面具有较高优先级。尽管中国已有跨省跨区中长期交易，但模型结果表明：如果当前实施经济调度、促进短期跨区域交易、以及扩大输电投资的尝试能够成功实施，每年电力系统运营成本将进一步降低，每年可节省 15%或约 4200 亿人民币、二氧化碳排放量每年也将减少 7.5 亿吨。值得注意的是，实现这些电力改革目标后波动性可再生能源弃电率将大幅降低——更强的区域间电网互连和市场竞争将使波动性可再生能源能够服务于更广泛的市场区域。因此，实现这些改革也会有助于为清洁能源技术打造一个稳定的投资环境，这也是实现电力系统转型目标的一个关键因素。在这个过程中，政策制定者需要努力统筹各个区域市场，使它们相互协调，同时鼓励国有和私有发电商对于区域交易的广泛参与。

先进的系统灵活运行方案

电力系统的灵活运行能力是中国电力系统转型、支持中国实现“巴黎协定”承诺的重要基石。可持续发展情景代表了中国电力系统的加速转型过程——该情景下 2035 年波动性可再生能源将占年发电量的 35%。模型结果表明：充分结合数字化得以实现的先进灵活性方案如：电动车智能充电、需求侧响应和电力存储，可以支持 2035 年实现极低波动性可再生能源弃电率、大大增强波动性可再生能源的系统接入能力、同时减少 2%到 11%的电力系统运营成本。其他清洁能源技术，例如核电、碳捕获与储存（CCS），也将受益于上述系统灵活性措施，发电利用率得以提升。此外，这些先进灵活性方案的部署大大减少了对新增化石燃料装机的投资需求——减少化石燃料装机容量高达 3 亿千瓦，相当于 2035 年 SDS 情景下化石燃料装机总量的 30%。总之，提高电力系统的灵活性，而不仅局限于现有的灵活性选项（例如现有的燃煤电厂），是实现中国电力系统快速转型的最重要的优先事项。

国际影响

加速中国电力系统转型可以为“巴黎协定”带来重大利好。中国已成为清洁能源技术的全球领导者。中国的光伏制造商已经并将继续在降低太阳能光伏发电成本过程中发挥重要作用。此外，中国电动车产业的快速发展以及由此带来的电动车上下游产业链的扩张，给电池和电动车终端零售价格带来了下降的动力。中国还拥有非常发达的数字通信和软件产业，这为数字化需求侧响应的实施营造了理想环境。中国可以通过电力行业转型，加速其宏观经济结构调整，实现高端制造业等工业部门的增长，同时为世界各国——包括很多现阶段的发展中国家——提供清洁能源技术。

主要结论和相关建议

报告主要内容和目标

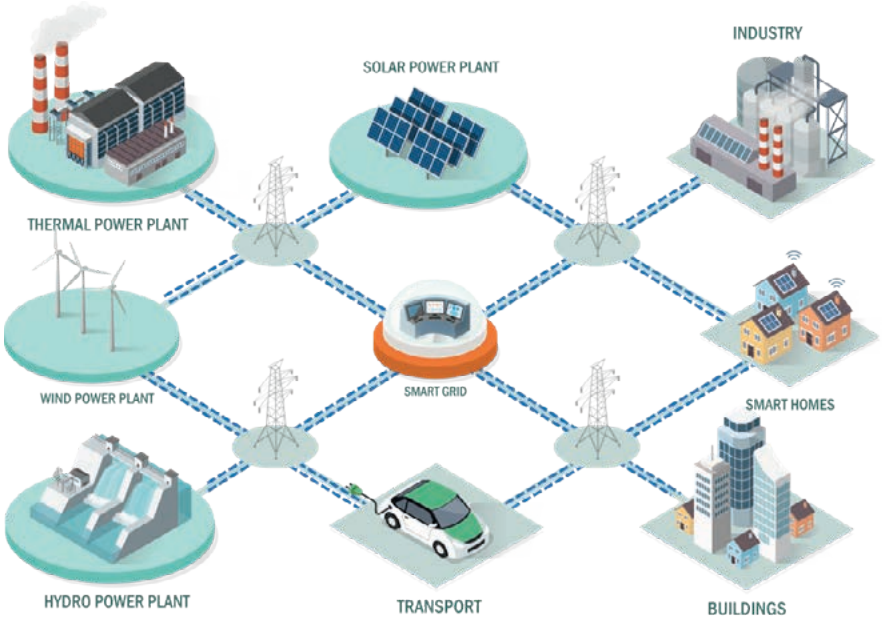
本节对《中国电力系统转型》报告的主要内容进行了概括。《中国电力系统转型》报告有两方面主要内容：首先，它概述了中国电力系统的现状和正在进行的系统转型，并对全球范围内其他国家的电力系统转型进行了概括；其次，报告对中国未来电力系统进行了模型预测分析，模型预测的展望年份到 2035 年。本报告根据模型结果探讨了中国可能采取的不同政策和技术方案对未来电力系统的影响和贡献。模型分析的结果可以为中国电力系统转型提供参考。

电力系统变革的驱动力

在世界范围内，随着低碳、清洁成为能源可持续发展的必然要求，电力系统正在经历深刻的变革。这种变革背后的基本驱动力有三个：首先，可再生能源特别是风能和太阳能，有望成为世界上许多地区成本最低的新增发电来源。时至今日，风电、光伏已经可以在风光资源丰富、融资成本低的区域与天然气发电、甚至燃煤发电进行竞争——这导致电力供给侧的变革。其次，电动汽车或屋顶光伏系统等分布式能源正在改变电力系统的价值链——需求侧在系统中发挥更积极的作用，分布式发电正在成为集中式发电强有力的补充。第三，电力系统的数字化从输电网向中低压配电网络扩展，甚至影响到单个设备——这种在供给侧和需求侧之间不断加强的连接性为更加动态地匹配供给和需求提供了可能。

这些趋势可以结合起来并从根本上改变电力系统，从而实现供给侧和需求侧更强的整合，同时支持系统中波动性可再生发电装机更快的增长（图 1）。

图 1. 未来数字化电力系统



资料来源: IEA (2017d), Digitalisation and Energy

传统电力系统是单向的，系统中各方均有明确分工定位；未来数字化电力系统是多向的，并且高度集成。

"电力系统转型"的概念即是描述为电力系统为响应上文所述新趋势而产生的变化。电力系统转型是一个主动过程，需要创建必要的政策、市场和监管环境，建立系统运行和有助于加速可再生能源投资的规划方案，创造性的使用智能、高效、稳定和环境友好的技术方案——这些对于决策者来说必然是一项艰巨的任务。

风电、光伏的快速发展

中国的风能和太阳能发电装机快速增长，随着成本的进一步降低，风电、光伏装机增长速度会更快。 中国 2018 年新增光伏装机 4426 万千瓦。光伏装机容量与 2017 年相比增加了 34%，并占全球新增光伏装机的 53%。中国 2018 年新增风电装机 2059 万千瓦，风电总装机容量达到 1.84 亿千瓦。2018 年，风能和太阳能新增装机占中国全口径电源新增装机的 52.9%——这些数据说明风电、光伏正在成为中国的主力电源。另一方面，中国风电和光伏发电量持续增加，弃电率持续下降。 2018 年风力发电量同比增长 20%，弃风率全国平均水平为 7%，同比下降 5 个百分点。2018 年太阳能光伏发电量同比增长 50%，弃光率全国平均水平为 3%，同比下降 2.8 个百分点。

风电、光伏成本的持续降低可能会进一步加快波动性可再生能源的发展。现阶段中国的风能和太阳能光伏发电的投资回报高于燃煤发电，且政府承担的额外成本一直是中国政

策制定者密切关注的问题。由于近期中国的政策变化，各方已经下调了对 2019 年中国光伏发电装机容量增长的预期。然而另一方面，如果风能和太阳能光伏发电与燃煤发电成本相当，那么它们的装机增长可能会提速——中国目前已出现这种趋势，中国政府也已公布了 2019 年风电、光伏无补贴试点项目。这将使得研究中国电力系统如何消纳更多波动可再生能源更为必要。

电力系统中存在高比例可再生能源在技术上是完全可以实现的。国际经验表明在技术层面上，电力系统对波动性可再生能源的比例并没有硬性约束。对于有些国家公布的风电、光伏系统占比限制，进一步研究已然表明这些限制是可以克服的。对于系统因风、光发电不断增加、或风、光有别于传统电源的特性而产生的变化和不确定性，技术上存在相应解决方案。

经济高效的实现波动性可再生能源的高占比需要系统性的解决方案。许多国家的经验表明，传统方法在波动性可再生能源接入方面并未采用系统性的解决方案——波动性可再生能源通常与系统的其他组成分开处理，且处理方式旨在使波动性可再生能源与传统发电更相似。然而，这种传统方法在可再生能源占比越来越高时变得越发低效，并且可能导致不必要的高成本和弃电现象发生。更为先进的方法则是基于系统视角更全面地转变电力系统。这种解决方案的核心在于增加系统全方位的灵活运行能力。

系统的灵活运行能力

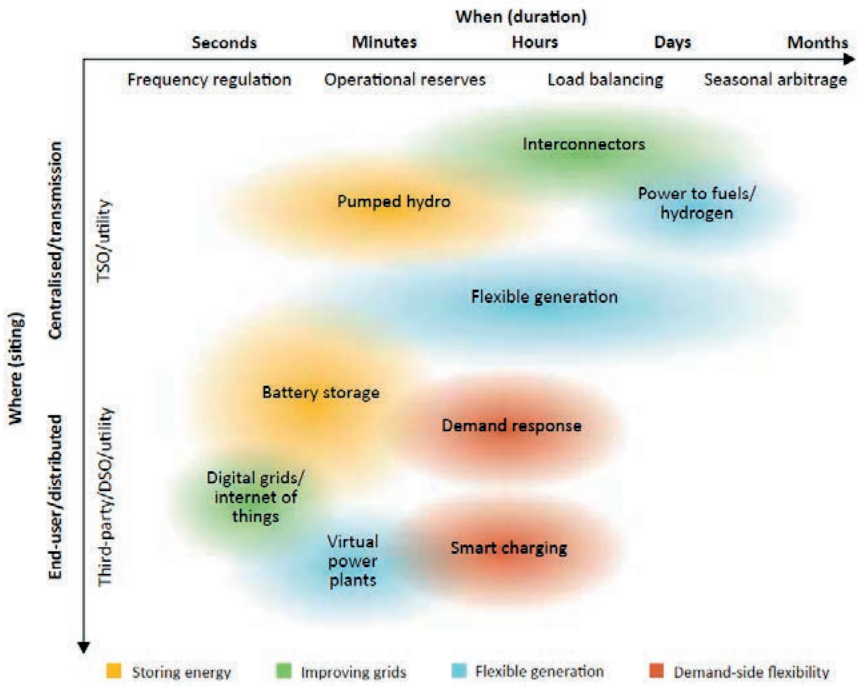
在许多情况下，受日常运行中波动性可再生能源对系统日益显著的影响，**决策者和系统规划者需要考虑电力系统的灵活运行能力。**系统能否在高比例波动可再生能源的情况下灵活运行，是电力系统转型的核心，且对于确保现代电力系统的安全性至关重要。

电力系统灵活运行能力主要是指电力系统能够可靠且经济有效地应对全时间尺度的供需平衡变化和不确定性，从确保电力系统瞬时稳定性、并支持长期供电安全。系统调节能力不足会降低电力系统的稳定性，或产生大量的弃电。

重要的是，现有电力系统可能已考虑到应对波动性和不确定性的能力，但是对于系统灵活运行能力的需求可能会随时间发生变化。这需要相应采取一系列投资、运营和政策手段，使现代电力系统调节能力更强，促进更为清洁、可靠、稳定、经济的电力系统。

电力系统的灵活运行能力是一个远比电厂灵活性更为广泛的概念。一般来讲，在中国灵活性与燃煤电厂的灵活运行有关。但实际上，电力系统灵活运行的概念绝不局限于电力供给侧——实际上，它包含了电力系统的所有资源——这些资源确保了系统在波动性和不确定性不断增加的情况下高效稳定的运行。除发电厂外，还可以通过电网基础设施，需求侧响应和电力存储来提供系统运行调节能力（图 2）。在具有较高波动性可再生能源占比的电力系统中，发电侧以外的其他系统组成提供的系统灵活性极为关键。这也需要电力行业和其他行业的协同发展，典型例子是电动汽车的发展和部署。

图 2. 可以为系统灵活运行做出贡献的资源



资料来源: IEA (2018), World *Energy Outlook*.

注: DSO (distribution system operator) 为配电系统运营商; TSO (transmission system operator) 为输电系统运营商。

电气化、分布式能源、波动性可再生能源将拓宽系统灵活运行的资源范畴。

波动性可再生能源发展的不同阶段

波动性可再生能源并网会对电力系统产生多种影响。这些影响并非突然出现，而是随着波动性可再生能源渗透率的提高而逐步显现。IEA 根据随着波动性可再生能源渗透率不断增加时电力系统受到的影响，以及由此导致的并网问题，将波动性可再生能源对系统的影响划分了不同阶段：

- **第 1 阶段：**部署少量波动性可再生能源发电，对系统基本没有影响；只会造成极小的局部影响，例如在发电厂的并网点。
- **第 2 阶段：**随着波动性可再生能源发电容量的增加，负荷与净负荷之间的变化日益明显。改进系统运行方式以更充分地利用现有系统资源，通常足以满足系统并网要求。
- **第 3 阶段：**供需平衡难度更大，需要系统性地提高电力系统灵活性，而现有设施和改进运行方式难以满足这一要求。
- **第 4 阶段：**在某些特定时段（电力需求低、波动性可再生能源发电量高），波动性可再生能源发电量足以提供系统大部分电力需求——这种情况下需要对系统运行和监管方式做出改变。从运行的角度，这一阶段涉及到电力系统在系统受到扰动后迅速响应

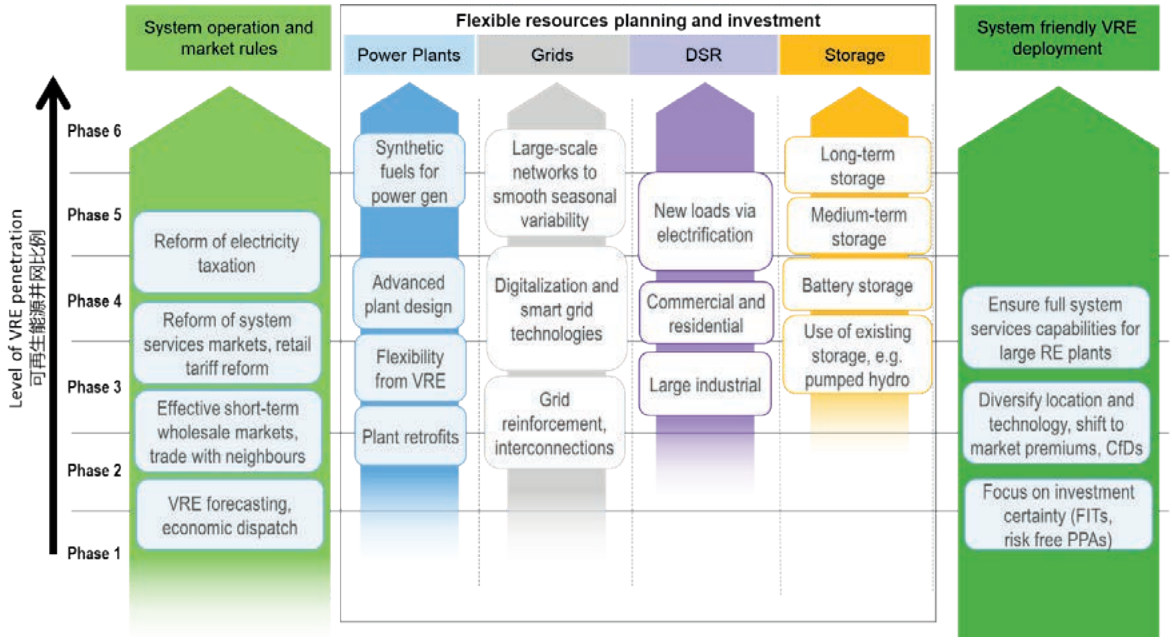
的方式，因此这个阶段与电力系统的稳定性有关。从监管的角度，这个阶段可能涉及到规则调整，使波动性可再生能源发电也要向提供频率响应服务，如一次调频和二次调频。

- **第 5 阶段：**此阶段增加波动性可再生能源意味着其发电量经常超过电力需求，如果没有额外处理方式，将导致出现净负荷的结构性过剩，增加弃电风险。将用电需求向波动性可再生能源发电量较高的时期转移，以及通过电气化创造新需求，可以解决这个问题。另外一种可能性是增加与相邻系统的电力交换。在这个阶段，某些时期的需求可能完全由波动性可再生能源发电供应，不需要火电提供负荷。
- **第 6 阶段：**在这个阶段，提高波动性可再生能源占比的主要挑战是：在风能和太阳能可用率持续较低时（比如数周）如何满足电力需求，以及供应不易于电气化的应用需求。因此，这个阶段需要季节性储能，以及应用氢等合成燃料。

电力系统转型优先领域

现有电力系统转型为可再生能源高占比的电力系统需要考虑如下三方面因素：第一、系统运行和市场规则；第二、先进技术的部署；第三、更适合可再生能源发展的政策框架。这意味着中国需要一套全面的政策、市场和监管体系，从而更有效地将这三个层面联系起来（图 3）。**更为重要的是，上述措施的效果并不限于仅仅是波动性可再生能源并网，它们还有助于提高电力系统运营效率、减少环境影响、促进投资和竞争、并提高可靠性和稳定性。**

图 3. 系统转型的三个基本方面



注: CfD (contract for difference) 为差价合约; DSR (demand-side response) 为需求侧响应; FIT (feed-in tariff) 为上网电价; PPA (power purchase agreement) 为购电合约.

电力系统转型、实现系统中高比例可再生能源的三个基本方面

- **第一、改进系统运行方式是实现现有资产对电力系统转型贡献最大化的有力工具。**系统运行策略包括先进的可再生能源发电预测，以及优化发电厂计划和调度。此外，电力系统的新增服务（如辅助服务）可能越发重要，特别是在波动性可再生能源占比不断增长的情况下。另外，尽管辅助服务市场是电力系统的关键组成部分，系统转型最需要的市场机制是运作良好的短期（现货）电力市场。现货电力市场是系统更加动态地运行的基础，并且能够反映快速变化的电力供需关系。改进系统运行方式的另一个关键因素是扩大跨区域电力交易，从而实现更大范围内的电力供需平衡。本报告详细研究了上述两个基本方面（见下文现货市场和跨区域电力交易部分）。
- **第二、部署均衡的灵活性资源组合对于电力系统的长期转型过程至关重要。**正如上文所述，多种技术方案可为系统提供灵活运行能力。目前更灵活地使用传统发电资源，增加电网基础设施为系统灵活运行提供了帮助。然而，数字化和分布式能源的兴起为电力系统平衡供需提供了全新的选项。基于此，本报告进行了详细的模型研究，将需求侧响应、电力存储、以及电动车作为提供系统灵活性的关键方案进行分析。
- **第三、风电和太阳能光伏发电也可以有力促进电力系统的转型。**传统的风电和光伏发电概念强调可再生能源产生的千瓦时电量，而不考虑这些可再生能源何时、何地产生电量。然而，随着风电和光伏发电在系统中的影响越来越大，它们的部署需要考虑它们对系统提供的价值。本报告提出了系统价值的概念，用于从系统角度评估波动性可再生能源发电，并重点介绍了一些采用应用系统价值部署波动性可再生能源的国际案例。

电力系统转型需要在整个电力生产和消费价值链中进行协调变革。实际上，转型过程甚至可能需要在电力系统中创建全新的角色，例如小规模的电力系统综合服务商（典型例子是综合服务商通过对电动车进行智能充电，从而为电网提供服务）。

这也意味着仅仅关注与系统转型相关的技术或经济方面是不够的。需要重新审视体制机制以及系统中不同利益相关者的角色和责任，并相应进行修改和调整。这对于制定中期和长期系统规划尤其重要。在此，所有利益相关方必须确保规划实体在透明的环境中运营，并在规划执行过程中努力促进公平的市场准入和竞争。

模型方法

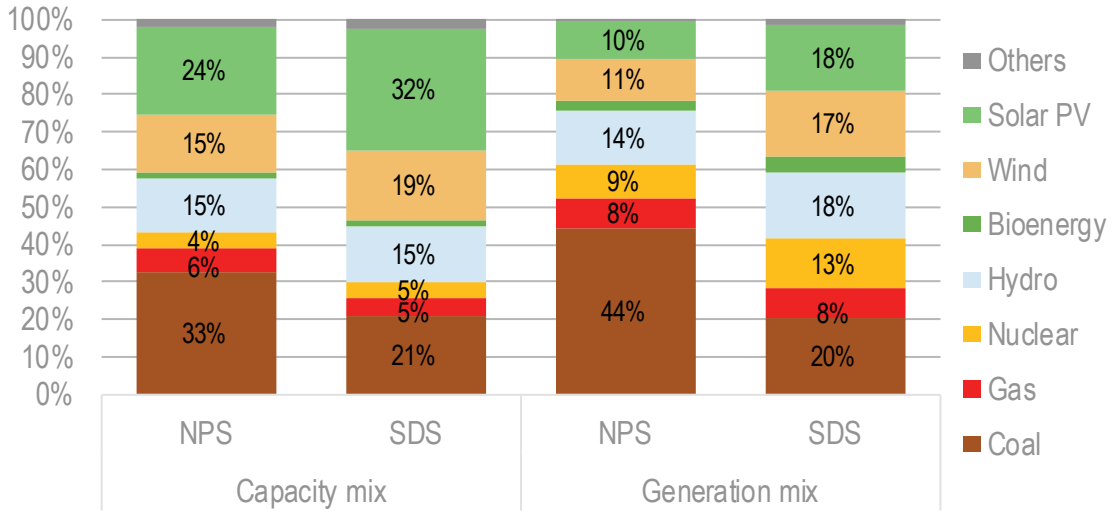
本报告提供了两种不同情景用于描述中国电力系统转型，模型展望年份到 2035 年。[1] 上述两种模型情景源于 IEA《世界能源展望》（World Energy Outlook）。《世界能源展望》中详细阐述了这两个主要情景，新政策情景（NPS）和可持续发展情景（SDS）对中国未来能源领域发展的预测。[2]

- **新政策情景（NPS）与中国正在进行的 9 号文框架下的电力体制改革相契合**，因此该情景分析旨在让人们了解中国现有的政策框架可能会对未来中国能源行业产生的远期影响。在 NPS 中，2035 年非化石能源占电力总装机的 60%和总发电量的 50%，风能和太阳能光伏发电占总发电量的 21%。NPS 中假设二氧化碳价格为 30 美元/吨。
- **可持续发展情景（SDS）提供了一个综合方案，以实现可持续发展的一系列能源相关目标：**应对全球气候变化、环境友好、现代社会的能源普遍可及性、以及降低能源安全风险。**SDS 情景与 2017 年中国共产党第 19 次全国代表大会上提出的"美丽中国"倡议相契合—— "美丽中国"描绘了中国未来发展的总体蓝图。**在 SDS 情景中，核能和可再生能源技术，特别是风能、太阳能和水力发电的装机容量水平更高，化石燃料电力装机较少，而且化石燃料发电装机的 15%应用了碳捕集与封存技术（CCS）。非化石能源在 SDS 情景中占电力总装机的 74%和总发电量的 72%，其中风能和太阳能占总发电量的 35%。SDS 中假设二氧化碳价格为 100 美元/吨。

[1] 2035 年是十九大提出的"美丽中国"倡议中的重要中间节点，因此本报告选择 2035 年作为模拟的目标年。IEA 将在后续报告研究中对预期实现"美丽中国"的 2050 年进行重点研究。

[2]《世界能源展望》（WEO）中的新政策情景（NPS）指的是现有的政策体系以及其充分得以实施将会如何影响能源行业的未来。NPS 不仅考虑到政府现有的政策和措施，并且根据各种愿景考虑了未来可能实施更积极政策的情景；WEO 中的可持续发展情景（SDS）政策目标包括了应对气候变化、改善空气质量、普及现代能源、同时降低能源安全风险等综合因素。

图 4. IEA《世界能源展望》中，2035 年中国在新政策情景和可持续发展情景下的电力装机机构和发电量结构



相比于 NPS，SDS 情景中的可再生能源装机比例更高、化石能源装机比例较低

本报告中对中国电力系统的模型分析基于 WEO 中的 NPS 和 SDS 情景并更进一步，进行了更为详细的模型分析，以帮助理解展望年份（2035 年）各种政策和技术方案的影响。本报告的模型分析强调了对于中国电力系统在 2035 年最为关键的影响因素，从而为政策制定确定重点关注领域。为实现这一目标，本报告建立了一个分区域的模型，其中包括对未来需求结构详细的自下而上的分析，同时考虑到中国经济未来可能的结构性变化。

- **本报告中的 NPS 情景用于探索当前政策对电力系统转型的价值，特别是针对引入现货市场和提高跨省跨区电力交易等电力体制改革框架下的政策。** NPS 分析采用了两步法：首先，对 NPS 的非灵活系统案例进行建模；之后，将分析提升系统效率的不同方案对于系统调节能力的贡献。NPS 分析主要针对改善系统运行和市场运行的措施。
- **本报告中的 SDS 用于探索先进的系统灵活运行选项的重要性，特别是在需求侧，以评估这些措施对于支持更深层次系统转型的贡献大小。**同样对 SDS 分析采用了两步法：首先，建立非灵活系统案例；之后，系统中分别加入不同的灵活性选项以及灵活性方案组合，并分析了它们的影响。SDS 提供了评估先进技术提供系统灵活性的框架。

在这两种情景下，模拟结果发现：增加电力系统灵活运行能力的措施对于高比例可再生能源接入、释放电力系统转型的潜力至关重要。

现货市场和区域间电力交易

中国电力行业的市场化是当前的电力体制改革政策中的优先事项。目前，中国的调度遵循行政发电计划和“三公”调度原则——每台发电机组按照行政分配的特定指标发电，而不是在大多数国家的市场化电力系统中常见的经济性最优的调度方式（即“经济调度”）。电改 9 号文提出的有序放开发用电计划是正在进行的电力改革的下一个关键步骤。

国际经验清晰的表明，运行良好的短期电力市场（现货市场）是推动电力系统转型的一项有力措施。在存在现货市场的电力系统中，具有最低发电成本的发电厂优先发电（经济调度）。在大多数设计中，满足电力需求的边际发电厂（最昂贵）的成本作为系统支付给所有发电厂的价格。

现货市场基于以下原因，成为推动电力系统转型的有力政策工具：

- 现货市场解决了需要为不同发电厂分配发电量的问题，即不需要人为规定每台发电机组的发电量。发电厂可以通过降低运营成本、提高灵活性来增强其盈利能力，并优化运营时间（以便在市场电价高时多发电，并在电价低时减少负荷）。
- 现货市场体现了电力在不同时间和地点的实际价值。现货市场通常逐日、逐时都有不同的电价（在某些情况下甚至是每五分钟电价变化一次）。 市场设计还允许电网的每个不同位置或区域具有不同的价格——这意味着现货价格突出了对于电力最宝贵的时间和地点价值。现货市场的价格信号对于波动性可再生能源的系统接入至关重要。
- 现货市场的价格信号可以为电力中长期合同的制定提供指导。现货市场的最大作用在于能够发现准确的实时电力价格。如本报告所述，这些实时价格信息可用于指导电力中长期定价、引导新增发电投资、并有助于建立电力金融市场。
- 现货市场允许新参与者进入市场。具有设计良好的市场规则、充足流动性的现货市场可以促进新参与者进入市场的积极性，例如需求侧综合服务商或提供电力存储服务的商户。

将运行良好的现货市场、利用率更高的跨省区输电线路、以及有针对性的增加输电网络投资相结合，可以实现更高效的电力系统，并实现远高于当前系统的可再生能源占比。2035 年的 NPS 建模分析表明：通过改进调度方式和增加输电线路互连水平，可以在基本不弃电的情况下实现波动性可再生能源发电量在系统中占比达到 20%。因此，加速市场改革 ——特别是建立现货市场和增加跨省跨区电力交易——是在波动性可再生能源份额不断增长的情况下优化电力系统的重要优先事项。

中国从”三公”调度原则向经济调度的转变将导致电力系统运营成本显著降低，使得系统消纳风能和光伏的能力提高。中国正在进行的引入经济调度的市场改革将具有良好效益，并将极大地提高电力系统的环境友好性。针对 NPS 情景的详细系统建模比较了两种不同的调度方式：首先，使用“三公”调度原则的案例中，基于 2017 年统计数据将发电量

分配给传统发电；其次，使用经济调度的案例中，按照最低运营成本调度发电厂，同时为天然气发电保留一定的发电量。

“三公”调度原则方式导致 NPS 情景下 2035 年系统运行效率低下，并有非常高的弃电率（全国风能和光伏发电总量的 33%）。相比之下，改为经济调度的系统在 2035 年可节省大约 11%或 3000 亿人民币的运营成本，并使全国平均弃电率降至 5%。此外，电力系统的二氧化碳排放量下降了 15%（每年 6.5 亿吨）。 这些结果清楚地表明了在系统中引入经济调度的重要性。

中国引入现货市场将是落实经济调度，从而大幅提高系统效率、显著降低弃电率的关键工具。反之，如果未能引入经济调度或其他措施来减少化石燃料发电机组的行政分配发电量，将导致非常高的弃风弃光率。

经济调度的引入势必会导致部分低效燃煤发电机组退出市场——这一过程可能需要政府进行主动管理。模拟结果表明，将中国电力系统转变为经济调度将对化石燃料发电产生重大影响，主要体现在运行时间下降，尤其是在波动性可再生能源装机水平高的地区。这个问题需要有关部门关注，并可能需要专门制定相关政策以确保燃煤机组的有序退出。

增加跨区域电力市场化交易可以大大提高系统效率和可靠性，但需要努力协调市场。推动电力市场化交易一直是中国电力体制改革的优先事项。时至今日，中国已经开展了跨省跨区中长期电力交易，旨在提高电力系统的整体效率，并通过区域间共享发电资源和备用服务从而提高各自电网的安全稳定性。然而现阶段跨省跨区交易量并不是很大，并且仍然存在许多障碍。决策者需要继续努力协调区域市场，以便实现互联互通，同时鼓励国有和私营发电厂的广泛参与。

更广泛的区域间电力交易和更大规模的输电网络将产生可观的经济效益。模型结果表明：中国电力系统区域协调和电力交易具有显著的经济效益。模型中比较了两个案例：一个案例假设 2035 年区域间输电线路的实际利用率与 2017 年水平相当；另一个案例则假设输电线路的输电能力得以最优化、最大化的利用。最优化使用输电线路的案例（考虑中国政府近期公布的新一批拟于 2022 年建成的特高压输电线路）与仅使用经济调度的案例相比，总运营成本再减少 3%（每年约 600 亿人民币），而全国平均弃电率从 5%进一步下降到 3%——这凸显了增加跨区域电力交易的重要性及其可以带来的巨大收益。更进一步，如果假设额外的输电线路投资 [3]，则会进一步降低运营成本约 540 亿人民币，并将全国平均弃电率降至接近于 0。

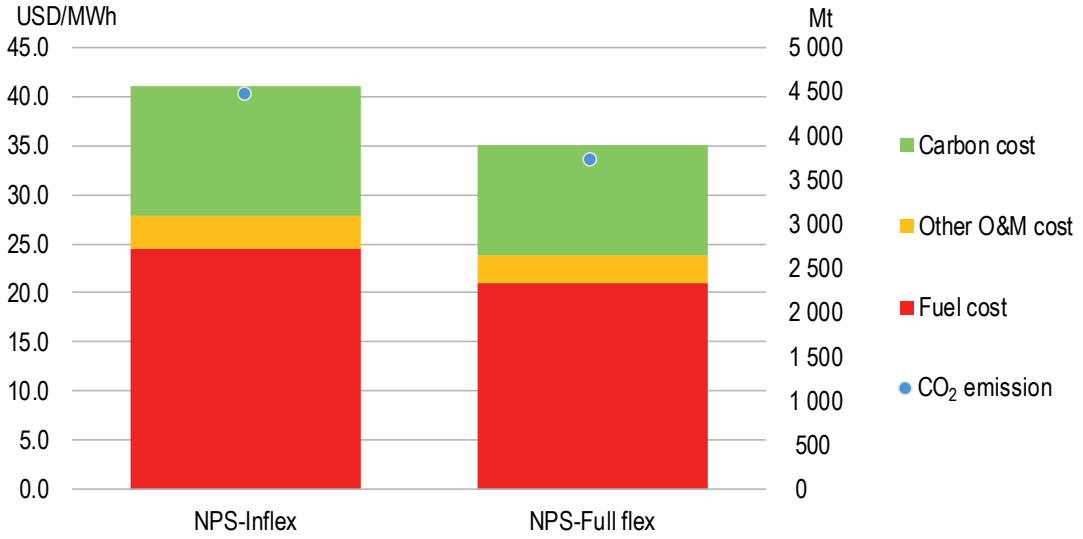
实现更多的跨区域电力交易也会对不同区域电厂发电设备利用率产生影响。发电成本更具经济性的地区实现了发电机组利用率的提高，而成本竞争力较弱的地区将降低本地机

[3] 在分析中假设输电容量从 2.3 亿千瓦扩大到 4.1 亿千瓦，详情见附录。

组发电水平并从其他地区购买更便宜的电力。政策制定者应提前对这种变化有所准备，以便积极主动地应对这种转变。

总的来说，改善系统运营（经济调度，跨省区电力交易）和额外输电线路投资的综合影响是每年将运营成本降低 15%或约 4200 亿人民币。此外，每年的二氧化碳排放量减少了 7.5 亿吨（图 5）。

图 5. 系统不具备灵活运行能力和系统具备灵活运行能力情况下运营成本比较，NPS，2035



注: Mt = 百万吨; MWh = 兆瓦时; O&M (operation and maintenance) = 运行和维护.

经济调度、扩大跨区域电力交易、额外的跨区域输电线路投资有助于降低系统运行成本、减少二氧化碳排放，每年约节省 4200 亿人民币。

先进的系统灵活运行方案

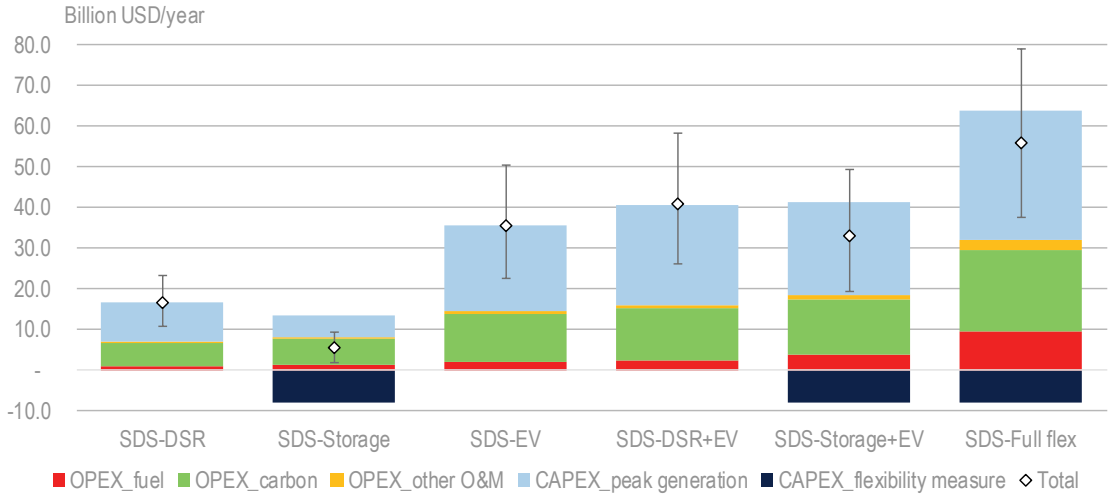
电力系统的灵活运行能力是电力系统转型、实现系统中波动性可再生能源高占比的基石。SDS 情景中，波动可再生能源发电量占总发电量的 35%。但是在中国的某些地区，这个比例则要高得多。例如在西北地区，波动性可再生能源发电占比达到 73%。这需要前所未有的系统灵活运行能力，同时还要有确保系统稳定性的先进技术。依靠数字化带来的技术进步，SDS 情景可以实现在 2035 年可靠地接入非常高比例的波动性可再生能源，并且没有明显的弃风弃光现象。

先进技术——借由数字化实现——减少了依靠发电侧提供灵活性的需要。SDS 情景中结合了很多更宽范畴的高级灵活性选项。这些都是基于中国未来电力需求的、详细的、自下而上的模拟结果。对于先进技术为系统贡献的灵活性进行如下假设：

- 2035 年，居民、商业、农业和工业部门的需求侧响应可以提供 3 亿千瓦系统灵活资源，主要包括了供暖、制冷、热水、电器等。
- 2035 年，中国电动车保有量达到 2.2 亿辆，且实现智能充电——这相当于约 2.5 亿千瓦的峰值电动车充电负荷和 8000 亿千瓦时的电池储能容量。
- 新增部署超过 1 亿千瓦的抽水蓄能电站，以及超过 5000 万千瓦的电力储能。

本研究对不同灵活性选项的收益和成本进行了量化——在所有情况下，2035 年 SDS 中使用不同先进灵活性选项可为系统带来的净收益（图 6）。

图 6. 先进系统灵活性选项对于系统运行带来的经济效益，SDS，2035



注：CAPEX（capital expenditure）为资本支出；OPEX（operation expenditure）为运行支出。

部署先进灵活性技术能够为电力系统转型带来显著效益。

通过协同工作，上述系统灵活性选项可以极大地改善风能和太阳能光伏发电与电力需求之间的匹配。建模分析发现，这些灵活性选项可以减少 3 亿千瓦对于发电侧灵活性的需求，即 SDS 情景中，2035 年化石燃料发电装机容量的 30%。

与不存在上述灵活性选项的 SDS 情景下的案例相比，使用这些灵活性选项具有很高的成本效益。这些技术如果发挥最大潜力，将可以使每年系统净节省总额达到约 4300 亿人民币——这既考虑了运营成本的降低（包括模型中假设每吨 100 美元的二氧化碳排放成本），也考虑了潜在的对于发电厂投资成本的节约。此数字说明了上述灵活性选项所需的投资。

因此，增加电力系统灵活运行能力的范畴远远超出燃煤电厂等已有的灵活性选项，而多样化的系统灵活性实现电力系统向高比例可再生能源系统转变的最重要的优先事项之一。

投资确定性

本报告的模型研究结果表明引入现货市场对于中国电力系统的好处。然而需要指出，经济调度和电力现货市场的引入可能会为系统带来新的挑战。电改 9 号文发布之前，中国电力系统的基本框架为所有电力生产者提供了高度的确定性：价格通过标杆上网电价保证，而年发电利用小时数则通过“三公”调度原则得到保障。然而这种系统运营方式难以提升电力系统的效率，改变这种现有体制也就成为本轮电改的重点。然而体制改革带来的问题是：如何确保对于清洁能源技术的足够的投资确定性。这个问题非常重要，因为清洁能源技术往往具有较高的前期成本和较低的运营成本。这使得融资成本成为交付电力成本的关键驱动因素——风险认知决定了融资成本。因此，这意味着降低投资风险将比过去更加重要。

投资发电项目的两个主要风险是价格和容量。市场溢价系统和差价合约已被证明是降低价格风险的有效工具，同时可以将清洁能源整合到现货市场，如欧洲很多国家的案例。就容量风险（弃电风险）而言存在多种机制，包括对弃风弃光的经济补偿。针对中国的具体情况，目前政府正在推进的绿证配额制度可以帮助达到这一目的，并确保有足够的市场需求以实现优先使用清洁能源。

可再生能源政策

随着可再生能源在中国电力系统中的份额增长，可再生能源政策的设计需要考虑可再生能源与更广泛意义上的电力系统之间的相互影响——这通常由于波动性可再生能源部署“热点”的出现变得明显。所谓“热点”就是这些地区波动性可再生能源装机水平远高于全国平均水平，并且系统消纳问题较为严峻——例如中国的西北地区。解决此问题的初步方法是使波动性可再生能源的部署地区和技术类型多样化。多种措施可以实现这一目标，例如限制某些地区新增发电项目的许可，在不同区域按电力生产时间划定不同电价水平，或为小规模设施提供特定激励措施——中国过去已实施了多项措施并取得了一些成功，通过采用激励可再生能源发展的政策手段，还有其他可能性来增强可再生能源的装机比例。系统价值的概念因此非常重要。

电力的系统价值对于电力系统转型和可再生能源接入开启了一个全新的视角。电力的价值取决于其产生的时间和地点，特别是在波动性可再生能源占比较高的电力系统中。在某些特定时间段，发电量高但电力需求低——在这种情况下，电力价值就会较低。相反，当发电量低但电力需求高时，电力价值就会较高。

系统价值是发电技术为电力系统贡献的净效益。虽然系统价值的概念适用于所有发电技术，但重点是对风能和太阳能发电。系统价值可以综合评估和波动性可再生能源的正面和负面效应。正面效应主要是发电成本的降低，包括降低燃料成本、减少二氧化碳和其他

污染物排放、减少对其他发电装机容量的需求、减少用水需求、以及可能减少对电网的使用以及相关的线路损失；负面效应主要是系统中其他部分的成本会增加，例如传统发电厂运行成本的增加和额外的电网基础设施投资。

现货市场可以为波动性可再生能源投资者和运营商提供适当价格信号。波动性可再生能源参与现货市场，可以鼓励投资者在系统价值高的地区进行更多投资。然而，上述市场参与过程需要在激励系统友好型可再生能源部署与足够的投资确定性之间取得平衡。较为完善的市场溢价系统，例如德国当前采用的溢价系统和墨西哥清洁能源拍卖机制，都是实现这种平衡的良好示例。

市场设计和行业规划

电力批发市场设计

虽然竞争性批发电力市场的存在不是电力系统转型的先决条件，但毫无疑问，批发电力市场是一个非常普遍且高效的工具。批发市场有助于向投资者开放市场，释放竞争力量，整合波动性可再生能源，并降低系统运营成本。虽然批发电力市场没有统一的标准设计，但有几个重要特征值得注意：

- **短期电力交易：**短期市场是所有市场化电力系统的基础，并且已在欧洲和美国被证明是可以经济有效地将高比例可再生能源接入电力系统。短期市场在实现电力系统灵活运行方面发挥着关键作用。
- **经济调度和快速交易：**转向经济调度，使资源能够根据短期边际成本进行竞争，是支持波动性可再生能源接入电力系统最重要的市场设计。由于波动性可再生能源发电随时间变化且具有非常低的短期成本，因此接近实时的快速电力交易至关重要。例如，在欧洲，日内市场交易越来越重要，因其可以更好地风能和太阳能并网。
- **跨区域电力交易：**跨区域电力系统集成和交易的优势很多，包括：提高电力供应安全性、提高系统效率、以及促进波动可再生能源的系统接入。这些优势通常基于发电调度方式的优化。例如，与邻国的紧密互联和交易是丹麦风能并网最相关的工具。
- **辅助服务市场：**电力系统的可靠运行关键取决于许多系统辅助服务。这些辅助服务有助于维持系统频率和电压水平，以及平衡电力系统的实时波动性和供需不确定性。随着波动性可再生能源占比的提高，对这些辅助服务的需求以及辅助服务的经济价值势必会增加。建立良好的市场结构以激励提供系统灵活资源和服务是政策制定者的一项重要任务。例如，爱尔兰正在对系统服务进行全面改革，以适应其高比例可再生能源系统。

- **清洁能源投资框架：**市场设计的一个重要方面是确保清洁发电资源具有适当的投资框架，以确保其符合政策目标的持续增长。例如上文中提到的德国的溢价系统和墨西哥拍卖机制。
- **外部性定价：**基于价格的工具旨在根据污染者付费原则，在发电项目的规划和运营中将对于环境的负面影响，包括气候变化或空气污染（由能源生产引起）的社会成本内部化。 基于价格的工具能够以具有成本效益的方式实现环境目标，这些相关政策工具应整合到电力系统的政策方案中。例如，欧洲的碳排放交易系统已经多次对其机制进行修改，以提供与其他政策工具密切相关的有效价格信号。

电力零售市场设计

数字化以及分布式能源对电力系统转型中的零售市场中具有广泛的意义，具体包括如下方面：

- **电价改革鼓励系统友好型投资和分布式能源的应用：**对于电力用户的实时电价可能是提高分布式能源使用的有效方式，包括需求侧响应和屋顶太阳能。例如，西班牙已经提出了以终端电价影响批发电价的可能性。
- **增强数字化和分散终端用户之间的连接性：**电力系统可视化和系统化控制的先决条件是提供适当的实时监控系统，用户侧和发电侧通过电网进行双向通信。例如，瑞典已实施全面推出支持电力系统转型的智能电表。
- **保持对于不同技术的中立性，以增强电力系统的灵活运行能力：**营造可以使需求侧响应和电力存储公平竞争的市场环境有助于提高系统服务和系统灵活运行能力，这对于成功转型至关重要。例如，欧洲的系统服务市场已经进行了改革，以允许需求响应和电力存储的参与。
- **建立电力系统数据公开透明机制：**更好的监控和计算能力为电力系统运行的持续改进和零售业中分布式能源的新商业模式的开发提供了很好的机会。允许电力行业参与者和研究人员访问系统运行数据可以帮助政策制定者确定电力系统转型中新的机遇。例如，丹麦最近建立了一个数据中心，以便更好地访问和获取智能电表数据。

升级系统规划方式

电力行业规划是一个复杂的过程，规划周期长，并受到一系列不确定因素的影响。传统意义上，电力规划的重点是基于对未来 20 至 30 年经济增长的假设，扩大电力基础设施投资建设（发电、输电和配电网络），以满足预期的电力需求。然而，随着电力行业的格局不断变化，波动性可再生能源和其他新技术（如分布式能源）部署的日益增加，以及消费者参与度的提高，未来电力系统的规划需要考虑到系统参与者的角色定位和上述新兴因素的影响。升级后的电力系统规划框架应具有如下几个重要特征：

- **整合发电规划和电网规划：**历史上看，发电、输电和配电的规划过程一般是独立进行的。 然而随着波动性可再生能源部署水平的提高，越来越需要统筹协调发电和电网规划，以避免在具有高质量风、光资源的区域发生输电线路阻塞，并实现优先利用系统价值最高的风、光资源。
- **将需求侧资源纳入系统规划：**需求侧响应和能源效率等需求侧资源的潜力在电力系统规划中经常被忽视。一个值得借鉴的案例是：2018 年在澳大利亚推出的综合系统规划试图更好地将这些方面纳入到整体系统规划中。
- **整合电力行业与其他行业之间的规划：**跨行业综合规划是促进更广泛的能源系统整合的一个关键领域。最近，需求侧技术的持续进步和越发广泛的应用正在对电力系统产生影响。对于电动车行业来讲尤其如此：电动车通过采用智能充电方式，可以提高电力系统的灵活运行能力，并通过在波动性可再生能源发电量高的时间段对电动车进行智能充电来促进波动性可再生能源并网，并且在发电量较低时向电网供电。 另一个跨行业规划的例子是在欧盟，电力和天然气基础设施的网络发展计划在 2018 年得到了更好的整合。
- **更大的地理区域间的规划：**电力系统规划传统上仅限于已建立的单一电网平衡区域。但是随着波动性可再生能源的增加，扩大平衡区域的规模可能通过跨地理区域的资源多样化提供更大的灵活性。此外，发电设备的地理多样化程度越高，电力供应的波动性就会越小。
- **在长期规划中纳入对系统灵活性的评估：**虽然传统的电力规划方法确保系统有足够的灵活性来平衡供需，但波动性可再生能源的出现使得规划过程中需要更加仔细地考虑如何保障系统的灵活运行。随着波动性可再生能源占比的增加以及政府规划容量目标的不断发展，最近的经验表明：通过制定长期的系统灵活性策略来配合长期电力系统转型目标是一种好的做法。
- **在配电网规划中考虑分布式能源：**可以预期未来电力系统将在配电网范围内部署大量的分布式能源（例如分布式可再生能源），这意味着需要完成额外的和可能更复杂的配电网规划研究，以确保互连配电系统的持续安全、可靠和经济运行。

国际影响

中国的电力系统是世界上最大的国家电力系统。2017 年，中国占全球用电量的 25%，在 NPS 模型中，预计到 2035 这个比例将增加到 28%。因此从市场份额角度来讲，中国电力系统优化会产生对全球电力领域产生直接的、重大的影响。

中国电力系统加速转型可以支持应对气候变化的全球行动，也符合中国基于巴黎协议对全世界的减排承诺。正如本研究的模型结果所示，改进的系统运行方式和先进的电力系统灵活性选项可以大幅减少温室气体排放，同时降低整体系统成本。

中国电力系统加速转型可能会产生进一步的积极影响。中国已经是清洁能源技术的全球领导者。中国太阳能光伏制造商已经并将继续在太阳能光伏发电成本快速下降中发挥重要作用。此外，中国电动车保有量的持续快速增长以及电动汽车价值链的相关扩张，将有助于电池成本和电动车价格的下降。

中国还拥有非常发达的数字信息和软件产业。到目前为止，这些行业尚未充分发挥其对于电力行业的影响力。但是，正如本报告中提出的情景所示，增强数字化技术应用可以优化电力负荷曲线，从而实现更高比例可再生能源并网——这也将带来可观的经济和环境效益。

在中国加速电力系统优化可以使世界各国尤其是发展中国家，能够实现更广泛的电力普及——这些国家的电力需求将在未来几年快速增长。另一方面，中国也可以利用电力系统转型的契机，加快推进经济结构调整，实现先进工业部门的高质量增长方式。

报告正文

第一章 引言

世界各国的电力系统正在进行影响深远的变革。这种转型的背后有三个基本驱动因素：第一、可再生能源尤其是风电和太阳能发电，在世界范围内已经逐渐成为最具成本竞争力的发电来源。在风光资源质量较高、融资成本较低的地区，可再生能源的竞争力已经超过了新建天然气甚至燃煤发电厂。除了上述成本竞争力因素，风电、光伏同样能够为实现降低温室气体排放的目标做出重大贡献；第二、电力行业数字化。数字化正在从输电网层面（数字传感器和控制装置已经使用了数十年）扩大到配电网层面，以及个人设备；第三、分布式能源（DER），包括电动车、屋顶光伏系统等正在改变电力行业的价值链。需求侧将在能效提升、负荷控制等方面为电力系统提供有力支持，分布式发电也将成为集中式发电的重要补充。

这些趋势并不是各自独立发生的，实际上它们可以通过协同部署实现更高的综合效益。波动性可再生能源（Variable Renewable Energy，VRE）占比的提高需要电力系统具有更完善的运行方式和更活跃的需求侧。此外从现阶段和远期来看，最有发展潜力的分布式发电技术是太阳能光伏发电，而由此带来的更高的供给侧波动性则需要更为先进的需求侧响应能力作为支持。与之相对应的是，数字化和需求响应提高了电力系统的灵活运行能力，使系统可以更为经济有效地消纳更多波动性可再生能源电力。但正如本报告后边将详细阐述的，上述良性循环并不会自行出现。旧有技术和传统政策、市场和监管框架，可能会妨碍变革的加速。

“电力系统转型”描述的正是电力行业积极应对上述变革以应对这些新趋势的过程。这是一个创造政策、市场和监管环境，以及确定运营和规划实践的过程，旨在加快投资、创新和使用智能、高效、灵活、环保的技术方案。因此对于政策制定者而言，这是一项复杂的任务。

从根本上来说，在电力系统转型的过程中，能源可及性、安全性和可持续性这三个目标将一以贯之。但低成本清洁能源和促进其并网的先进技术的出现，有助于同时实现这三个目标。部署新技术和实行政策、市场与监管改革，除了实现能源政策的三个基本维度外，还能带来系统的完善，因而无须在三个目标之间做出取舍。

中国已经开始了其电力系统的转型。从太阳能光伏发电、风电到电动车，中国已经成为部署先进可再生能源技术的全球领导者。但中国电力行业转型还面临着严峻的挑战：过去的几十年，以燃煤为主的发电装机确实为中国经济的飞速发展提供了动力，但这种方式带来的环境成本现在却变成了棘手的难题——这既包括地方空气质量的问题，也有对气候变化的长期系统性威胁。中国始终致力于完善其政策、市场和监管框架，并在现阶段正在开展的电力体制改革进程中改进其电力市场和相关政策。

综合上述背景，本报告有两个目的。首先，报告概述了中国电力系统转型的进展情况，并综合讨论了世界范围内的电力系统转型经验和范例。其次，报告基于 IEA 旗舰出版物《世界能源展望》中最为重要的两个情景：新政策情景（NPS）和可持续发展情景（SDS），开展了对中国 2035 年电力系统的一系列详细模拟。之后，报告根据这些模型结果高度概括出了对于中国未来电力系统的两种不同的发展路径。

NPS 情景基于现有的政策框架与政策意图，并考虑现有技术手段极其可能的发展，得出电力行业将在未来几十年向哪个方向发展。因此，新政策情景可视为是对现有电力行业政策如何影响未来发展的探索，包括正在进行的 9 号文电力改革，尤其是现货市场和跨省跨区电力交易对系统的影响。

SDS 情景则是从未来能源系统的关键目标出发，反推回现在，探讨如何实现这些目标。这些目标是指 2015 年 193 个国家达成的可持续发展目标的主要能源相关部分：

- 落实《巴黎协定》。可持续发展情景与《巴黎协定》的目标完全一致，即将全球平均温升控制在“2 摄氏度以下”。
- 至 2030 年实现普及现代能源。
- 大幅减少因能源相关污染造成的提前死亡。

可持续发展情景也探讨了先进系统灵活性技术的重要性，尤其是需求侧的技术如何助力实现中国电力系统的转型。这些技术的成本和收益都在模型模拟过程中加以考虑。

基于模型结果，本报告也给出了相关有助于加快实现系统转型的政策选项，并且讨论了可供中国参考的系统转型的国际经验。

本报告包括本章引言部分，共计有六个章节。第二章概述了中国电力系统转型的背景与现状。第三章探讨了系统的灵活运行并总结了技术层面上电力转型的国际经验。第四章则提供了电力系统转型的政策、市场和监管体系，并类似于第三章，提供了相关国际经验。第五章根据对 2035 年的模拟结果，提供了中国电力系统转型的不同途径。第 6 章对报告中的关键信息进行了总结。

尤为重要的是，本报告综合了国际能源署多项已有的工作成果，提出了对于电力系统转型最新的国际经验和可供选择的先进技术，以及全面的分析和总结。本报告中对参考其他国际能源署报告的部分进行了标注，以供读者参考。

第二章 中国电力系统转型——背景和发展现状

有关背景

中国近年来在经济发展方面取得了重大成就。2013 年至 2017 年，中国一直保持世界第二大经济体的地位，国内生产总值（GDP）从 54 万亿元增加到 80 万亿元，对世界经济增长贡献率超过 30%。习近平在中国共产党第十九次全国代表大会上对中国近五年来的成就做出了如下总结（Xi，2017）：[4]

- 供给侧结构性改革深入推进，经济结构不断优化；部分行业的产能过剩已得到抑制。
- 基础设施建设快速推进；诸如数字经济此类新兴产业蓬勃发展。
- 城镇化率年均提高 1.2 个百分点，超过 8000 万农业转移人口成为城镇居民。
- 区域发展变得更加平衡；持续推进区域发展战略，包括：京津冀协同发展、长江经济带发展、振兴东北工业基地、复兴中国中部地区、以及西部大开发。
- 超过 6000 万人口摆脱贫困，贫困率从 10.2%下降到低于 4%。

经济结构转型

在过去二十年中，中国经济持续快速增长。即使近期有所放缓，但 GDP 仍以较快速度增长，2017 年的 GDP 增长率达到 6.9%。近年来，中国政府意识到以前的资源密集型经济增长模式不可持续，因此提出了由消费和服务业推动的新型经济增长模式。

为实现经济结构转型，中国政府提出了供给侧结构性改革计划，旨在减少企业债务，减少主要工业领域产能过剩。供给侧结构性改革作为主要经济政策框架，其改革步伐和深度将对经济转型以及能源行业相关转型产生重大影响（IEA，2017a）。

生态文明建设

经济的快速崛起对中国的环境和公共卫生产生了重大影响。因此，政府加强了生态文明建设，与电力行业有关的包括如下内容（State Council，2015a）：

- 电价中将反映环境成本，税收政策将向节能、环保和清洁能源利用方向倾斜。
- 积极开发分布式能源，作为集中式电源的补充；建设智能电网；促进高效电力生产和调度；并重点发展可再生能源资源。

[4] 中国共产党全国代表大会每五年举行一次，会议讨论全国重大政策问题。

- 促进能源消费交易和碳交易。

环境问题，尤其是人们对空气质量的持续关注、以及中国在国际社会上对应对气候变化做出的承诺，推动政府加快制定更为长远的行动计划。2017 年十九大上（Xi，2017）提出的“美丽中国”蓝图，即在经济发展同时更好地考虑环境承载能力，以及更加注重人与自然的和谐发展。美丽中国是一个“两步走”长期蓝图：预计到 2035 年，生态文明和生态环境质量实现根本好转，美丽中国目标基本实现；预计到 2050 年，中国全面建成生态文明和环境友好型经济社会。

电力系统优化

自 21 世纪初以来，中国已将调整电力供应结构作为电力系统优化的工作重点，其主要目标是逐步减少煤炭在电力装机中所占比例，并增加可再生能源、天然气和核电装机。“十三五”规划提出了一系列约束性指标，如：2020 年将煤炭份额减少到 58%，除化石燃料以外的其他发电形式的发电量在能源消耗总量中的占比达到 15%（NDRC，2016）。中国持续为可再生能源制定雄心勃勃的目标，可再生能源装机因此在过去十余年中得以高速增长。

中国正在着手推进 2015 年启动的电力市场改革进程。这项改革计划在电力行业的若干关键阶段中减少政府的行政参与，同时加强政府的监管和规划作用。这项改革的预期关键成果是通过竞争降低平均电力成本，并提高系统灵活运行能力和清洁能源的利用率。

系统的灵活运行能力被视为电力系统优化的关键。[5] 为提高系统灵活性以适应可再生能源发展，政府首先制定了供给侧提升火电灵活性的相关政策。中国计划在 2020 年前改造 1.33 亿千瓦热电联产机组和 8600 万千瓦纯凝机组，以提高这些机组的运行灵活性。[6] 上述灵活性改造装机约占中国现有煤电装机容量的五分之一。同时，中国还规划进一步发展更具灵活性的电源，包括燃气发电和抽水蓄能发电。

中国正在从计划主导的电力系统逐步向市场化电力系统转变。现今中国政府发布的五年规划更为关注政策导向性，并为未来发展方向提供指导。为更好地实现中央——地方协调和化石能源——可再生能源协调，政府更加注重规划的统筹指导作用（NEA，2016a）。

发展电力需求侧响应，以支撑电力系统转型是政府在指定政策时考虑的一个重要方面（NDRC et al.，2017a）。中国政府认识到，电力需求可作为电力系统的一部分进行主动管理，而不是被动的、固定不变的。需求侧响应将在未来发挥更重要的作用，以帮助减少波动性可再生能源的弃电率。

[5] 提高系统灵活性对波动性可再生能源并网至关重要。2017 年中国弃风、弃光率分别为 12%和 6%，在某些地区甚至超过 20%。如此高的弃电率表明中国电力系统灵活性亟待提升。

[6] 中国有大量的热电联产装机，尤其在“三北”地区。“三北”地区供暖季热电联产机组在高负荷下运行，导致弃风弃光更为严重。热电联产机组的灵活性改造主要包括使用电锅炉或储热罐，将供热和发电解耦。

中国电力系统发展现状

总体情况介绍

中国近 20 年来经济的高速增长拉动了电力需求的迅速增长。电力需求从 2000 年的 1.4 万亿千瓦时增长到 2017 年的 6.4 万亿千瓦时，这使中国成为世界上最大的电力消费国。

中国现有装机容量居世界首位：2017 年电力装机 17.8 亿千瓦，其中近 60%是煤电。然而在过去几年中电力装机大幅增长，电力需求增速却有所放缓。因此，中国电力行业现阶段出现产能过剩，特别是煤电利用小时数显著降低。

在过去十年中，中国新增可再生能源电力装机占全球新增电力装机的五分之一以上。中国在水电、风电和太阳能发电装机容量方面已领先世界。然而，可再生能源的快速增长带来了并网消纳问题，导致风电和太阳能发电的弃电率极高。在一些地区，可再生能源弃电率超过 40%（CEC，2017）。

为了提高电力系统运行效率、降低电力行业污染物排放水平，中国政府开展了若干次电力改革。 2015 年，国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（9 号文件），启动了新一轮电力体制改革。本次电力改革旨在更大程度地发挥市场在资源配置中的主导作用（State Council，2015b）。

中国电力系统如何运行

中国电力系统在建国初期计划色彩较为明显。[7] 随着改革进程不断深化，中国政府逐步在电力系统中引入市场要素。中国电力系统在现阶段兼具计划和市场特点，与其他国家相比具有一定特殊性。

中国电力行业投资由政府规划主导（NEA，2016a）。中央政府（国家发改委和国家能源局）负责制定电力行业的五年规划。该五年规划针对各省电源、电网发展制定投资和技术部署目标。省级政府主管部门负责落实国家层面规划，并对项目可行性进行评估并发放许可证。

9 号文发布前，中长期电力交易 [8]只占总电力交易的一小部分（2-10%），而且这些交易通常是政府选定发电企业和用户，由其协商确定或由中央政府直接主导。中国也有跨省跨区交易，旨在提高电力系统的整体效率，并通过电量交易和共享备用服务使各省级电网更具安全稳定性。然而，大多数省际/区域间电力交易是由政府根据国家战略预先确定，例如从东北向北部地区输送煤电和风电，从中部向南部地区输送水电，以及从西北地区向中

[7] 本节围绕《国际视角下的中国电力行业改革》展开讨论（IEA，2018）。

[8] 中长期合同允许大用户和新成立的售电公司直接购买电力。这些签订的月度或年度双边合同中只规定购电量和价格。电网公司仍然扶着发用电计划，即签订中长期合约的机组不能自行根据用电负荷安排其发电计划。

部或北部地区输送煤电。9 号文发布后，政府鼓励将中长期市场化交易作为电力市场交易的主要形式。目前已经采用了多种时间周期（年度、季度、月度、周和日前）和多种形式（双边协商、挂牌交易、集中竞价、偏差电量调整交易等）的交易安排，2017 年，交易电量在总发电量中所占比例有较大提升（26%）。

中国的发、供电遵循行政程序，发用电计划目前主要由各个省级调度机构[9]负责编制。在每年年底，省级调度机构预测下一年度本省电力需求，根据“三公”调度原则为省内发电机组（主要为火电）制定发电计划。经省级政府主管部门审核后执行，并按月、日分解。”三公”调度原则规则规定同一类型发电机组（例如煤电）将获得大致相同的年发电利用小时数。该调度规则也考虑同类型机组在容量、排放水平和运行效率等指标上的不同，但各机组最终分配到的发电利用小时数差别不大。各机组每年实际利用小时数与年初分配的计划利用小时数偏差要求控制在+/-1.5%范围内，核电和可再生能源发电在调度上优先级最高。调度机构隶属于电网公司，具有多级结构，即：国家级、地区级、省级、地级和县级。省级调度在中国电力系统中起着最重要的作用，国家级/地区级调度中心主要负责区域间/省际输电，地级/县级调度中心主要负责管理地级/县级负荷（RAP，2015）。

中国目前没有全面开展电力现货交易，但中央政府已选出 8 个省/区域，作为电力现货市场试点。这些现货试点预计将于 2019 年 6 月试运行。电力辅助服务市场已在东北地区成功实施，并已推广到其他 5 个地区。跨区域省间富裕可再生能源现货市场已开始运行，但可再生能源交易规模较小（NDC，2017）。

中国的电力定价采用了政府主导的标杆电价体系，设定标杆上网电价和标杆零售电价。（IEA，2006）。由于经济发展水平的差异，各省的标杆电价各不相同。标杆上网电价反映了电力建设成本和投资回报预期。标杆零售电价有 4 种定价类别，具体根据终端用户的类型分为大工业、一般工商业、农业和居民等四类。在每个定价类别中，零售电价因电压等级和用电时段不同而有所差异。因不同用电时段产生的分时零售电价通常分为峰时、平时和谷时电价。

中国电力系统转型过程中，可再生能源发电占比越来越高。中国政府采用电价政策激励可再生能源发展。当前中国对风电和光伏发电项目实施标杆上网电价（NDRC，2018a；NDRC，2018b）。具体来讲，电网公司向风电、光伏上网电量支付当地燃煤火电标杆上网电价，中央政府补贴风电、光伏标杆电价和燃煤火电标杆电价的差额。补贴来中央政府的可再生能源发展基金。该基金包含在零售电价中，即：中国的每个电力用户均通过支付电费来支持发展可再生能源（NEA，2012）。高额的补贴极大提高了投资风电和光伏的积极性，使得中国在风电、光伏装机上领先于世界其他国家。然而，风电、光伏装机的快速增长造成可再生能源发展基金的巨大缺口——尽管中央政府多次下调上网电价，并提高可再

[9] 省级调度机构隶属于电网公司。

生能源发展基金的征收额度。据估计，截至 2017 年底，基金缺口已经达到 1,000 亿人民币。部分风电、光伏发电企业则表示 2015 年及以后的补贴至今尚未到位。为缓解补贴压力，国家能源局设计了可再生能源配额制并经过数次调整，希望通过行政手段规定电网公司或其他发电企业购买配额指标，使可再生能源电力达到总用电量或发电量的一定比例（NEA，2018a；NEA，2018b；NDRC and NEA，2018a）。

历史演变

1949 年建国初期，中国的电力行业可视为垂直一体化的公用事业。电力行业由中央政府投资运营。20 世纪 80 年代，中国经济随着改革开放逐步释放活力，但同一时期中央政府财政资金并不充裕导致电力投资严重不足。电力供应短缺在一定程度上制约了经济高速增长。因此，中国政府出台了旨在吸引电力行业投资的相关政策。

中国电力行业的第一次重大变革是 1984 年针对垂直一体化的公用事业和所有制结构进行的改革。除中央政府以外的第三方，例如省政府、地方政府、国有企业、私营部门和外国公司，均被允许投资发电项目（State Council，1985）。发电项目投资方可与政府有关部门签订购电协议（PPA），协议中写明发电设备年利用小时数和购电价格，以保证可以预期的投资回报率。此外，中央政府于 1987 年开始实施“三公”调度原则，以确保电力调度的“公开、公平、公正”（SERC，2003a）。这一时期，尽管发电领域向多元化投资者开放，但电网的投资运营仍由中央政府控制。

中国电力行业的第二次重大变革发生在 1997 年。依据中央政府提出的减少政府干预经济的原则，电力行业的大部分资产都从电力工业部转移至新成立的国家电力公司（State Power Corporation）（State Council，1996），标志着电力行业政企分开迈出了第一步。国家电力公司拥有中国约一半的发电资产和几乎全部电网资产。

中国电力行业的第三次重大变革是 2002 年的电力体制改革。此轮电力体制改革以《电力体制改革方案》（5 号文件）的发布为起始，并在改革过程中形成了电力行业的现有结构（State Council，2002）。此轮改革始于电力供应过剩——在有关政策激励下，发电容量从上世纪 80 年代开始快速增长近 20 年，并使得中国在上世纪 90 年代中期基本摆脱对于电力短缺的困扰；然而，受到投资惯性和 1997 年出现的亚洲金融危机的影响，中国电力行业自建国后首次出现供过于求的局面。随着供过于求形势的不断加剧，区域产能过剩、调度不灵活和省间贸易壁垒等问题引起了最高领导层的关注，从而将本轮电力改革提上日程。

根据 5 号文件进行此轮改革的目标是打破制度垄断，引入竞争，提高系统整体效率——特别是通过跨省交易，保护环境并引入行业监管机制。然而，由于诸多复杂的原因，本轮电力改革并未实现 5 号文件中提出的全部目标（见专栏 1）。

本轮电力体制改革过程中发生的重要事件可总结如下：

- 拆分国家电力公司：国家电力公司的资产被拆分为五家发电公司、两家电网公司和四家辅业集团公司。新的“五大”发电公司均为国有企业，包括华能、大唐、华电、国电和中国电力投资集团。拆分后的两家电网公司分别是国家电网公司和中国南方电网公司。拆分后，原本属于国家电力公司的各项辅业被划拨给新成立的四家辅业集团公司。
- 引入监管：中国政府在 2003 年成立了国家电力监管委员会（SERC），表明将在电力行业实行监管。电监会的首要职责是制定市场规则，以形成竞争性电力市场，并授权监督跨省跨区输电，制定和监督执行相关政策。总体而言，电监会对中国电力市场转型进程产生了积极影响，但值得注意的是其部分职能与国家发改委有所重叠。2013 年，电监会与国家能源局合并（State Council，2013）。
- 提高系统运行效率：5 号文件发布后，推行了若干鼓励市场交易和提高系统效率的政策措施。但是，并非所有政策措施都实现了预期效果。这些尝试提高系统效率的举措主要包括：
- 2002 年，东北地区和华东地区开展电力批发市场试点。但由于试点期间电力需求迅速增加、电力供应出现不足，以及市场化建设过程中难以平衡各方利益，电监会于 2006 年终止试点（SERC，2013）。
- 2004 年，部分省份开展直购电试点。直购电初期仅限于政府指定的发电企业与政府指定的大工业用户之间进行。此后，直购电逐渐成为中国电力市场化交易中的重要组成部分（SERC，2009）。
- 推进跨省跨区电力交易。此时期大多数跨省跨区电力交易以政府计划为主，如大型水电（三峡大坝水电站）送出，以及省级政府之间的协议化交易（SERC，2010）。
- 2008 年，引入发电权交易。发电权交易最初限于各省省内，主要为同时期进行的关停小机组进行补偿。发电权交易后来逐渐扩展到跨省跨区交易（SERC，2008）。
- 2007 年，部分省份试行节能调度，作为“三公”调度原则的替代方案。节能调度在推广中遇到了一些障碍，并未推广到全国范围内实施（State Council，2007）。

专栏 1. 5 号文电力改革中得到的经验

5 号文电力体制改革拆分了垂直一体化公用事业公司，建立了监管机构，并尝试在电力系统中引入各种市场交易。总体而言，此轮电改成功促使中国电力行业在过去十年的快速发展，但并没有完全实现其预计目标。以下是从此轮改革中总结的一些经验：

- 虽然垂直一体化垄断的国家电力公司被拆分，但拆分后形成的电网公司仍不足以对提升系统效率的行动产生积极影响。电网公司既是输配电系统的单一运营商，又是批发

市场的单一买方和零售市场的单一卖方。此外，由于缺少独立的输配电电价，输配电业务的投资和运营成本估算也存在一定困难。

- 尽管跨省跨区交易可以提升系统整体效率，但由于制度原因省间交易壁垒依然存在。省政府对跨省跨区交易积极性不高，相比从其他省份进口电力，各省更倾向于使用本地的发电量，因为这有助于促进省级 GDP 增长。此外，考虑到电力供应的安全性，跨省跨区交易可能导致意外停电，也是各省政府不愿采用跨省输电的阻碍之一。
- 市场化电价机制非常重要，但具体实施难度很大。在本轮电改引入竞争性电力市场的尝试过程中，政府确定的标杆电价仅被视为一种过渡性措施。然而，由于多种因素，包括地方政府、寻求维持高收入的发电企业、以及引入批发市场后部分利益会受到影响的电网公司的反对，批发电力市场试点未能成功。而缺乏市场定价机制的电力系统则难以实现更高效的系统运营。
- 对电力短缺的担忧以及电力规划的重要性。5 号文电力改革始于 1997 年出现的严重电力供大于求。在这种电力过剩的情况下，中央政府在 1998 年至 2000 年期间暂停了对于燃煤电厂建设的审批，并在第十个五年计划（2001-05 年）中对于电力需求给出了较低预期。然而，2000 年后电力需求的急剧增长，迅速使得供应过剩转为电力短缺，引发新一轮的电力快速建设，也导致电力改革不再是电力行业面临的首要任务。鉴于上述情况以及历史原因，电力短缺一直是中国电力行业的最大担忧，因此即使在供应过剩的情况下，推进电力行业改革也应充分考虑这一问题。对于起到指导作用的电力规划，也应考虑如何在避免电力投资过热的同时，能够鼓励适当水平的投资。

2015 年的电力行业改革

经过几年快速发展，中国在电力行业取得了丰硕成果。但在能源转型和环境保护的要求之下，为了实现更加高效、环保、低碳、安全的电力体系，中国电力系统仍存在很多问题有待解决。

2015 年，国务院发布了 9 号文件，标志着中国新一轮电力行业改革的开始（State Council，2015b）。此轮电改的目标是：在批发和零售市场实现市场化定价，充分发展市场机制；实现独立、透明的输配电价；扩大跨省跨区输电规模；加强政府监管；并改善电力规划。

9 号文的电价体系改革方案包含如下几个关键方面：

- 建立独立的输配电价格。独立透明的输配电价对市场交易非常重要。然而在 9 号文件发布之前，输配电价包含在零售电价中。政府根据准许成本和合理收益核定输配电价，并使电网的投资和运营成本透明化。
- 中长期电力市场中，发电企业和用户之间的通过协商或竞价决定趸售电价。零售电价将由趸售市场电价、输配电价和政府附加费用构成。

- 引入电力零售企业——规模较小的用户可以选择从零售企业购电。中小型企业（SMEs）能够以零售市场价格而非标杆零售电价购买电力。

9 号文件还提到了规划在发电计划和电力建设规划方面的重要性：

- 电力建设的审批仍由省政府负责，而规划由中央政府负责（若协调不当，可能会导致过度投资）。
- 从长远来看，所有工商业电力需求将逐步转向发电计划以外的中长期合约。

9 号文件也进一步明确了电网公司在电力系统中的角色。未来电网公司的主要业务将是电网投资、输配电、电网系统安全、确保公平对待所有参与者，并提供电网服务。随着批发和零售市场的开放，电网公司将不再是批发市场的单一买方或零售市场的单一卖方。电网公司的主要收入来源将由之前的上网电价和零售电价之间的差价，转变为政府核准的独立输配电价。

在此轮改革中，省政府负责建立独立的输配电价、鼓励直购电、建立电力交易所以及建设电力市场。降低实体经济成本的压力将会大力促使省级政府推动电力行业改革。

促进可再生能源发展对中国电力行业也很重要。电力市场鼓励交易可再生能源，特别是跨省跨区交易。

面临的挑战

系统规划

中国已开始从集中计划型电力系统向市场型电力系统转变。9 号文电力体制改革正进一步推动电力系统朝着这一方向发展。

第一个挑战是电力规划在未来的作用及其如何与市场协调（IEA，2017b）。带有计划经济色彩的规划会直接转化为投资决策。然而，电力系统中如果存在充分竞争的批发市场，长期规划不再直接转化为投资，但它能为市场参与者提供投资决策信息。市场化电力系统的规划制定过程即是有关各方对电力系统预期发展方向达成共识的过程。这有助于保证市场框架的合理性，为后续出台具体政策提供支持。市场化电力系统的长期规划还给出对未来输电线路的投资预期。

第二个挑战是随着市场扮演的角色日益重要，数据透明度将是中国面临的新的挑战。发电企业在投资新的发电机组时候，新建机组选址需要详细的输电网路数据以及电力供需平衡有关资料。

第三个挑战是中国正从以煤电为主的系统装机结构转变为可再生能源占比更高的电力系统（IEA，2018a）。由此可见，市场并非系统转型的唯一推动因素，增加低成本可再生

能源、脱碳、分布式能源和电气化的发展，以及数字化都将对系统转型起到推动作用。鉴于中国电力系统演变过程中不断摇摆于电力短缺与电力过剩，政策制定者和相关领域专家始终存在一定顾虑，即：如果迅速从“三公”调度原则转变为以经济调度为主的市场体系，会对系统中现有燃煤电厂造成很大压力，并且可能导致未来电力投资不足，进而再次发生系统性电力短缺。如何在波动性可再生能源占比很高的电力系统中仍保持充足的投资，是中国政策制定者所面临的一项新任务。

跨省跨区电力交易

跨省跨区电力交易需要不同省份之间的电网协调。跨省跨区电力交易主要面临三个层面的挑战：制度、经济和技术。在制度上，各省电网系统运行管理方式不同，缺乏统一协调机制，使得相邻省份间很难达成交易，而非相邻省份间的交易则更加困难；在经济上，省级政府更倾向于使用本地电力而非从其他省输入的电力，因为使用本省发电有助于增加地方 GDP；在技术上，省际联网线路相对较少，省间电力交易能力也因此受限。

此外，挑战也来自电网公司。电网公司在跨省跨区交易中发挥重要作用。因此，与电网公司联系较为密切的发电企业参与此类交易的可能性更大，而本地发电企业和私营发电企业参与的可能性相对较小。另一个问题是，虽然每年的跨省跨区交易计划原则上是国家级的或区域级电网公司提出的原则性指导意见，但省级电网公司通常将其作为强制性要求来执行，导致具体实施中缺乏灵活性。例如，2012 年 6 月，由于出现持续降雨天气，四川省水电机组发电量本有可能增加，但根据跨区域交易计划，华中电网还需要接纳从华北电网输入的 3.5 亿千瓦时的电力，因此省内只能弃掉部分水电机组出力。

电力调度

在中国，调度遵循“三公”调度原则而不是经济调度。“三公”调度原则使所有燃煤电厂获得相同的基础发电小时数——这成功增加了对于发电行业投资，但却没有给高效或环保的电厂足够激励。“三公”调度原则实行很多年后，中国开始考虑如何在调度过程中体现不同发电项目的运行效率和污染物排放差异，据此对不同机组进行了年发电利用小时数的调整，但总的来讲，运行效率低、排放水平高的发电机组仍可获得可观的收入。“三公”调度原则让发电企业有了一个根深蒂固的观念，即：无论多么缺乏运行效率或环境友好性，每个发电企业都能获得大致相同的收益。为优化系统调度方式，一种替代”三公”调度原则的“节能调度”（见专栏 2）方案在中国一些省份试点，但总体上“三公”调度原则仍在中国大部分省份使用，占据调度体系的主导地位。改革电力调度方式可能会受到电网企业和发电企业的抵制。从电网企业的角度，为了适应新的经济调度规则去改变现有复杂的调度系统是一大挑战。从发电企业的角度，其现有发电项目收益将受到很大影响，发电小时数将在新的调度方式下被重新分配，项目建设时的预期收益将会产生较大变化。

专栏 2. 节能调度

自 2007 年以来，中国还试行过节能调度。这种节能调度机制有利于最大程度地降低燃料消耗和污染物排放，调度的优先级如下：1）无调节能力的可再生能源，包括风电、光伏和部分水电； 2）有调节能力的可再生能源，包括部分水电、生物质能和地热发电； 3）核电； 4）热电联产； 5）燃气电厂； 6）燃煤电厂（燃煤电厂按能耗水平进行排序）。若全面实施节能调度，理想情况下可显著改善污染物排放和清洁能源消纳问题。然而，推动节能调度存在一定困难，主要原因在于发电企业缺乏经济补偿，尤其是购电合约中的煤炭发电。因此，采用节能调度的地区有限。如果全面实施节能调度，理想情况下可以显著改善清洁能源并网并减少排放。例如，2007 年至 2017 年底，南方电网地区节约了 1766 万吨的煤当量，减少 4698 万吨二氧化碳（CO_2）和 35 万吨硫氧化物（SO_x）。

电价体系

在中国，电力的批发和零售价格均受政府管制。标杆电价体系保证了发电项目投资收益率，因而有效扩大了发电行业投资。标杆电价由中央政府参考各省的发电成本和经济发展水平设定并向社会公布（NDRC，2005）。

对于标杆上网电价，主要的挑战是如何根据煤炭价格波动及时调整燃煤标杆上网电价（在中国煤炭价格市场化，而发电价格则受政府管控）。2004 年，国家发改委推出“煤电联动”机制（NDRC，2004）：如果煤炭价格在 6 个月内平均变动 5%或以上，政府将相应调整煤电标杆上网电价。煤电联动机制需要政府每 6 个月审查一次煤炭价格，因此这种机制难以及时有效地根据煤炭市场价格波动进行电价调整。这也导致近年来，当煤炭价格大幅上涨时，发电企业难以维持盈利水平。

在输配电定价方面，9 号文件发布之前，中国没有独立的输配电价。电网公司将标杆零售电价和标杆上网电价之差作为其收入。9 号文件发布之后，政府核定并公布了独立的省内和跨省输配电电价——这是电力改革的一项重大成就（EPPEI，2017）。然而，由于难以从电网企业获得准确的输配电线路建设和运行成本，因此进一步核定出真实反映成本的电价对监管部门来说将是一项挑战。

在零售方面，厘清零售电价中包含的交叉补贴也是一个挑战（IEA，2006）。[10]世界上其他国家政府对零售电价的监管旨在提高效率并促进成本效益，而中国的销售电价则存在多项交叉补贴，旨在缩小不同地区、不同行业和不同用户之间的差异（保障公平）。中国政府现在已经开始面对效率与公平之间的抉择。随着日益需要通过降低成本来保持“中国

[10] 举例来说，中国的工业电价要高于居民电价，这和其他很多国家不同。

制造”在世界范围内的优势，减少交叉补贴对工业电价的影响越来越重要。此外，交叉补贴也不利于中小型企业的发展，而中小私营企业恰恰是中国实现经济增长和现代化发展的关键。

可再生能源发展

在中国现行电力体制下，波动性可再生能源的日益增加对于系统接入带来挑战。通常来讲，弃电包括技术、经济和体制上原因（IEA，2017b）。在其他国家的电力市场中，波动性可再生能源发电量较大的时段，没有足够的经济激励使其他发电技术主动减少其发电量。在中国除了这个方面原因外，波动性可再生能源发展还存在其他挑战，例如：现有电力系统调度方式可能会限制对波动性可再生能源电力更为经济的使用。

风电和光伏发电与中国电力系统已有的计划体制存在冲突。风电和光伏发电具有较强的波动性和不可预见性——与之相应的是中国占比很高的燃煤火电项目缺乏运行灵活性，另外电力需求和输电线路的约束性也较强。

可再生能源发展会遇到来自传统燃煤发电的阻力。2013 年，燃煤火电项目的行政审批权从中央政府转移到省政府，各省在缺乏统筹规划的情况下，大力推动各自区域火电项目建设，结果使得当前煤电产能严重过剩。由于这些新建的燃煤火电项目仍处于偿债期，因此投资方不愿看到这些火电项目于的运营时间大幅减少。另一方面，煤炭价格在近几年的大幅上涨压缩了煤电企业的盈利空间，从而进一步增加了燃煤发电和可再生能源发电之间的矛盾。

可再生能源发展还会遇到来自现有政策机制方面的挑战。中国当前的电价机制要求电网公司向并网的风电和光伏电力支付与当地燃煤标杆上网电价相同的上网电价（政府补贴风、光标杆电价和燃煤标杆电价之差）。因此，电网公司不能通过消纳更多波动性可再生能源增加其盈利水平，相反接入波动性可再生能源可能会影响电网稳定性和安全性。

鉴于中国发电资源和电力需求呈现逆向分布的态势（西部地区煤炭、风、光资源丰富但人口少经济发展水平较低，东部地区资源较少但人口多经济水平高），可再生能源跨省跨区消纳似乎是改善风电和太阳能发电消纳问题的一种可行方法。然而这个方案对于受端地区来说并非最佳选择。风电和光伏电力的上网电价与燃煤标杆电价挂钩，此价格加上长距离输电成本有可能导致可再生能源落地电价高于受端地区本地煤电电价。在这种情况下，受端地方政府倾向于使用本地更便宜的煤电。此外，使用本地煤电厂发电也能拉动地方 GDP 增长，因此各省出于这个原因也倾向于使用本省生产的电力。

中国电力系统发展趋势

市场机制与系统灵活运行

中长期电力交易

在 9 号文发布之前，中长期电力交易一直是作为计划分配电力的补充，并且在总电力交易中占比较小[11]。9 号文件提出有序放开发用电计划，并将中长期电力交易视为市场化进程的关键（NDRC and NEA，2016a；NDRC and NEA，2017a）。考虑到当前形势下实体经济面临的压力，2018 年中央政府提出将一般工商业电价降低 10%的目标（State Council，2018）。中央政府进一步在 2018 年 7 月发布文件，旨在加快推进电力行业市场化，降低零售电价，要求 2018 年底，煤炭、钢铁、有色金属、建材等行业取消计划用电，百分之百参与中长期电力交易（NDRC and NEA，2018）。

独立核定的输配电电价对于进一步推进中长期电力交易非常重要（NDRC，2015a）。在 9 号文电改启动前，中国缺乏独立核定的输配电电价，电网企业收取标杆零售电价与标杆上网电价之差。中央政府意识到核定输配电价是本轮电力改革的一项重点工作，因此决定对省内、省间输配电价进行核定，使得输配电线路投资成本透明化。截至 2017 年 12 月，国家发改委已向全社会公布所有省份的输配电价格。

各省针对中长期市场交易采用的市场设计有所相同。总的来说，中国有三种中长期交易形式：双边谈判、挂牌拍卖和集中拍卖。

2017 年通过中长期合约实现的电力交易量（省内、省际和区域间交易的总和）达到 1.63 万亿千瓦时（占全社会用电量的 26%）。到 2018 年第三季度末，区域间/省际电力交易量达到 2645 亿千瓦时（占全社会用电量的 5.2%），同比增长近 50%。

现货市场

短期市场是电力市场的基础。短期电力市场可降低供电成本，经济有效地促进高比例可再生能源并网，降低弃电率。中国已经认识到建立短期市场对于电力体制改革的重要性。2017 年 8 月，国家发改委和国家能源局联合发布《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》，将广东和其他 7 个省份作为现货市场的首批试点（NDRC and NEA，2017b）。这些试点计划于 2018 年年底开始运营，但由于各方未达成一致意见以及现货市场设计经验的缺乏，部分试点直到现在才开始进行方案设计。2018 年 11 月，国家发改委和国家能源局对参与电力市场改革的 8 个相关部门分配任务，各部门分别负责 1 个或 2 个省级现货试点，指导相关设计并加快市场建设（NEA，2018c）。根据最新文件，这些现货试点将于 2019 年 6 月开始运营。

[11] 本节参考《国际视角下的中国电力行业改革》展开讨论（IEA，2018）。

在所有现货市场试点中，广东省进展最快，其现货市场设计方案于 2018 年 8 月发布（NEA，2018d）。未来，广东现货市场将进一步扩展到南方电网区域内的所有省份。若试点取得成功，其市场设计可以作为中国其他省份许多现货市场的参考。广东电力现货市场设计考虑了许多现有技术特征，包括：

- 结合发电企业报价和安全约束，系统运营商对企业申报和调度进行集中优化
- 总池模型，按照最高结算价确定价格
- 价格能够细致地反映地点（系统中不同节点的价格不同）和时间（交易间隔为 15 分钟）价值
- 整合南方区域内的业务，使参与省份能够从资源共享中受益
- 尽管试点项目的第一阶段只有发电企业能够报价，但未来将允许发电侧和用户侧双方报价
- 优化所有辅助服务
- 参考日前市场价格，通过差价合约结算中长期合同
- 利用一个集中的债券系统保证所有长期、中期和短期交易，这意味着电力交易将与清算所一样有效
- 2020 年后实施容量市场、金融输电权、电力期货和衍生品交易。

广东现货市场存在未参与市场交易并将继续使用现有上网电价的发电厂（A 类发电厂）与参与市场交易的发电厂（B 类发电厂）。实施方案中承认旧规则将与新市场并存，但明确目标是逐步取消 B 类机组中政府核定的发电量。由于将受到不再选用受监管零售企业的用户数量的影响，目前尚不清楚将如何确定 A 类机组的发电利用小时数。

2017 年 8 月，中国建立了一个跨地区交易富余可再生能源发电量的现货市场，旨在促进可再生能源消纳，特别是西南和三北地区。售电方主要来自甘肃、新疆、宁夏、青海和四川等弃电（弃风、弃光、弃水）率较高的省份。购电方可以是大用户、售电公司或地方电网公司。为保证该市场实施初期系统的可靠性和稳定性，市场规模现阶段较小，并且只有本地无法消纳的可再生能源才可以参与交易。富余可再生能源发电的定价较低，有利于受端省份（主要是中东部地区）。2017 年，富余可再生能源现货市场交易了 60 亿千瓦时可再生能源发电量（2017 年全社会用电量 6.3 万亿千瓦时）。甘肃省是市场上最大的交易商，2018 年上半年的售电量为 23.5 亿千瓦时。

增量配电网试点

增量配电网是 9 号文改革的重点任务之一（NDRC and NEA，2016b）。推动配电网改革的一个原因是：与输电业务的区域/省级垄断属性不同，配电业务可以是地方（省级以下行政单位）垄断。因此，打破电网公司在配电环节的垄断，可促进不同公司在配电业务上的竞争，最终提升配电业务对终端用户的服务质量。推动配电网改革的另一个原因是：在

配电业务上进行体制机制创新，可有效推动电力系统优化，从而为未来具有高比例可再生能源和分布式发电的电力系统提供支持。

增量配电网改革允许电网企业之外的其他参与者进入配电业务。国家发改委和国家能源局已发布了 3 批共计 320 个配电网试点项目。增量配电网原则上指 110 千伏及以下电压等级电网和 220（330）千伏及以下电压等级工业园区（经济开发区）等局域电网，不涉及 220 千伏及以上输电网建设。

增量配电网试点项目的进展总体相对滞后。国家发改委和国家能源局于 2018 年 8 月对 14 个省份的配电网试点项目进行了摸底，发现只有约十分之一的试点项目已经完工，实质进入试运营阶段的项目则更少。进展缓慢的主要原因是来自于某些电网公司的阻力，以及配套电价机制的缺失。中央政府在推进增量配电业务中显示出决心，已为这些试点项目制定了明确的时间表，并要求重点项目定期汇报。国家电网公司也已于 2018 年底发布相关行动计划，加快推进增量配电试点工作。

开放零售市场

在中国，电网公司一直是零售市场的单一卖方。本轮电改，中央政府决定开放零售市场，允许电网公司以外的其他参与者开展电力零售业务，从而在零售端引入市场竞争（NDRC，2015）。因此，包括中小企业（SMEs）、居民和农业用户在内的电力用户能够以市场决定的价格，而不是以政府规定的标杆零售电价购买电力。开放零售市场已取得了一定进展：

- 截至 2017 年，已注册的售电公司达到 3500 家。
- 通过售电公司交易的电量已超过广东、山东和安徽省的省级电力交易总量的 90%。
- 通过售电公司交易的电力已超过山西和云南省的省级电力交易总量的 30%。

交易中心以及监管委员会也陆续成立：

- 截至 2018 年 1 月，全国共建立了 35 个电力交易中心，包括国家电网地区的北京交易中心和南方电网地区的广州交易中心等区域交易中心，以及多个省级交易中心。
- 已针对电力交易中心成立了 26 个市场管理委员会。市场管理委员会的成员由发电公司、电网公司、电力销售公司、用电户和交易中心的代表组成。

火电灵活性

火电灵活性提升工程已在中国东北地区试点，并已证明可成功降低波动性可再生能源的弃电率（NEA，2016b）。中国东北地区的发电装机过剩，其发电装机中包括很多热电联产机组以及风电机组。在冬季为保证居民采暖，热电联产机组的负荷率维持在较高水平，导致该地区采暖季弃风较为严重。2014 年东北地区推出了辅助服务市场。该市场机制设计主要考虑激励燃煤热电联产机组灵活运行。若热电联产机组的负荷高于某一阈值（通常为

最大发电容量的 48%），则要求所有发电厂减出力，即在必要时减少发电量。然而，若发电厂的发电量低于阈值但又同时减出力，则阈值与实际发电量之差可获得额外补偿，补偿资金由不压减负荷的发电厂提供。与 2016 年相比，2017 年东北地区的可再生能源发电量增长了 22%，而装机容量仅增长了 2%，说明辅助服务市场实现了一定预期效果。东北辅助服务市场的经验现已推广到其他 7 个省区，将中国可再生能源弃电量从 2016 年的 110 亿千瓦时降低至 2017 年的 80 亿千瓦时（NEA，2017）。

优化规划流程

五年规划

中国在 1949 年建国初期采用计划经济体系，因此为所有重要经济领域制定了相应的五年发展计划。自 1978 年改革开放以来，中国经济向市场经济方向逐步发展，五年计划转变为五年规划。这些规划更多是为相关领域制定政策方向并提供指导（IEA，2017a）。

2016 年 3 月，国务院发布了关于经济和社会发展的“十三五”规划（2016-20 年）。在此基础上，国家发改委和国家能源局发布了有关电力行业以及煤电、水电、太阳能、风能、地热、生物质能等子行业的“十三五”规划（NDRC and NEA，2016c； NEA，2016c； NEA，2016d）。这些五年规划中列出了电力行业到 2020 年拟实现的主要目标、重点任务以及配套政策。表 1 总结了规划中的一些关键指标。

表 1. 选出的中国"十三五"规划中的关键电力行业指标

指标	2015 年	2020 年
总用电量(万亿千瓦时)	5.69	6.8-7.2
总发电装机容量(亿千瓦)	15.3	20
人均用电量(千瓦时)	4 142	4 860-5 140
能耗中的电力占比 (%)	25.8%	27%
非化石燃料发电装机容量(亿千瓦)	5.2	7.7
非化石燃料发电装机容量比例 (%)	35%	39%
非化石燃料用电量比例 (%)	12%	15%
太阳能发电装机容量(亿千瓦)	0.43	1.1
太阳能发电量(亿千瓦时)	396	1500
风电装机容量 (亿千瓦)	1.31	2.1
海上风电装机容量(万千瓦)	-	500
风电发电量(亿千瓦时)	-	4200
标准水电站发电装机容量 (亿千瓦)	2.97	3.4
大中型水电站发电装机容量 (亿千瓦)	2.22	2.6
小型水电站发电装机容量 (亿千瓦)	0.75	0.8
抽水蓄能水电站发电装机容量(亿千瓦)	0.23	0.4
标准水电站发电量(万亿千瓦时)	-	1.25
大中型水电站发电量(万亿千瓦时)	-	1
小型水电站发电量(万亿千瓦时)	-	0.25
核电装机容量(亿千瓦)	0.27	0.58
煤炭发电装机容量 (亿千瓦)	9	<11
天然气发电容量 (亿千瓦)	0.66	1.1
热电联产装机容量 (亿千瓦)	-	1.33
电动汽车充电基础设施	-	足以满足 500 万电动车需求
电气化(亿千瓦时)	-	+4500
从西部向东部输电(亿千瓦)	1.4	2.7

五年规划具有一定的灵活性，因其可在中期进行调整，例如："十三五"规划将于 2018 年年底开展评估和调整工作（NEA，2018e）。但是，如本章前面所述，规划程序仍需要考虑未来可能出现的各种因素。

长期发展战略

中国的五年发展规划可视为中期规划，主导能源行业未来五年发展。除此之外，中国政府也开始考虑能源领域的远期规划。 2016 年发布的《能源生产和消费革命战略》为所有能源领域相关规划和政策提供指导（NDRC and NEA，2016d）。该文件侧重于四个领域：能源消费、能源生产、能源技术、能源体制（包括国际能源合作需求）。其总体目标是实现更为安全、可持续、多样化和高效的未来能源体系（IEA，2017a）。电力行业没有专门的远期规划和战略文件，但《能源生产和消费革命战略》中包含的一些主要目标可为电力行业提供指导：

- 一次能源消费总量应保持在 6000 Mtce 以下
- 非化石能源在主要能源中的占比达到 20%左右
- 新增能源需求主要通过清洁能源来满足
- 能源消耗强度达到全球平均水平
- 非化石燃料发电量在总发电量中的占比力争达到 50%
- 超低排放燃煤电厂在燃煤电厂总数中的占比超过 80%
- 回顾气候变化承诺：到 2030 年，使单位 GDP 的二氧化碳排放量相对于 2005 年的水平降低 60-65%；二氧化碳排放量将在 2030 年左右达到峰值，并力争尽快达到峰值。

技术创新与电气化

分布式能源

中国的分布式能源在近十年来快速发展，尤其是天然气、光伏和风电 [12]。2010 年后，国家发改委等政府部门针对分布式天然气、光伏和风电等相继出台了相关政策。

中国的分布式天然气（DNG）项目开发可追溯到 20 世纪 90 年代末。自 2003 年中国内地开始建设分布式发电站以来，已经建设了若干分布式天然气项目 [13]，包括：北京燃气大厦、上海浦东国际机场和上海黄浦区中心医院。在过去十年中，中国政府不断推动发展分布式能源。截至 2015 年底，中国约建成 120 个分布式天然气项目，装机容量约为 140 万千瓦。

分布式天然气项目的主要用户包括工业园区、商用建筑、数据中心、学校、办公楼、综合公园和热电厂。这些用户的规模相对较大，并且需要持续的冷气、热力和电力供应。为上述用户提供能源的分布式天然气项目在装机规模上占总装机容量的 97%，在数量上占项目总数的 72.5%。工业园区分布式天然气项目装机容量相对较高，占总装机的 67.7%；

[12] 本节参考《中国分布式能源系统展望》展开讨论（IEA，2017）。
[13] 分布式能源站是小型发电设备，可以冷热电三联供，主要应用于商业建筑、机场、工业园区。

学校占 12.2%；商用建筑占 6.5%。在中国，满足建筑供冷、供暖和供电需求以及园区制冷、供暖和供电需求的项目分别约占分布式天然气项目的一半。由于各类园区和商用建筑有稳定的制冷、供暖和供电需求，因此通常选用单循环燃气轮机或联合循环燃气轮机作为主机。医院、学校、酒店和办公楼的用能需求较小且不稳定，因此通常选用小型燃气轮机或微型燃气轮机作为主机。

分布式光伏装机容量的增长速度高于集中式光伏发电装机增长（IEA，2018b）。2016 年，分布式光伏装机容量同比增长 200%。中国中、东部地区的分布式光伏规模增长非常强劲，居于前列的省份分别是：浙江、山东、江苏、安徽和江西。分布式光伏预计在未来几年增长更快，因为：

- 新出台的政策允许分布式发电项目自发自用、富余电力上网。在自发自用比例高的情况下，建设商用和工业用分布式发电项目可以显著节省电费（一般工商业标杆零售电价较高）。
- 先前制约发电商向接入同一变电站的多个用电户出售电力的政策已经取消，因此分布式发电项目的用户数量会有所增加，使其能够实现收入多样化并降低风险。

电力发展“十三五”规划鼓励分布式风电。一些内陆地区已开始规划利用当地资源来发展风电，为中小型风电投资企业带来新机遇。

多能互补、微电网、“互联网+”智慧能源

近年来，中国工业园区不断发展，微电网和新能源发电不断普及，投资模式也不断升级。技术方案在工业园区发展初期受到重视，但近期经济机制和商业模式也越来越受到重视。 2016 年，国家能源局开始探索多能互补技术方案，即将多种不同能源形式结合起来，作为建立“互联网+”智慧能源系统的关键措施之一。 2016 年底，国家能源局公布了首批 23 个采用多能互补综合能源的示范项目。

大多数示范项目是终端用户服务的综合能源供应系统。示范项目的设计和规划现已完成，但由于项目的复杂性和其他原因，有些项目尚未开始运营。此外，实际上在中国正式提出多能互补的概念之前，有些地方就已出现了类似的城市大型综合能源站示范项目。这些项目也是分布式燃气轮机和能源梯级利用的典范。

多能互补可以更加灵活地满足商业和工业项目的能源需求。工业园区内实现能源供给灵活性对园区内的企业有利，同时也侧面增强了大型电网能源供应的安全性和稳定性。由于中国未来新能源消费比重将越来越大，建设多能互补项目提供的灵活性可降低电力系统尖峰负荷并支持电网调频。

专栏 3. 贵州贵安多能互补项目

贵州省贵安云谷多能互补项目采用 1 种清洁能源+3 种再生能源，即天然气热电冷三联供和水源热泵、太阳能光热、压缩空气储能等 4 种能源，按照"以热定电""并网不上网"的原则，为总建筑面积约 50 万平方米的建筑物提供夏季制冷、冬季制热、全年生活热水以及电力等能源需求，项目设计总冷负荷 15165.4 千瓦，设计总热负荷 13303.9 千瓦，总发电功率 2.8 兆瓦。与常规中央空调系统、锅炉供热系统相比，制冷总装机容量减少约 45% ~ 55%，电力装机容量减少约 30 兆瓦，与设置分体空调相比可减少电力装机容量约 70 兆瓦。根据计划，到"十三五"末，贵安将建设完成 10 座多能互补分布式能源站和一个智慧能源管理中心，满足 43 平方公里的科技新城多种能源需求。

资料来源：People.cn（2017），贵安新区建设国内首座"1 + 3"多能互补分布式智慧能源站

专栏 4. 苏州能源微电网项目

协鑫工业研究院能源微网项目位于江苏省苏州市，是中国新能源微电网示范项目。综合应用了光伏、天然气热电冷联产、风能、低位热能（地源热泵、光热）、LED、储能等六种能源系统，有机结合组成能源微网。苏州协鑫能源中心一期项目建筑面积 19515 平方米，试验办公楼总能源消费需求（电力、空调用冷用热、卫生热水）计算负荷 1000 千瓦，比传统集中式能源系统节约 1000 千瓦左右。屋顶光伏可提供 350 千瓦的电能；天然气内燃机可提供 400 千瓦电能、400 千瓦热（冷）能，并配套 100 千瓦储能、风光互补、电动汽车、微电网、LED 等多项能源技术，自供能率超过 50%，整个建筑节能达到 30%以上。一次能源经过各种转换方式组合，以经济、高效的方式满足用户对照明、电机、电器、空调、采暖、生活热水、蒸汽等各种终端能源需求，实现能源的安全、高效、环保和可靠供给，节约相关能源投资 30%，降低单位能耗 40%，提高能源利用效率 40%，节能减排 50%以上。

协鑫能源微网的核心在于综合应用多种不同类型的能源，并充分考虑风能、太阳能等不同能源的特性，将其有机结合组成能源微网，对多种能源进行协同优化，同时向用户提供电、冷、热、气等不同类型的能源品种，满足用户的多种能源需求，提高了综合能源利用效率、降低了用户能源消费的总成本，达到节能减排、保护生态环境的目的。

专栏 5. 广东的"互联网+"项目

2017 年 3 月 28 日，南方电网在广州中新知识城建成南方电网区域内首个基于四网融合的"互联网+智慧能源综合示范小区"项目，小区内共有 21 栋楼，合计约 1450 户。电力光纤入户是整个项目的物理基础。光纤复合低压电缆将光缆与电缆合二为一，通过对不同运营商的网络接入，将电网、互联网、电视网、电话网融合为一张网，为电力、能源数据及智能家居控制数据等不同类型能源流和信息流的传输与互通提供了可能。电表、水表和气表智能化改造是整个项目的技术关键。电、水、气三表数据通过统一的集中采集设备和小区专用光纤网络实现计量表数据远传抄表，只需 10 秒即完成对一栋楼所有用户的抄表工作，有效提高准确度和工作效率。同时，可以实时进行远程控制和故障诊断，分析系统损耗，实现对电表、水表、气表等的"抄、算、管、控"一体化、智能化管理。

系统记录的电量可以精确到每个电器在不同时间段的情况。如每一天不同时段灯光、冰箱、电视、空调等电器的分别电量，为通过大数据分析深入了解用户需求提供了基础。进而，在四网融合和三表集抄的基础上，结合分布式能源、充电设施、智能家居、智能小区综合管理系统等其他模块，将能源与信息深度融合，形成电量、水量与燃气量消费的海量数据，充分了解用户的能源消费习惯、消费结构、消费特点，合理优化用户的电力、水、燃气等的消费支出。以此为切入点，结合具有不同场景模式的智慧家庭等技术，可以将这一项目升级推广到其他社区。而且，也可以将其应用到生产领域。比如，在企业生产过程中，每台用电设备的能耗高低、能耗结构、能耗时段，满足不同仓储设施温度和湿度要求的能耗结构优化等。

资料来源：中华网（2017），广州建成南方五省区内首个四网融合智能小区项目

数字化

以数字化连接为基础的商业模式的主要优点是能够收集和分析大量数据，并据此优化大量资产的使用。中国现已开始实际应用这种模式。

专栏 6. 远景能源的物联网平台

远景能源是中国的一家大型风机制造商，其于 2016 年 9 月推出了能源物联网平台 EnOS™，利用物联网、云计算、大数据等先进技术，连接和管理各类发电、用电、储电、输配电设备，目标在于让每个家庭、社区，甚至每个城市的各类能源设备协同运行，可以显著降低发电侧投资成本，实现对负荷的精准监测和管理，根据市场动态来实现能源供需平衡。

该平台的主要优点是将能源系统中的不同部分更好地结合在一起并进行优化，可以很好地应用于分布式能源。目前该平台已经被一些公共事业公司和能源企业使用。

资料来源：Envision（2017），EnOS™ 物联网平台

需求侧管理、需求侧响应

在中国，需求侧管理（DSM）一种供电管理手段。在 2003 年至 2008 年间，由于一些地区出现电力短缺，中国政府鼓励采用需求侧管理（CEC，2018）。中国主要有三种需求响应方式：

- 负荷转移：通过使用蓄热和储能设备来调整用户的能耗行为，同时应用峰值时段价格和可中断负荷补偿
- 节能：鼓励使用节能灯泡、高效电机、泵和变压器
- 更换发电资源：鼓励使用高效能源。

最近几年，中国开始发展需求侧响应（DSR）项目。最初该过程并不顺利。从制度上讲，小范围内的参与，以及无法充分反映市场平衡的标杆电价机制，使得需求侧响应资源受到限制。从技术上讲，中国信息交换系统的发展相对缓慢，因此很难在用户侧普及专门为峰谷电力计量而设计的智能电表。

2012 年，中国为需求侧响应试点城市出台了支持政策。试点城市可采取更灵活的需求侧响应政策，例如：补贴生产过程中可以中断负荷的钢铁企业，并降低需求侧响应示范项目的电价。同时，采用分时电价，根据负荷情况区分行业电价，以实现动态电力平衡。

表 2. 试点城市的需求响应发展

	需求响应规模	地方支持补贴	亮点	主要问题
北京	组织 17 家负荷聚成商共计 74 家用户实施需求响应，实现一次最高削减电力负荷约 7.2 万千瓦	目标配套资金 1 亿元	1）研究推动绿色债券、投融资模式、PPP 等新型融资落地 2）调整峰谷电价、促成跨区域风电交易 3）蓄冷空调技术实现突破 创新项目奖励模式	空调蓄冷等部分项目建设周期较长，实现响应需要有一定的建设周期
佛山	已成功实施 9 次不同层次的需求响应事件，最高的一次响应企业达 100 家，实际削减量达 9.4 万千瓦	截至 2015 年 11 月，地方自筹资金到位 7979 万元	1）编制并实行了蓄冷电价政策方案 2）编制了尖峰电价和需求响应电价方案 建成了完善、有地方特色的电力需求侧管理平台	1）受经济下行影响，企业节能节电改造意识下降 2）项目管理流程、资金申报流程长，降低企业积极性 3）尖峰电价与可中断电价因为管理问题暂未批复

苏州	共进行 1 次需求响应，共计 5 家负荷聚成商和 28 家用户，实际削减负荷 38 万千瓦以上		1）创建智慧用电示范企业和示范园区 2）推进并购上市 3）起草了峰谷电价时段优化与可中断电价方案	1） 低迷的经济形势影响试点项目建设进度 项目审核时间较长，影响企业的积极性
唐山	2015 年 11 月初将进行第一次需求响应，有 4 家企业参与，预计临时转移高峰电力负荷 11 万千瓦左右	截至到 2015 年 11 月，地方到位资金 738 万元	1） 采用电力先行指标进行经济运行预测预警分析 2） 外联内引发展服务产业 3） 因地制宜制定需求响应机制 4）调整工商业电价、峰谷电价、"双蓄"设备低谷电价	1） 平台功能受到国网制约尚未完全发挥作用 电价机制创新存在体制性困难

专栏 7. 江苏需求侧响应试行（2016 年 7 月 26 日，14:00-14:30）

2016 年夏季，江苏省在全省范围内试行了半小时电力需求响应。在此期间，共计减少负荷 352 万千瓦，参与用户达到 3154 户，包括工业用户和住宅用户。根据省政府发布的文件，实施尖峰电价的增收电费将全部用于奖励参与需求响应的用户。

电力储存技术

经过十多年的发展，中国的电力储存行业已从示范应用开始向商业化过渡。截至 2016 年底，中国储能项目的装机容量达到 2430 万千瓦，其中绝大部分来自抽水蓄能电站，电池储能占比较少，总量仅为 24.3 万千瓦。在电池储能项目中，锂离子和铅酸电池占主导地位。锂离子电池的份额最大，为 59%，与去年相比增长了 78%。 2016 年，新建电池储能项目的装机容量为 10.14 万千瓦，同比增长 299%。2016 年规划和在建的新兴电池储能项目的装机容量约为 84.56 万千瓦。

就储能市场的主要应用而言，分布式储能领域新增电力储存项目的装机容量同比增幅最高，为 727%，其次是可再生能源并网项目，增长 523%。在区域分布方面，新增电池储能项目大多位于西北和华东地区，储能主要应用于微电网。

2017 年 9 月 22 日，国家发改委、财政部和其他三个部门联合发布了《促进储能技术与产业发展的指导意见》（NDRC et al.，2017b）。该文件指出，"应鼓励发展需求侧分布式储能系统。应制定部署需求侧储能系统的准入标准，以指导和规范系统的建立。应鼓励有权管理配电网的电力公司和符合条件的住宅用户安装储能项目。应提高 DER 和需求响应的地方消耗率，以降低能耗成本。应鼓励探索相关商业模式。"

电动车发展

交通电气化是中国 2030 年能源战略规划中的重点发展方向。2012 年，中国发布了《节能与新能源汽车产业发展规划》，提出到 2020 年，中国电动汽车和插电式混合动力电动汽车的年产量将达到 200 万辆，累计产销量超过 500 万辆。2017 年，中国政府颁布了一项新能源汽车（NEV [14]）积分政策，该政策于 2018 年生效。该政策针对汽车行业的新能源汽车（PHEVs，BEVs 和 FCEVs）生产规定了最低要求，并通过积分交易机制提供了一定的灵活性。针对汽车制造商需要获得的新能源汽车积分数量规定了年度强制性最低要求。可通过生产或进口新能源汽车或向拥有额外积分的其他制造商购买 NEV 积分来获得积分（IEA，2018c）。

虽然电动车在替代石油方面尚未发挥非常显著的作用，但随着电动车的快速发展，电动车将在减少中国依赖石油进口方面发挥越来越重要的作用，从而提高能源安全性。从长远来看，电动汽车正在推动发展替代石油技术。据报道，中国正考虑制定一项计划，在未来禁止生产和销售汽油车和柴油车。

专栏 8. 中国的电动汽车补贴

中国公布电动汽车补贴计划为购买电动汽车的用户提供补贴。补贴水平取决于车辆的类型、效率和电池组能量密度等性能指标。2018 年 2 月，该补贴计划经过修订，降低了插电式混合动力汽车和短续航电池动力汽车的补贴水平，并提高了长续航电池动力汽车的补贴水平。此外，最终收到的补贴取决于汽车电池组的能量密度和效率，能量密度越高的电池技术和效率越高的车辆，积分越高。这些变化旨在推动原始设备制造商投资制造电动汽车，而注重电池性能将推动汽车制造商制造能量密度更高的电池。修订后的中国电动汽车补贴计划于 2018 年 6 月生效，在过渡期，电动汽车可按此前补贴水平的 70%获得补贴。

清洁采暖行动计划

中国北方地区在冬季采暖季频繁出现大范围雾霾天，引起中央政府的高度关注。 2017 年 12 月，中央政府启动了北方地区冬季清洁采暖行动计划，旨在逐步淘汰分散式煤炭和石油采暖（NDRC，2017 年）。

电采暖是北方地区清洁供暖的一种重要手段。政府采用补贴或行政手段降低电价，使一般居民用户可以承受电采暖费用。2017 年冬季，对于北京"煤改电"居民用户，政府规定采暖季度电按 0.2 元/度的标准进行补贴，最高补贴额度为 10000 度电。同一时期，河北省公布了冬季采暖季的居民电价，该电价远低于非采暖季居民电价。

[14] 新能源汽车包括插电混动式汽车（PHEVs）、电池电动车（BEVs）和燃料电池汽车（FCEVs）。

虽然目前电采暖成本较高，但它为实现冬季清洁取暖提供了一种可能的途径，若电力市场改革顺利进行，可预期采暖电气化将会被更为广泛采用。

本章小结

过去几十年来，中国经济的高速增长拉动电力需求的高速增长，从而使中国的电力系统成为世界上最大的电力系统。

这种前所未见的电力需求高速增长凸显了确保充足投资的重要性，而环境保护和系统效率则在这个阶段并非首要考虑目标。煤炭是中国唯一可以自给自足的自然资源，因此中国电力系统的装机结构长期以来由煤电主导。尽管近年来中国致力于构建多元化电力结构，以实现其环境和经济目标，但电力系统短期内仍不可能完全摆脱对煤炭的依赖。另一方面，中国新建了大量清洁能源，风电和太阳能发电装机容量排名世界第一。这种大规模电力装机增长恰逢电力需求增长放缓之时。这直接导致中国的煤电产能呈现过剩态势、煤电总体利用率低，而波动性可再生能源的增长也使得现有电力系统灵活性不足的问题日益突出。

为应对这些挑战，中国电力系统已经开始结构性转型。为了提升系统环境友好性，中国重点发展清洁能源，并设定长期目标，以期大幅减少对煤炭的依赖；为了提高系统总体效率，中国启动了以 9 号文为纲领的电力体制改革，并取得了实质性进展：已公布独立的输配电电价；通过电力交易机构进行电力交易；市场决定终端用户电价；并且正在实施第一批现货市场试点。

需要指出的是，完全实现这种深度转型绝非易事。实现更为清洁、高效的电力系统，满足 21 世纪中国经济社会发展要求，还需要面对诸多挑战。但是，世界范围内并非只有中国在努力解决这个问题。虽然其他国家的国情可能与中国有所不同，但了解其他国家的转型经验无疑有助于加快中国的电力系统转型。因此，本报告的后续章节将有针对性的介绍一些相关国际经验。

参考文献

CEC (China Electricity Council) (2017), 电力工业统计资料汇编 [Annual Book of Statistics for Power Industry], CEC, Beijing.

CEC (2018), 电力需求侧管理变革 [The transformation of Demand Side Management in the Power Sector], CEC, Beijing.

Envision (2017), EnOS™ platform for internet of things. http://www.envision-energy.com/energy-os/.

EPPEI (Electric Power Planning & Engineering Institute) (2017), 中国电力发展报告 [Development Report of China Power Sector 2017], China Electric Power Planning & Engineering Institute, Beijing.

IEA (International Energy Agency) (2006), China's Power Sector Reforms, Where to Next? OECD/IEA, Paris, https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/.

IEA (2016), Re-powering Markets: Market Design and Regulation during the Transition to Low-carbon Power Systems [重塑电力市场(低碳电力系统转型过程中的市场设计与监管)], OECD/IEA, Paris, www.iea.org/publications/freepublications/publication/REPOWERINGMARKETS.pdf.

IEA (2017a), World Energy Outlook, OECD/IEA, Paris, www.iea.org/weo2017/.

IEA (2017b), Status of Power System Transformation 2017, OECD/IEA, Paris, https://webstore.iea.org/status-of-power-system-transformation-2017.

IEA (2017c), Prospects for Distributed Energy Systems in China, OECD/IEA, Paris, https://webstore.iea.org/prospects-for-distributed-energy-systems-in-china.

IEA (2018a), Power Sector Reform in China: An international perspective, OECD/IEA, Paris, https://webstore.iea.org/insights-series-2018-power-sector-reform-in-china.

IEA (2018b), Renewables 2018: Analysis and Forecasts to 2023, OECD/IEA, Paris, https://www.iea.org/renewables2018/.

IEA (2018c), Global EV Outlook 2018, OECD/IEA, Paris, https://www.iea.org/gevo2018/.

IEA (2018d), Status of Power System Transformation 2018, OECD/IEA, Paris, https://webstore.iea.org/status-of-power-system-transformation-2018.

National Dispatch Centre (2017), 跨区域省间富余可再生能源电力现货交易试点规则（试行）[Pilot Rules of Inter-provincial Surplus Renewable Electricity Spot Market (Trial)], National Dispatch Centre, Beijing, https://pmos.sgcc.com.cn/pmos/index/infoList.jsp?itemid=215000#.

NDRC (National Development and Reform Commission) (2004), 印发关于建立煤电价格联动机制的意见的通知 [Opinions on the Establishment of a Coal-Electricity Price Linkage Mechanism], NDRC, Beijing, http://www.nea.gov.cn/2011-08/17/c_131054427.htm.

NDRC (2005), 电价改革实施办法 [Implementation Method for Power Price Reform], NDRC, Beijing, http://www.ndrc.gov.cn/fzgggz/jggl/zcfg/200505/t20050527_4698.html.

NDRC (2015a), 关于推进输配电价改革的实施意见 [Guidelines on Promoting the Reform of Transmission and Distribution Tariff], NDRC, Beijing, www.ndrc.gov.cn/gzdt/201511/W020151130314768607602.pdf.

NDRC (2015b), 关于推进售电侧改革的实施意见 [Guidelines on Promoting the Reform of Electricity Selling Side], NDRC, Beijing, www.ndrc.gov.cn/gzdt/201511/W020151130314768655379.pdf.

NDRC (2016), 中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要 [Outline of the 13th Five Year Plan for National Economic and Social Development of the People's Republic of China], NDRC, Beijing, www.ndrc.gov.cn/fzgggz/fzgh/ghwb/gjjh/201605/P020160516532684519514.pdf.

NDRC (2017), 北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021 年）[Clean Heating Planning for Northern Part of China (2017-2021)], NDRC, Beijing, http://www.nea.gov.cn/2017-12/27/c_136854721.htm.

NDRC (2018a), 全国光伏发电上网电价表[List of Feed-in Tariffs for Nationwide Solar Power Generation], NDRC, Beijing, www.ndrc.gov.cn/zwfwzx/zfdj/jggg/201712/W020171222354137560863.pdf.

NDRC (2018b), 全国陆上风力发电标杆上网电价表 [List of Benchmark Feed-in Tariffs for Nationwide Onshore Wind Power Generation], NDRC, Beijing, www.ndrc.gov.cn/zwfwzx/zfdj/jggg/201612/W020161228343602156002.pdf.

NDRC and NEA (2016a), 电力中长期交易基本规则（暂行）[Basic Rules for Medium and Long-term Trading of Electricity (Provisional)],NDRC and NEA, Beijing, www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201701/t20170112_834884.html.

NDRC and NEA (2016b), 有序放开配电网业务管理办法 [Methods on Orderly Release Distribution Grid Business], NDRC and NEA, Beijing, http://energy.people.com.cn/n1/2016/1202/c71661-28920324.html.

NDRC and NEA (2016c), 电力发展“十三五”规划 [13th Five Year Plan for Power Sector Development], NDRC and NEA, Beijing, www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbghwb/201612/P020161222570036010274.pdf.

NDRC and NEA (2016d), 能源生产和消费革命战略 (2016-2030) [Energy Production and Consumption Revolution strategy], NDRC and NEA, Beijing, http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201704/t20170425_845284.html.

NDRC and NEA (2017a), 关于有序放开发用电计划的通知 [Notice on Orderly Unloosing Power Generation and Consumption Plans], NDRC and NEA, Beijing, www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201704/t20170410_843769.html.

NDRC and NEA (2017b), 关于开展电力现货市场建设试点工作的通知 [Notice on Piloting Spot Market], NDRC and NEA, Beijing, http://www.nea.gov.cn/2017-09/05/c_136585412.htm.

NDRC and NEA (2018a), 关于实行可再生能源电力配额制的通知 [Notice on Implementing Renewable Energy Quota Scheme], NDRC and NEA, Beijing, http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:1SHtKOIUB0QJ:www.nea.gov.cn/137607356_15422460443781n.docx+&cd=2&hl=zh-CN&ct=clnk&gl=fr.

NDRC and NEA (2018b), 关于积极推进电力市场化交易 进一步完善交易机制的通知 [Notice on Promoting Market Trading and Further Improving the Trading Mechanism], NDRC and NEA, 2018, http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201807/t20180718_892653.html.

NDRC et al. (2017a), 关于深入推进供给侧结构性改革做好新形势下电力需求侧管理工作的通知 [Notice on Power Demand Side Management under the Supply-Side Structural Reform], NDRC et al. Beijing, http://www.gov.cn/xinwen/2017-09/26/content_5227721.htm.

NDRC et al. (2017b), 关于促进储能技术与产业发展的指导意见 [Guidelines for Promoting the Development of Energy Storage Technology and Industry], NDRC et al. Beijing, http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201710/t20171011_863186.html.

NEA (National Energy Administration) (1994), 电网调度管理条例实施办法 [Implementation of Regulations of Power Grid Dispatching], NEA, Beijing, www.nea.gov.cn/2011-08/19/c_131060578.htm.

NEA (2012), 可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法 [Interim Measures for Management of Renewable Electricity Subsidy], NEA, Beijing, www.nea.gov.cn/2012-04/06/c_131510095.htm.

NEA (2016a), 关于印发《电力规划管理办法》的通知 [Notice of Power Planning Management Regulations], NEA, Beijing, www.gov.cn/gongbao/content/2016/content_5145577.html.

NEA (2016b), 东北电力辅助服务市场运营规则(试行) [Operation Rules for North-east Ancillary Services Market (Trial)], NEA, Beijing, www.raypwr.com/DownFile/?ContentId=216.

NEA (2016c), 太阳能发展"十三五"规划 [13th Five Year Plan for Solar Power Development], NEA, Beijing, http://zfxxgk.nea.gov.cn/auto87/201612/t20161216_2358.htm.

NEA (2016d), 风电发展"十三五"规划 [13th Five Year Plan for Wind Power Development], NEA, Beijing, www.nea.gov.cn/2016-11/29/c_135867633.htm.

NEA (2017), 完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案 [Working Plan on Improving Electricity Ancillary Service Mechanism], NEA, Beijing, http://zfxxgk.nea.gov.cn/auto92/201711/t20171122_3058.htm.

NEA (2018a), 可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿）[Renewable Quotas and Assessment Methods (Draft for Comments)], NEA, Beijing, http://zfxxgk.nea.gov.cn/auto87/201803/t20180323_3131.htm.

NEA (2018b), 征求《关于实行可再生能源电力配额制的通知》意见的函 [Soliciting Opinionss for Implementation of Renewable Quota Scheme], NEA, Beijing, http://www.nea.gov.cn/2018-11/15/c_137607356.htm.

NEA (2018c), 关于健全完善电力现货市场建设试点工作机制的通知 [Notice on Promoting the Pilot Spot Power Market Construction], NEA, Beijing, http://www.nea.gov.cn/2018-11/19/c_137617389.htm.

NEA (2018d), 南方（以广东起步）电力市场运营规则体系（征求意见稿）[Southern Grid (starting in Guangdong) Power Market Operation Regulation (Draft)], NEA, Guangdong, http://www.in-en.com/article/html/energy-2272852.shtml.

NEA (2018e), 关于开展"十三五"电力规划中期评估及滚动调整的通知 [Notice on the mid-term evaluation and rolling adjustment of the 13th Five-Year Plan for Power Planning], NEA, Beijing, http://www.cnenergy.org/dl/201808/t20180808_675228.html.

People.cn (2017), 贵安新区建设国内首座"1+3"多能互补分布式智慧能源站 [The first Combining Complementary Energy Resource Finished in Gui'an City], http://gz.people.com.cn/n2/2017/0407/c194827-29981997.html.

RAP (Regulatory Assistance Project) (2015), Integrating Renewable Energy into Power Systems in China: A Technical Primer, RAP, Beijing, www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-e3-chinaelectricityplanning-2015-oct.pdf.

SERC (State Electricity Regulatory Commission) (2003a), 关于促进电力调度公开、公平、公正的暂行办法 [Interim Measures for Promoting Transparent, Fair and Equitable Power Dispatch], SERC, Beijing, www.gov.cn/gongbao/content/2004/content_62904.htm.

SERC (2003b), 关于建立东北区域电力市场的意见 [Opinions on Establishing Power Market in Northeast China], SERC, Beijing, http://finance.sina.com.cn/leadership/mroll/20130708/141916049734.shtml.

SERC (2008), 发电权交易监管暂行办法 [Interim Measures for Regulation on Generation Right Trading], SERC, Beijing, https://baike.baidu.com/item/%E5%8F%91%E7%94%B5%E6%9D%83%E4%BA%A4%E6%98%93%E7%9B%91%E7%AE%A1%E6%9A%82%E8%A1%8C%E5%8A%9E%E6%B3%95.

SERC (2009), 关于工业企业参与大用户直购电试点有关问题的通知 [Notice on the Relevant Issues Concerning the Participation of Industrial Enterprises in the Pilot Project of Direct Power Purchase], SERC, Beijing, www.miit.gov.cn/n1146285/n1146352/n3054355/n3057254/n3057265/c3539934/content.html.

SERC (2010), 2009 年度全国电力交易与市场秩序情况监管报告 [2009 Regulatory Report on National Electricity Trading and Market Order], SERC, Beijing, www.spic.com.cn/flgz/gfxwj/201301/P020130105510691871037.pdf.

State Council (1985), 关于鼓励集资办电和实行多种电价的暂行规定 [Interim Provision on Providing Incentives for Power Generation Financing and Implementing Multiple Electricity Tariffs], State Council, Beijing, www.china.com.cn/law/flfg/txt/2006-08/08/content_7059853.htm.

State Council (1996), 国务院关于组建国家电力公司的通知 [Notice on Establishing the National Power Corporation], State Council, Beijing, http://www.chinabaike.com/law/zy/xz/gwy/1333226.html.

State Council (2002), 电力体制改革方案 (国发 5 号) [Power System Reform Scheme (Document No. 5)], State Council, Beijing, www.gov.cn/zhengce/content/2017-09/13/content_5223177.htm.

State Council (2007), 节能发电调度办法 (试行) [Energy Conservation Dispatch Methodology (trial)], State Council, Beijing, http://www.gov.cn/zwgk/2007-08/07/content_708486.htm.

State Council (2013), 国务院机构改革和职能转变方案 [Plan for Institutional Reform and Duty Transformation for Ministries Affiliated to State Council], State Council, Beijing, http://www.npc.gov.cn/wxzl/gongbao/2013-07/18/content_1810932.htm.

State Council (2015a), 关于加快推进生态文明建设的意见 [Opinion on accelerating the construction of ecological civilization], State Council, Beijing, http://www.xinhuanet.com//politics/2015-05/05/c_1115187518.htm.

State Council (2015b), 关于进一步深化电力体制改革的若干意见（中发 9 号）[Opinions on Further Deepening the Reform of Power System (Document No. 9)], State Council, Beijing, http://tgs.ndrc.gov.cn/zywj/201601/t20160129_773852.html.

State Council (2018), 政府工作报告 [Working Report on Government], State Council, Beijing, http://www.xinhuanet.com/politics/2018lh/2018-03/22/c_1122575588.htm.

Xi Jinping (2017), 决胜全面建成小康社会 夺取新时代中国特色社会主义伟大胜利 [Secure a Decisive Victory in Building a Moderately Prosperous Society in All Respects and Strive for the Great Success of Socialism with Chinese Characteristics for a New Era], 19th National Congress of the Communist Party of China, Beijing, http://www.gov.cn/zhuanti/2017-10/27/content_5234876.htm.

第三章 电力系统转型与灵活运行

世界各国的电力系统正经历着史上最深刻的一次转型（IEA，2017a, b；2018a, b）。本章第一部分首先概述了这种转型背后的主要趋势：低成本风电和太阳能发电的崛起；电力系统数字化；分布式能源的发展。本章第二部分着重讨论了系统灵活性对电力系统转型的重要意义以及相关要素。本章第三部分和最后一部分重点阐述了电力系统转型对集中式能源和分布式能源的影响，其中第三部分使用大量国际案例作为讨论依据。

全球电力系统的三个趋势

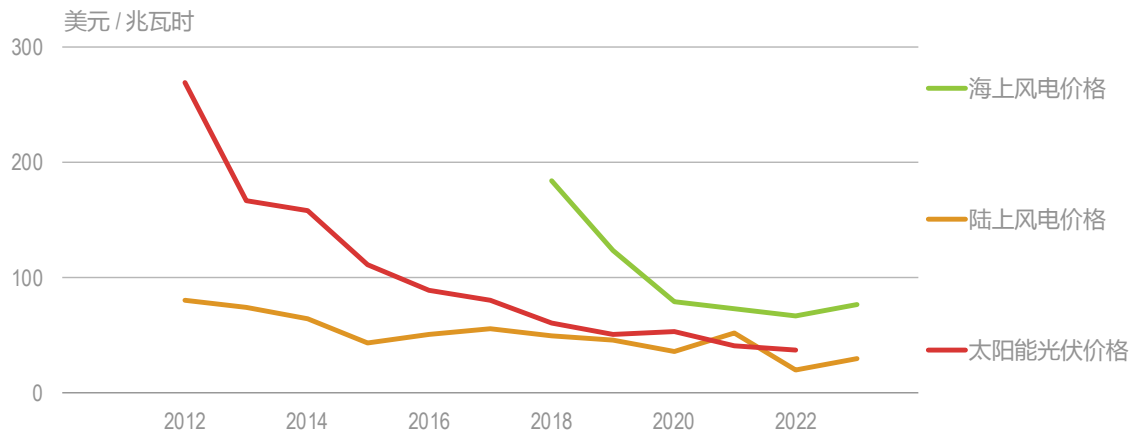
低成本风电和太阳能光伏（PV）发电

过去二十年，电力系统最大的变化是风电和太阳能光伏发电（本报告中合称为波动性可再生能源[15]，VRE）成本的大幅下降（见图7）。

太阳能光伏发电和陆上风力发电的全球平均平准化发电成本（LCOE；IEA/NEA，2015年；IEA，2016a）分别从2000年的500美元/兆瓦时和94美元/兆瓦时，下降到2017年的100美元/兆瓦时和71美元/兆瓦时（IEA，2018c）。成本下降的原因是技术的持续进步，以及设计完善的上网电价（feed-in tariffs, FIT）和竞价（competitive auction）体系所带来的价格下行压力（IEA，2018c）。通过研究未来项目的上网电价趋势，可以发现风电和光伏的成本仍在进一步下降。值得注意的是，光伏发电成本的下降速度超过了风电，在全球日照充足的地区，太阳能光伏即将成为成本最低的发电资源。风电最明显的变化是海上风电价格及成本的大幅度下降。

[15] 严格来说，波动性可再生能源技术包括风电、太阳能光伏发电、波浪能发电和潮汐发电，以及径流式水力发电。但目前的部署趋势中以风电和太阳能光伏发电为主，因此除另有说明外，本报告中使用 VRE（波动性可再生能源）是指风电和太阳能光伏发电。

图 7. 集中式风电和光伏发电的平均拍卖价格

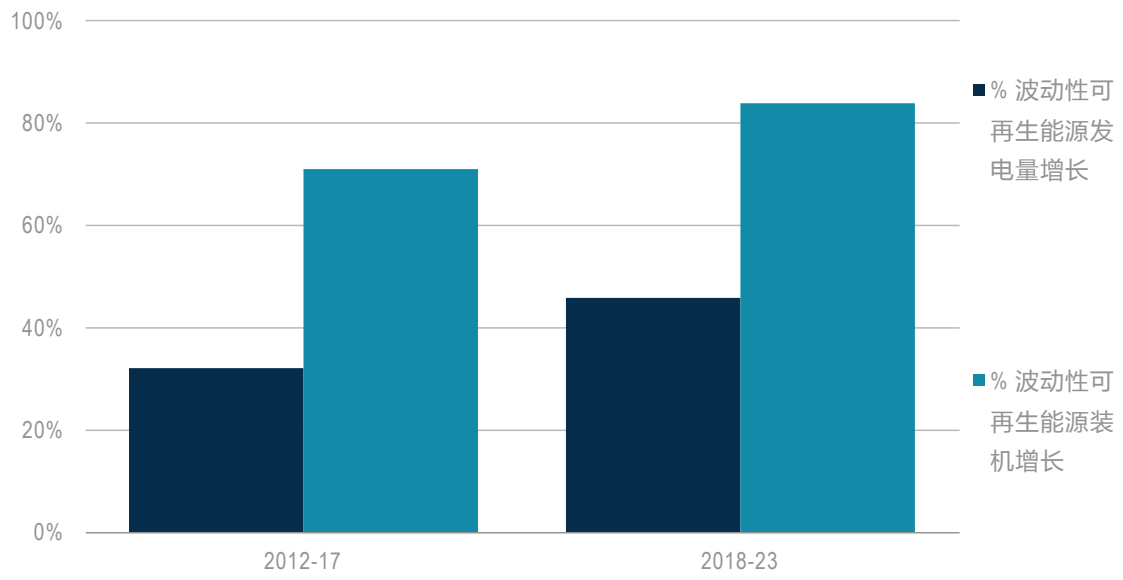


资料来源：IEA (2018c), *Renewables 2018*.

过去十年，波动性可再生能源（尤其是光伏）的成本显著下降。这两种发电形式将在越来越多的国家成为最具经济性的发电来源。

全球投资趋势也反映了这种变化：2017 年，可再生能源发电投资占全球发电投资总额的 66%（IEA，2018d）。IEA 预测，2018 年到 2023 年期间，波动性可再生能源装机增长将高达 84%，发电量增长将达到 46%（见图 8；IEA，2018c）。

图 8. 波动性可再生能源在全球装机容量增长和发电量增长中所占的比例，2018 年–2023 年



资料来源：IEA (2018c), Renewables 2018.

IEA 预测，未来五年，全球绝大部分装机容量增长和大部分发电量增长将来自波动性可再生能源。

在 IEA《世界能源展望》定义的情景中，以波动性可再生能源为主的可再生能源将成为最主要的发电来源。在《世界能源展望》的核心情景（“新政策情景（New Policy Scenario）”，关于情境定义的详细信息见“2035 中国电力系统转型的路径”一章）中，可再生能源成为最大的发电来源，其中波动性可再生能源占全球发电量的 21%（IEA, 2018b）。另一个核心情景可持续发展情景（Sustainable Development Scenario）中则包括了有助于实现气候、能源可及性和地方空气质量目标的措施。在该情景中，2025 年之前可再生能源就成为最大的电力来源，而到 2040 年，波动性可再生能源占全球发电量的 35%，成为最大的发电来源。

波动性可再生能源还将带来促成电力系统改革的其他三个主要因素。首先，波动性可再生能源发电厂采用数字化设计，采用电力电子技术连接到电网（IEA，2014），一些新型装机的还可以通过软件进行控制。其次，波动性可再生能源发电厂采用模块化设计，可以建成超大型发电厂（如中国的超大型基地），或者分布式发电。尤其是太阳能光伏发电在分布式部署方面具有巨大潜力，如屋顶光伏发电（IEA，2017a，2017c）。最后，由于波动性可再生能源的技术特点，如气候导致的波动性和不确定性，电力系统灵活性变得更加重要。下文将对这三个趋势展开讨论。

数字化

电力系统改革最重要因素之一是数字化[16]。数字化社会经济活动层面是大趋势，而在能源行业，电力系统可能最早受到这种深刻变革的影响，并且受到的影响也最为强烈。在传统意义上，由大型发电厂负责发电，通过输配电网络向住宅、商业、工业和交通行业的终端用户交付电力。这种模式即将迎来巨大的变化。

数字化可以更好地将电力需求和整个系统实时状态相匹配，使无数消费者和发电企业有机会出售电力、为电网提供有价值服务并从中获益。数字化的关键因素是连通性。保证连通性可以联接、监控、聚合和控制大量能源生产单位和用电设备。这些资产可以是住宅屋顶太阳能光伏系统、小区锅炉或电动汽车。

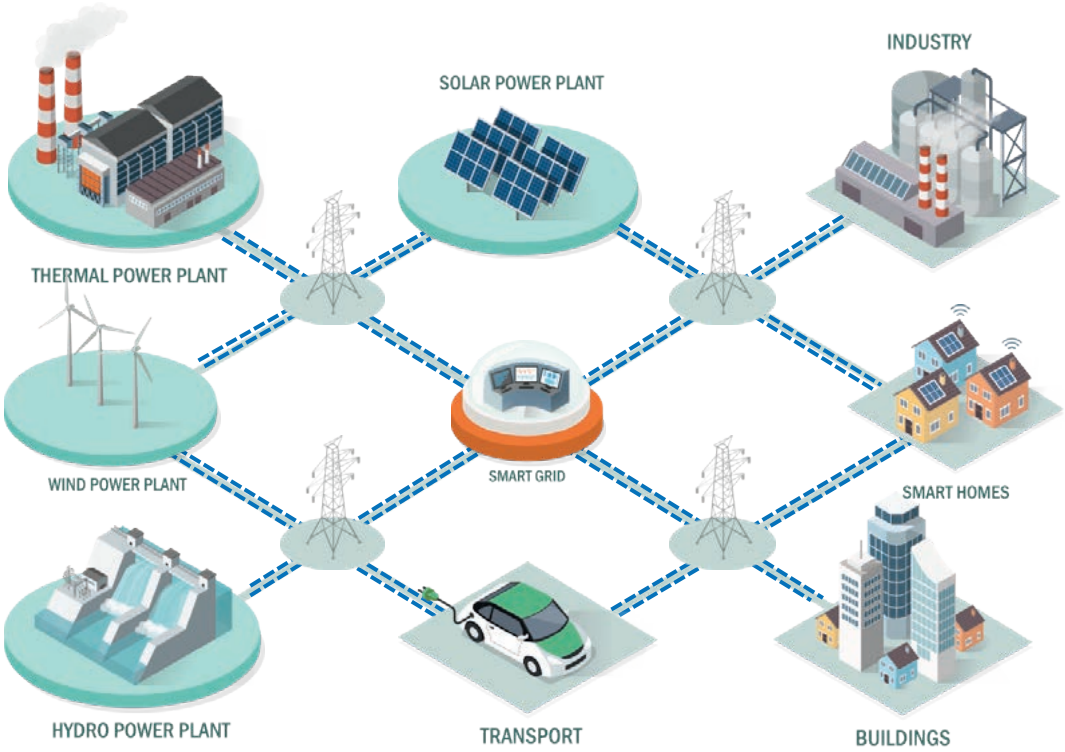
随着先进电表测量与通信技术的日益普及，施行实时电价和需求响应成为可能。需求响应，不论是对价格信号的含蓄响应（用户根据价格信号自主做出决定），还是明确响应（通过专门的合同协议），都将影响电力系统未来的格局。在现代化电力系统当中，需求侧将逐渐从被动向主动转变，有助于消纳可再生能源，满足电力系统日益多样化的需求。从系统规划者的角度，需求侧更为积极的响应有助于主动塑造负荷曲线，经济有效地满足日益变化的系统需求。

[16] 本节的讨论内容依据 IEA（2017d）。

数字化的推进可能催生出高度互联的系统，从而模糊掉传统供电企业和消费者之间的界限，为小范围能源交易和电网服务创造更多机会（图 9）。此外，数字化可用于创建大型平台，整合和优化能源系统不同部分的各种互联设备（IEA，2017c）。

数字化带来的最显而易见的结果之一是分布式能源的发展。随着新型分布式能源（见下一章节）的快速增长，小范围局部需要更密切的系统稳定性监控，这是推动这种变化的主要动力。在不同的市场结构中，数字化可能带来利益相关者责任的变化，甚至产生新的管理角色。在全球电力系统中，设立新的运营管理岗位依旧有很大空间，需要深入研究电力系统中的重要技术岗位，以及当前在各种机构群体中如何整合这些岗位。

图 9. 数字化支持的互联能源系统示意图



资料来源：IEA (2017d), Digitalisation and Energy

数字化前的能源系统为单向能量流动和明确的分工；数字技术实现了多方向能流和高度一体化的能源系统。

分布式能源的兴起

分布式能源通常是模块化或小型技术，支持终端用户在本地发电，并根据系统需求调整用电时间。这与一个多世纪以来传统电力系统自上而下的结构形成了鲜明对比。分布式能源应用多种技术，包括分布式发电、储能和能效等。除了能效等已经成熟的分布式能源

技术以外，近几年出现的三个新趋势分别是屋顶太阳能光伏发电、电动汽车和下一代电力供暖技术的兴起（程度有限）（IEA，2017a）。政策支持是这三项技术未来发展的关键。

分布式太阳能光伏发电

2010 年至 2017 年，全球分布式光伏装机中，住宅太阳能光伏发电的装机容量从 1060 万千瓦增长到 5100 万千瓦（IEA, 2018c）；商业和工业级装机容量增长超过 7200 万千瓦，2017 年达到 9860 万千瓦。同期，规模以上光伏装机增长了 2.16 亿千瓦，2017 年总装机容量达到 2.25 亿千瓦（IEA，2018c）。

2017 年，住宅及商业太阳能光伏发电装机容量合计占美国太阳能发电总装机容量的 40%，在德国这一比例达到 72%。2016 年，澳大利亚有 16%的家庭安装了屋顶太阳能光伏系统，其中南澳大利亚达到 26%，昆士兰达到 25%。夏威夷安装屋顶太阳能光伏发电的家庭占 15%，比利时和德国分别有 7%和 4%的家庭安装了屋顶太阳能光伏系统（IEA，2016a）。未来五年，全球分布式屋顶光伏发电装机容量预计将增加超过一倍，至 2023 年将达到 1.2 亿千瓦。

电动汽车

2017 年全球新增电动汽车销售量创纪录的超过 100 万辆[17]，比 2016 年增长 54%。电动汽车[18]占挪威 2017 年汽车销售量的 39%。按照销售份额计算，挪威是全世界最发达的电动汽车市场。冰岛和瑞典是另外两个极为成功的市场，2017 年电动汽车销量市场份额分别达到 11.7%和 6.3%。中国的电动汽车销量占全球总销量的一半以上，2017 年电动车销售市场份额占比达到 2.2%。

全球电动汽车保有量继 2015 年和 2016 年相继突破 100 万辆和 200 万辆大关之后，2017 年超过 300 万辆，较 2016 年增长了 57%（IEA，2018e）。2017 年，中国拥有最大的电动车保有量，约占全球总量的 40%。作为全球第二大电动汽车市场，美国的电动汽车销量不足中国市场的一半。

其他交通模式的电气化同样发展迅速，尤其是电动自行车和公共汽车。2017 年，电动公共汽车的销量约为 10 万辆，电动自行车的销量达到约 3000 万辆，中国市场贡献了这两种车辆的绝大部分销量。

与电动汽车兴起密切相关的是充电基础设施的增长。[19]2017 年，全球住宅和工作场所的私人充电设施约 300 万台，是家庭和车队使用最广泛的电动汽车充电设施。私人住宅充电桩（主要为公共汽车）数量接近 36.6 万，大部分位于中国（IEA，2018e）。

---

[17] 本节的讨论内容依据 IEA（2018e）。

[18] 电动汽车是指电池电动汽车（BEVs）和插电式混合动力汽车（PHEVs），而不包括混合动力电动汽车（HEVs）。

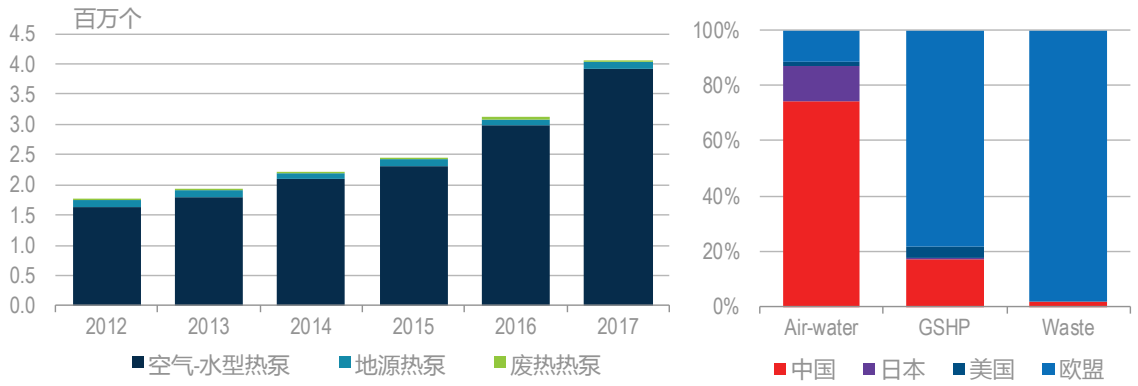
[19] 电动汽车供电设备是指电动汽车的充电桩和充电基础设施。

电力清洁供暖

热泵将在供热电气化方面发挥关键作用：热泵使用低碳能源增加空间供热量的成本效益最高，而可再生能源发电的增长将进一步提高热泵的环境效益[20]。在芬兰等国家，热泵已经被用于在需求响应系统中提高电力系统的灵活性（IEA，2018d）。此外，热泵也越来越多地被用于区域供热和工业中的大规模应用。

2017 年全球热泵年销量超过 400 万台，比 2012 年的 180 万台增长了一倍以上，年增长率达到 30%；中国的年增长率达到了 93%（见图 10）[21]。目前市场上以空气-水型复合热泵系统为主（占比 97%），其次为地源热泵（3%），其销量自 2012 年以来首次出现增长。中国的热泵销量占全球总销量的 72%，其次分别是欧盟（14%）、日本（12%）和美国（2%）。规模相对较小的废气或废热回收热泵技术主要位于欧洲，用于居民建筑和工业建筑（3 万台）（BSRIA，2018）。用于供热的可逆空气-空气型热泵在欧洲销量最高，但没有可用的全球数据。因此，虽然目前无法确定全球市场的具体规模，但肯定大于图 10 中所示的规模。

图 10. 2012 年-2017 年全球热泵销量（按热泵技术）（左图）和 2017 年的区域份额（右图）



资料来源：BSRIA (2018), World Renewables: Heat Pump Market.

过去几年全球热泵销量一直在增长，而中国是空气-水型复合热泵最重要的市场。

近几年来，许多国家（包括中国、日本、美国和欧盟国家）通过上至中央政府、下至地方级的支持政策，以及对新建项目和翻新项目的建筑规范要求，积极鼓励热泵部署。

[20] 本节的讨论内容根据 IEA (2018c)

[21] 全球数据基于英国建筑服务研究与信息协会（BSRIA）的信息，覆盖了奥地利、比利时、芬兰、法国、德国、爱尔兰、意大利、荷兰、挪威、西班牙、瑞典、瑞士、土耳其、英国、捷克共和国、波兰、斯洛文尼亚、美国、中国和日本。数据包括空气-水型热泵、地源热泵和废热热泵，但不包括空气-空气型热泵（仅有欧洲地区的数据）。

中国使用热泵取代燃煤锅炉的关键驱动因素之一是空气污染防治。多个欧洲国家实施了对燃气或燃油锅炉的禁令，并对新建筑和翻新项目实行更严格的能源绩效规定，促进了供热的电气化。此外，修订后的可再生能源指令 2030 年供热目标，以及有关热泵供热的各种激励措施（资本拨款、退税、减税等）、建筑规范和专门电费等，可能进一步促进热泵部署。

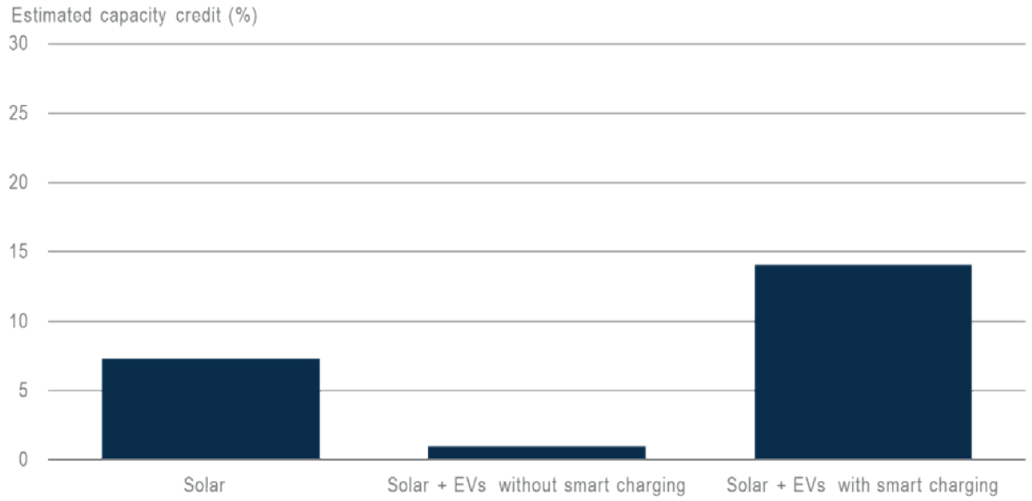
对电力系统的影响

随着电力系统转型的继续推进，配电网可能成为清洁可靠、经济有效的能源系统的核心组成部分。这一结果将取决于下列趋势：

- 大范围采用分布式能源，将这些能源变成供电系统重要的组成部分
- 借助数字化和智能终端设备的有效集成，大量采用需求响应
- 供热与交通电气化

相应的协调工作必不可少。促进公路交通电气化对电力需求和电网的影响就是一个恰当的例子。对电动汽车如果不加以控制，电动汽车的增长可能对电力系统产生诸多不良影响，例如：峰值需求增加、输电网络超载、可再生能源并网难度加大等问题。例如，泰国最近对可再生能源并网的研究发现，没有采用主动管理的电动汽车充电降低了光伏发电的有效容量，而智能充电可以对此起到改善效果（见图 11）。这个例子也显示出电动汽车与波动性可再生能源系统接入之间的重要关系。本章下一节将重点阐述电力系统灵活性这一关键概念。

图 11. 电动车对光伏发电容量可信度的影响，2036 年，泰国



注：情景中假设太阳能光伏发电年度平均渗透率为 10.87%，峰值需求 4,800 万千瓦，电动汽车总量为 120 万辆。

对电动汽车充电必须有序管理，才能使电力系统获得最大效益。

系统灵活运行能力是电力系统转型的核心

灵活性用于衡量电力系统在相关时间尺度内，以可靠且具有成本效益的方式管理供需波动性和不确定性的能力。随着波动性可再生能源的日益增长，系统灵活运行能力变得更加重要（IEA，2018a）。充分考虑波动性可再生能源并网的一系列基本要素，有助于了解电力系统灵活性要求。第一、波动性可再生能源发电企业的固有属性，影响了不同部署阶段的系统转型，增加了灵活性需求。第二、了解灵活性要求的不同时间范围和部署框架至关重要。第三、本节将探讨系统资源角色的重新定义所产生的相关影响。

波动性可再生能源发电企业的特性

波动性可再生能源发电的五种技术特性，使它们有别于火电厂等传统发电企业，主要表现为：一、最大发电量随气候状况（如风、日照条件）而波动；二、对波动情况预测的准确性取决于预测时间，通常数小时内的预测结果会比数天内的更加准确；三、通过功率转换器技术与电网连接[22]，这种技术可确保电力系统的稳定性，例如发生意外停机之后；四、主要为模块化结构，多数为分布式发电；五、不同于化石燃料，风能和太阳能无法运输，而其资源最丰富的地区往往距离负载中心距离较远。风电和太阳能光伏发电有相似之处，但也存在许多区别（表 3）。

表 3. 风电与太阳能光伏发电的区别概述

	风电	太阳能光伏发电
发电厂波动性	在次季节尺度上通常具有随机性；地方气候状况可能有一定的规律。	行星运动（天数，季节），有统计叠加（云、雾、雪等）
集中时的波动性	通常具有很强的地理平滑化效应。	若形成"钟型曲线"，则效益有限。
集中时的不确定性	发电的曲线与时间未知。	一种已知发电曲线的比例因子未知。
爬坡	取决于资源；极端事件通常较少。	频繁发生，基本确定，具有重复性，波动幅度较大。
模块化	社区为最小单位。	家庭为最小单位。
技术	非同步电网连接和机械能发电。	非同步电网连接和电子发电。
设备利用率	约 20%至 50%。	约 10%至 25%。

资料来源：IEA (2017e), Getting Wind and Sun onto the Grid: A Manual for Policy Makers

波动性可再生能源系统接入的不同阶段

波动性可再生能源并网会对电力系统产生多种影响。这些影响并非突然出现，而是随着波动性可再生能源渗透率的提高而逐步增多。IEA 对系统接入划分了不同阶段，可用于

[22] 直接连接到电网的旧风力涡轮机技术除外。

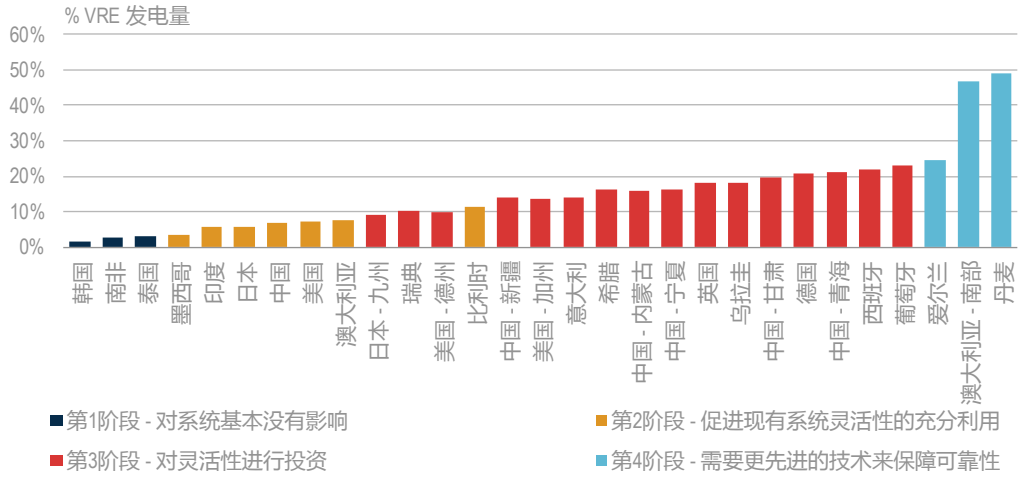
定义随着波动性可再生能源渗透率不断增加时电力系统受到的影响，以及由此导致的并网问题：

- **第 1 阶段：**已部署第一批波动性可再生能源发电厂，但对系统基本没有影响；只会造成极少的局部影响，例如在发电厂的并网点。
- **第 2 阶段：**随着波动性可再生能源发电厂数量的增加，负荷与净负荷 [23]之间的变化日益明显。改进系统运行方式以更充分地利用现有系统资源，通常足以满足系统并网要求。
- **第 3 阶段：**供需平衡难度更大，需要系统性地提高电力系统灵活性，而现有设施和改进运行方式难以满足这一要求。
- **第 4 阶段：**在某些特定时段（电力需求低、波动性可再生能源发电量高），波动性可再生能源发电量足以提供系统大部分电力需求——这种情况下需要对系统运行和监管方式做出改变。从运行的角度，这一阶段涉及到电力系统在系统受到扰动后迅速响应的方式，因此这个阶段与电力系统的稳定性有关。从监管的角度，这个阶段可能涉及到规则调整，使波动性可再生能源发电也要向提供频率响应服务，如一次调频和二次调频。
- **第 5 阶段：**此阶段增加波动性可再生能源意味着其发电量经常超过电力需求，如果没有额外处理方式，将导致出现负净负荷的结构性过剩，增加弃电风险。将用电需求向波动性可再生能源发电量较高的时期转移，以及通过电气化创造新需求，可以解决这个问题。另外一种可能性是增加与相邻系统的电力交换。在这个阶段，某些时期的需求可能完全由波动性可再生能源发电供应，不需要火电提供负荷。
- **第 6 阶段：**在这个阶段，提高波动性可再生能源占比的主要挑战是：在风能和太阳能可用率持续较低时（比如数周）如何满足电力需求，以及供应不易于电气化的应用需求。因此，这个阶段需要季节性储能，以及应用氢等合成燃料。

全球多数国家目前都处在第 1 和第 2 阶段。但未来五年，随着波动性可再生能源部署加快，越来越多的国家会进入第 3 和第 4 阶段。值得注意的是，对各国进行的阶段划分只是符合大致情况，尤其是对于幅员辽阔的国家而言。例如，虽然中国波动性可再生能源占比在国家层面影响依旧有限，但有些省份已面临与相对后期阶段有关的问题（见图 12）。

[23] 净负荷是指预测负荷与波动性可再生能源发电量的差。

图 12. 不同国家及中国部分省份波动性可再生能源并网阶段划分，2017 年



世界各国处于不同的可再生能源并网阶段。一个国家内的某个地区可能处于比全国平均水平更高或更低的阶段。

可以利用这个框架，考虑成功并网可能需要解决的不同挑战（见表 4）。

表 4. 并网第 1 至第 4 阶段的相关影响概述

	属性（随着各阶段的推进累加）			
	第 1 阶段	第 2 阶段	第 3 阶段	第 4 阶段
从系统角度的特点总结	在整个系统层面，波动性可再生能源发电容量并不重要	系统运营商关注到波动性可再生能源发电容量	随着供需平衡的起伏加大，灵活性变得更重要	稳定性变得重要。在个别时间，波动性可再生能源发电容量满足近 100%的需求
对现有发电企业的影响	负荷与净负荷之间没有显著差异	净负荷的不确定性和波动性没有显著提高，但为了消纳波动性可再生能源，现有发电企业需要对运行模式做出小幅调整	净负荷波动性加大。运行模式有较大差异；连续运行的发电厂数量减少	没有发电厂全时运行；所有发电厂调整发电量，以消纳波动性可再生能源
对电网的影响	靠近并网点的地方电网状况（若有）	极有可能影响地方电网状况；电网内电力潮流转移可能导致输电阻塞	受到不同地点气候状况的影响，电网内电力潮流模式出现显著变化；电网高压和低压部分之间双向电力潮流增加	要求电网强化，改善电网在扰动后恢复的能力
挑战主要取决于	电网中的本地状况	需求和 VRE 发电量的匹配情况	灵活资源的可及性	系统承受扰动的强度

资料来源：IEA（2017e）风电与太阳能发电并网：政策制定者手册，OECD/IEA，巴黎。

波动性可再生能源对于电力系统的影响，随着并网阶段的深入而逐步提高。

系统灵活运行的不同时间尺度

维持电力稳定供应需要在所有时间尺度内（从瞬时到数年）平衡供应和需求，因此需要考虑不同时间尺度的系统灵活性。为理解不同的灵活性需求，以及满足灵活性需求的不同机制，本篇报告将灵活性分为了短期（从亚秒到数小时）灵活性、中期（从数小时到数天）灵活性和长期（从数天到数年）灵活性（见表 5）。短期灵活性需求受到电力系统技术特点的影响，包括电压和频率管理等对系统稳定性至关重要的特点。长期灵活性需求来自天气和季节性因素，与容量和资源的可用性有关。

本报告的短期灵活性部分重点讨论系统频率[24]。供需不平衡导致频率偏差，代表供应过剩或不足。在确定适当的技术和监管方案过程中，系统频率是需要考虑的关键因素之一，尤其是在波动性可再生能源占比提高的情况下。

关于长期灵活性，未来资源组合的不确定性同样值得关注——因为它关系到持续投资。一个重要的考虑因素是非波动性可再生能源组合。非波动性可再生能源组合应该足以满足系统在偏离预期波动性可再生能源发电比例的情况下的系统稳定性需求。

除了技术层面，实现灵活性还需要在其他领域采取措施，下文将详细讨论。

表 5. 电力系统灵活性的不同时间尺度

灵活性类型	超短期灵活性/稳定性	极短期灵活性	短期灵活性	中期灵活性	长期灵活性	极长期灵活性
时间尺度	亚秒到数秒	数秒到数分钟	数分钟到数小时	数小时到数天	数天到数月	数月到数年
问题	在非同步发电占比较高时，保证系统稳定性（电压和频率稳定）	在波动性发电占比较高时，保证短期频率控制	应对更频繁、更快速和更不可预测的供需平衡变化，进行系统调节	提前一小时和一天，确定可用发电资源的运行计划，应对系统状况	解决因特定天气出现导致的波动性发电的长期供应过剩或不足	平衡波动性发电的季节性和年际可用性与电力需求
与系统运行和规划的下列领域有关	动态稳定性（惯性响应，电网强度）	主一次和二次频率响应，包括自动发电控制	自动发电控制，经济调度，平衡实时市场，调节	经济调度适用于提前一小时，机组组合适用于提前一天	机组组合，调度，充裕度	水火电协调，充裕度，电力系统规划

备注：AGC = 自动发电控制；ED = 经济调度；UC = 机组组合

资料来源：IEA (2018a), Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility

[24] 电压控制方面未展开详细讨论。

系统灵活运行的不同层面

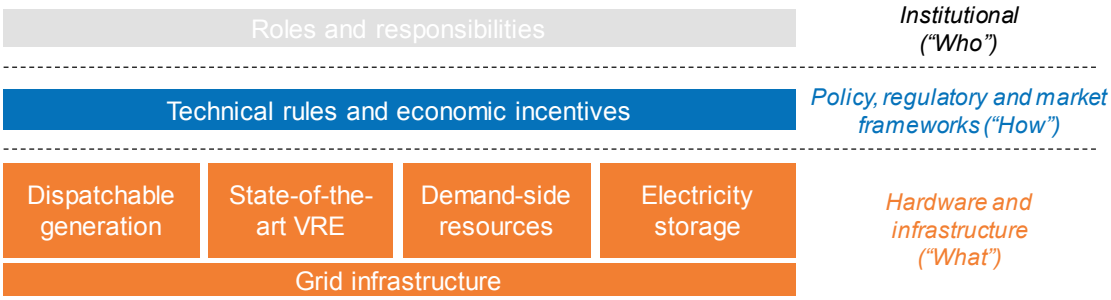
电力系统的灵活性可根据三个要素确定（IRENA，IEA and REN21，2018）：

- 可行的技术方案（硬件和基础设施，即“是什么”）
- 采用这些技术解决方案的所需经济激励和其他设计（政策、监管和市场框架，即“怎么做”）
- 不同参与方提供灵活性的职责与责任（体制机制，即“由谁做”）。

例如，为提高需求侧灵活性，可能需要专门设备对负荷进行远程控制（硬件和基础设施）；在支持灵活性并提供适当经济激励的市场设计中，电价可能需要随时间推移发生波动（政策、监管和市场框架）；应允许灵活性整合商等新企业参与（体制机制）。支持系统灵活性必须综合考虑这三个方面（见图 13）。

- 硬件与基础设施：系统灵活性中的“是什么”
- 硬件和基础设施是指提供电力系统灵活性的技术资源，包括设备本身及其提供的灵活性服务。它代表了电力系统灵活性中的“是什么”。
- 政策、监管和市场框架 — 系统灵活性中的“怎么做”
- 政策、监管和市场框架向电力系统利益相关者提供信号，影响对硬件和基础设施的投资与运营，以实现灵活性目标。这些框架影响系统灵活性硬件和基础设施的部署与运行。
- 制度：系统灵活性中的“由谁做”
- 制度层面包括参与提供系统灵活性的各方以及利益相关者在电力系统运营与规划方面的职责与责任。重要的相关方包括政策制定者、电力公司、系统运营商、发电厂运营商、需求侧资源、监管机构和能源行业投资人。制度层面还与连接监管方和利益相关方的规则密切相关。

图 13. 系统灵活性的不同层面



资料来源：IEA (2018a), Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility

技术、经济和制度政策层面会相互影响，因此必须综合考虑，以提高电力系统的灵活性。

重新定义系统资源的角色

系统灵活性的重要性日益上升，对电力系统中的所有资源产生了深远影响。本节着重探讨三个主要转变：发电和储能各自对系统的贡献（电量贡献 vs 系统贡献），电网的角色转变，以及主动调整需求的措施。

不同的发电量贡献和电力调节贡献

一直以来，基荷发电厂、中载发电厂和调峰发电厂通过提供适当的能源和容量组合，以最低成本满足特定部分的电力需求。从技术的角度，这些发电厂在设计时考虑到了具体的运行条件。从经济的角度，这些发电厂基于对其运行小时数的预期进行投资决策。今天的新一代技术有着截然不同的成本结构和技术特点，它们大规模进入电力市场，对许多现有发电厂的灵活性提出了更高的要求，有些情况下可能需要减少现有发电厂的运行时间。

为了应对这种变化，必须根据发电厂对系统可提供的两种不同贡献进行考虑：（1）基本电量贡献和（2）调节性电量贡献。

基本电量贡献用于衡量发电厂在何种程度上能够提供低成本电力，以满足特定时段需求。在传统电力系统中，发电量贡献较高的发电厂相当于在波动性可再生能源较少、以火电技术为主的系统中以接近最大负荷运行的基荷煤电厂或核电厂。在实行经济调度、成本最低优先的电力系统中，波动性可再生能源占比很大，且发电量贡献率相当大。无论何时只要有可利用风光资源并能保证系统接入，这些波动性可再生能源发电厂即进行满负荷运行——因为这些发电厂的运行成本接近于零。

调节性电量贡献用于衡量发电厂在何种程度上能够在特定时段为提供系统电量需求，以及其他关键系统服务。因此如果一座发电厂能够持续系统需要时启动发电，说明该发电厂的调节性电量贡献。在传统电力系统中，开式循环燃气轮机发电等调峰发电厂对系统的调节性电量贡献较高。这些调峰发电厂虽然每年运行的时间较短并且启动次数较少，但它们对系统的贡献在于：系统可以在需要时随时调用，即提供了重要的系统价值。

根据机组对基本电量与调节性电量的贡献，可以据此得出普遍意义上发电机组的分类。这种方法在传统电力系统中类似于基荷、中荷和调峰发电厂分类。

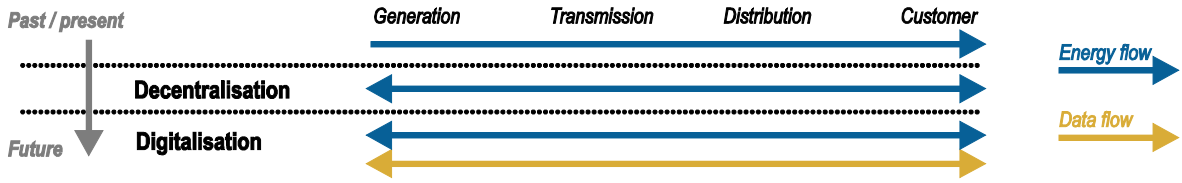
值得注意的是，传统方法是按照系统对发电机组的使用方式对发电机组进行角色定位，而不是根据机组在技术设计上可以提供、或理论上能够对系统做出的贡献。当电力系统采用新的运行方式后，传统意义下贡献基本电量的电厂可能转而提供调节性电量，如：传统燃煤发电厂从提供基荷向提供平衡容量和系统价值的转变。

从系统贡献的角度研究系统资源的好处在于可以比较替代性资源类型。例如，电池储能的反应速度和精确度，使其可以用于与开式循环燃气轮机机组类似的电力调节贡献。

电网的进化

传统意义上，电网设计主要用于从集中运行的发电机组输送电力满足负荷。然而，随着分布式发电比例的提升和电网组件的智能化，局部电网可以促进电力和数据的双向流动，从而在电网的各层面上实现更多交互（图 14）。

图 14. 分散化和数字化对局部电网的影响



资料来源: IEA (2017a), *Status of Power System Transformation 2017: System Integration and Local Grids.*

分散化和数字化的结合带来了电力与数据的双向流动。

中低压电网通常将来自于高压电网的电力被动输送到更低电压的终端用户。有关配电基础设施的规划标准，通常基于对未来电力需求简化的、保守的假设。这些标准一旦落实，基本不需要主动管理，因此系统运营往往就变成了清理故障和在必要时更换组件。小型家庭用户的负荷曲线相对简单且基本相同，因此通常只需要每年一次或每隔几个月查一次表。负荷通常不需要主动管理——夜间使用优先的简单系统除外（如电供暖、热水器等）（IEA，2017a）。

上述模式已经开始发生变化。当前有诸多驱动因素将改变局部电网的规划和运行方式，包括分布式能源的大幅增加、数字化、商业模式创新和电力、供热和交通部门的跨部门耦合等。未来，这些趋势可能给这一部分能源系统带来实质性的改变，使其在更可靠、更具有成本效益和更清洁的能源系统中具有更重要的地位（IEA，2017a）。

从被动需求到负荷调整

电力系统转型应该考虑到需求侧集成这个广义概念。需求侧集成比需求响应、需求管理的概念内涵更加丰富，且包含了对于能效的全新诠释。实际上，随着波动性可再生能源占比的日益提高，通过更好地匹配电力需求和波动性的电力供应，可将波动性可再生能源并入电力系统。可行的措施不仅包括动态调整电力消费，还可以采取更广泛的干预措施，调整需求与可用供电更加匹配。可以通过四个途径实现这个目标：

- **动态负荷转移。**这类负荷调节会考虑短期或实时信息和控制信号，调整电力消费。最为重要的是，这类负荷调节并不会减少总电力消费，只是改变了消费的时间。例如，储水式电热水器每天可能需要充电四小时，但充电时间可以灵活选择。因此，如果在

一天中数个小时内风电发电量突然增长，则可以调整到在此期间进行充电。某些电力消费大户也开始有类似的应用。

- **动态负荷削减。**与动态负荷调整相反，动态负荷削减可以在关键时段减少电力需求，且不需要在稍后恢复该需求。例如，在电价极高时让某些工商业用户临时停产。如果电力成本在数个小时内超过了同时段维持生产的附加价值，动态负荷削减可以使消费者从中获益。
- **通过提高能效结构性减少电力需求。**例如，在住宅建筑内使用 LED 照明取代低效照明，在阳光照射水平较低或无日光的时段结构性减少负荷——这样就能够更好地匹配负荷与光伏发电量。
- **通过电气化结构性增加电力需求。**依照并网阶段划分的章节中所述，从第 5 阶段开始会出现波动性可再生能源发电的结构性过剩。光伏发电的发电量过剩主要集中在中午，风电过剩则集中在多风天气。这些时段若没有电力需求，就需要弃风弃光，波动性可再生能源的市场价格和系统价值会非常低。因此，通过工业、供暖、电气运输化、或将电力转化为其他能源，将是可行的选择。

在总结了系统资源角色的一般性转换之后，后面两节将更加深入地分析集中式和分布式资源。

对集中式系统资源的影响

前文讨论了推动电力系统改革的主要因素，并确定灵活性是电力系统转型的关键因素。作为对上述内容的补充，本章剩余部分将从技术角度，着重探讨传统能源和可再生能源如何提高系统灵活性, 其潜在的挑战和可能的政策选择。

热电厂的运营机制转型

特别是随着波动性可再生能源渗透率的提高和系统资源涵义的拓展，传统发电厂的运行情况可能发生变化。由于波动性可再生能源发电的运行成本极低，因此对电力系统而言，最经济的方式是接受所有可用的波动性可再生能源发电，关闭运行成本更高的传统发电厂，同时利用电网基础设施、需求响应和储能资源等更为经济的系统灵活性资源。但为了维持系统稳定性，继续运营的其他传统发电厂必须有能力消纳风电和太阳能光伏发电。为保证成本效益和可靠性，传统发电厂必须具有灵活运行能力，并且可以在波动性可再生能源发电量较低时满足提供电力。在这种全新的运行条件下，传统发电厂的运行时间和发电量可能减少。

发电厂的灵活性取决于四个主要参数：

- **稳定运行负荷范围：**是指在有足够时间进行负荷调整时，发电机组可以稳定运行的工况范围。发电厂的最低稳定运行工况是指稳定运行范围的下限，最高稳定发电量为上限[25]。稳定运行范围越大，发电厂运行的灵活性越高。
- **爬坡率：**是指在稳定运行范围以内升/降负荷的速度。向上和向下爬坡率取决于发电厂的技术特性和控制系统的技术属性。
- **最低运行时间和最低停机时间：**是指发电机组必须 a）在与系统同步后保持开机（最低运行时间），或 b）在被停用时保持停机（最低停机时间）的时间限制。这些时间限制的决定因素是传统火电技术的技术限制或经济因素。
- **启动时间：**是指进行可用发电的提前通知时间，即达到最低稳定发电量水平所需要的时间。根据发电厂的运行状况，启动时间可进一步分为冷启动、暖启动和热启动。这种分类与发电厂的温度有关，取决于运行周期的间隔时间（火电厂停机后数小时内将保持高温）。冷启动需要的时间最长，热启动的时间最短。在启动过程中，发电厂不能提供服务。

从简单的经营改善到全方位的改造投资，有许多种方案可用于从现有发电厂获得额外的灵活性。更新经营指导原则和提供适当的价格信号，对于适当平衡因磨损增加或再投资导致的额外成本至关重要。IEA（IEA，2018a）讨论了对传统发电厂的多种经营改善和改造方案。下文（专栏 9）介绍了德国一座褐煤火电厂通过升级改造，提供更多灵活性的例子。

专栏 9. 旧有燃煤发电厂改造增加灵活性

RWE 旗下的 Neurath 发电厂位于德国格雷文布罗赫，是一座提供基荷的褐煤火电厂。该电厂共有五个机组，总容量 220 万千瓦，1972 年至 1975 年期间投入运行。西门子在 2012 年 8 月完成了对 4 号和 5 号机组的改造，用于满足德国和欧洲波动性可再生能源占比提高所带来的更高灵活性要求。此次改造的目的是提高两个机组的（极）短期灵活性（主要频率和次要频率控制）。改造采用了先进监控技术（即所谓的"高级状态-空间机组控制"）和其他技术干预手段（凝结水节流、热泵预热器部分关闭和给水优化，辅助控制和燃料控制等）。该发电厂经过改造之后，技术能力大幅增强（见表 6）。

资料来源：西门子提供的案例研究信息，2018 年 3 月；西门子（ND）

[25] 根据机组类型和运行方式，还可能有其他方式定义的最低稳定发电量，例如经济、应急和环境最低发电量。

表 6. 各机组的性能参数

参数		改造前性能	改造后性能
最低稳定负荷	万千瓦	44	27
最大向上爬坡率	万千瓦/分钟	0.5	1.5
最大向下爬坡率	万千瓦/分钟	0.5	1.5
主要频率控制（30 秒以内）	万千瓦	1.8	4.5
次要频率控制（5 分钟以内）	万千瓦	0	10

将可再生能源与系统需求相匹配

波动性可再生能源发电厂的发电量，受制于风能或日光等主要资源的瞬时可用性。因此，将波动性可再生能源视为一种灵活性资源，似乎不符合逻辑。但在风、光资源充足的情况下，波动性可再生能源具有显著的灵活性。波动性可再生能源发电不需要预热，因此几乎可以实现瞬时启动和停止。这些发电项目的发电量可在较大范围内变化（取决于风能和太阳能的可用性水平），且可在极短时间内完成升/降负荷（IEA，2016a；REserviceS，2013a/b）。 此外在个别情况下，持续、少量弃电可视为一种额外的灵活性选择，使波动性可再生能源发电保持一定的发电量裕度。在这种情况下波动性可再生能源发电可以提供运行备用，最终增加波动性可再生能源并网发电量。

但目前，系统运营商并没有充分利用波动性可再生能源获取系统灵活性。这主要有三个原因：一、上文提到的运行模式需要系统能够直接、自动对波动性可再生能源进行控制，这往往难以实现（到目前为止）。二、为得到足够精度的发电量信息，必须建立并充分测试波动性可再生能源发电量预测系统。三、监管与市场设计必须支持波动性可再生能源发电参与，这通常需要调整现有市场设计。例如，尽管提前数天预测风力发电量往往不够准确，但提前几个小时甚至更短时间的预测却非常可靠。这意味着系统运营商需要更频繁、更接近实时地获取灵活性信息，从而充分利用波动性可再生能源。未来数字化技术的进步能够进一步提高预测精度。

越来越多的示范项目和现场测试证明了大规模波动性可再生能源发电项目提供灵活性是可行的。实际上，国际经验证明了优化波动性可再生能源的使用有助于节约电力系统成本（比如减少需要调度火电厂的次数，从而降低其燃料消耗），减少波动性可再生能源弃电（专栏 10）。

专栏 10. 太阳能光伏发电的灵活运行

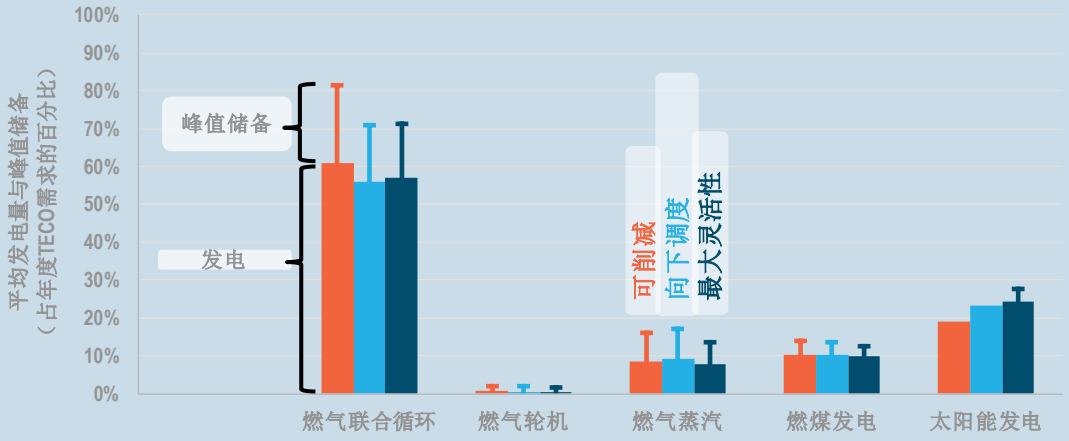
开发波动性可再生能源的先进控制技术和运行策略有助于改变电力公司的固有观念，从而将波动性可再生能源视为并网解决方案的一部分。例如，Energy+Environmental Economics 公司近期受 Tampa Electric Company 委托进行的一项研究（发起方为 First

Solar）表明，完全释放光伏发电的灵活性能够大幅节约系统运行成本，即使光伏年渗透率达到 28%。

该项研究评估了四种运行模式：

- 必需：太阳能光伏以全功率发电，电网运营商则通过"可调度资源"满足"净负荷"。
- 可削减：计划外弃电方案。
- 向下调度：提前计划的弃电方案。
- 最大灵活性：向下和向上调度方案都可选。根据实时最大发电量估算，维持稳定的峰值储备，保证最大灵活性。

各情景下的平均发电量与峰值储备



资料来源：Energy and Environmental Economics, Inc. (2018), Investigating the Economic Value of Flexible Solar Power Plant Operation.

简而言之，报告显示：控制实际弃电水平，保证峰值储备，可增加光伏发电的总平均占比，有助于节约系统成本（如 0）。另外一项研究结果是，以最大灵活性模式运行的光伏发电厂，降低了储能的运行价值（若两者均提供频率控制服务）。但由于更多的平衡需求、更高的弃光率和储能的系统容量价值等原因，在光伏渗透率较高的情况下，储能依旧有价值。

政策制定者需要考虑两个重要因素：1）确立明确的基准化指引，以及 2）对光伏运营商从施行优先调度的固定电价向最大灵活性模式转换的激励措施。

第一个因素需要监管确认最大潜在发电量的测量标准，确定追溯性验证向下或向上调节实际实现情况的程序。

向最大灵活性模式转变的激励措施，则主要取决于发电厂上网电价中的收入风险，以及在电网约束的情况下，发电企业的弃电能否获得补偿。但在这种特定情况下不存在这个

问题，因为波动性可再生能源发电的弃电不会获得补偿。此外，使用自动控制单元需要安装适当类型的逆变器和光纤网络，以精确管理发电厂运行。这种运行方式仅适用于新装置，因此只有新项目可以落实鼓励灵活性的自动发电控制要求和补贴。

资料来源：Energy and Environmental Economics, Inc. (2018), Investigating the Economic Value of Flexible Solar Power Plant Operation, www.ethree.com/wp-content/uploads/2018/10/Investigating-the-Economic-Value-of-Flexible-Solar-Power-Plant-Operation.pdf.

与之前的波动性可再生能源发电技术相比，系统友好型波动性可再生能源可用于减少对更昂贵的灵活性资产的需求。为此，调整现有支持机制以提供适当的激励可能很有必要。此外，可以通过修改辅助服务资格预审要求和调度参数，为波动性可再生能源灵活性提供公平补偿。下一章将详细讨论增加提供灵活性的技术多样性的可行方案。

采用先进电网方案的必要性持续增加

电网基础设施是唯一一种能够带来双重效益的灵活资源：一、调和较大地理区域的波动性可再生能源发电量，减少灵活性要求。实际上，在较大范围内部署若干风电和太阳能光伏发电厂能够有效消除其短期波动性。二、电网基础设施可以更高效地整合不同的灵活资源。因此在电网基础设施投资成本最优的前提下，基础设施数量会随着系统中波动性可再生能源占比的提高而增加。

扩建电网基础设施总体来讲比新增波动性可再生能源需要的周期更长。受到监管制度和公共支持/反对意见的限制，建设新输电线路通常需要 5 年至 20 年的时间。相比之下，即使在行政许可流程复杂的情况下，波动性可再生能源项目的开发时间为 3 至 5 年，明显短于输电线路建设时间；如果行政许可流程简化，项目开发甚至可能仅需要几个月时间。因此，电网基础设施会落后于波动性可再生能源装机增长（这个问题可以通过规划解决，见下一章与规划相关的部分）。

部署先进的电网解决方案

每条输电线路通常都有一个输送电力的额定容量。与电流有关的温度升高导致的线路弧垂，往往会限制输电线路的容量。确定输电线路容量的传统方法是基于最坏假设（低风速、高环境温度、高太阳辐射）（IEA，2014）。之后，将基于这种假设确定的输电线路容量用于各种实际情况。但一条线路的实际输电容量受到温度的影响：低温时，线路的实际容量可能高于额定容量（IEA，2017a）。

输电线路动态增容可用于增强可用输电容量，不需要建设新线路。输电线路动态增容（DLR）将实际运行和环境条件考虑在内，接近实时计算出输电线路的容量，而不是假设一个固定容量（IEA，2017a）。利用动态增容，系统运营商（SO）可以随时利用可用的额外容量，从而减少对输电投资的需求。

在风电和太阳能发电量（个别情况下）水平较高时，输电线路动态增容能够缓解输电阻塞，从而减少弃电。动态增容对许多系统产生了显著影响，例如西班牙、英国、爱尔兰、德克萨斯和澳大利亚（专栏 11）的系统（DOE，2014）。动态增容的影响取决于系统的具体情况（IEA，2017a）。

专栏 11. 澳大利亚雪域的输电线路动态增容

为提高输电容量、减少阻塞风险，新南威尔士的输电网络服务提供商 TransGrid 采用了输电线路动态增容。系统采用了气象站实时监控和记录的天气数据。这些实时数据使 TransGrid 能够了解线路的状况，从而更有效地管理和运行线路。

TransGrid 预计风电发电量较大会导致雪域至悉尼的 330 千伏输电线路严重阻塞。因此，TransGrid 通过输电线路动态增容，允许在高风速时提高输电线路容量，减少阻塞从而减少弃风。根据澳大利亚能源市场运营商的统计，输电线路动态增容可将雪域至悉尼的 330 千伏线路输送电量增加约 400 兆瓦。

资料来源：AEMO（2014），独立规划评估：附件 A — Transgrid 项目评估报告。

柔性交流输电系统（Flexible Alternating-Current Transmission System，FACTS）是改善现有容量使用的另外一种方案。此类设备基于高功率电子技术，为系统提供实时可控性——主要效果是提高输电效率和可靠性[26]，柔性交流输电系统可以增强网络可控性和系统稳定性，在输电网络的关键节点增强电力输送能力。使用柔性交流输电系统设备可以快速灵活地控制网络状况。该类设备可在不干扰系统的情况下，使输电线路的运行更接近额定容量，提高现有网络的利用率，有助于解决波动性可再生能源可能导致的输电线路阻塞问题（IEA，2017a）。

改善现有电网使用的另外一种技术是移相器。移相器可控制特定线路的电力潮流，从而改善现有输电线路的输送容量[27]。移相器使用现有资产，以经济可靠的方式管理电力潮流，是交流电输电网络的重要组成部分，可在两个大型可靠独立网络的连接点控制有功电力潮流。移相器被越来越多地用于管理系统内的电力传输，减少因波动性可再生能源发电并网导致的电网阻塞（IEA，2017a）。

[26] 有两类柔性交流输电设备：晶闸管设备和电压源换流器设备。最常用的柔性交流输电设备为静态无功补偿器（SVC）、晶闸管控制串联电容器（TCSC）、静止同步补偿器（STATCOM）、静止同步串联补偿器（SSSC）和统一潮流控制器（UPFC）。

[27] 移相器的基本功能是通过调整输电线路输入和输出电压之间的相移，控制有功功率。

部署大规模储能

电能存储是指可以吸收电能并能在未来释放电能的所有技术。电能存储技术可以提供从快速频率响应到大型能源储备等多种服务，覆盖了从超短时间尺度到长期时间尺度，可帮助应对与波动性可再生能源带来的挑战（表 7）。

表 7. 对电力系统储能服务的定性说明

	应用	说明
发电	可再生能源并网 — 大规模	时移可再生能源发电量，用于优化电网并网，减少弃电
	可再生能源并网 — 爬坡	优化短期可再生能源发电量，改善电能质量，避免失衡
电网运行	频率控制	使用不同响应模式，通过电力增加/减少，维持供需平衡。
	输配电升级延迟	延迟网络基础设施升级
	输配电阻塞	因避免因现有基础设施超载风险而产生的重新调度或本地价格差异
	无电源启动	网络中断后，不使用外部电源恢复发电厂运行
	电压支持	通过无功电源/抑制比维持网络的电压水平
用电	峰值电源	减少在峰值时段由网络供应的需求，从而减少电网收费
	备用电源	在网络故障时供电，保证电力质量和可及性
	可再生能源自用	最大程度使用自发电力，减少向网络的电力输出
	账单管理	将用电时间从高电价时段转移到低电价时段，减少电费支出
市场	能源套利	在批发或零售市场中，在低价时购买电力，在高价时售出

受到套利机会的驱动，过去 40 年各国部署了大量储能技术，尤其是抽水蓄能（PSH）技术。最近，电池储能技术的成本迅速下降，虽然该项技术并不适合季节性储能，但在未来电力系统的短期灵活性方面可以发挥重大作用。最后，合成燃料可再转换为电力，适用于季节性储能。

优化抽水蓄能的应用

抽水蓄能（PSH）是目前最成熟、应用最广泛的储能技术。全球装机容量为 1.53 亿千瓦，其中 0.29 亿千瓦位于中国。虽然在许多国家，该项技术的未来发展受限于选址地理因素和公众接受度等问题，但从 2018 年至 2023 年，抽水蓄能水电的预计装机增长量仍将达到 0.26 亿千瓦（IEA，2018c）。

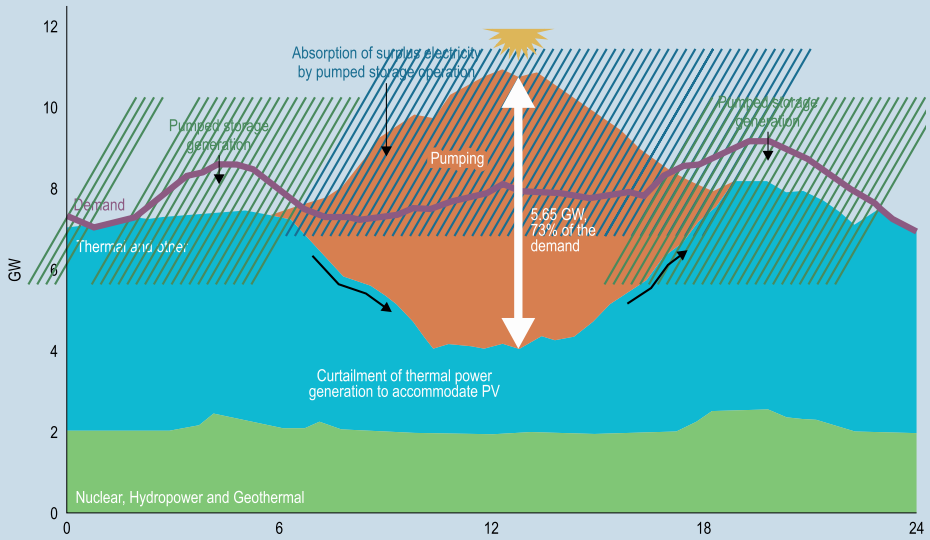
抽水蓄能可向电网提供各种服务，包括各类短期和中期灵活性服务。但由于这项技术已经成熟，未来降低成本的潜力有限。 然而随着现代化的发展，系统灵活性需求的提升可能会为抽水蓄能的部署带来新的机会。

专栏 12. 日本九州将现有抽水蓄能水电用于太阳能光伏发电并网的创新

作为一个资源匮乏、多山地的国家，日本开发了 2200 万千瓦水库水电厂，为二战后国家经济的快速增长提供了重要支持。此外，日本自上世纪 60 年代以来开发了 2700 万千瓦抽水蓄能水电，为有效利用核电厂等相对不灵活的发电厂提供支持。东日本大地震之后，只有有限数量的核电厂恢复运行，因此目前日本的抽水蓄能水电站也被用于其他不同用途。

位于日本西南端的九州岛光伏装机容量为 600 万千瓦，峰值负荷 1600 万千瓦，最低日间负荷 800 万千瓦，在特定时期的瞬时光伏渗透率超过 70%。这种状况促使当地开发具有成本效益的运行模式，即：优化火电、水电和抽水蓄能等现有资源。当日间有大量低成本光伏产生电力时，抽水蓄能水电站为抽水模式，在上游水库蓄水，在夜间出现峰值需求而太阳能光伏发电量减少时则放水发电。抽水蓄能还能支持火电厂以最低稳定水平运行，而不是在白天完全停机。

避免波动性可再生能源弃电的发电组合管理



资料来源：Kyushu Electric Power Co., Inc.

电网级电池的多功能性

电池储能是一种基于逆变器的技术，其优势之一是能够迅速精确地调节功率输出。电池储能的主要约束因素是功率调节范围和响应持续时间——这主要取决于调度电池时其充电状态。技术方面的通用性决定了电池储能可用于满足各种系统灵活性需求，如快速爬坡满足突发峰值需求，以及超短期灵活性需求等。

没有哪种应用会持续需要储能技术的全部容量。因此，闲置容量可用于提供额外服务，如收入堆叠，提高储能盈利的可能性等。为了在满足不同系统需求的过程中产生收入，政策制定者需要消除现有的制约因素，如调整备用市场的最低竞价规模，因为电池可能因规模较小无法参与竞价（Stephan et al，2016）。美国的 841 号法令就已经对此进行了调整。

各国对电池储能的部署在规模和应用方面存在差异。欧洲的电池装机容量中，超过 5000 千瓦的超大型电池占较大比例。原因有很多，例如德国北部的大型电池试点项目被视为在高风电渗透率的区域缓解电网压力的替代选择。WEMAG Schwerin 电池项目在 2014 年的装机容量为 5000 千瓦，2017 年增加了 1 万千瓦，用于为该地区约 80 万千瓦风电装机容量提供频率调节，平衡发电量。

英国同样采用了大型储能，最近英国鼓励大型储能发电厂参与国内容量市场。由 Statera Energy 所有和运营的 Pelham 电池储能发电厂在 2017 年投入运营。该发电厂的发电量为 4.9 万千瓦，可以通过频率调节和容量市场获得收入。

在欧洲以外的其他地区也有大量超大型电池储能项目，用于满足特定需求。澳大利亚的 10 万千瓦 Hornsdale 电池项目是全球最大的电网交互型电池储能项目，通过批发市场和频率调节市场获得收入。

专栏 13. 澳大利亚 Hornsdale 电池项目降低辅助服务成本

南澳大利亚的太阳能和风能资源丰富，因为激励政策到位，波动性可再生能源装机容量迅速增加。2017 年风电占 36%，屋顶光伏发电占 14%。如果需求较低，且波动性可再生能源丰富，则风电的最高偶发渗透率可达到 143%，光伏则可以达到 41%[28]。爬坡速度同样重要。风电发电量的最大变化可达到 76.3 万千瓦/5 分钟，因此需要更多快速响应性资产以应对波动性可再生能源供电量的波动。

10 万千瓦 Hornsdale 电池项目由 Neoen 运营，靠近一座 31.5 万千瓦的风电场。该项目可参与不同市场，因此可以通过频率控制市场和批发市场套利获得收入。为此，该项目保留了 7 万千瓦约 10 分钟的储能容量，用于提供辅助服务，并保留 3 万千瓦约 4 小时储能容量，用于批发市场套利。

该项目凭借其响应速度和准确度，成功取代了煤电机组，用于维持电网频率。

电池不仅可用于维持系统平衡，对频率控制和辅助服务市场同样有显著影响。项目投入运营四个月内，频率控制辅助服务价格下降了 90%。在南澳大利亚，该电池项目在频率控制辅助服务市场占到 55%的份额。在整个澳大利亚，需求响应和大型电池储能在频率控

[28] 最高偶发渗透率：装机容量与最低负荷之比。

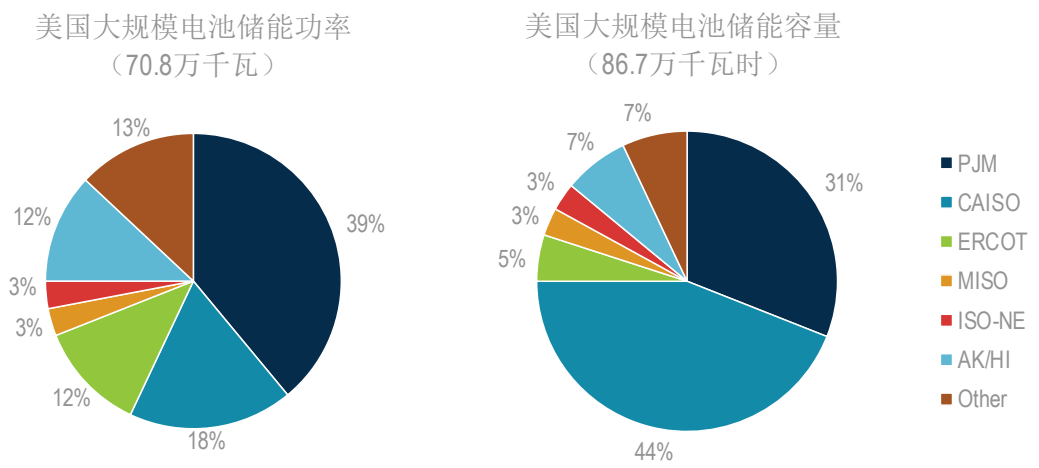
制辅助服务市场的占比达到 20%。

但大型电池的优势，需要与日益提高的灵活性需求保持平衡。这一点非常重要，因为虽然频率控制辅助服务价格大幅下降，但市场规模还在持续扩大，市场饱和的可能性和低价格可能导致类似的大型项目面临融资困难。

资料来源：AEMO (2018), Initial Operation of the Hornsdale Power Reserve Battery Energy Storage System, www.aemo.com.au/-/media/Files/Media_Centre/2018/Initial-operation-of-the-Hornsdale-Power-Reserve.pdf

直到最近，美国电池储能市场的电池容量一直低于欧洲和亚太市场，大部分电池的容量在 1000 千瓦与 5000 千瓦之间。美国电池储能应用的多样性表明了政策设计和资格预审对市场发展的重要性。不同市场区域的不同容量能量比体现了这一现状（见图 15）。

图 15. 美国不同市场区域的电池储能部署情况，2017 年



注：AK/HI = 阿拉斯加和夏威夷；CAISO = 加州电力调度中心; ERCOT = 德州电力可靠性委员会; MISO = 中部电力调度中心; ISO-NE = 新英格兰电力调度中心

2017 年，PJM 和 CAISO 是美国最重要的储能市场。

区别最明显的是 PJM 和 CAISO。加利福尼亚部署大量电池储能主要出于可靠性考虑，目的是解决天然气供应的约束因素。加州的大规模电池储能设施电量贡献更大，平均装机容量 5 兆瓦，可放电 4 小时。相比之下，PJM 的电池储能通常用于频率调节，大型电池的平均输出功率为 12 兆瓦，可放电 45 分钟。美国联邦能源监管委员会决定将储能技术纳入批发市场，因此可预期美国电池储能市场将迎来增长。

为充分利用储能，美国需要制定相关政策。监管政策应该允许公司通过提供服务进入多个独立监管的市场（长期服务、短期服务、平衡服务等）。许多研究强调了建立定价机

制作的重要性，这些机制可以体现特定服务对于电力系统的价值(Carbon Trust, 2016, RMI 2017, Stephan et al 2016)，以及各利益相关者的贡献。

合成燃料及其他长期储能技术

在波动性可再生能源发电和电力系统转型方面，目前合成燃料在全球发挥的作用并不显著。但有两个因素可能导致这种情况发生变化（Philibert，2017）。合成燃料应用于储能时，首先用电生成燃料，之后将燃料重新转换为电力，即从电力到燃料再到电力的过程。这个过程的可用燃料包括水电解制氢，还可以进一步转化为合成甲烷或氨，用于解决氢的储存与运输问题。研究发现，只有波动性可再生能源在能源结构中占比非常高且波动性可再生能源供电与电力需求出现季节性不匹配时，才需要这类储能技术（Zerrahn and Schill, 2016)。

但使用氢及其衍生物还有另外一个驱动因素。氢是许多种应用的重要原料，如在哈伯-博斯法合成氨以及通过直接铁还原过程炼钢等工艺中，氢都是主要原料，下一节将进行讨论（Philibert，2017）。

除了长期化学储能外，电化学储能技术也适用于季节性应用，如氧化还原-液流电池等。

大规模负荷调节

工业电力需求响应

电力公司和系统运营商通常会与大工业用户约定，在用电高峰时段削减大用户用电量（上述列表中的动态负荷削减）。他们所采取的方式包括可中断需求合同，对战略性储备的竞价拍卖，或者尖峰电价和过网费等。

近年来则涌现出更多不同类型的需求响应。例如是使用热管理系统改造铝冶炼厂，该系统允许更长时间地增产或减产（参见“2035 中国电力系统转型地路径”一章中的专栏）。

高效工业电气化

今天，电力占全球最终能源需求的 20%，但发电却消费了约 40%的一次能源，并贡献约 40%的能源相关温室气体排放。

至 2040 年，随着总体生活水平的提高，服务业在全球经济占比提高以及数字化的推进，电力在最终能源需求中的比重将提高到 25%至 30%（IEA，2018b）。在减少空气污染和减缓气候变化等政策的推动下，电气化的发展速度可能更快。在一些模型研究中设定的环境友好型情景下， 2050 年或 2060 年电力在最终用能需求中的占比将达到近三分之二（IEA，2011b；ETC，2018；CNREC，2018）。

增加重点行业的电力消费是机遇而并非挑战，因为可以借此提高结构性过剩的波动性可再生能源的利用率，助力能源系统转型——类似于电力行业脱碳对于更广泛的能源系统

转型的影响。在这方面最为明显的是交通、家庭与服务业供热电气化（见分布式能源部分）。许多能源密集型工业生产过程在电气化方面存在巨大潜力。

在工业领域，热泵和机械蒸汽再压缩可以极其高效的方式产生低温热能和蒸汽。电阻虽然效率较低，但其成本也较低。电阻可以在波动性可再生能源过剩时段，停止使用化石燃料，通过蓄热可以扩大这种效果。

电磁技术提供了电磁感应、介电加热和红外线加热等其他功能。在靶材中产热的效率高于使用化石燃料加热材料的环境介质。这些技术还支持速度更快、更可控的材料加工，减少材料浪费，改善工作人员的安全和舒适性。

电弧和等离子弧可以取代各种温度的化石燃料熔炉、烤炉和炉窑。在等离子体加热炉中加工水泥和其他非金属矿物，可以大幅减少能源相关的污染排放。

在工业领域使用可再生电力制氢（绿色氢能）可能比在建筑行业更有潜力，能够达到更大的规模。今天，炼钢行业的铁矿石还原和煤炭燃烧等环节产生了大量二氧化碳，使用氢能在电弧炉中与废钢一同熔化之前进行直接铁还原过程可以实现碳减排。绿色氢能还可以取代中国的煤炭制氢，以及其他地区的天然气，用于生产氨和甲醇（许多化学品的两种主要原料）。

但在可行的情况下，直接电气化比氢或富氢燃料的效率更高。氢或富氢燃料在长途运输中的应用潜力更大——如船运或航空业，或用于需要长时间储存的应用，以及消纳距离负荷中心较远的大量闲置可再生能源。例如，中国从太阳能和风电资源丰富的西部省份向其他地区输送氨、甲醇和合成液态碳氢化合物，可能需要建设长距离管道。

对分布式能源的影响

信息技术和电力电子系统的持续改进，是新型分布式能源崛起的主要驱动因素。分布式能源是日益分散化的电力系统的根本特征。分布式能源包括多种技术解决方案，如分布式发电、分布式电池储能和需求响应等，以及能效等非常成熟的资源。IEA 综合评估了分散式解决方案部署的不同方法和技术 (IEA, 2017c)。分散式解决方案的一个关键特点是协调这些资产的能力，如在电表后（behind-the-meter）应用中优化消费，或通过电网互动性应用实现需求侧集成（demand side integration）。此外，高精度监控这些设备的能力使开发综合解决方案成为可能。综合解决方案通常是将分布式发电、需求响应和分布式储能整合成分布式能源系统（DES）

能源效率为系统带来的效益

一直以来，能效都是电力系统运营管理的有效工具。降低能源系统（包括电网）的总体成本具有较高的成本效益，还能进一步降低能源安全风险，减少环境影响

（IEA，2018g）。中国及其他许多国家都采取了卓有成效的能效政策，包括建筑能源规范、家电标准、能效义务与拍卖，并执行了多种激励制度和融资机制，以克服诸多市场壁垒，以具有成本效益的方式发挥节能潜力。

例如，空调的最低能效标准可以大大降低中国和其他国家不断增长的制冷需求导致的成本和对电力系统的影响。据国际能源署估计，更加雄心勃勃的空调标准可以为中国节省约 700 亿美元的发电投资，使 2050 年的人均冷却成本减半。通过改善建筑设计措施，如冷屋顶、更好的隔热和窗户、建筑物外墙的阴影，可以进一步降低制冷负荷（IEA，2018h）。

能效义务是将节能与能源系统直接关联的一种有效政策工具。该政策规定供电商或配电上有义务达到一定节能水平。目前中国等许多国家共实行了 46 项能效义务。在最雄心勃勃的地区，这些义务能够以具有成本效益的方式，节约相当于 3%的最终能源消耗。在全世界，这些制度在能效措施的生命周期内，每节约 1 度电的平均成本为 0.013 美元（IEA，2018f），从避免发电成本的角度而言，具有较高的成本效益。

加州有全球执行时间最长的能效项目，在项目初期就认识到了能效对能源系统的价值，并将其纳入到政策和项目当中。现在，加州提高了能源系统脱碳目标，继续将能效作为重点。加州在 2003 年执行"负荷加载顺序"，强制公共事业公司按下列顺序采购发电资源：首先是具有成本效益的能效和需求响应，其次是可再生能源 ，最后是清洁化石燃料发电（CPUC，2003）。据估计，过去 40 年，加州的能效政策为消费者节约了超过 1000 亿美元支出，截至 2017 年累计节能量超过 700 亿千瓦时。

能效义务计划也减少了高峰负荷。例如，在中国，国家电网公司和南方电网公司不仅节省了 6800 万千瓦时，还在 2012 年至 2016 年期间将峰值负荷减少了约 1700 万千瓦。其他基于市场的方案有效地针对减少峰值负荷需求。例如，在美国，ISO 新英格兰容量期货市场发掘了能源效率的容量价值，以满足未来的系统峰值负荷。自 2008 年以来，能源效率在市场上的参与率增加了两倍多，达到 225 万千瓦（占总市场的 6.3%）。同样，能效资源也会进入 PJM 容量期货市场（可靠性定价模型）。在 2021/22 交付年度的可靠性定价模型中包含负荷和能效资源，使总收入减少了 15.7%，为消费者节省了大约 17 亿美元。

总之，电力系统转型需要继续将能效作为降低能源系统总体成本的一种有效方式。此外，随着波动性可再生能源的渗透率日益提高，提高对能效和分布式能源的重视，可以满足系统在特定时间和地点的需求。

能效与灵活性是可以互相促进的。大型空调使用冰蓄冷设备，可以有效集中白天空调的电力需求。日落之后可通过冰蓄冷设备满足供冷需求。表面上看，这种方案的效率低于仅使用电力的空调（制冰时的效率损失，冰蓄冷损失等）。但这并不意味着效率对于这种

方案的可行性并不重要：1）隔热效果更佳的建筑外墙可以减少蓄能要求，2）隔热效果良好的冰蓄冷罐，能够最大程度减少损失，因此使用的蓄冰量更少，提高了这种方案的经济可行性。

通过电动车调节负荷

在电力系统中部署储能另外的机遇和挑战与电动车的部署有关。集中采用电动车，可能会使配电网受到影响。例如，英国电网公司正在研究大伦敦地区采用电动车所带来的挑战。该公司预计，大量电动车充电设施将连接到低压配电网络。大伦敦地区人口密集，服务中断会带来较高的经济成本。这种情况使得为配电网络开发智能充电方案和进行一体化充电基础设施规划变得尤为重要。

在其他地区，电动汽车被视为一种潜在的系统灵活性资源。这种提法包括两层含义：

智能充电是指调整充电的时间和速度，原则上是单向的。 相比之下，车网交互（Vehicle-to-Grid, V2G）允许电动车和电网之间的双向交互。 到目前为止，智能充电是电动车充电管理的最常用方法。荷兰公司 Next Kraftwerke 与 Jedlix 合作提供私人电动汽车充电灵活性服务，用于频率调节。对于灵活性所有者，通过直接金钱奖励鼓励其参与需求调节。

智能充电和车网交互都取决于整合商参与辅助服务的能力，以及是否有明确的互联要求。这对车网交互来说更具挑战性，因为它需要匹配不同制造商的运行参数和系统运营商规定的特定性能参数。在德国，日产汽车成为第一家取得资格向电网回售电力的汽车厂商。汽车电池是否有权利参与提供辅助服务，取决于互联要求与具体充电标准是否兼容。日产汽车取得该资格的原因是其使用了 CHAdeMO 标准，但联合充电系统等其他标准，同样支持车网交互功能。

专栏 14. 车网交互用于频率调节

丹麦 Parker 项目从 2016 年开始投入运行，目的是测试车网交互服务的技术能力、以及探索如何对电动汽车进行监管。此项目是全球第一个完全商业化的车网交互平台。丹麦系统运营商 Energinet 负责与瑞典系统运营商 Svenska Kraftnät 合作，为欧洲输电运营商联盟 RG Nordic 电网采购运行备用。2017 年，Energinet 负责提供了 2.3 万千瓦备用，Svenska Krafnät 提供了 23 万千瓦备用。

Parker 项目支持 V2G 参与该市场，提供 FCR-N。这种正常运行备用可自动触发，将频率维持在 50 赫兹标称频率+/- 0.1 赫兹范围以内。备用激活后必须在 150 秒内交付，也可以用于保持连续调节。

在技术方面，该项目部署了 50 座 Enel 10 千瓦充电站，支持不同汽车品牌充电，从而提高了可扩展性和可及性。电动汽车的电池使用率在 30%至 95%之间，车队调度通过 Nuvve 平台管理。该平台收集了用户通过智能手机应用输入的充电喜好。对不想使用手机应用的用户，制定时间表。

对客户而言，Parker 项目提供的是出行即服务，提供按月收费的充电和维护服务。通过频率调节收入可进一步降低充电成本。

该项目已经得到了一些有趣的结果。在电池寿命方面，参与频率调节涉及的事件通常持续时间更长。这意味着需要缩小可用性出价的规模，以避免调度容量超出可用容量。此外还存在双向能量损失的问题，因为电池放电水平低于额定容量时能效可能会降低。

从监管的角度，资格预审规则对于 V2G 的部署至关重要。这与不同电动汽车品牌的不同技术特点密切相关，并且导致资格预审要求中出现了不同的充电标准。此外，还需要评估车队的总体性能，智能电表的高成本，以及电费和税费中重复计算的可能。

资料来源：Everoze (2018), V2G Global Roadtrip: Around the world in 50 projects, http://everoze.com/v2g-global-roadtrip/

除了私人电动汽车部署的挑战以外，这些电动汽车车队管理的例子也为更好地协调电动汽车充电和充电中心相对于电网的地理位置提供了机会。商业电动汽车车队有固定的出行时间，因此容易调度，可以在提供灵活性服务方面发挥一定作用。网络运营商、交通运营商和规划者在长期规划时，可以考虑配电基础设施的状况以及充电基础设施的位置和类型，协调公共汽车线路电气化的时间表。

针对系统灵活性的能效方案

随着波动性可再生能源在电力系统中的占比上升，新的方案正在被引入系统，旨在从根本上改变采购和提供能效服务的方式，以实现一个平衡、稳定和价格合理的电力网络。例如在加利福尼亚州，来自该州投资者拥有的公用事业公司对能效服务的新要求倾向于基于绩效的方法——将在最有价值的时间和地点实现节能作为可用于负荷控制（load shaping）资源，从而实现可再生能源的持续增长和支持更为低碳的电网基础设施的非线路替代方案。事实上，提供“能源效率作为电网资源”现在是加州能源效率组合的明确要求，以及其他有针对性的、具有成本效益的节能和市场转型要求。

此外，还有许多其他例子能够说明能源效率项目如何是实现更加动态的资源组合。这些项目利用新兴技术，如连接设备、自发电和先进的能源管理选项，更好地反映消费者未来在电网发挥的核心作用。例如，地理定位方法正在越发频繁的被用于识别具有特定负载特征的能源用户。这些用户在某些能源供应受限区域、在一年中的特定时间以及在一天中

的特定时间会具有最高的节省潜力。随着平台的出现将这些程序与客户使用数据与本地分配系统的特定需求相匹配，这些程序正变得越来越普遍。

采用分布式电池储能

与分布式发电类似，分布式储能系统与配电网连接或位于本地，通过搭配小型分布式发电或远程风力发电等方式，用于满足特定需求。

该项技术是电池储能中与提供各种电网服务有关的一个领域，规模正在不断扩大。得益于电池的响应速度和精确度，它们可以有多种用途，如频率调节。另外，不同地区对电池储能的应用可能并不相同，如在批发市场中作为套利手段或用于平衡市场等。根据可用的监管框架，还可以部署现有的备用电池，甚至利用电动汽车车队。

在这些情景中，监管框架和互联要求是盈利的关键。以德国为例，负责为极短期灵活性采购主要频率备用的输电系统运营商，制定了一系列最低要求，其中根据调度时的充电状态初步规定了的安全运行范围。

但在英国，电池储能参与容量市场的积极性因为新推出的减额法而大打折扣，导致电池运营商被迫寻找新的收入来源，如平衡机制。除此之外，在由输电系统运营商/独立系统运营商经营的市场中，电池可以在消费端部署，用于减少电费支出，直接平衡输电或配电网络。在这些应用情景中，所有权和运营结构主要取决于拆分规定和从不同来源获得收入的能力。

专栏 15. 电池储能用于实时平衡

英国的电池储能项目主要依靠参与频率调节服务和国家容量市场所获得的收入。但由于频率调节市场饱和和容量市场的减额规定，这些来源的收入有所减少。

英国国家电网经营的平衡机制，作为批发市场的一部分，为市场参与者接近实时解决任何失衡。该市场之前仅限于 5 万千瓦以下的发电企业，因为这些企业免于批发市场参与许可要求。独立整合商 Limejump 申请了进入批发市场的特殊豁免，共整合了 1 万千瓦单独电池储能容量，以及 1 万千瓦光伏和 0.6 万千瓦电池储能的组合设施。

该项目为电池储能项目保证了足够的收入，因为平衡机制价格最高达到 2,500 英镑/兆瓦时，并且有三分之一的时间超过 100 英镑/兆瓦时。这种整合服务实现盈利的另外一个因素是能够从批发市场和平衡机制中套利的能力。

部署电池储能用于具体地点的灵活性服务，对于这个领域此前尚未有相关讨论，但其重要性却与日俱增。例如，西班牙最大的配电系统运营商 ENDESA 正在测试部署电信基站

的备用电池储能，用于地方平衡服务。整合灵活性资源用于平衡地方配电网络，可以限制双向电力潮流的范围，使电力重新进入输电系统（见专栏 16）。

专栏 16. 电池储能用于配电网络平衡

通过使用巴塞罗那配电网中 20 个电信电池站点的灵活性，ENDESA Distribución 已经测试了运营本地市场以解决配电网阻塞的可行性，同时在输电网边缘维持承诺的用电计划。这种商业模式应当被用来平衡整个系统，尽管还需要考虑很多监管和体制问题。在体制层面，平衡目前是输电系统运营商的责任，因此 ENDESA 实际上需要与 Red Eléctricade España 达成特定协议，以确认和量化其对保持系统平衡的贡献。

在监管方面，作为欧洲框架下的配电网运营商，ENDESA 不允许拥有或运营作为发电机的电池储能。出于这个原因，ENDESA 建立了许多合作伙伴关系。例如，最初安装电池是为了在 Vodafone 的电信站点提供备用电源。虽然 ENDESA 可以看到该站的智能电表，但它会根据聚合商（Our New Energy [ONE]）的出价，在检测到即将与商定的负荷曲线出现偏差时，通过本地灵活性市场调度电池。

与其他基于逆变器的 DER 一样，由于响应速度和精度，该项目支持电池储能的部署以实现实时平衡。尽管如此，任何商业规模的应用程序都将依赖于在 REE 和 ENDESA 之间建立适当的合作。此外，适用性还将取决于收入是否足以激励 ENDESA、相关的聚合商（ONE）和 Vodafone（资产所有者）；并且与典型的平衡资源相比，证明其具有成本效益。

资料来源：Madina et. al (2018), "Exploiting flexibility of radio base stations in local DSO markets for congestion management with shared balancing responsibility between TSO and DSO",https://zenodo.org/record/1445342#.W7XntBMzZTY

用于系统服务的分布式发电

分布式发电包括可再生能源发电企业和连接到配电网络的小型热电联产机组，或连接到靠近负荷中心的输电网络的小型机组。分布式发电资产中的不同技术将能够以不同的方式满足灵活性需求。这还取决于现有的运行和资格预审的要求。

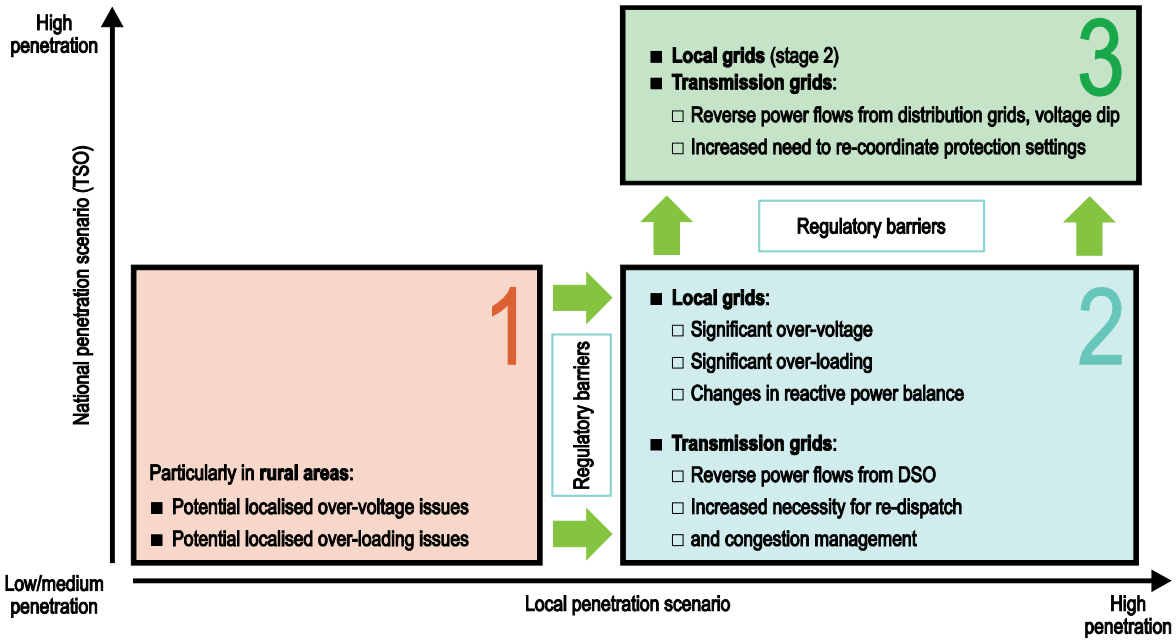
分布式发电提供系统灵活性的一种常见情况是使用现场备用发电，确保医院、银行和数据中心等关键应用的持续能源供应。备用发电机通常为柴油机组，其特点是可将启动时间缩短 10 至 30 分钟，并缩短最低运行时间。近几年来，美国和欧洲部分市场采用了备用发电（主要来自柴油发电机），用于满足长期灵活性需求和峰值需求，以及通过恢复备用实现短期平衡。从消费者的角度，因为备用发电机的使用更有规律，因此通过部署备用发电提供灵活性，既可以作为一种额外收入来源，也可以提供额外的供应安全保障。从政策

制定者的角度，部署闲置备用发电可以作为启动需求响应市场的替代方案。但备用发电的长期发展，应该根据其他方面的考虑进行平衡，例如城市内增加的排放量。

其他分布式发电技术包括可调度屋顶光伏发电和生物质能热电联产。如前所述，分布式光伏发电为系统做出贡献的能力，取决于可用的逆变器技术，而热电联产则取决于相关的供热需求。虽然这些发电厂的规模较小，通常在系统运营商要求的所有层面无法参与提供灵活性，但可以通过虚拟发电厂整合和协调这些发电厂的发电量。德国和瑞士有多个相关试点项目和商业计划。NEXT Kraftwerke 通过其专有整合平台，可以运行和提供小型分布式资源容量，用于频率调节和批发市场交易。

太阳能光伏发电使用智能逆变器技术，提供电压管理和电力系统支持服务，改善电网通信和互动。增加电池储能可完善这些服务，并且能够转移全部或部分已发电量，在系统需求更高时使用（见图 16）。这些服务对地方电网意义重大；在分布式太阳能光伏发电占比较高的情况下，这些服务还可以保证供电安全。

图 16. 增加分布式光伏部署产生的技术影响



资料来源：IEA PVPS (2014), Transition from Uni-Directional to Bi-Directional Distribution Grids.

随着分布式光伏发电装机的增长，必须克服一系列新的技术挑战。

调节负荷的综合服务商

数字化的兴起允许大规模地协调部署许多较小类型的系统资源。所谓的综合服务商就是利用数字平台，以对电力系统和消费者都有利的方式主动管理分布式能源。

越来越多的小型工业用户和大型商业用户开始参与需求响应计划。这些计划通常通过综合服务商经营，允许为系统提供灵活性的用户获得额外的收入来源，或减少能源支出。这些终端用户的参与通常得益于智能电表基础设施和分时电价（动态负荷调整与削减）。通过吸引更多的利益相关者，综合服务商可以降低平衡系统的成本，但可能需要实施有针对性的政策或监管，以允许他们参与批发或辅助服务市场。

专栏 17. 利用虚拟发电厂集中工业和电池储能

2018 年，比利时面临严冬，其核电站的长期停运影响了供电安全。政府通过燃气发电站获得额外容量，TSO 也推出了一种新产品，以便更灵活地参与平衡市场。此外，比利时政府还与邻国法国、德国和荷兰签订了跨境电力交易协议。然而在过去两年中，由于电网阻塞和计划外的潮流，中西欧地区的电网约束严重限制了比利时境内的电力进出口。

在开放向分布式能源提供灵活性服务方面，比利时在欧洲国家中处于相当优势，例如工业需求响应和电池储能。从更广泛的灵活性资源中获取频率备用被视为降低备用成本的一种方式，该国的系统运营商 Elia 在相关产品的开发中发挥了积极作用。截至 2018 年，不同技术和市场参与者的可及性令人满意。虽然实际上有些要求仍然排斥分布式能源，但近年来通过打开平衡市场以获得分布式能源的额外灵活性，购买备用的成本已经下降。

REstore 是 Centrica 的一部分，利用现场发电（热电联产、光伏和风能）、储能和灵活负载（工业、商业和住宅），它为全球企业综合了本地分布式能源消纳方案。作为欧洲最大的综合服务商之一，拥有 230 万千瓦的产品，REstore 已经开发出多种解决方案，为比利时平衡市场提供服务。

2018 年 4 月，REstore 推出了 3.2 万千瓦的 Terhills 虚拟发电厂（VPP），是位于比利时国家公园边缘的一座旧煤矿。该项目从开始到投运历时 6 个月，包括 5 周时间安装由 140 个电池组成的 1.82 万千瓦 Tesla Powerpack 存储系统。这个电池项目的独特之处在于它包含了更广泛的灵活性组合，如微型发电、工业负载和家用锅炉等家用电器。虚拟发电厂为比利时系统运营商提供主要备用和频率调节，在频率过高时立即充电，在频率过低时放电。电池可以非常准确、快速地响应，比化石燃料发电厂快 100 倍。

欧盟委员会将 Terhills 项目描述为欧洲能源系统脱碳的关键推动因素。 VPP 在支持电网的同时，减少了增加化石燃料、高碳排放发电的需求。利用其专利的云解决方案，REstore 能够优化 VPP 并协调所有站点的响应。在运营的头几个月，VPP 在 99.6%的时间内提供了 100%的所需电力。

将电池包含在更大的灵活性组合中，与单独电池货币化的情况相比，可带来高达 1.4 倍的收入。混合电池和工业负载的互补技术特性，使较慢的工业负载能够参与市场，并允

许电池保持 50%或更高的充电状态，同时快速上下循环，从而延长其使用寿命。此外，通过叠加来自提供备用以及日前和日内批发市场的收入来增加价值。

在运行层面，全自动解决方案的部署尊重工业流程的边界条件，并减少对工业运行的影响。 REstore 的解决方案还可以优化报告之前、期间和之后的计量需求报告，从而简化结算流程。

分布式能源的并网需要能够集中资产，有利于电池部署的资格预审要求，技术中立的辅助服务产品设计，以及清晰透明的基准和结算方法。

REstore 认为产品设计的以下几个方面有助于鼓励 DER 平等地参与所有市场。这些还具有改善市场流动性、透明度和社会福利的额外好处，以及实现清洁、安全和具有成本效益的能源系统：

- 频率响应备用（FCR）、自动频率恢复备用（aFRR）和手动频率恢复备用（mFRR）：将投标频率增加到每日而不是每周。
- FCR 和 aFRR：单独购买两种产品。
- aFRR：降低最低出价规模，目前设定的 2.5 万千瓦仍然较大，并使中等电压等级以上的资产也可以参与。
- aFRR 和批发市场：及时将能源转移至 aFRR 和日前/日内市场。
- mFRR：检查亚米级要求，以避免过于严格的精度要求。

参考文献

AEMO (Australian Energy Market Operator) (2018), Initial Operation of the Hornsdale Power Reserve Battery Energy Storage System, Australian Energy Market Operator, Melbourne, www.aemo.com.au/-/media/Files/Media_Centre/2018/Initial-operation-of-the-Hornsdale-Power-Reserve.pdf.

AEMO (2014), Independent Planning Review: Attachment A – TransGrid Project Assessment Reports, AEMO, Melbourne.

BSRIA (Building Services Research and Information Association) (2018), World Renewables: Heat Pump Market, BSRIA Limited, Bracknell.

Carbon Trust. (2016), Energy Storage Report: Can Storage Help Reduce the Cost of a Future UK Electricity System? Carbon Trust, London, www.carbontrust.com/resources/reports/technology/energy-storage-report/.

CNREC (China National Renewable Energy Centre) (2018), China Renewable Energy Outlook 2018, CNREC/ERI, Beijing.

California Public Utilities Commission (2003), Energy Action Plan, http://docs.cpuc.ca.gov/word_pdf/REPORT/28715.pdf

Energy and Environmental Economics (2018), Investigating the Economic Value of Flexible Solar Power Plant Operation, www.ethree.com/wp-content/uploads/2018/10/Investigating-the-Economic-Value-of-Flexible-Solar-Power-Plant-Operation.pdf.

ETC (Energy Transitions Commission) (2018), *Mission Possible*, www.energy-transitions.org/sites/default/files/ETC_MissionPossible_FullReport.pdf.

Everoze (2018), V2G Global Roadtrip: Around the world in 50 projects, http://everoze.com/v2g-global-roadtrip/

IEA (2018a), Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility, OECD/IEA, Paris.

IEA (2018b), World Energy Outlook 2018, OECD/IEA, Paris.

IEA (2018c), Renewables 2018, OECD/IEA, Paris.

IEA (2018d), World Energy Investment 2018, OECD/IEA, Paris.

IEA (2018e), Global EV Outlook 2018, OECD/IEA, Paris.

IEA (2018f), Thailand Renewable Grid Integration Assessment, OECD/IEA, Paris.

IEA (2018g), Energy Efficiency 2018, OECD/IEA, Paris.

IEA (2018h), The Future of Cooling, OECD/IEA, Paris.

IEA (2017a), Status of Power System Transformation 2017: System Integration and Local Grids, OECD/IEA, Paris.

IEA (2017b), World Energy Outlook 2017, OECD/IEA, Paris.

IEA (2017c), Prospects for Distributed Energy Systems in China, OECD/IEA, Paris.

IEA (2017d), Digitalisation and Energy, OECD/IEA, Paris.

IEA (2017e), Getting Wind and Sun onto the Grid: A Manual for Policy Makers, OECD/IEA, Paris.

IEA (2016a), Next Generation Wind and Solar Power – From Cost to Value, OECD/IEA, Paris.

IEA (2014), The Power of Transformation – Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems, OECD/IEA, Paris.

IEA (2011), Solar Energy Perspectives, OECD/IEA, Paris.

IEA/NEA (2015), Projected Cost of Electricity – 2015 Edition, OECD/IEA, Paris.

IEA PVPS (2014), High Penetrations of PV in Local Distribution Grids, International Energy Agency Photovoltaic Power Systems (PVPS) Programme, OECD/IEA, Paris.

IRENA, IEA, REN21 (2018), Renewable Energy Policies in a Time of Transition, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_IEA_REN21_Policies_2018.pdf

Madina, C. et al. (2018) "Exploiting flexibility of radio base stations in local DSO markets for congestion management with shared balancing responsibility between TSO and DSO", CIGRE, Paris, https://zenodo.org/record/1445342#.W7XntBMzZTY.

Philibert, C. (2017), Renewable Energy for Industry, OECD/IEA, Paris.

REserviceS (2013a), "Capabilities and costs for ancillary services provision by wind power plants", deliverable D3.1, www.reservices-project.eu/publications-results/.

REserviceS (2013b), "Ancillary services by solar PV – capabilities and costs", deliverable D4.1, www.reservices-project.eu/publications-results/.

Regelleistung (2015), Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung, www.regelleistung.net/ext/static/prequalification.

Stephan, A. et al. (2016), "Limiting the public cost of stationary battery deployment by combining applications", Nature Energy, Vol. 1 (June), Article No. 16079, http://doi.org/10.1038/nenergy.2016.79.

US DOE (20124), Dynamic Line Rating Systems for Transmission Lines, United States Department of Energy, Washington, DC. https://www.smartgrid.gov/document/dynamic_line_rating_systems_transmission_lines.html

Zerrahn, A. and W. Schill (2018), "Long-run power storage requirements for high shares of renewables: review and a new model", Renewable and Sustainable Energy Reviews, http://wolfpeterschill.de/wp-content/uploads/Zerrahn_Schill_2018_RSER.pdf.

第四章 电力系统转型的政策、市场与监管框架

本章讨论了支持经济、有效、可靠地实现电力系统转型的政策、市场和监管框架。本章主要有五节。第一节基于第三章提出的六个波动性可再生能源特征，给出为实现灵活性而需要遵循的系统运营和市场设计的基本原则。接下来几节讨论了这些原则在三个主要领域的实施：批发市场、零售市场和分布式能源、以及系统规划。最后一节介绍了为逐步引入创新框架而实施的过渡机制。本章目的是全面概述推动电力系统转型所需要的政策、市场和监管框架调整，并在这些领域提供相关的国际经验。

提高系统灵活性的基本原则

波动性可再生能源具有以下六个基本属性：短期成本低、波动性、不确定性、模块化、位置约束、非同步技术。依照这些基本属性，电力系统运行和市场规则设计应遵循若干基本原则（IEA，2014a）：

- 短期边际成本低–
  - 系统运营应优先考虑短期低成本发电，以最大限度地降低燃料成本。如果批发市场机制较为完善，发电商报价通常会反映出电力的短期边际成本；如果批发市场机制不够完善，系统中可再生能源占比较高的情况下会产生系统效率低下以及可再生能源弃电等问题。
- 波动性–
  - 系统运营（包括计划安排和执行）需要在较小的时间尺度下进行。例如，输电线路应按小时内尺度（sub-hourly level）进行计划安排。如果市场机制较为完善，价格信号的高时间分辨率就更加重要，即价格会在较短时间内发生变化。
  - 电力需求中由波动性可再生能源提供的比例可能在数小时内发生较大变化（如日出、日落时段）。因此系统运行方式应能够在较短时间内快速进行调整。如果市场机制较为完善，应允许系统在短时间内出现较大价格波动。
- 不确定性–
  - 波动性可再生能源发电量预测只有在发电前若干小时内才能保证较高精确度。因此，系统需要能够在尽量接近实时的情况下调整运行计划。预测可再生能源发电在时间上的提前量需要与系统中一些相关时间尺度相匹配，如：火电机组开机时间。如果市场机制较为完善，上述因素就会使得短期价格信号更加重要，即：价格形成更为接近实时并且考虑当前系统状态。

- 位置约束–
  - 大区域内可能会出现供需不匹配（位置约束）。系统运行需有效平衡大区域的供需，充分利用可用的基础设施。如果市场机制较为完善，区域电力交易（市场耦合）和高空间分辨率价格信号就显得更为重要，即：价格因地域而异。
- 模块化–
  - 局部地区电力供大于求的情况下，富裕电力将从该地区电网（低电压等级）流向更大区域的电网（高电压等级）。系统运营需要更好协调不同电压等级输配电线路，并且更为主动管理低压电网。如果市场机制较为完善，低压电网中的动态价格形成、及其与批发市场的紧密结合就显得更为重要。
- 非同步技术–
  - 系统运营需明确管理可能出现的新约束，例如低水平的同步惯性。波动性可再生能源可以通过提供辅助服务来帮助管理这些问题。在市场机制下，辅助服务市场就更加重要，即除大宗电力以外的产品价格就更加重要。

若电力系统框架在政策、市场和经济性等方面与上述原则相矛盾，波动性可再生能源的消纳成本将会提高，系统可靠性则将会降低。反之，如果电力系统采用上述原则，系统效率和可靠性都会得以提升——即使不考虑波动性可再生能源。然而，从原有系统设计转为符合上述原则的系统设计需要付出很大努力。下文各节讨论如何通过电力市场设计、可再生能源政策和系统规划来实现上述原则。

批发市场设计

本节将详细介绍批发市场如何为电力系统转型提供支撑。本节首先介绍批发市场整体设计思路，之后根据中国电力系统现状，对批发市场设计中对中国最为重要的五个方面分别介绍国际经验。这五个方面包括：经济调度、更大的区域化交易、系统服务的使用和中期灵活性、保障清洁发电投资、以及如何纳入外部性因素。

整体设计 [29]

短期市场（几分钟到几小时）

短期市场是所有市场化电力系统的基础，并且实践证明，短期市场可以经济有效地消纳高比例波动性可再生能源。多数情况下，短期市场主要包括两部分：日前市场和实时市场（图 4.1）。日前市场的参与者对电量进行报价，然后市场出清，确定次日每小时的价格。发电机组据此做出计划。交易当日，发电、用电信息持续更新，需要系统运营商或发

[29] 本节围绕 IEA（2016c）展开讨论。

电企业进行调整以维持供需平衡。在欧洲，系统运营商为平衡电量定价以出清平衡市场（或实时市场）之前，市场参与者就可以在日内市场平台互相交换电量。在北美，系统运营商在五分钟市场中计算实时价格。系统运营商还会采购运行备用等大量辅助服务，以保证能瞬时平抑频率波动。

除了短期市场外，提前于日前市场的电力交易和远期容量投资依靠中长期市场。虽然中长期市场在投资决策方面发挥着关键作用（见下文，图 17），但应注意所有中长期市场的基本产品依然是短期市场上交易的电量。

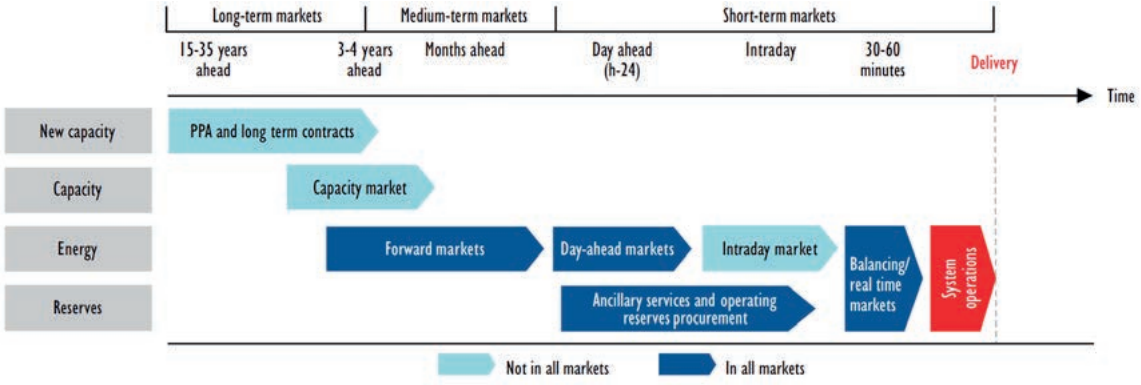
现阶段世界范围内并没有标准的电力市场设计。但一般而言，现有的短期市场根据电价的地理上、时间上的分辨率，主要分为两类（IEA，2016）：

- **低分辨率市场设计**主要在欧洲实行，其主要目标是实现跨境电力交易。各国国内的电网阻塞相对较小，因此各国实行单一电价就足够有效。在不同电价区域内，电力交易机构（而非系统运营商）在假设不存在任何电网阻塞和约束的情况下对电价进行计算。系统运营商则通过对发电商的再调度（redispatch）解决阻塞问题。欧洲的主要市场是日前市场。该市场不强制发电商参与。
  - 平衡/实时市场是一个余量市场（residual market）。其主要目的是激励市场参与者平衡发电和负荷，而不是反映系统的边际成本。
- **高分辨率市场设计**旨在提供反映电力系统物理实际和运行状况的准确经济信号。这类市场设计在北美部分地区更为常见，如德克萨斯州（Alaywan，Wu 和 Papalexopoulos，2004）。在这类市场中，系统运营商通过使用复杂的算法执行有安全约束的经济调度（Security-Constrained Economic dispatch，SCED）来直接管理市场平台。
  - 主要市场是实时市场。系统运营商计算数千个节点的边际价格，以反映电网的实时阻塞（Schweppe，1988；Hogan，1992，1999）。为了在经济上（电价里）更准确地体现消纳可再生能源所需的灵活性，近期多个市场的时间分辨率提高到了五分钟。日前市场价格体现了对实时电价的最佳预测。

高分辨率市场设计构成了短期市场的标杆，可以降低电力市场的总运行成本（Green，2007；Neuhoff and Boyd，2011）。地理和时间分辨率较高的市场设计更适合消纳日益增多的波动性可再生能源。现有高分辨率市场设计可以进一步完善，在日内时间框架内变得更透明，以便于调整电力调度，改善风电和太阳能发电预测。

相反，低分辨率市场的地理分辨率必须进一步改善，以促进更多样化发电结构的高效运行。高分辨率和低分辨率市场设计的对比，实际体现了向市场提供的系统局部和总体稀缺性的差异。当然，物理规律在任何地方都是适用的——即便在低分辨率设计中，系统运营商也可以利用集中市场平台结合特定区域的信息来管理阻塞和调度发电傻瓜，以实时平衡发电与负荷。随着可再生能源发电的占比日益提高，增加各区域短期平衡价格的透明度将变得更重要，并将使得市场设计最终趋同化（IEA，2016c）。

图 17. 电力市场组成



注：PPA = 购电合约

资料来源：IEA (2016a). Re-powering Markets.

短期、中期和长期使用一系列相互关联的市场匹配发电和负荷。

短期市场在调动电力系统的灵活性方面可以发挥关键作用，其设计细节影响了可再生能源消纳的程度。这些市场对于大型市场区域实现电力系统一体化也至关重要。在设定其他中长期价格时可参考该价格，该价格也会在短期和长期激励市场参与者。

中期市场（一个月至三年）

中期市场能让发电商和电力用户更好地管控价格风险。在运作良好的市场中，大多数电量先于短期市场交易——可提前数月甚至三、四年。中期市场可以是正式的、有组织的市场，进行未来和远期的双边交易。中期市场也可以是非正式的市场，允许交易商或零售商在其中进行交易。在欧洲的流动性市场，约 90%的电量在这些中期市场上交易。短期现货市场在解决中期合同交割出现的偏差，以及购买未提前签约的电量方面起着至关重要的作用。

长期投资市场（三年以上）

长期投资指对长期资产做出决策，在大多期货市场中这些资产三年后仍在运营。除此之外，投资者还须对需求增长、装机结构、燃料价格的变化，以及所有其他与电价相关的基本问题做出合理的长期假设。

承购电力的长期合约包括购电协议（PPAs）或上网电价（feed-in tariffs）。对于类似核电厂等长期投资，合约期限可能为 10 年至 35 年。此类协议可以是公用事业公司与独立发电商（independent power producer，IPP）之间签订的双边合约。然而，政府为了促进新的投资，经常会通过发电义务或电价管制对长期合约进行干预。这些长期合约可由采购机制促成，如：拍卖机制。

各国通过长期市场交易的商品并不相同。这些市场上的商品可能是纯粹基于每年（或几个月或几年）的电量（MWh），也可能包含更复杂的产品定义或机制以解决长期资源充裕度问题。以容量补偿机制（Capacity Remuneration Mechanisms，CRMs）为例，发电和其他资源（需求侧响应、能效、储能）可以获得对长期系统可靠性所做贡献的补偿。容量补偿机制可以有不同形式：从基本被排除在常规电力市场以外的战略备用，到完全成熟的额外市场（详情见 IEA，2016a）。

经济调度与快速交易

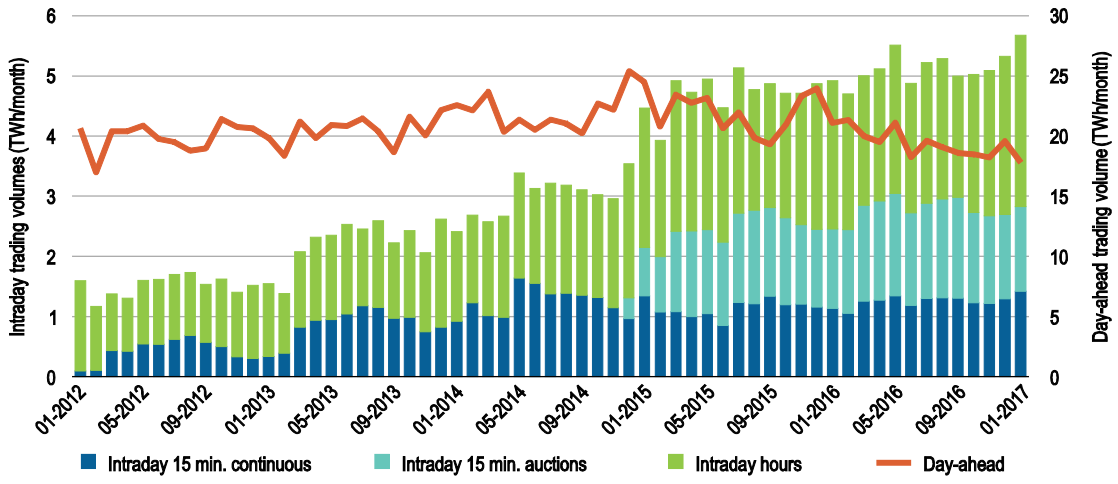
可以说，转为经济调度方式是促进波动性可再生能源消纳最为关键的一步。由于波动性可再生能源的逐时波动性和低短期成本，接近实时的快速电力交易非常重要。

由于技术限制，系统运营中需要在某种程度上提前安排调度计划。实际运行过程中，许多电力系统倾向于在远远提前于技术限制的时间点上即锁定调度安排，有时甚至会提前数周乃至数月，例如：发电企业和用户之间签订的长期合约——这些合约可能会限制发电侧灵活性。上述情况不利于实现系统最低成本运行，特别是在系统中波动性可再生能源占比较高的时候。在波动性可再生能源装机呈上升趋势的系统内，提高电力交易实时性的相关手段已经开始实施。

欧洲正在采取一些措施来改善日内市场的运营，例如：德国近年来已系统性地对日内市场运行进行了改进。作为第一步，欧洲电力交易所（EPEX SPOT）首先实现了日内市场提前 15 分钟和 60 分钟的电力交易，比日前市场提前 60 分钟交易的时间尺度更小。这也使得日内交易能够更准确地反映清晨和傍晚时段太阳能光伏发电负荷的增加和降低。欧洲电力交易所在日内市场连续交易（供需匹配以最快速度完成）基础上，于 2015 年引入了拍卖机制以改善市场运行（供需双方分别报价，系统随后对其进行匹配）。此项变化使得 2012 至 2016 这五年中，日内市场的交易量大幅增加（图 18）。

由于对波动性可再生能源发电出力的预测越接近实时越为准确，发电机组的发电计划安排也应据此相应进行更新。反之，如果发电机组的发电计划安排基于非实时信息，机组则会受限于预先制定的发电计划，无法在系统需要的时候提供灵活性（尽管不存在技术限制）。在发电安排由市场交易决定的机制下，术语“关闸”（gate closure）即是指发电计划可以变更的距离实时最近的时间点（市场参与者无需改变报价）。

图 18. 2012-16 年德国日内市场的月度电量交易情况



注：TWh =太瓦时。

资料来源：50Hertz Transmission GmbH (2017), "The transmission perspective".

德国系统地发展了其日内市场，以支持交易更接近实时。

在美国，联邦能源监管委员会（FERC）于 2016 年 6 月通过了一项新规则（FERC，2016），旨在提高电力交易的实时性。 联邦能源监管委员会要求美国的独立系统运营商（ISOs）和区域输电组织（RTOs）以与系统调度相同的时间间隔来结算实时市场。[30]从历史上看，市场参与者有时只能提交以小时为间隔的报价，而电厂运行实际上每五分钟就可能进行一次调整。这就意味着发电商无法根据更接近实时的最新信息对报价进行更新。新规定消除了这种不匹配，要求报价结算周期与调度间隔相同。该原则同样应用于运行备用。该规则将影响那些尚未采用上述新规则的独立系统运营商（ISO-NE，MISO 和 PJM）。

跨区域电力交易

区域电力系统一体化的效益

先前许多 IEA 的研究报告已讨论了区域（或跨境）电力系统一体化的效益（IEA，2014b； IEA，2015a；IEA，2016b）。这些效益涉及电力行业的各个方面，包括：提高供电安全性、提升系统效率、改善波动性可再生资源的消纳问题。最早将电力系统互联起来大多是为了提高区域内资源的开发和利用效率。例如，挪威和瑞典的电力系统互联——这样瑞典可利用挪威的低成本水电，而挪威可用瑞典的热电来平衡其水电。

[30] 这些是加州 ISO（CAISO）、新英格兰 ISO（ISO-NE）、大陆中部（MISO）、纽约 ISO（NYISO）以及 PJM 和西南电力库（SPP）。联邦能源监管委员会（FERC）对德州电力可靠性委员会（ERCOT）没有管辖权。

许多区域一体化效益来自于发电调度的持续优化。例如，美国西部地区建立了一个区域实时电力市场，称为西部电能不平衡市场（Western Energy Imbalance Market, EIM），该市场于 2014 年开始运营。[31]根据最新估计的系统效益，[32]从 2014 年 11 月至 2018 年 9 月节约成本共计 5.02 亿美元。EIM 的成员数量迅速增加，2014 年的两个参与者，到今天已增加到八个（预计未来几年将有更多参与者加入）。从总效益来看，2018 年前三季度累计产生效益 2.14 亿美元（或占总成本节约量的 43%）。

在跨境电力系统一体化方面，欧洲可能是最先进的区域。欧洲各国紧密互联，日前市场协调一致，在某些情况下，平衡市场也实现了跨境协调。这些努力带来了可观的效益。据欧洲输电网络运营商（ENTSO-E）统计，日前市场一体化使社会福利增加约 10 亿欧元（由于降低了电力批发电价）（ENTSO-E，2017）。与此同时，北欧地区的区域备用容量协调机制使得该地区自 2003 年以来每年节约 2.2 亿欧元。ENTSO-E 估计，若平衡市场进一步拓展至整个欧洲范围，资本节约可达到 30 亿欧元。

区域一体化的集中模式和分散模式

跨区域电力系统一体化指的是不同司法辖区之间跨边界的电力系统互联互通。这里边界可以是国家之间的边境线（如中国与其东南亚邻国），或者一个国家内不同区域之间的界线（如中国各省份之间）。无论上述哪种情况，电力系统互联互通需要增加各司法辖区的多方面协作，包括（但不限于）系统运营、市场组织和监管。总的来讲有两种跨区域电力交易的组织模式：集中式和分散式。若采用集中模式，原先分散于不同机构的职能由一个跨区域实体承担。若采用分散模式，每个区域各自都会保留原有职能。

区域一体化也可能同时包括集中式和分散式要素。例如在欧洲，电力交易是集中组织的（例如，北欧的 Nord Pool 和中欧的 Epex Spot），而系统运营仍由各国的输电系统运营商（TSOs）负责。

集中模式操作上比分散模式简单，因其有统一的跨区域实体承担系统运营。然而，集中模式不如分散模式灵活，且不易扩展。这是由于不同地区之间存在装机结构、电力政策的差异，因此设计通用的市场规则和运行条例难度较大。美国采取的也是集中模式，其市场组织和系统运营均由单一机构负责。这个机构既可以是垂直一体化公用事业公司（这类公司负责系统运行，但不负责组织市场），在某些地区也可以是独立系统运营商（ISOs）和区域输电组织（RTOs）。ISOs 和 RTOs 组织单一区域市场并强化辖区内不同主体的运营能力。

西部电能不平衡市场（EIM）由加州独立系统运营商（CAISO）组织并运营，是另一个集中式跨区域电力市场。从实际效果来看，西部 EIM 市场将由加州独立系统运营商组织的

[31] 下文将更详细地讨论西部 EIM 的组织结构和运营结构。
[32] www.westerneim.com/Pages/About/QuarterlyBenefits.aspx.

实时电力市场向其他外部参与者开放。是否参与西部 EIM 市场全凭自愿——也就是说，参与者可视情况随时加入或退出。就像上文提到的，这种模式带来的好处显而易见。然而，西部 EIM 市场也有其局限性，一方面因为市场参与者数量较少，另一方面电力交易量也较为有限。电力交易量有限由多种因素造成，包括：自愿参与市场的机制、实时电力交易占电力交易的比例较小（大多数电力交易在日前市场完成）等。

欧盟市场一体化

相比于世界上其他地区，欧盟在协调区域电力市场、鼓励成员国电力系统一体化方面做的比较成功。欧盟经验表明：跨区域市场分散式管理、区域内各管理机构互相协调的方式效果更好。

欧盟电网规范的制定很好地证明了实际操作中如何实现这种平衡。欧盟的能源一揽子文件（也被称为“第三个一揽子文件”）中强制要求发展通用的欧洲电网规范和导则（以下称“电网规范”）。[33]电网规范旨在协调电网接入有关的技术和商业规则，其总体目标是确保所有参与者的公平接入，并消除成员国之间的电力交易壁垒。电网规范涵盖多个领域，包括与跨境电力系统一体化直接相关的一些领域，即：

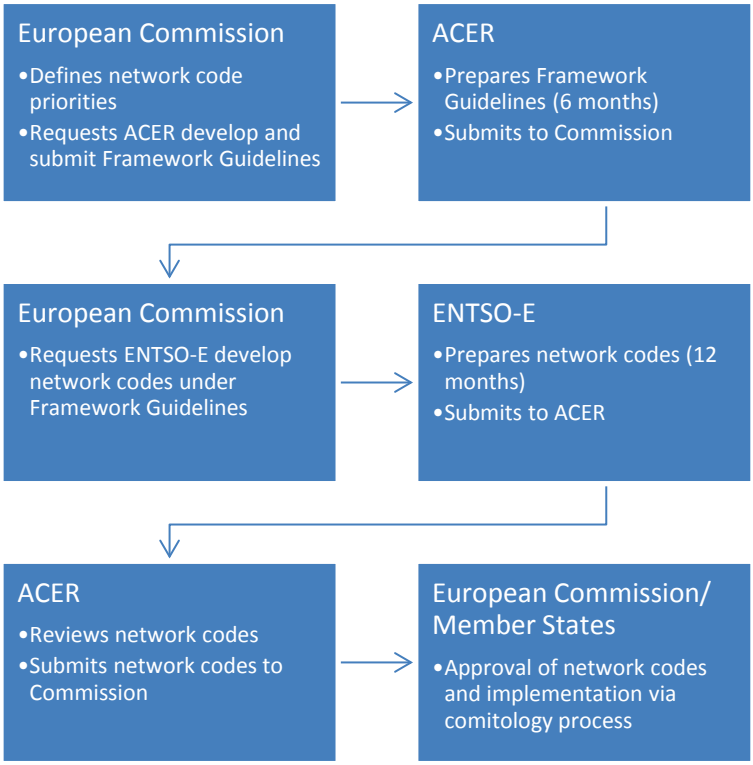
- 容量分配和阻塞管理（Capacity Allocation and Congestion management，CACM），包括日内和日前跨区输电线路容量；以及远期容量分配（Forward Capacity Allocation，FCA），包括远期跨区域输电线路容量
- 平衡，设计规则以鼓励尽可能使用区域平衡资源
- 统一电价结构，包括位置信号和输电系统运营商之间的相互补偿
- 高压直流（HVDC）网络规则，针对将 HVDC 电网联络线纳入地方电网制定要求。

电网规范由多个不同实体负责制定。欧盟委员会负责电网规范的推进和实施。但是，。欧盟委员会不具备制定规范具体条款的技术能力，因此欧委会将这一责任分配给两个实体：能源监管合作机构（ACER）和欧洲输电系统运营商网络（ENTSO- E）。

规则草案的编写规程是循环迭代的，欧委会、ACER 和 ENTSO-E 均参与其中（图 19）。欧委会确定总体优先事项，ACER 据此制定一套框架导则。框架导则确立了每个网络规则的总体范围和方向。 ENTSO-E（TSOs 联盟）随后按照框架指南以及各地区（即欧洲各国）技术限制制定详细的电网规范。

[33] 电网规范和电网导则的功能类似，且都具有法律约束力。主要区别在于其所依据的欧盟电力条例不同。

图 19. 制定欧盟电网规范



资料来源：IEA (2016b), Electricity Security Across Borders: Case Studies on Cross-Border Electricity Security in Europe.

欧洲实施了系统化流程来开发统一的电网规范。

CACM 网络规则特别重要，因此值得特别关注。在实施 CACM 之前，跨境输电容量由相互连接的 TSOs 各自单独计算，或在某些情况下由双边或多边协调计算。单独计算可能导致对跨境可用容量的错误估计。多边协调计算改进了这一点，但仅限于双边或较小的区域范围内。除其他外，CACM 电网规范则正式提出，应协调并统一整个欧洲的输电容量计算方式。

统一计算电网联络线容量对于保证系统运行和长期资源充裕度都至关重要。欧洲电网拓扑结构呈网状，也就是说电流可流经多条不同的线路。在许多情况下，一个国家会充当两个或多个其他国家之间的电力潮流中间方。若无通用计算方法，TSOs 可能基于与其他 TSOs 冲突的假设，在实时层面做出不恰当的决策。低估或高估电网联络线的可用容量也会致使对地方和区域资源充裕度产生不同判断。

尽管 CACM 统一了计算电网联络线容量的方法，但具体计算的责任并未完全分散。相反，计算由各个区域安全协调员（Regional Security Coordinators，RSCs）负责。一些 RSCs（如 CORESO 和 TSC）起初是各 TSOs 之间自愿成立的。但根据现行的欧盟法律，此类组织的参与具有强制性。

该 RSC 由 TSOs 成员拥有，主要有五个职能：

- 计算参与区域之间的电网联络线容量
- 进行电网安全分析
- 开发通用电网模型
- 预测资源充裕度
- 制定停电计划

需要指出，这些职能主要是为了统一并向参与的 TSOs 传播信息。RSCs 并无正式的实际系统运营权限，系统运营仍由相应的 TSOs 全权负责。

市场组织

欧洲电力市场的组织有两个层次。第一，通过各电力交易机构，在国家或区域层面建立市场。第二，通过区域价格耦合（Price Coupling of Regions，PCR）的过程实现各个市场之间的协调。

北欧电力市场（Nord Pool）可能是欧洲最先进的区域市场。在结构方面，北欧电力市场遵循上文中提到的集中化与分散化之间的平衡。Nord Pool 是一个区域实体，负责组织下属七个成员国的批发电力市场 [34]。但是，系统运营仍由各国独立的输电运营商（TSOs）负责。

北欧地区的大部分电力交易都是通过 Nord Pool 市场完成的：2017 年为 4000 亿千瓦时，或总电力消费的 80%——其余 20%则是通过 Nord Pool 市场以外的双边协议进行交易的。北欧电力市场的模式提供了在电力系统一体化中，集中和分散模式的一种可能的平衡方案。但在欧洲还有另外一种分散一体化的模式，即区域价格耦合（PCR）。PCR 模式下，欧洲不同的电力交易机构开发出同意的日前电价计算方法：EUPHEMIA 算法。各个交易机构仍负责电价计算并与其辖区内 TSOs 进行协调。相关数据则在不同电力交易机构之间共享，以确保所有交易机构计算结果的一致性和合理性。目前，PCR 模式几乎覆盖整个欧洲。

欧洲执行区域价格耦合模式的驱动力主要来自欧洲委员会，即如上文提到的，欧委会鼓励市场协调，如：通过一揽子文件和牵头电网规范制定。但这需要在国家和地区（在欧洲内部）层面做大量工作。例如，区域价格耦合方式的许多市场原则都基于北欧电力市场。也有一些原则是志愿组织通过国际合作的结果，如：五方能源论坛（Pentalateral Energy Forum，PLEF）。

[34] 丹麦，爱沙尼亚，拉脱维亚，立陶宛，芬兰，瑞典和挪威。Nord Pool 还在英国建立了批发市场。但是，英国目前并未与北欧国家建立物理互联，因此它的运营独立于 Nord Pool 市场的其他部分。

PLEF 由中西欧的七个国家组成。[35] PLEF 并没有正式授权，其作用是支持各成员国就电力行业一体化相关的一系列问题展开协作。例如，市场耦合的基本原则就是来自 PLEF 工作组。PLEF 还支持成员国在电力安全等领域制定高于欧盟规定标准的要求，例如开发区域性的资源充裕度概率评估，或就应急规划和危机管理等问题签署区域谅解备忘录等。

欧洲的市场结构很好地说明了分散化市场结构如何支持加快区域一体化。允许不同国家（或更广泛的说法，治理区域）保留对其电力系统的功能控制，与此同时鼓励跨区域层面的市场、系统和监管协调，提供了一种灵活的（允许各国保留对系统运行和能源政策的控制）、可扩展的（例如，区域价格耦合目前几乎涵盖了整个欧盟地区）方式，完成跨境电力系统一体化。

系统服务，中短期灵活性市场

电力系统的可靠运营主要取决于维持系统频率和电压等级的多种系统服务。在大规模停电后重启系统时，可能还需特殊服务（即黑启动功能）。不同系统能够以不同方式获取相同服务，例如一些系统会根据电网规则强制执行，而其他系统则使用采购或市场机制。

随着波动性可再生能源渗透率的提高，对这些服务的需求以及其经济价值必然会发生变化。其中一个原因是传统发电机提供的许多服务只是简单的发电副产品。例如，传统发电机通过其调压器、调速器，以及在其汽轮机和发电机自重在高速旋转中存储的惯性来维持电压和频率稳定性。

较高水平的波动性可再生能源也会增加供需平衡的波动性和不确定性，因此就需要优先调动更高水平的灵活资源，例如储能和需求响应。辅助服务市场的转型与其他措施一起发挥关键作用（见下文关于灵活性的部分）。

爱尔兰和北爱尔兰承诺到 2020 年将可再生能源的发电占比提高到 40%。在此背景下，为了找出未来几年电力系统可能存在的运营问题，他们已经制定了 DS_3 工作计划（见专栏 A.3）。该计划启动了一系列新系统服务的咨询程序，以解决和减缓先前已通过综合技术研究找出的潜在系统问题。新增加的系统服务主要用于解决与发电强烈波动且非同步的电力系统中的频率控制和电压控制相关的挑战（Eirgrid/SONI，2016）。 根据 DS_3 计划确定的新服务包括同步惯性响应、快速频率响应、快速故障后有功功率恢复和爬坡裕度。这些服务对现有的系统服务产品进行了补充，反映了特定爱尔兰背景下的新要求。[36]

同样，澳大利亚能源市场运营商（AEMO）于 2015 年 12 月推出了未来电力系统安全计划（AEMO，2017）。其目标是调整能源市场运营商的功能和流程，以提供持续的电力

[35] 五方能源论坛的创立成员国为比利时、法国、德国、卢森堡、荷兰。奥地利和瑞士后来加入。

[36] 低系统惯性和频率变化率（RoCoF）的问题在爱尔兰和英国尤为突出，因为 RoCoF 用于检测配电网上的孤岛（阈值为 0.5 赫兹/秒）。 在许多其他系统中，配电网上的孤岛问题并非如此，因此可能在后期面临与惯性有关的问题。

系统安全性和可靠性。该计划主要针对四个高优先级领域：频率控制、系统强度、极端电力系统条件管理和电力系统可视性。关于频率控制，目前正在考虑采用快速频率响应机制，以补充现有的频率控制辅助服务。一个大型发电商 AGL 也于 2016 年 9 月提交了一份规则变更，以建立惯性辅助服务市场（AEMC，2017）。在撰写本文时，这些改革都在进行中。

另一个创新系统服务市场例子是 CAISO 灵活的爬坡服务市场。该市场旨在从传统发电机组中获得足够的爬坡灵活性，以满足较大供需平衡变化所带来的爬坡需求（CAISO，2014）。包括频率响应和运行备用在内的其他辅助服务已经融入 CAISO 的日前和实时能源市场，发电商在辅助服务市场竞标，辅助服务市场与能量市场协同优化。

在辅助服务市场历来受到较少关注的地区，正在制定标准机制或开始为过去属于无偿服务的服务提供补偿。例如，在印度，电力系统运营有限公司已经发布了新的储备监管辅助服务的实施规程（POSOCO，2016）。这一举措标志着引入了明确的经济补偿运行备用体系。在意大利，意大利电力、天然气和水务监管局（AEEG）在 2014 年推出自愿参与一次调频服务的方案。此前，该服务完全是一种强制性的无偿服务（Terna，2017）。

下列一般原则适用于灵活性市场设计及其与短期批发电力市场的联系：

- **明确贡献系统稳定性的责任：**明确保证系统平衡的义务和成本分摊机制，可以简化系统运行，减少购买备用的成本。成本节约转嫁要求有助于确保最终消费者享受到这些好处。
- **确定平衡结算的程序：**新利益相关者的出现和角色的转变可能导致冲突，因为为了满足系统需求需要部署新的技术。鼓励市场参与者、系统运营商、聚合商和电网参与，有助于防止在发展 DSI 市场的过程中出现争议。
- **改善短期灵活性与市场时限之间的联系：**缩短采购与交付之间的前置期，提高整个市场结算期的时间分辨率，可减少再平衡需求。
- **加强地方灵活性激励：**实现地方系统约束和吸引地方资源可增强电力系统对天气引起的波动增加（次要指标）和需求模式变化的适应能力。
- **创建公平的灵活性补偿机制：**这需要对灵活性要求进行适当定价，例如爬坡、运营范围、最短爬坡和滑坡时间以及响应准确度等。
- **减少对不灵活发电厂运行的激励：**审查现有的照付不议合约或强制发电小时数，以清除经济调度的障碍，便于创新灵活性供应商进入市场。

胡等人（2017）指出了几个影响欧洲电力交易市场中期灵活性的关键因素：

- **关闸和交易产品时间分辨率**：日前市场一般在交易产生的前一天中午 12:00 关闸，即交割间隔期长达 36 小时。通常，较长交割间隔期会增加预测误差，使波动性可再生能源发电商实时处于高度不平衡状态，并增加了对日内（ID）市场平衡资源的需求。此

外，在日前交易产品具有小时分辨率的市场中，由于波动性可再生能源和负荷存在小时内的剧烈波动，小时现货价格就无法有效反映系统的实际状况。

- **次级市场结算持续时间的一致性**：在具有每小时现货价格和小时内不平衡价格的市场中，同时间两个市场产生的价格信号之间较低的相关性可能会促使市场参与者确定的交易量偏大或偏小，具体取决于成本分配以及对应于系统不平衡的预期头寸。此外，不平衡结算的持续时间过长可使具有广泛投资组合的市场参与者在内部平衡其头寸，而不再为系统平衡提供帮助。
- **不平衡结算的价格结算规则**：不同的次级市场有不同的结算规则。在平衡服务市场中，若市场流通性高、竞争性强、信息透明，按出清价格支付就更具经济效益。对于不平衡结算而言，与边际定价相比，使用平均定价可抑制价格信号，也会减弱负责平衡服务的相关方（Balance responsible parties）在战略上保持平衡头寸的动机[37]。因此，日内市场的流动性减少，平衡服务需求增加。
- **平衡成本分配的对称性**：是指根据市场参与者的头寸向市场参与者分配不平衡结算成本。在单价和双价体系中，空头 BRP 付费，而多头 BRP 则获得报酬。主要区别在于，在单价体系中，加剧和缓解系统不平衡的市场参与者对应同样的价格。相比之下，双价体系对这两种情况进行了区分。根据市场情况，单价体系可能会鼓励市场参与者维持不平衡市场的战略不平衡。
- **短缺定价信号弱**：若市场的供应可靠性标准过于严格、规模过大，或市场有固定发电计划，可能就会鼓励不灵活的热电厂持续上网。因此，短缺价格就无法高到足以鼓励投资新的灵活发电机组或经济有效地部署需求响应。此外，远低于 VOLL 的限制性价格上限可能会成为限制投资灵活性资源的又一阻碍。
- **节点信号**：这与区域定价和节点定价的差异有关。区域定价一般会忽视电网限制，无法推动新的发电或潜在的分布式发电投资，因而无法有效地使用现有基础设施。在大区域内，不考虑电网约束可能会产生计划外的电力潮流，因而可能会增加其平衡服务需求和不平衡成本。

吸引低碳发电容量投资

市场设计的一个重要方面是设计合理的市场框架支持清洁电力投资，以确保其按照政策目标持续增长。此类政策的一个重要方面是：若系统中的波动性可再生能源较多，政策制定不仅要尽量引导其发电成本降低，还要以对系统整体效益最优的方式对其进行部署。此类部署与系统价值（SV）的概念密切相关。

[37] 在欧洲电力市场中，BRPs 是市场参与者，负责在每个结算期结束时维持其指定平衡区域的供需平衡。该功能类似于负荷服务实体在北美受监管市场中平衡其控制区域的作用。

系统价值是可再生能源发展的一个关键概念

各种技术的发电成本通常用能量单位来表示，“平准化电量成本”（levelised cost of energy，LCOE）是具体发电技术在发电层面的成本衡量指标，其计算方式是发电层面的所有成本之和（包括投资、燃料、排放、运营和维护等）除以电厂未来的发电量。为了便于比较，将电厂经济运行年限内不同时间点的成本（如建造成本或运营成本）进行“平准化”而得名。

过去 20 年中，风电和光伏发电的平准化电量成本大幅下降（IEA，2018a）。越来越多风电场和光伏发电厂的平准化电量成本接近甚至低于化石燃料电厂或核电的成本。例如，当前有记录的陆上风电的低价格是 200-240 人民币/兆瓦时（摩洛哥），而太阳能光伏发电为 200 人民币/兆瓦时（迪拜）。

然而，平准化电量成本没有计入对发电时间、地点和方式的考量。“时间”指的是产生的电能在某时间段的可及性，“地点”指的是发电厂的位置，“方式”指的是这种发电技术对系统的影响。由于发电技术的时间、地点和方式不同，LCOE 指标不足以用来衡量清洁发电项目效益，甚至会产生误导性结论。用 LCOE 进行比较的前提是计入对发电时间、地点和方式的考量后，不同电力项目发电的价值相同。

电力的价值取决于发电的时间和地点，尤其是波动性可再生能源比例较高的电力系统。某些时候，系统发电量充裕但恰好需求相对较低，这种情况电力的系统价值较低；反之，当发电量少但需求高时，电力的系统价值较高。考虑电力的系统价值，为分析波动性可再生能源并网和电力体制改革问题提供了新的视角。

系统价值（System Value，SV）指的是新增某种技术的发电项目带来的净收益。虽然这种概念框架适用于所有发电技术，但本节关注的重点是风电和光伏发电。系统价值由新增某种技术的发电项目带来的综合效应（正面和负面效应相互作用）决定。要具体计算某个技术的系统价值，首先要明确需要考虑的因素。例如，某些技术并不依赖价格波动较大且风险较高的燃料，而这些技术的正外部性可能会被计算在内，也可能会被排除在外。

正面效应指的是可降低成本的所有评估因素，包括燃料成本降低，二氧化碳等其他污染物减排，降低其他类型发电装机的需求，甚至可能降低对电网的使用以及降低线路损失。负面效应指的某些成本的上升，如传统电厂投资回收成本增加和新建电网基础设施造成的成本增加。

系统价值是对 LCOE 等经典发电成本衡量标准的补充，反映了新增发电容量对电力系统的影响。简单来说，LCOE 解释了某种技术的成本，而系统价值指的是该技术对整个电力系统带来的净影响（图 20）。

计算某种发电技术的系统价值需要对燃料或二氧化碳价格等进行假设，还可能需要模型工具，用来分析不同情景下的成本。此外，可以通过分析实际市场数据来估算某些系统

价值的组成部分。市场数据虽然容易获取，却需要仔细对分析结果进行解读。只有在理论情况下，市场能够准确对所有相关外部性定价，补偿所有收益，征收所有成本，如此市场价格才能准确地反映系统价值。实际情况下，市场价格反映系统价值的准确度取决于多种因素。例如，如果现货价格是在覆盖地域很广的现货市场上形成的，那么依据现货市场收入评估系统价值或许不能涵括所有与电网基础设施相关的影响。然而，即使是关于系统价值的有限信息也能为政策和市场设计提供重要参考。

系统价值高就意味着某种发电技术正好匹配了电力系统的需求。例如，若某新建波动性可再生能源电厂在电价比较高的时段发电，这种有利情况就会反映出该电厂较高的系统价值。若电力市场设计良好，发电厂在这种时段生产的电力就应该获得高于平均价格的电价。

系统价值可以为设计者提供关键信息，这种信息是仅考虑发电成本所不能获取的。比较 LCOE 和系统价值可以为政策制定者和其他电力系统利益相关方提供关键信息。若波动性可再生能源的系统价值高于其发电成本，增加波动性可再生能源装机就能帮助降低电力系统的整体成本。

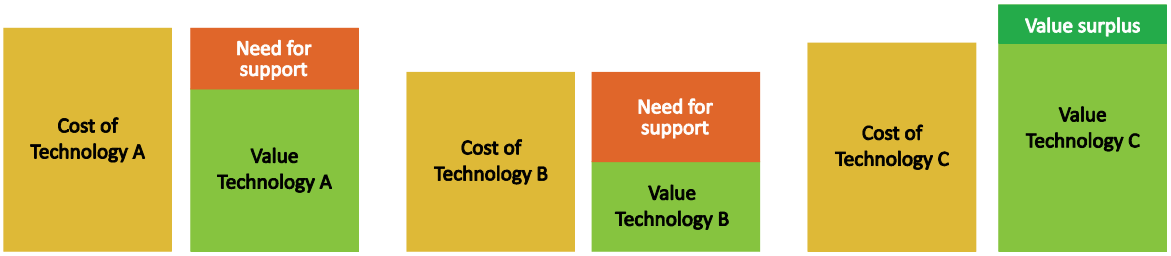
图 20. 图解平准化电力成本（LCOE）和系统价值（SV）

资料来源：IEA (2015b), Next Generation Wind and Solar Power.

成本和价值都与评估波动性可再生能源相关。

对比不同技术的系统价值（不只是 LCOE 值）可为政策设计提供全局介绍和合理依据(图 21)。在下图的例子中，技术 B 成本最低，但 SV 也最低，因此在部署方面需要最多支持。比较之下，技术 C 虽然需要中等成本，但 SV 值很高，因为所在市场的设计合理，所以部署方面无需任何支持。

图 21. 波动性可再生能源成本、系统价值和竞争性之间的关联



资料来源：IEA (2015b), Next Generation Wind and Solar Power.

如果一种技术的系统价值特别高，则即使该技术成本较高，但从系统角度来看该技术是可取的。

国际能源署为《2018 年世界能源展望》（IEA，2018a）提出了类似的 SV 指标。价值调整后的平准化电量成本（VALCOE）是基于世界能源模型（WEM）的小时电力供应模型开发的评价发电技术竞争力的新指标。该指标作为平准化电量成本的补充，仅捕获相关成本信息，并不体现各种技术的不同价值主张。价值调整后的平准化电量成本支持将成本和价值考虑在内，对比波动性可再生能源和可调度火电技术。该指标的基础是技术的平均平准化发电成本，并结合另外三个价值要素：电量、容量和灵活性。将每项技术的估算价值要素与系统平均价值进行对比，计算出对平准化发电成本所做的调整（向上或向下调整）。调整完成后，以 VALCOE 为依据评估技术的竞争力，数字最低的技术竞争力最高（详情请参阅 IEA，2018a）。

系统友好型波动性可再生能源部署

风电和光伏发电并网可以基于系统友好型部署方式。波动性可再生能源本身通常不被认为是有助于并网的工具，这一认知有其历史原因。简单来说，早期制定部署波动性可再生能源的相关政策时，政策重点不在并网。相反，过去的政策重点可总结为：尽可能快速实现最大化的波动性可再生能源部署，同时尽可能快速降低 LCOE。然而，这种方式不足以实现实现系统中更高比例波动性可再生能源的目标。要推动波动性可再生能源部署，释放波动性可再生能源技术本身在促进并网方面的潜力，需要更加创新的手段。

要想在政策框架中反映 SV，需要在政策制定时充分进行权衡。一方面，政策制定者应该引导资金投向 SV/发电成本比值最高的技术；另一方面，准确计算 SV 非常困难，最重要的是，因为用来评估所有利益和负面影响的定量信息是不完整的，并且由于 SV 是一个随时间变化的动态指标，这也意味着当前和未来的 SV 将会有所不同。

市场实际运行时，短期市场价格信号可以有效地向投资者展示不同技术的 SV。这就是为什么中国引入现货市场应该在市场建设中进行优先考虑。然而，某些技术现阶段的 SV 并不能反映其未来的 SV。这是在某些国家能源结构转型阶段波动性可再生能源装机比例高到一定程度时观察到的结果。以欧洲的电力市场为例，可再生能源部署、低二氧化碳

价格、低煤价，需求负增长/增长缓慢（由于经济增速低或能效的提升）导致近年来批发市场电价一直处于低位。批发市场低电价意味着任何新增发电装机只能带来有限的成本效益，因此短期 SV 很低。即使在电力需求增长迅速的地方，单纯基于短期批发电价预期的项目投资也会面临诸多挑战。由于风电和光伏发电属于资本密集型项目，这些挑战会直接增加其装机成本，也可能会加大 SV 和发电成本之间的差异。此外，当前的市场价格信号可能不能很好地反映长期 SV 值。如果中国现阶段引入经济调度和现货市场，类似的效应也可能会在中国发生。

这就需要建立政策机制，保证投资建设清洁能源有足够的长期收入确定性。同时，这种机制的设计也要反映不同发电技术 SV 的差异。现在某些能够实现这一目标的政策机制已经出现。下文将介绍两个例子：市场溢价制度，奖励波动性可再生能源发电企业生产高于平均价值的电力；拍卖制度，比如墨西哥近期引入其电力系统的模式，基于对系统的贡献而非简单依据发电成本选择项目。

德国市场溢价机制

德国市场溢价系统（premium system）不再局限于固定的标杆上网电价（feed-in tariff）机制，而是通过使波动性可再生能源更多参与实时市场，但同时仍然对 VRE 提供足够的收入确定性。因此，该系统为更为系统友好的 VRE 部署提供了动力。该系统由三部分组成：

- 电量（MWh）参考价格：这可以通过政府定价或竞争性招标程序来确定。随着系统的发展，德国从前者转移到后者。定价过程会参考风能或太阳能项目在财务上合理的收入预期。
- 参考市场价值：参考价值是每种发电形式的月度加权平均现货价格，即：风能或太阳能。关键的一点是，该参考值是根据所有风能和太阳能光伏电站的输出计算得出的。因此，它对应于平均水平的市场收入。
- 市场溢价：这是所有发电机组获得的附加收入；市场溢价在参考价格和参考市场价值之间差额的基础上，每个月进行调整。例如，如果参考价格为 60 欧元/兆瓦时，参考市场价值为 32 欧元/兆瓦时，则市场溢价为 28 欧元/兆瓦时。

波动性可再生能源的系统友好型投资和部署的动力来自以下方面：能够在电价较高时提供电力的发电项目（因此，具有较高系统价值的工厂）将获得比参考市场价值更高的市场收入，与此同时，它获得的溢价与相同技术的所有其他同类发电项目相同。因此，它可以获得更高的利润。以上述为例，从市场获得 35 欧元/兆瓦时的发电项目将获得 63 欧元/兆瓦时的收入。投资者现在越来越意识到获利的差异取决于风电项目发电的时间价值。现在已有专业咨询公司开始提供相关业务，例如在电力价值特别高的时段哪些位置风资源最好。

墨西哥清洁能源和容量拍卖机制

为了尽可能降低政府支持发展低碳发电项目的有关成本，墨西哥设计了一种拍卖机制，重点考虑参与竞标技术的系统价值。这种制度支持的低碳技术包括可再生能源、核能、高效热电联产机组承担工业热负荷时的额外发电、以及碳捕集与封存。这些技术每兆瓦时发电量会获得一个清洁电力证书（Clean Energy Certificate，CEC）。零售商购买清洁电力时 CEC 会随之转移至零售商。零售商则需要向监管机构提供规定数量的 CEC 以证明他们满足了墨西哥清洁能源标准。

墨西哥拍卖制度的设计主要是为解决可再生能源收入高度不确定的问题。这项制度也反映了尽管墨西哥拥有大量的风、光和地热等可再生能源资源，但这些资源产生的系统价值却不尽相同。例如，地热能和水能都是可调度技术，但风能和太阳能光伏则不属于可调度技术。光伏发电在墨西哥第一次组织拍卖时价格更高，但光伏的系统价值体现在其能够在用电高峰时段发电，从而避免系统使用成本更高的调峰电厂，而且在投产后还可提供容量价值。

需要注意的是，所有这些对价值和平准化电力成本（LCOE）的考量都会随时间变化，至于如何变化则并不确定。有些技术的成本下降速度会更快。此外，如果负荷曲线形状或负荷规模发生变化，抑或某种技术在同一地区部署过多，该技术的系统价值也发生变化。

相关的解决方案是采用技术中立的拍卖制度，并在拍卖过程中考虑到溢价（premium）和惩罚（penalty）等因素，使得不同技术在参与竞价过程中具有可比性。

这些溢价和惩罚的标准是电力项目在未来 15 年的预期价值，可分为两种方式：

- 位置——墨西哥被划分为 51 个电力区，惩罚或奖励为该地区和其他地区电力价值之差的平均值。
- 时段——惩罚或奖励根据每天不同时段电力的价值。

而以下市场规则保证了拍卖机制的灵活性：

- 市场上存在三种商品：电量、清洁能源证书和可调度容量。不强制要求发电企业出售全部三种商品，可选择仅出售其中一种。
- 拍卖时间要至少提前项目预计投产日期 3 年，不过开发商可在一定范围内调整项目交付日期。
- 在大容量发电项目开发过程中，项目开发商可根据市场其他参与者报价进行报价。
- 项目中标并不意味着该项目有并网的优先权；反而是在输电阻塞地区，那些已完成前期联网工作的项目可在竞标时获得优先权。

拍卖系统比较所有竞标项目，采取一种算法选取能够在“价值调整”（考虑系统价值）后提供最低系统成本的项目。这就使得“昂贵”（成本上）、但能够提供更多系统价值（即：项目所在地区电价较高，或能够在用电高峰时段发电）的电力项目可以脱颖而出。

外部性定价

价格型工具旨在根据污染者付费原则，在规划与运行阶段将电力生产过程导致的环境退化、气候变化或空气污染的社会成本内部化。价格型工具可以通过具有成本效益的方式实现环境目标，它们同时应该与其他政策相协调，包括优化电价政策。这通常意味着取消现有化石燃料补贴，因为现有补贴与价格型工具所针对的负外部成本有关。

减缓气候变化的政策会体现出二氧化碳排放的成本。市场化的碳减排政策可分为碳税（直接对二氧化碳排放征税）和排放交易体系（Emission Trading Systems，ETS）两种。从预期效果上讲，上述两种方法具有相同的目标和影响。然而，碳税会带来一个可预期的二氧化碳价格；而排放交易体系[38]设定了排放上限，因此能够在碳价波动的情况下，为决策过程中已确定的减排实施路线带来确定性。

碳税更容易实施，而排放交易体系的优势在于能够产生最具有成本效益的减排激励。碳排放配额可以按照二氧化碳的市场价格进行交易，因此配额的市场价格实际为市场参与者投资减排技术（能源效率、低碳发电、碳捕集和封存等）设定了经济上可供参考的门槛（Hood，2011）。换言之，边际减排成本低于市场化碳价的参与者可以出售其配额（若有多余配额）并进行减排技术投资；边际减排成本高于市场化碳价的参与者将购买配额，直至市场化碳价与其减排成本相同为止。

碳价对电力市场日常和长期运营产生的影响

碳定价对电力行业的发展产生了深远影响。碳定价增加了电力行业运营决策的边际成本，扩大了低碳和高碳发电资产的价格差异。在碳价格足够高的竞争性电力市场，碳定价可以激励对现有发电资产的清洁调度、加快碳密集型资产停产、鼓励低碳投资、需求侧响应和清洁技术创新。

碳定价的主要机制将影响到发电资源的日常（或小时）调度：二氧化碳边际成本增加，碳密集型发电商将这些成本转嫁给消费者，因此这些发电商在调度中的优先级将降低。这会导致高碳资产的发电设备利用率下降，而低碳发电企业因报价更低，将获得更多发电利用小时数。在某些时段化石燃料发电厂被调用较多时，二氧化碳成本将推高批发市场电价，这将抵消掉部分低边际成本（可再生能源）发电带来的批发电价下行压力，从而增加低碳资产的投资回报。总的来说，碳定价的直接影响是在现有发电组合中，低碳发电资产的利

[38] 本节中讨论的排放交易体系仅限于有交易量上限的体系。注意，中国的国家排放交易体系尚处在初期阶段，与 ETS 有所区别，可能更类似于可交易绩效标准（Tradable Performance Standard，TPS）。

用率提高。从长期来看，碳价将使得运营高碳发电资产的商业回报减少，从而引导这些发电厂加快退役。

碳定价能够产生强烈的经济信号促使增加低碳投资，但这取决于碳价格水平。当短期边际运营成本超过长期投资新化石发电资产的边际成本时，化石燃料发电商将转向低碳发电项目（Guivarch and Hood，2010）。此外，当政策框架显示出未来碳价将进一步上涨的情况下，新的发电商可能从开始就会选择投资低碳发电项目。

在排放交易体系中，即便下调市场允许的排放总量，良好的分配机制仍可为碳密集型发电商提供一定时间以适应新的市场变化。由于碳排放配额是有价、可交易的商品，因此免费分配的配额可视为为化石燃料发电商提供了隐性的容量电价收入（同时保证了清洁调度，因为配额可视为在短期电力市场中的成本转移）。欧盟排放交易体系（EU ETS）中，发电行业免费分配的配额比例逐年降低，而当 EU ETS 于 2013 年进入第三阶段后，碳配额全部采取竞价拍卖的方式分配。[39]

政策组合及其相互影响

适度的碳价水平可促使调度向低碳发电转移，并改变燃料投入。然而，如果碳价格一致保持在此水平，则需要采用其他政策作为补充，以促进无减排措施的化石燃料发电停产或改造（采用 CCS 技术）、并引导投资流向低碳发电技术（IEA，2017b）。政策选择包括推出能效标准、可再生能源配额标准或其他支持措施，还可通过政府对清洁技术研发部署的资助，取消化石燃料补贴以优化电价结构等。这些政策除了有促进碳减排的效果，还可以从长远来讲提升特定技术的竞争力、以及降低其电力成本。

在设计排放交易体系时必须解决能源和气候政策重叠的问题。原则上，确立排放交易体系的上限，应该考虑到任何能够带来减排效果的能源政策。

电力行业设计

碳定价的有效性非常依赖电力市场设计。一般而言，对电力市场的人为干预过多会限制碳价的有效性。但是，可以通过实行额外的监管措施，模仿碳价在竞争性市场环境下可能产生的影响。

在中国，政府制定的标杆上网电价和“三公”调度原则，限制了实施碳定价后产生的成本转移和调度顺序变化，从而使碳价格的有效性受到一定制约。在短时间内电力市场改革尚未完成的情况下，为了保证碳价信号清晰可见，需要执行额外的监管措施，在批发电价和投资决策中体现配额成本。

[39] 2004 年加入欧盟的八个成员国除外。这八个国家的过渡期持续到 2019 年。（European Commission, 2018）

专栏 18. 中国的排放交易体系

中国从 2013 年开始在 7 个地区（5 个城市：北京、上海、天津、深圳和重庆，2 个省：广东和湖北）开展了碳交易试点，积累了相关经验，并据此于 2017 年 12 月下旬启动了全国性的排放交易体系（NDRC，2017）。配额分配规则由国家统一制定，并在所有省份推行——分配规则正在起草阶段，预计在 2019 年推出。中国的排放交易体系仅涉及二氧化碳排放，而二氧化碳占中国总温室气体排放量的 80%以上。

在开始阶段，排放交易体系只涉及年消耗万吨以上煤当量（约 2600 万吨二氧化碳）的电力和供热企业。根据这些规则，约 1700 家发电厂有义务参与排放交易体系，这些发电厂年均总排放量达到 33 亿吨二氧化碳（占中国 2016 年二氧化碳排放总量的 37%）。这使得中国的碳交易体系成为全球最大的排放交易体系（ICAP，2018）。

第一阶段的工作重点是发展排放交易体系的市场基础设施（监控、报告和验证，MRV）。在第二阶段，电力行业开始模拟交易，第三阶段推出进一步深化扩展的排放交易体系（2020 年以后）。在第三阶段，该体系将涵盖八个行业（电力、建筑、钢铁、有色、炼化、化工、造纸、航空），排放标准可能变得更加严格。届时，中国排放交易体系将覆盖全国近一半二氧化碳排放，参与的企业预计将达到 6000 家（Zhang & Pizer 2018）。

中国的碳排放交易体系采取了与欧盟和美国不同的设计。配额分配和标准制定均基于发电量和技术，使用了行业基准，在第一阶段采取免费配额分配。目前并未设定固定上限，因为基于发电量的分配有助于形成一个广泛的数据网络，用于在后期确定总量上限。中国电力部门的行政执行价格限制了成本转移的可能性，因此排放交易体系将包含电力消耗的间接排放。

中国排放交易体系当前采取的形式，类似于一个可交易绩效标准（TPS）与特定技术的排放强度标准相结合的产物。由于次类划分能够鼓励技术内部的效率改善，但并不能刺激技术转换，这可能导致减排的成本效率低下（Zhang & Pizer 2018），因此燃料标准的数量将受到限制，对燃煤发电厂采取比燃气发电厂更严格的标准。总量上限与交易体系对所有二氧化碳排放设置一个正价格，与之相反的是，可交易绩效标准只对超出基准水平的排放进行定价，这可能导致碳价格更低。但从长期来看，中国排放交易体系的目标是根据中国的生态文明愿景，限制全国二氧化碳排放总量，实现八个行业的减排目标。在未来几年排放交易体系的初期阶段，其主要特征可能是低碳价格和免费分配，在中国 2030 年之前排放量达峰之后，将以总量上限与交易体系取代可交易绩效标准。

中国排放交易体系的发展还需要考虑到电力行业的改革，因为这两者保持一致是排放交易体系有效运行的关键。中国排放交易体系政策由国家制定，并应用于全国所有地区，

但电力行业改革的政策则由各省制定和执行。当各省选择的电力行业设计，在碳定价体系下对发电企业（低碳和碳密集型发电）和消费者的激励结构产生不同影响时，这种管辖权的分割可能使情况变得更加复杂。一旦中国开始执行电力行业改革，在排放交易体系趋于成熟的过程中，中国必须重点解决这个关键问题。

资料来源：ICAP (International Carbon Action Partnership) (2018), ICAP ETS Map, https://icapcarbonaction.com/en/ets-map；NDRC (2017), 全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）Contruction Plan for the National Carbon Emission Trading Market www.ndrc.gov.cn/gzdt/201712/W020171220577386656660.pdf.；Pizer and Zhang (2018), "China's new national carbon market", NI WP 18-01, Nicholas Institute, Durham, NC, https://nicholasinstitute.duke.edu/publications/chinas-new-national-carbon-market

零售市场与分布式能源

零售电价改革

在本报告中描述各种因素推动下，很多地区正在进行零售价格改革（IEA，2016a）[40]。与此同时，信息和通讯技术（Information and Communication Technology，ICT）的进步降低了电量和其他公共服务之间的交易成本，这为引入更能反映成本、且具有更高分辨率的电价结构提供了机会。

越来越多的终端用户有了除传统电网供电以外的替代方案，他们可参考零售电价做出投资决策。随着分布式电源（DER）成本的持续下降，DER 的装机将继续上升。分布式能源渗透率较低的情况下，分布式能源部署可能只会影响到边际零售电价（LBNL，2017）。然而，随着分布式能源的持续增加，不同终端用户之间的配电网接入公平就会成为一个问题，并且可能形成 DER 装机增长使得电网供电价格增加、反过来导致 DER 自发自用更为经济的循环。

此外，行业耦合将其他行业的价格信号与电力行业的价格信号关联起来，并且实现了使用多种不同资源来满足某种能源服务的需求。例如，用户可以选择使用电（高效热泵）或天然气进行供暖，也可以在电动车和内燃机汽车之间选择。因此，各种资源就更加需要一个能够将其整合的平台，保证能源服务定价的相似性、以及税收的相似性。

最后，分布式发电可以提供系统服务，但当前电价结构无法体现这个价值。因此，这就需要不仅考虑零售电价改革，还要建立更广泛的衡量分布式发电价值的框架。下文将就这两方面展开讨论。

进行零售定价改革必须进行许多相关的权衡和区分。终端用户，尤其是居民和小型商业用户，通常没有专业知识和/或兴趣了解并掌握复杂的电价结构，因此他们参与批发市场

[40] 本节讨论摘自 IEA（2017a）。

可能会面临风险。但如果电力零售商和综合服务商能够获取不同时间和地点的电力价值差异信息，对于释放分布式能源的潜力将是非常重要的。

零售电价的精细度

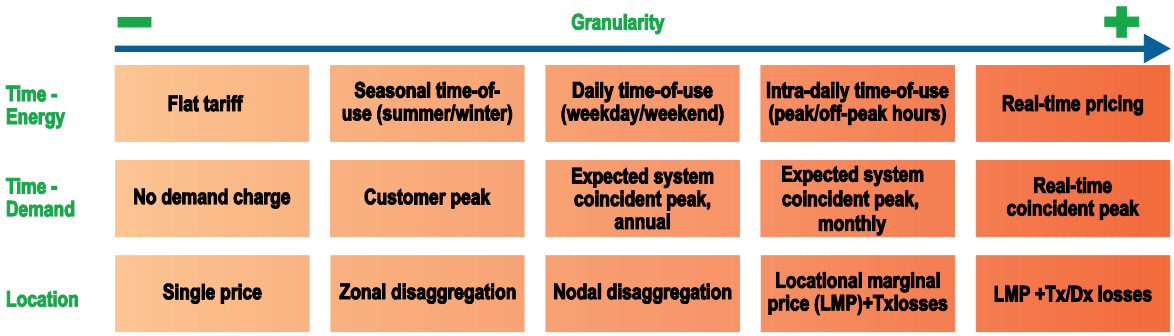
随着分布式能源发电成本的下降，零售电价的设计应为电网用户和分布式能源提供公平、合理的激励（IEA，2016c）。先进信息和通讯（ICT）系统和新的价值评估方法使得计算在电力在特定时间和地点的实际价值成为可能。智能电表可通过信息交互让终端用户传递电力价值信号，并使用定期测量的数据进行计费。准确捕捉影响系统成本的价格信号为确定对电力系统最有价值的发电时间和地点提供了支持，并且使得需求侧管理更为可行。

零售电价可从下述三个方面进行改进（图 22）。第一，为体现全天各时间点的供需平衡，电价可能要从单一价格转为更具有时效性的实时电价。实时定价是一种先进的定价机制——西班牙自 2014 年起开始在应用实时电价，用户可自由选择退出该机制并与其他供电商签约或选择其他合约方式（IEA，2016d）。

第二，需求定价要能够反映出独立用户对系统电量和电网成本的贡献。电力消费的准确特征——如：峰值电力需求出现的时间和量级——将影响到电网规划，即：应该在哪些时段、哪些地点对电网进行重点规划和强化。

第三，电力消费的地理位置信息。向终端用户供电的成本取决于输配电损耗、阻塞和与电压相关的电网约束（Schweppe, 1988）。在电价中体现这种空间上的成本精细度时，可参考区域电价差异，也可参考更精确、实时的节点边际电价计算结果。节点边际电价计算可以反映出用户相对于各个电网节点的位置信息。

图 22. 不同细致程度的零售电价方案



注：Tx =输电； Dx =配电； LMP =节点边际电价。

资料来源：IEA (2017a), *Status of Power System Transformation 2017: System Integration and Local Grids.*

零售电价能够从三个维度进行改善。

补偿分布式能源

分布式能源，特别是分布式发电的补偿机制是部署这些技术的强大驱动力。为分布式发电设计合理的电价结构是一项复杂但意义重大的工作。若电价设置太高，过量资金会流向分布式能源所有者；若电价设置太低，可能对分布式能源所有者不公平。固定收益机制（度电收益）提供了投资确定性，而可变定价机制则能更有效地鼓励对系统更为友好的选择，从而使分布式能源在负荷较高的时段能够将尽可能多的电力上网。

分布式能源的定价和补偿不局限于发电，还包括对能源效率、需求侧响应和电池储能的激励。考虑到分布式光伏在中国方兴未艾，本报告重点关注分布式太阳能光伏发电定价。但这并不意味着其他分布式技术重要性较低。对于分布式光伏的原则定价原则适用于所有分布式能源。

传统补偿机制例如净用电计量（net energy metering），是假设当居民住宅发电和用电在不同时段存在差异，电网可以在中间起缓冲作用。最终电费账单汇总记录家庭发电量和用电量。根据净用电电费机制，小范围发电按零售电价的可变组成费用估价，因为在各个计费期之内和之间，家庭可以储备发电（IEA，2016c）。[41]

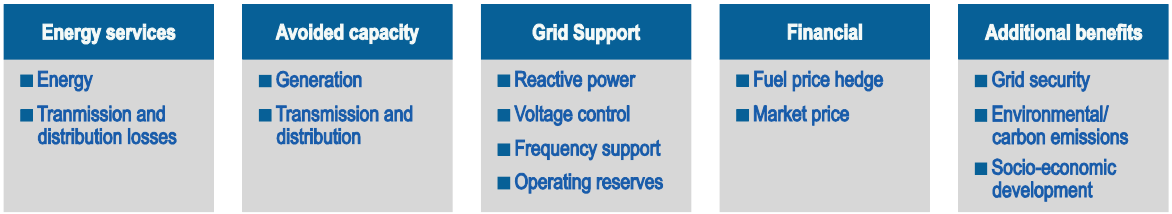
“净值计费”（net billing）采用类似的方法，按预定费率（可能是固定费率，也可能随时间、位置变化）从电费中扣除上网的富余电力。在大部分零售电价由容积费率（volumetric rates）组成的地区，净用电计量机制面临一定压力，因为分布式能源所有者能够不相称地抵消其对电网成本的贡献。分布式能源的第三种补偿机制是上网电价（feed-in tariff）。根据这种机制，注入电网的所有电力都以政府行政确定的电价进行补偿。

许多地区正在转向分布式发电的其他电价补偿机制（见 IEA，2017a，第 2 章）。此类补偿机制通常分为两种。第一种是捕捉当前的 DER 价值，然后据此提供一种长期补偿的保障机制。太阳能价值（Value of Solar，VoS）电价机制就是根据对度电价值构成进行评估来确定固定电价，这些组成包括：发电量、电网支持和燃料价格对冲等（图 23）。在美国，明尼苏达州率先采用 VoS 电价，通过效益成本分析和广泛的利益相关方咨询，最终确定了一个 25 年期、考虑通膨指数（25-year inflation-indexed）的 VoS 电价（Farrell，2014）。

第二类分布式能源电价补偿机制是采用更精细的 DER 电价，反映特定时间和地点的市场价值。通过向 DER 用户发送适当的、能够反映时间和地点对电价影响的价格信号，可以实现系统成本的降低。

[41] 根据净用电电费机制，储备的度电信用额度可能最终到期。这种情况被视为“净超额发电”，通常由用户按预定费率付费，而预定费率通常定在可避免公用事业批发电价成本与零售电价之间。

图 23. 局部发电（local generation）的价值组成



注：根据部署情境，价值组成可能为负。例如，若部署分布式太阳能光伏发电需升级电网，则会增加而不是降低容量成本。

资料来源：IEA (2017a), Status of Power System Transformation 2017: System Integration and Local Grids

准确估值分布式能源需要对其电力的价值组成进行详细分析。

对广义上政策设计的影响

认识到电力供需定价的时间和空间价值可提高灵活性、并降低电力系统规划和运行的成本。然而，在实施更有效的短期电价时，重要的是要权衡引入新电价设计的利弊。

首先且最重要的是，监管设计需要平衡更为精细的成本和收益——采用更精细的电价机制时，电价的计算和实施将是主要的成本来源。虽然使用先进的计量设备可在输配电网接口处计算出批发电价或节点边际电价（LMPs），但使用更精确的节点边际电价需要额外的时间和资源，因为这需要调用相当多的 ICT 容量来验证成本计算（MIT，2016）。

因此，简化该过程可使得用户、监管机构和第三方均从中受益。若用户想要根据系统需求调整其用电行为，他们首先需要对电价结构有更多了解。此时，需要综合服务商和零售商在综合考虑系统价值的基础上，向用户提供一个较为简单的电价方案。

DER 补偿的精细度也是如此，使补偿更精细需要安装先进的计量和计费系统。但对于那些不了解电力市场动态变化过程、并且想规避风险的 DER 用户，新的系统可能让他们难以适应。在这种情况下，综合服务商的作用就非常重要。在德国，虚拟发电厂（virtual power plants）被用于整合多个 DER 系统，并在实时电力市场中出售这种 DER 系统累积的富余电力。由于整合 DER 使得更多可用的灵活性得到利用，因此这提高了小规模 DER 对市场信号的响应能力。同时，电力供需平衡的责任也从单个 DER 转向综合服务商，而综合服务商通过管理多个不同的 DER，实现了对供需平衡更好的管理。

监管机构也可从简化中受益，无论使发布新的规则，还是在后续推行该规则时根据效果对其进行变更。

对供电和用电进行准确定价将引导运营和投资决策朝着有利于局部电网发展的方向演进。但在某些时候，还需要对治理结构进行更全面的改革，从而成功实现电力系统转型。

角色与责任调整

电力系统的根本变化是要求对旧有制度结构进行更系统的修改。地方电网的可靠运营目前需要加强不同电压等级的电网运营商之间的协同运营，包括电网阻塞管理、实时电网监控、确定运营决策的优先顺序、平衡和运行备用电厂、电压支持以及发生不可预见的系统事件时改进协调等问题（ISGAN，2014）。

输电系统运营商—配电系统运营商接口

在这种机制转型过程中，一个特别重要的方面是定义输电系统运营商—配电系统运营商（TSO-DSO）的接口。其中一个主要问题是分配辅助服务责任——例如，配电系统运营商是否应负责平衡配电网、抑或是提供缓解局部电网阻塞和平衡所需的特定服务（Madina et al.，2018）。TSO-DSO 接口讨论涉及的另一问题是数据收集和数据共享。高级计量基础设施（advanced metering infrastructure）的广泛采用导致数据总量快速增长，这些数据对系统运行、规划都很有价值，在对配电网的主动管理中，这些数据则尤为重要。在市场驱动下采用 DER 时，电网数据可视性问题尤其重要，可通过在电网中加入监控技术，以及要求 DSOs 与 TSOs 之间共享数据来加以解决。

对政策制定者而言，重要的是开展对于新的数据收集程序和责任的讨论。德国 2016 年颁布的《能源转型数字化法》（Law of the Digitalisation of the Energy Transition）就是一个良好的范例。该法律中涉及了计量要求、数据共享和安全要求。丹麦也为如何解决 TSO-DSO 接口问题提供了参考。除成立了的电力系统运营商（Electricity System Operator，ESO）之外，丹麦还采取措施建立了一个独立的数据中心（DataHub）。所有丹麦的电力行业参与者均可接入此数据中心。在这个案例中，建立独立的数据中心是实现电力市场竞争的解决方案，尤其解决了电网公司零售部门与独立零售商之间的信息不对称问题（专栏 19）。

专栏 19. 数据交换平台在电力系统变革中的作用

数据交换平台的建立也基于日渐增多的与电网相连接的设备和电力系统的新增需求。THEMA 咨询公司（2017 年）在最近发表的一篇评论中重点讲述了数据交换的各种模式，以及数据交换平台如何与电力系统参与方更多样化的趋势相适应。

无论是分散式还是集中式，数据交换都旨在消除独立零售商或综合服务商等新参与者进入市场的壁垒，提高数据管理的效率并给予电力用户更多的权益。

与系统运营商的职责类似，数据交换应是中立的，以确保非歧视性数据访问和交互。需要指出的是，中立并不表示完全开放所有数据，只有具有合法需求和权力的参与者才可对数据进行访问。

在欧洲，丹麦、荷兰、英国、爱尔兰、意大利和爱沙尼亚等国家已经建立了集中式数据平台，而瑞典、挪威、芬兰和西班牙正在建立此类平台。一些集中式平台不仅允许用电户查看自己的数据，还可以授权第三方（如零售商或综合服务商）访问其数据。这有助于第三方针对需求响应和能源效率开发新的服务产品，但也有必要制定明确的隐私和数据所有权指南。

集中式数据交换平台的另一个关键方面涉及管理机制的问题，因为它要求 TSOs 与 DSOs 分担责任并建立数据共享协议。

资料来源：THEMA 咨询公司 https://docstore.entsoe.eu/Documents/News/THEMA_Report_2017-03_ES_web.pdf

综合服务商

在电力系统参与者不断增加的趋势下，一个关键因素是综合服务商的出现。在一个厂网分离（unbundled）的市场环境中，综合服务商有助于协调一些小规模分布式能源，使其参与平衡、辅助服务和批发市场。通过以虚拟发电厂形式将 DER 联合，综合服务商可满足市场准入的最低装机容量要求和调度配置要求。

根据其性质，综合服务商能够满足多种灵活性需求。以专利软件为基础的小型独立综合服务商通常是 DER 市场发展的推动力。在需求侧，他们能整合多种低成本资源，在参与辅助服务市场中具有成本优势，并可以在提供系统备用方面与成本较高的调峰发电厂竞争。

通过综合服务平台提供灵活性的终端用户，可以得到电网使用费用降低或额外的固定收入等好处。在这种情况下，需要用为综合服务商提供灵活性的收入来抵消一系列额外成本，其性质将根据资源类型而变化。即使大型用电户也可获得上述收益，且不会增加运营或管理负担。

零售公司，无论是独立公司还是整合了配电/发电业务的公司，可能希望提供综合服务，例如辅助服务或减少不平衡成本服务。在这种情况下，公司可能更易与已有用户群建立联系，并通过减少电费来节省成本。在自由化市场中，零售公司进入批发市场也能让其获得额外的套利资源。然而，在这些优势与可能对竞争或获取更广泛资源产生的影响之间，需要进行权衡。

与引入综合服务相关的一个特别重要的问题是系统平衡责任的分配。在仅向参与者分配平衡责任的市场中，独立综合服务商无需对辅助服务调用时造成的任何不平衡负责。而零售商则要对其控制区域内的不平衡负责。若无明确的不平衡结算程序，成熟的市场参与者可能会担忧额外成本的分配不公平问题。在这种情况下，政策制定者和监管机构应参与利益相关方的讨论，以评估这种潜在不平衡的程度以及结算程序的重要性。

独立系统运营商的职责

在北美自由化市场之外，独立系统运营商（ISO）越来越普遍。近年来，丹麦和英国的电力系统都将其输电系统运营商（TSO）拆分为一个单独的电网运营商（separate network operator）和一个 ISO（也可以称之为 electricity system operator）。这种拆分的部分原因在于，系统运营在管理更为广泛的灵活性要求和购买灵活性服务方面的责任越发重大，他们需要保障非歧视性电网接入，以及系统的总体成本效益。

在配电层面，最重要的变化是配电系统运营商（Distributed System Operators，DSOs）的出现。DSO 的职责不仅仅是拥有配电网资产并对其进行维护，他们还需要在管理不断增加的 DER 负荷方面发挥更为积极的作用。随着配电网运营商（Distributed Network Operators，DNOs）向 DSOs 过渡，他们将能够在本地采购特定的辅助服务，例如：平衡或调压，以支撑更大范围的系统运营或降低配电网投资的需求。配电网所有权和配电系统运营通常是在同一公司内，因此他们可以实现软连接[42]。但需注意，这种情况并不是必须的。同样，在输电层面，TSO 可以在新增输电线路投资中获利，但也会在规划加强灵活性的建议时面临利益冲突。

分布式能源参与的集中和分散化平台

在考虑本地市场的灵活性时，一个非常重要的方面是采购机制及其如何影响市场流动性。与常见批发市场一样，流动性对确保有足够的电力实体资产和适当的调度机制，以具有成本效益的方式来满足本地系统需求方面非常重要。

集中式、单一买方灵活性市场会呈现出多种形态。例如，纽约的公用事业公司的业务模式依赖于直接承包项目和简介的需求响应；西班牙 ENDESA 公司的业务模式依赖于常规日前拍卖，拍卖过程中综合服务商通过在市场上竞标容量来满足 DSOs 系统平衡的要求；英国电网的案例也值得关注，它确定了局部地区的灵活性需求，并选择要么竞争性采购 DER、签署对于需求响应的双边合约，要么进行新基础设施的投资——投资具体取决于三个电压等级的地方 DER 流动性与投资成本之比。

相比之下，人们越来越关注分散式点对点交换，使地方发电商与用电户直接互动。近年来，在区块链等技术的推动下，该领域受到越来越多的关注，并且通常被称为可交易能源或“能源物联网”。这些模式差异很大，从优化、整合单个设备以进行需求响应，到实现个人之间的安全分散交易，同时为电网运营商提供极其重要的可视性。从核心层面来看，许多可交易能源系统是建立在对标准化数据交换的理解基础之上，从而为整个电网各种规模的能源加以提供一个通用结构。

[42] 请注意在一些自由化市场，计量功能已与零售和配电分开，但通常仍隶属于同一公司。

结构性改革的要素

监管机构和决策者开始应对挑战，即了解 DER 带来的各种变化，并建立合适的体制结构。许多利益相关方——从电网运营商到聚合商——都认为地方电网不断变化的需求和技术可能性需要确立并分配新的职责。但是，他们未就新的首选机制达成一致意见。

例如，数字化在电力市场结构中引入了与数据所有权和管理有关的新职责。建立数据交换论坛是成功实现电力系统转型的一大挑战。若将数据流的所有权和管理权集中起来，则将指定一方负责，以确保安全存储测量的用户数据以及网络运营和约束数据。该方确保符合条件的第三方能非歧视性地访问这些数据，并推动向终端用户传递有关其能源使用和发电的信息（MIT，2016）。在未来电力系统中，如何分配这项重要任务将是决策者需要在电力系统转型过程中做出的关键决策。在丹麦，这一工作由 TSO（Energinet.dk）负责，而在英国和澳大利亚，经认可的第三方负责数据管理。另一种分散式解决方案无需使用单一的“数据中心运营商”，而是依靠计算机网络来保护和验证数据流和交易。

多改革举措都侧重于不断改变地方电网公司的职责。在欧洲，监管改革旨在将地方电网运营商转变为地方电力市场的中立推动者，其中 DER 辅助服务（European Commission，2017）。纽约州在“改革能源愿景”进程也采用了类似的方法。将经修订的地方电网体制结构纳入能源系统的总体治理框架仍是一个热门研究领域。这种制度重构有着极大的广度和深度。各种改革要素相互依存，表明一个领域的延误可能会对整个转型过程产生广泛的影响。事实上，各种改革方案的进展速度表明，很难既保证广大利益相关方的利益，又支持电网运营商和公用事业公司朝着其在未来能源系统中预计扮演的新角色发展。

尽管如此，地方电网的电力系统转型依据仍然存在。在不断学习的过程中，政策和市场改革将继续发挥智能技术、创新商业模式和日益被赋权的终端用户的潜力，从而推动电力供应的分散化。

分布式能源的政策原则

- **改革电价以鼓励实现对系统有利的分布式能源投资与使用**：向更多用电户引入分时电价可有效促进和改进分布式能源的使用。价格的简洁性和经济信号的准确性之间的平衡至关重要，而聚合商和零售商将在其中发挥关键作用。应注意限制电价改革对低收入用电户的影响。电价改革还可让公共财政资助目标计划，以解决能源匮乏问题。
- **促进并要求数字化和连接**：保障电力系统可视性和控制的一个关键层面是实时监控系统的可用性，电网、负荷和发电进行双向通信。具体的实施要取决于设施的规模，以及通信基础设施成本与可取得的收益之间平衡的需要。
- **在提供灵活性时保障技术中立**：资格预审要求（如最小数量、降额、最短响应时间或聚合阈值）可能反而无意中为现有的低效资产提供优势。系统运营商、监管机构和决策者应审查当前需求与新系统资源技术能力之间的匹配性。

- **建立开放和安全接入电力系统数据的程序**：更强大的监控和计算能力为持续改进电力系统运行和开发新商业案例提供了很好的机会。与电力行业参与者和研究人员沟通可帮助决策者确定新的机会领域。无论如何，应采用明确的安全协议来避免数据泄露。
- **为网络管理的效率、自动化和创新提供强制激励措施**：为部署先进技术而推出预算奖金，可帮助网络所有者建设现代化电网基础设施并改善运营。即使在电网业务与系统运行分离的重构环境中，此类程序也可帮助实现网络灵活性。
- **协调与 ICT 行业的协同作用**：需要进行可靠、安全及快速的通信，以确保与 ICT 的日益融合可满足电网的可靠性和响应要求。因此，电信监管和能源行业监管可能会重叠，以确保成本效益、安全性和网络接入。

升级规划框架

由于规划期较长，并且受一系列高度不确定性的推动因素影响，电力行业规划本身就很复杂。再加上各个团体和管辖区针对特定电力系统开展的一系列活动，规划就变得更加复杂（Cochran et al.，2012）。

电力行业规划的重点一般是根据未来 20 年至 30 年的经济增长预期扩大供电基础设施（发电、输电和配电网络），以满足预计的电力需求。然而，随着电力行业格局的不断变化，再加上波动性可再生能源和其他新技术的日益部署，以及用电户参与度的提升，规划未来电力系统需要考虑到这些发展的作用和影响，从而使得规划更加复杂。

更一体化、更协调的规划框架有助于选择适当的未来电力系统。该过程应考虑灵活性和可靠性问题以及各种供需资源如何在成功实现波动性可再生能源并网中发挥作用，从而促进电力系统成功转型。

许多管辖区正在进行整体规划，同时考虑了一系列推动因素，以有效适应电力行业的发展，特别是在 VRE 部署方面（Miller et al.，2015）。

整体协调规划包含许多要素，大致分为以下几类：

- 包含需求资源的整体规划
- 发电、输电和配电整体规划
- 电力行业与其他行业之间的跨行业规划，特别是供暖和制冷以及运输业
- 不同地区、司法管辖区和平衡区之间的跨地区规划

包含需求资源的整体规划

这一整体规划过程需要考虑需求资源。

在电力行业规划中，需求侧的潜在作用往往被忽视。需求响应可通过接入地方网络的分布式能源（DER）提供，DER 通常是模块化和/或小规模，且能提供能量或系统服务。DER 包括分布式发电、灵活负荷、储能和其他资源。

适当的需求响应可实现各种效益，包括通过提供快速响应服务来消除 VRE 波动性并维持系统可靠性。它还可在推迟或避免对发电和电网的投资方面发挥重要作用。需求侧管理方案包括许多潜在的干预措施，涉及从用能削减到有功负荷管理等多个方面（IEA，2014a）。

协调规划供需资源可考虑区位能源价值，这有助于确定发展 VRE 技术的最有利区域。

专栏 20. PacificCorp 的能源整合计划

PacificCorp 是一家在美国西北部六个州运营的公用事业公司，根据其能源整合计划（IRP），将能源效率和可调度需求响应计划纳入电力规划。按供应资源评估这些计划，因而可对其与 IRP 模式中的其他供应计划进行比较。

因此产生了节约成本的能效措施，且在最终 IRP 的电力供应中占比很大。

资料来源: Wilson, R. and B. Biewald (2013), Best Practices in Electric Utility Integrated Resource Planning: Examples of State Regulations and Recent Utility Plans.

发电与网络整体规划

整体规划方法优化了整个网络的资源，从可靠性、经济和环境层面带来了许多效益。从历史上看，由受管制的垂直一体化垄断企业实施的电力系统规划通常协调一致，因此阻塞程度较低。

然而，在市场重组的地区，协调规划通常很难（IEA，2016c）。这通常是由于发电、输电和配电计划由不同的电力公司管理，因而在各个过程中独立进行。因此，发电、输电和配电扩张不太可能统一，因而可能导致结果无效。

随着 VRE 部署水平的提高，这一问题被进一步放大，因为 VRE 项目的开发速度一般超过电力系统其他要素变化的速度。在具有最高质量资源的区域，VRE 的地理集中度可能给地方输电网带来负担并导致输电阻塞，最终导致输电成本增加。

该问题对于输电和配电网络都很重要，新增 VRE 可能改变传统潮流和电网使用，并且连接地方电网可能会给一般配电网运行带来挑战。与开发电网基础设施相比，开发 VRE 项目相对较快。巴西就属于这种情况，由于输电容量有限，到 2015 年年底，300MW 的风电容量仍无法并入电网（Epoca，2016）。

南非可再生能源开发区（REDZ）倡议就是一个发电和输电扩展规划例子。根据综合空间分析并通过利益相关方协商，确定了 8 个 REDZ。分析考虑了能源潜力、基础设施可用性、利益相关方和地方当局支持、环境适宜性和社会经济需求（SA DOE，2015）。REDZ 所处的位置进一步说明需要进行电网规划，找出并确认需要电网容量支持目标开发区的区域。第 6 章的南非案例研究详细介绍了 REDZ。

除整体规划外，采购策略还可根据 VRE 发电厂所处的位置提供财政激励。

电力行业与其他行业之间的协同规划

电力行业与其他行业之间的协同规划是一个不断发展的能源系统一体化领域。从历史上看，跨行业规划仅涉及电力行业和天然气行业，因为天然气是许多国家发电的主要燃料之一。然而，由于一些（特别是制度和监管角度的）挑战，许多国家的电力行业与天然气行业甚至也要单独进行规划。

许多管辖区已努力将电力和天然气规划联系起来。在欧盟，欧盟委员会鼓励电力规划人员与 ENTSO-G（欧洲天然气运输系统运营商网络）的天然气合作伙伴合作建立通用基础假设。因此，其各自的十年网络发展计划需使用相同的分析依据。然后，将依据这些计划对各个电力和天然气网络扩建或强化项目进行成本效益分析。

最近，需求侧技术的持续创新和采用正在对电力系统产生影响。需求侧技术，特别是电动车（EV），有可能提升 VRE 在电力系统中的份额。部署这些技术可以增加系统灵活性。例如，具有智能充电功能的 EV 可在高 VRE 输出期间充电并在输出下降时给电网供电，进而提供灵活性并促进 VRE 并网。

此外，将电力行业与运输行业联系起来还可支持开发和规划 EV 充电基础设施，促使 EV 市场份额提升。随着 EV 市场份额的提升，电力行业与运输行业之间的互动也随之增加。许多管辖区已对电力行业与运输行业进行了跨行业规划，包括苏格兰、日本和美国（Miller et al.，2015）。在苏格兰，EV 可利用富余的风电，为风电并网做出了贡献，从而缓解弃风（Miller et al.，2015）。

区域间规划

电力系统规划以往仅限于成熟的单一公用事业平衡区。但随着 VRE 部署份额的增加，由于各个地理区域的资源多样化，扩大平衡区的规模可能可以提供更大的灵活性。此外，发电源的地理多样化程度越高，供应可变性就越小。从系统运行的角度来看，大型一体化电力系统尽管较复杂，但也往往更安全。

随着某些管辖区逐步向电力市场一体化过渡，平衡区也随之变化，区域间规划也随之增加（Miller 等，2015）。跨越平衡区或国家管辖区的规划可更有效地利用现有的发电和输电资源，并最大限度地降低扩建成本。

许多邻近的 TSOs 现在已开始协同电力系统规划，以优化资源的使用，并从增加的灵活性中受益。欧洲联盟、南亚、东南亚国家联盟（ASEAN）和美国已实现了区域间协调（IEA，2015；IEA，2016b）。

2011 年以来，美国的区域输电规划人员需制定区域计划并与其邻近的输电规划人员协调（FERC，2016）。在南亚，印度、不丹和尼泊尔的电力系统自 2013 年以来已实现互联和同步。2014 年，各国政府签署了南亚区域合作联盟（SAARC）能源合作框架协议，成为发展区域间电力市场和进一步发展互联的一个能源支柱要素（SAARC，2017）。

尽管区域间规划具有潜在效益，但多边交易的体制和合约安排仍面临许多挑战。这种跨境安排可能很复杂而且难以实现。

在区域协调输电规划方面，欧盟的表现就很突出。建立 ENTSO-E（欧洲电力输电系统运营商网络）是为了协调各个管辖区的输电网络规划和运营（IEA，2016d）。这包括起草网络规则、协调和监测网络规则实施以及制定长期区域网络计划（专栏 21）。

专栏 21. 欧洲的协调输电网络规划

ENTSO-E 每两年发布一份更新版的十年网络发展计划（TYNDP），给出未来 10 至 15 年的输电线路发展规划，此规划已被确定为促进欧盟能源政策目标所必需的。TYNDP 是一项不同欧盟国家间的协调规划，旨在在 ENTSO-E 区域内提供泛欧输电线路建设规划。此规划历经两年出台，制定过程中首先预测了 2040 年欧洲电力系统可能的发展状况。

对于 TYNDP 2018 报告，ENTSO-E 和 ENTSOG 首次联合建立了同时反映各国家和欧洲能源政策的模型情景。此情景技术上保持准确度，并且与在电力和天然气行业相关规划保持一致。这些方案是根据利益相关方的建议制定的，比以前更加多样化，并基于气候状况。每种情景的能源结构是在考虑“旱”、“涝”或“正常”年的情况下建立的。ENTSO-E 和 ENTSOG 也致力于改善 TYNDP 2018 的能耗预测，并相应研发了新的方法。

该报告的目标是确定未来的输电线路需求。TYNDP 2018 的情景分别是：2020 年最佳估算、2025 年最佳估算、2030-40 可持续转型、2030-40 分布式发电、2030 年 EUCO 和 2040 年全球气候行动——该情景考虑可再生能源发电量占电力需求份额在 65％至 81%之间。在 2016 年的 TYNDP 报告基础上，2018 年 TYNDP 还确定了欧洲电网的其他位置如果没有实施有效的解决方案，那么可能存在的瓶颈或可能的发展。它回顾了当前项目的状况，并确定了电力交换和互连的主要障碍。

TYNDP 中确定的项目将有助于实现欧盟的能源政策目标。根据目标，选择共同利益项目（PCI），并从加速许可程序，改善监管条件和获得财政支持获益。

资料来源：ENTSO-E (2018), Ten-Year Network Development Plan 2018.

在长期规划中考虑系统灵活性评估

虽然传统的电力系统规划方法确保系统具有足够的灵活性来平衡供需，但 21 世纪电力系统中波动性可再生能源（VRE）的出现要求规划更加仔细地考虑电力系统灵活性。随着 VRE 份额在许多市场的增长以及政府规划目标的不断提高，近期经验表明，通过长期的系统灵活性策略来配合长期电力系统转型目标是一种好的做法。这些灵活性策略评估了一系列措施的效果，旨在提高 5 至 25 年期间的电力系统灵活性，寻求最大限度地降低总的资本支出和运行支出，同时确保系统具有足够的灵活性，以应对任何不确定性（IEA，2018a）。

强大的系统灵活性策略在很大程度上依赖于多个决策支持工具的协同工作，以确定最低成本的系统灵活性方案，使用灵活性库存识别潜在选项——以及相关的实施成本——以增强系统灵活性。系统灵活性战略应确定创建有利于灵活投资的环境所需的步骤；可以是新基础设施的集中采购策略、跨平衡区域的更多协调、新市场产品的创建或一系列其他近期或长期政策选择的形式（参见 IEA，2018a）。

配电网络规划

当预计在配电公用事业公司的规划范围内将大量分布式能源（如波动性可再生能源）整合到地方电网时，通常需要额外进行可能更复杂的规划研究。这是为了确保互联配电系统的运行持续安全、可靠，且具有成本效益（IEA PVPS，2014）。根据地方实际情况，系统运营商可能须额外进行一系列规划活动（表 8）。

表 8. 整合 DER 的额外规划活动

研究主题	目的
总负荷估算	确定由 DER 发电屏蔽的电路负荷
电路重构	确保 DER 并网后仍可进行重构
电力潮流	找出可能出现反向电力潮流的潜在过载和/或单向组件
调压	确保电压电能质量，并显示自动调压设备的部署和控制设置

资料来源：Seguin et al. (2016), High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers.

改进的筛选/研究技术

地方公用事业公司使用“筛选”[43]来评估 DER（例如电表后端太阳能光伏项目）对地方网络的影响。筛选是配电规划的一部分，并能引导开展 DER 项目的审批流程。

[43] “筛选”是地方系统运营商用来确定地方网络的热容量和电压容量限值的一种可视化方式。

可根据 DER 在配电电路上的精确分布（例如在电路起点附近或在线路终点附近）确定它们对电路的影响。更精确的电网规划可向系统运营商说明需对哪些连接请求进行更深入的分析，无需对哪些连接请求进行进一步研究即可批准，哪些项目在未进行重大电路修改或升级时无法在现行规划范围内并网（专栏 22）。

今天许多电网"筛选"都是在低 DER 渗透背景下设计的。为了提高地方电网筛选的准确性，规划工作须考虑相对较高空间分辨率（如社区或街道水平）下的未来 DER 渗透情境。规划工具可使用社会经济数据来确定在某些区域采用 DER 的可能性（Sigrin et al.，2016）。另一种电网影响评估方法假设随机部署 DER（Smith and Rylander，2012）。因此，需要通过大量工作来改进筛选，以解决在高渗透率下增加的分析复杂性（Rylander et al.，2015）。

专栏 22. 超过 15%的渗透率：加州新技术 DER 互联筛选

过去，若 DER 总装机容量达到峰值负荷的 15%，则需对加州的 DER 项目进行全面互联研究。随着 PV 部署的增长，会越来越频繁地达到这一限值，致使管理负担过于繁重，因而减缓了进一步部署。今天，进行更完善的分析可确定哪些 DER 项目更可能使地方电路饱和，并且需要公用事业公司进行深入分析。这使得项目评估更轻松、更有效，并为公用事业和项目开发商等节省了时间和金钱。

筛选之后，系统运营商可应用准静态时间序列（QSTS）分析法或其他研究方法来评估 PV 互联请求（NREL，2014）。QSTS 分析有更精确的负荷和太阳辐照度模型，有助于更加精确地了解 DER 对组合电路运行和调压设备的预期影响。然而，即使使用现代消费级计算设备，全面评估也可能需要数天才能完成。需要采用耗时较少的研究方法和工具来实现 VRE 互联。EWE Netz（德国地方系统运营商）正在努力减少这种延迟，便于项目开发商或业主可在短短几分钟内收到筛选结果。

在规划中包含地方灵活性要求

除了基本筛选实践外，配电网的规划过程也越来越多地考虑到地方灵活性要求的变化（专栏 23）。

专栏 23. 地方灵活性要求规划

为了适应英国电网中分布式发电不断增加的份额，英格兰东南部的配电网运营商正在向配电系统运营商过渡。作为其长期灵活性的一部分，路线图指出到 2023 年负荷相关延期项目的总潜在市场高达 206MW。这种潜力是指英国电网的高压和超高压网络，高达

132kV，其中工业、商业、EV 项目以及大型发电和蓄电池储能项目等大型 DER 项目往往会并网。

在此市场中，英国电网已经确定了 4 个可用于进一步支持电网的用例，如下表 9 所示

表 9. 英国为分布式能源特别设计的电网

	强化延期	计划维护
价值推动因素	推迟资本支出的当前价值	管理意外断电风险
2023 年灵活性潜力	206 兆瓦	206 兆瓦中可用于符合条件的分布式能源容量
响应时间	最多 30 分钟	
分布式能源类型	发电、储能和减少负荷	发电、储能
采购类型	竞争招标，或若流动性低，设定价格	
采购提前期	提前 6 个月和 18 个月	因具体案例而异，1-12 个月
付款	根据可用性和利用率	
合约期限	1 - 4 年	月度或季度

英国电网在开发产品时认识到地方灵活性要求在很大程度上因位置而异，虽然竞争性采购可能有利，但 DSOs 应在流动性有限时考虑其他采购策略。其战略的另一优势是建立在因强化延期形成的现有灵活性提供商关系的基础之上，便于采取其他用例，例如计划维护和意外断电措施。

英国电网战略的另一个重点是先连接其高压和超高压网络，同时排除其低压和中压网络。这是为了考虑成本效益比，用 DER 部署取代高压基础设施可节约大量成本，而低压电网强化成本较低，但小规模用电户的交易成本较高。

最后一点是合理确定需求和适当措施，将在从配电网向系统运营过渡中起决定性作用。例如，成本效益比可能会随着 EV 的市场占有率以及高度网状低压城市网络中相应充电基础设施的增加而改变。随着配电网对服务需求的不断增加，DSOs 须合理安排非线路替代方案、基础设施规划以及用户参与需求响应。

资料来源：UKPN (2018) http://futuresmart.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/themes/ukpnfuturesmart/assets/pdf/futuresmart-flexibility-roadmap.pdf

规划和基础设施方面的政策原则

- 根据当前和预期的电源结构制定灵活性路线图：机构市场改革、基于逆变器的发电技术、以及发布式发电份额增加将影响系统的灵活性需求——这些演变应该通过主动的政策和监管改革来实现。
- 鼓励统筹规划交通行业和电力行业：交通电气化将成为未来几年电力系统发展的一个重要特征。政策制定者、电网公司和系统运营商需要参与交通和城市规划以及运输行业，以实现共同目标。
- 建立与其他部门良好的协调机制：电力系统规划需要越来越多地考虑水文气象条件（风速和太阳辐射），以及备用发电的商品价格——这些都将影响不同发电资源对系统灵活性的贡献。此外，在长期规划中应考虑灌溉、土地使用和环境保护等竞争性用途。
- 将新增电力投资须提供灵活性纳入法规和电网运行规范：要求提交非线路替代计划，新建筑的特定灵活性能力，监控设备的安装以及互连合同的灵活性，这将有助于在系统转型中植入灵活性。
- 通过创新监管实现灵活性投资：审查成本回收方法，在受监管的基础设施扩展计划中引入非线路替代方案的要求，以及部分拨出额外的节省，这是 TSO 和 DSO 部署分布式能源的一些选择。
- 鼓励和协调机构角色的重新分配：无论决定将系统运行与输配电分开，还是使分配系统运行，决策者都应该促进各个系统参与者在公平竞争环境中的对话。根据具体情况，这可能包括提供通信平台，审查受监管的垄断组织和预算结构。
- 提高可视性和双向信息共享：由集中式向分布式电力系统的转变意味着未来更高水平的分布式发电中，电力可能回流至输电网。充分评估已安装的分布式发电和预期的电力生产可以帮助系统运营商降低重新调度和网络重新配置的成本。

保障系统转型的过渡机制

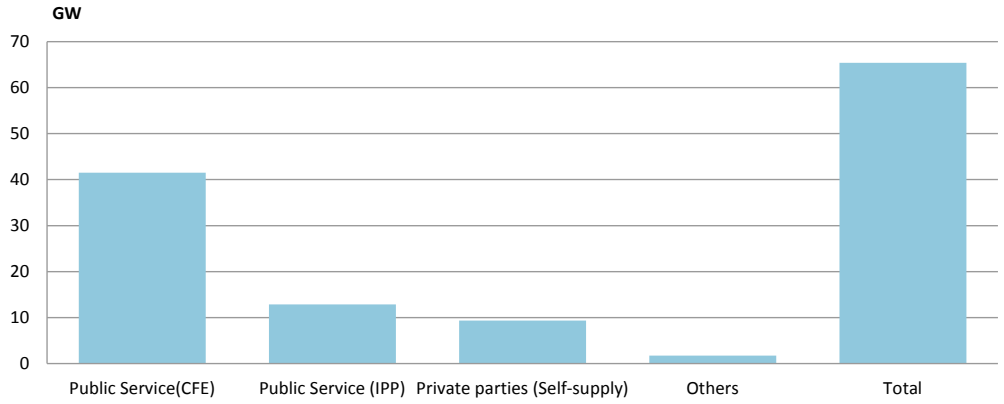
从中央计划的电力系统向市场化的电力系统转变，通常需要考虑如何逐步淘汰旧系统中的发电设备并逐步运行新系统。平稳过渡需要采用特殊的工具和机制。因各国电力行业的具体情况不尽相同，因而过渡机制也有所差异。以下国家的做法会给出一些对于中国具有借鉴意义的方案。

墨西哥的“遗留发电厂合约”

墨西哥从垂直一体化公用事业机构（VIU）转向了竞争性批发市场，因此是一个很好的案例。实行上述电力体制改革之前，墨西哥发电主体主要分为三类（见图 24）：

- 由 ComisiónFederalde Electricidad（CFE）拥有和运营的发电厂——CFE 是垂直一体化的公用事业机构
- 独立电力生产商（IPP）排他性的向 CFE 出售电力
- 为消费者提供自给自足的附加制度，允许在输电网的不同点之间转动。

图 24. 墨西哥在改革前（2014 年）不同所有制企业的发电量



资料来源: SENER (2014), Informe Pormenorizado del Desempeño y las Tendencias de la Industria Eléctrica, Detailed Reporto n Performance and Trencs in the Electricity Industry, https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/150564/Informe_desempe_o_y_tendencias_de_la_Industria_Electrica_2014_FINAL_2.pdf

截至 2014 年，墨西哥电力装机的 61%由 CFE 所有；18.5%电力仅向 CFE（IPP）销售。设计一个能够保证收入确定性和电力供应安全的过渡机制至关重要。

向竞争市场过渡的基本原则有三个：

- 使终端用电户免受价格上涨的影响
- 尊重现有发电商的现有法定权利并遵守与现有发电商达成的合约条款
- 提升短期和中期效率

“公共服务企业机制”的过渡

在需求侧，改革之前，大多数用电户（84%的负荷）由 CFE 的公共电力服务企业供电。过渡之后，供电业务由专门向受监管零售客户供电的部门负责。与先前模式相比，终端用电户现在可选择退出受监管零售服务。

为了确保短期内为 CFE 的受监管零售用户低成本供电，CFE 零售部门由 IPP 和 CFE 拥有的经济高效且成本最低的发电商组成，并选择预期经济效益为正净值的发电厂。在此计算中，使用发电厂的预期节点边际价格与其固定和可变运行成本之间的差额计算现金流。

并进行了额外的基准评估，以调整发电厂的合约电价，该发电厂通过了 NPV 筛选，但合约电价高于国际标准。

为了说明上述三个原则，为每类发电商设计了特定合约。

CFE 授权合约：这些合约适用于由 CFE 所有的发电商，这些发电商分拆为多个独立的发电子公司。合约期限固定为这些发电厂预计盈利的年限，比各发电厂的剩余使用年限短。

对于热电厂而言，合约规定了选择权，当合约价格低于批发价格时，CFE 零售部门有权购买 CFE 的授权电力。这进一步巩固了保护终端用电户的原则。

规定了若干条款，以保证提升短期和中期效率：

- 合约价格降低了发电商战略性削减发电量的动力
- 此外，合约价格激励发电商进一步优化其发电厂，因为可超出合约发电或通过提升效率来增加利润。
- 对于热电厂而言，财务性质并未促使低效地保持低效阻碍，因为合约允许用其发电机组取代更高效并保持额外利润的发电机组。[44]
- 根据 CFE 授权模式，CFE 零售部门须购买 RES 技术的所有发电量。但是，VRE 发电厂可向任何其他市场参与者自由出售任何因电厂改造而产生的富余电力。

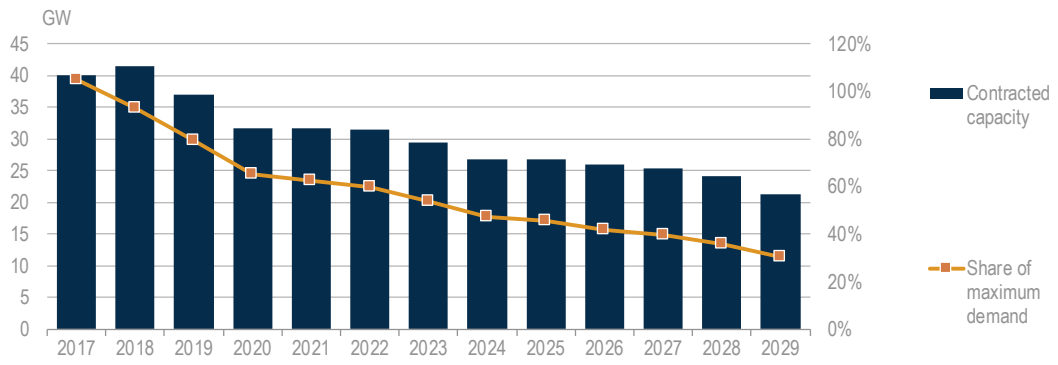
最后，确保顺利过渡的关键特征之一是逐步从授权合约过渡到竞争性采购。为此，授权合约期仅限于在 NPV 最大化的年份签署，因此先淘汰效率低下的老旧发电厂。此外，CFE 零售部门能够从投资组合中最老旧的 CFE 授权发电厂开始，完全或部分减少合约中过剩的容量，因此零售商无需求风险。

IPP 授权合约：这些合约的主要特征是尊重初始合约条款并确保这些发电商的收入。在 CFE 分拆时，专门建立了一个部门，用来处理其合约并在市场上代表这些发电厂。主要优点在于承购商无风险。由于新成立部门的法律地位与其母公司 CFE 控股公司（墨西哥政府暗中支持的一家国有企业）相似，所以除非政府明确决定，否则它不会破产。

大多数 IPP 合约与循环发电厂有关，新合约有一个特殊功能。 CCGT IPP PPAs 依赖于综合输出报价曲线，实际上涵盖了三个离散的可行输出水平。这给双方都造成了问题：若程式化报价曲线低于实际发电成本，使得输出水平不可行，则对发电商不利。相对的，若 CFE 以高于实际发电成本的价格购买发电量，则 CFE 可能会在趸售市场亏损。新的市场规则允许在这种特殊情况下对 CFE 进行补偿，从而使发电反映其实际成本。

[44] 这种情况下，“重塑电力”（repowering）意味着用性能更优的新机组替代老旧机组。

图 25. 2017-29 年遗留合约的装机容量和负荷份额



逐步淘汰遗留合约有望确保顺利过渡到竞争市场而不影响供电安全。

在这种过渡机制下，未来增加的任何合约容量都须由 CFE 零售部门通过竞争性拍卖采购。图 25 显示了遗留合约下实际和预期的容量的逐步下降及其最大负荷份额。

从私营企业机制的（自供电）过渡

在改革之前的限制性法律框架下，私营企业可使用 CFE 输电网在其经营地点或偏远地点自供电。在新的《电力行业法案》出台之前，自供电和热电联产协会（包括负荷和发电）负责监管，而新的《电力行业法案》出台之后，为这些发电商和用电户制定了转型模式，当其发现新机制有利可图时可转型。

在先前的机制下，在电网强化投资完成后，这些协会能在电网的一个点注入电力并在另一个点提取电力，且费用由自供电企业承担。

这种限制性机制为非常低效的运行计划创造了动力，因为当自供电协会拥有额外的廉价容量时，无法向 CFE（或改革后的批发市场）出售能源；当他们的发电成本较高时，也无法从 CFE（或从批发市场）购买容量。

《电力行业法案》为这些协会提供了激励措施，他们可选择退出这一机制并进入批发市场；同时也赋予他们金融输电权，可对冲因其所在位置而面临的风险。退出旧机制后，这些协会可在批发市场上更加经济地出售和购买电力。

美国“搁浅成本”的处理

美国是在开放市场过程中考虑制定过渡机制的另一案例。美国联邦能源管制委员会（Federal Energy Regulatory Commission，FERC）发布的 888 号法令明确规定了开放市场体系应该遵循的原则，并承认可能存在转型成本。这种成本被称为“搁浅成本”，指的是“由于向开放竞争转型而带来无法收回的资本投资”。

在美国开放竞争的司法辖区内，电力公司面临的风险主要来自于为了满足预期用电需求而做出的前期承诺。美国的电力公司是按照预期需求签订协议的，而客户流失会降低其基本收入，进而影响成本回收。

888 法令认为开放竞争和转型面临的问题应同时解决。法令的最后一条规定，电力公司可以依托联邦能源管制委员会帮其收回"合理的、审慎的及可验证的搁浅成本"。

法令对两种回收成本机制进行了讨论：

- 用户流失费：一次性费用，在用户更换公用事业公司时收取
- 线路费：与输电服务挂钩，任何用户都不免除

尽管 888 法令认为第一种机制更为理想，但线路费具备多种优势，对于政策制定者来说可能是更好的选择。这是因为，降低电力用户更换零售商的成本可以加快向竞争性市场的转型。

参考文献

50Hertz Transmission GmbH (2017), "The transmission perspective".

ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) (2018), The 2017 Annual Report on Monitoring the Electricity and Natural Gas Markets, Brussels, www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Documents/MMR%202017%20Launch%20Event%2022_10_2017%20master%2021%20Oct.pdf.

Acworth, W. et al. (2018), Emission Trading and Electricity Sector Regulation, International Carbon Action Partnership and International Institute for Sustainable Development.

AEMC (Australian Energy Market Commission) (2017), System Security Market Frameworks Review, Australian Energy Market Commission, Melbourne.

AEMO (2017), Future Power System Security Program – Reports and Analysis, Australian Energy Market Operator, Melbourne.

Alaywan, Z., T. Wu and A.D. Papalexopoulos (2004), "Transitioning the California market from a zonal to a nodal framework: an operational perspective", Institute of Electrical and Electronics Engineers, Piscataway, NJ, https://ieeexplore.ieee.org/document/1397468.

CAISO (California Independent System Operator) (2014), Flexible Ramping Products, California ISO, www.caiso.com/Documents/RevisedStrawProposal_FlexibleRampingProduct_includingFMM-EIM.pdf.

Cochran, J. et al. (2012), Integrating Variable Renewable Energy in Electric Power Markets: Best Practices from International Experience, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.

Eirgrid/SONI (2016), DS3 Programme Operational Capability Outlook 2016, Eirgrid/System Operator Northern Ireland.

enervis/anemos (2016), Market Value Atlas, www.marketvalueatlas.com.

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators) (2018), Ten-Year Network Development Plan 2018, ENTSO-E, Brussels, https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/.

ENSTO-E (2017), "Time to team up and create value", Network Codes Conference, Brussels https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/General%20NC%20documents/20170505%20Network%20Codes%20Conference.pdf.

Epoca (2016), "A força dos ventos" [The force of the winds], Epoca Negocios website, http://epocanegocios.globo.com/Caminhos-para-o-futuro/Energia/noticia/2015/08/forcados-ventos.html (accessed April 2017).

European Commission (2018), "Transitional free allocation to electricity generators", https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/allowances/electricity_en.

European Commission (2017), "Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity", COM(2016) 861 final/2, European Commission, Brussels.

Fan, Y. et al. (2017), "Understanding the interactions between emissions trading systems and renewable energy standards using a multi-regional CGE model of China", The World Bank, Washington, DC.

Farrell, J. (2014), "Minnesota's Value of Solar: Can a northern state's new solar policy defuse distributed generation battles?, Institute for Local Self-Reliance, Minneapolis, MN, https://ilsr.org/wp-content/uploads/2014/04/MN-Value-of-Solar-from-ILSR.pdf (accessed 7 April 2017).

FERC (2016), Order No. 1000 – Transmission Planning and Cost Allocation, Federal Energy Regulatory Commission, Washington, DC, www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/trans-plan.asp.

Green, R.J. (2008), "Electricity wholesale markets: Designs now and in a low-carbon future", The Energy Journal, International Association for Energy Economics, Vol. 0 (Special I), pp. 94-124, https://ideas.repec.org/a/aen/journl/dn-se-a06.html.

Guivarch, C. and C. Hood (2010), "Early retirement of coal-fired generation in the transition to low-carbon electricity systems", Climate and Electricity Annually, IEA/OECD, Paris.

Hogan, W.W. (1999), "Electric transmission adequacy and market institutions", meeting of the NARUC Committee on Electricity, San Francisco, CA, https://sites.hks.harvard.edu/fs/whogan/naru0799.pdf.

Hogan, W.W. (1992), "Contract networks for electric power transmission", Journal of Regulatory Economics, Vol. 4, Iss. 3, pp. 211–42, https://link.springer.com/article/10.1007/BF00133621.

Hood, C. (2011), "Summing up the parts: Combining policy instruments for least-cost climate mitigation strategies", information paper, IEA/OECD, Paris.

Hu, J. et al. (2017), "Identifying barriers to large-scale integration of variable renewable electricity into the electricity market: A literature review of market design", Renewable and Sustainable Energy Reviews, No. 8, pp. 2181–95, June 2017 http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.028.

ICAP (International Carbon Action Partnership) (2018), ICAP ETS Map, https://icapcarbonaction.com/en/ets-map.

IEA (2018a), World Energy Outlook 2018, OECD/IEA, Paris.

IEA (International Energy Agency) (2018a), Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility, OECD/IEA, Paris.

IEA (2017a), Status of Power System Transformation 2017: System Integration and Local Grids, OECD/IEA, Paris.

IEA (2017b), "Real-world policy packages for sustainable energy transition", Insight Series 2017, OECD/IEA, Paris.

IEA (2016a), Re-Powering Markets – Market Design and Regulation during the Transition to Low-Carbon Power Systems, OECD/IEA, Paris.

IEA (2016b), Electricity Security Across Borders: Case Studies on Cross-Border Electricity Security in Europe, OECD/IEA, Paris.

IEA (2016c), Medium-Term Renewable Energy Market Report 2016, OECD/IEA, Paris.

IEA (2016c), World Energy Outlook 2016, OECD/IEA, Paris.

IEA (2016d), Energy Technology Perspectives 2016: Towards Sustainable Urban Energy Systems, OECD/IEA, Paris.

IEA (2015a), Development Prospects of the ASEAN Power Sector, OECD/IEA, Paris.

IEA (2015b), Next Generation Wind and Solar Power – From Cost to Value, OECD/IEA, Paris.

IEA (2014a), The Power of Transformation – Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems, OECD/IEA, Paris.

IEA (2014b), Seamless Power Markets – Regional Integration of Electricity Markets in IEA Member Countries, OECD/IEA, Paris www.iea.org/publications/freepublications/publication/SEAMLESSPOWERMARKETS.pdf.

IEA PVPS (2014), Transition from Uni-Directional to Bi-Directional Distribution Grids, IEA Photovoltaic Power Systems Programme, St Ursen.

ISGAN (2014), "TSO-DSO Interaction: An overview of current interaction between transmission and distribution system operators and an assessment of their cooperation in Smart Grids" (discussion paper), International Smart Grid Action Network, Paris.

LBNL (2017), "Putting the potential rate impacts of distributed solar into context", Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley.

Madina, C. et al. (2018) "Exploiting flexibility of radio base stations in local DSO markets for congestion management with shared balancing responsibility between TSO and DSO", CIGRE, Paris, https://zenodo.org/record/1445342#.W7XntBMzZTY.

Miller, M. et al. (2015), Status Report on Power System Transformation, 21st Century Power Partnership (21CPP).

MIT (Massachusetts Institute of Technology) (2016), Utility of the Future, Massachusetts Institute of Technology Energy Initiative, Cambridge, MA.

NDRC (2017), 全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）Construction Plan for the National Carbon Emission Trading Market, National Development and Reform Commission, Beijing, www.ndrc.gov.cn/gzdt/201712/W020171220577386656660.pdf.

NEA (Nuclear Energy Agency)/IEA (2015), Projected Cost of Electricity – 2015 Edition, OECD/NEA, Paris.

Neuhoff, K. and R. Boyd (2011), "Renewable electric energy integration: Quantifying the value of design of markets for international transmission capacity", DIW Discussion Paper No. 1166, https://ssrn.com/abstract=1950595 or http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.1950595.

NREL (National Renewable Energy Laboratory) (2017), "RENEWABLE ENERGY ZONE (REZ) TRANSMISSION PLANNING PROCESS: A GUIDEBOOK FOR PRACTITIONERS", National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.

NREL (2014), "Methods for performing high penetration PV studies", in NREL/SCE High Penetration PV Integration Project: FY13 Annual Report, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.

Pizer, W.A. and X. Zhang (2018), "China's new national carbon market", NI WP 18-01, Nicholas Institute, Durham, NC, https://nicholasinstitute.duke.edu/publications/chinas-new-national-carbon-market.

PLEF (2017), "Memorandum of understanding of the Pentalateral Energy Forum on Emergency Planning and Crisis Management for the Power Sector", Luxembourg, www.benelux.int/files/6015/1749/6862/Penta_Ministerial_26_June.pdf.

POSOCO (Power System Operation Corporation) (2016), Detailed Procedure for Ancillary Services Operations, Power System Operation Corporation Ltd., (NLDC) National Load Dispatch Centre, New Delhi.

Rylander, M. et al. (2015), "Alternatives to the 15% rule: Final project summary", EPRI (Electric Power Research Institute).

SAARC (South Asian Association for Regional Cooperation) (2017), Area of Cooperation, South Asian Association for Regional Cooperation, http://saarc-sec.org/areaofcooperation/cat-detail.php?cat_id=55.

Schweppe, F.C. et al. (1988), Spot Pricing of Electricity.

Seguin, R. et al. (2016), High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers, National Renewable Energy Laboratory, Denver, Co.

SENER (Secreariat of Energy) (2014), Informe Pormenorizado del Desempeño y las Tendencias de la Industria Eléctrica, Detailed Report of Performance and Trends in the Electricity Industry, https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/150564/Informe_desempe_o_y_tendencias_de_la_Industria_Electrica_2014_FINAL_2.pdf

SENER (Secretariat of Energy) (2016), Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, PRODESEN [National Power System Development Programme], SENER, Mexico City, www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462.

Smith, J. and M. Rylander (2012), Stochastic Analysis to Determine Feeder Hosting Capacity for Distributed Solar PV, EPRI.

Terna (2017), Remunerazione della Regolazione Primaria [Primary Regulation Remuneration], www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/mercatoelettrico/remunerazionedellaregolazioneprimaria.aspx.

THEMA Consulting (2017), Data Exchange in Electric Power Systems: European State of Play and Perspectives, https://docstore.entsoe.eu/Documents/News/THEMA_Report_2017-03_ES_web.pdf.

UKPN (UK Power Networks) (2018), Flexibility Roadmap, http://futuresmart.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/themes/ukpnfuturesmart/assets/pdf/futuresmart-flexibility-roadmap.pdf

Wilson, R. and B. Biewald (2013), Best Practices in Electric Utility Integrated Resource Planning: Examples of State Regulations and Recent Utility Plans, Regulatory Assessment Project, Brussels.

第五章 中国电力系统转型——2035 年转型路径

本章介绍了国际能源署（IEA）对中国电力系统转型不同路径的模型分析。本报告的模型分析是基于 2018 年《世界能源展望》（World Energy Outlook，WEO）中的两个核心能源系统转型情景：新政策情景（New Policies Scenario，NPS）和可持续发展情景（Sustainable Development Scenario，SDS），并分别在上述两种情景下模拟了中国的电力系统 2035 年运行状况（IEA，2018a）[45]。这项工作也体现出 IEA 对于全球能源系统——包括中国电力系统未来不同发展方向的观点。本报告对中国电力系统的模型分析工作采用与 WEO 2018 中 NPS、SDS 情景相同的装机和发电量结构，并以 IEA 前所未有的细致程度对中国电力系统 2035 年的运行情况进行了模拟。

本报告的模型过程提供了对于中国电力系统未来运行、经济性和政策相关的分析。模型结果量化中国目前考虑的不同电力系统政策途径在 2035 年的年度经济和运营效益，并对系统优化和提高系统灵活运行能力的方案进行了评估，包括：1）引入经济调度；2）增强跨区域电力交易；3）实施先进的灵活性技术。

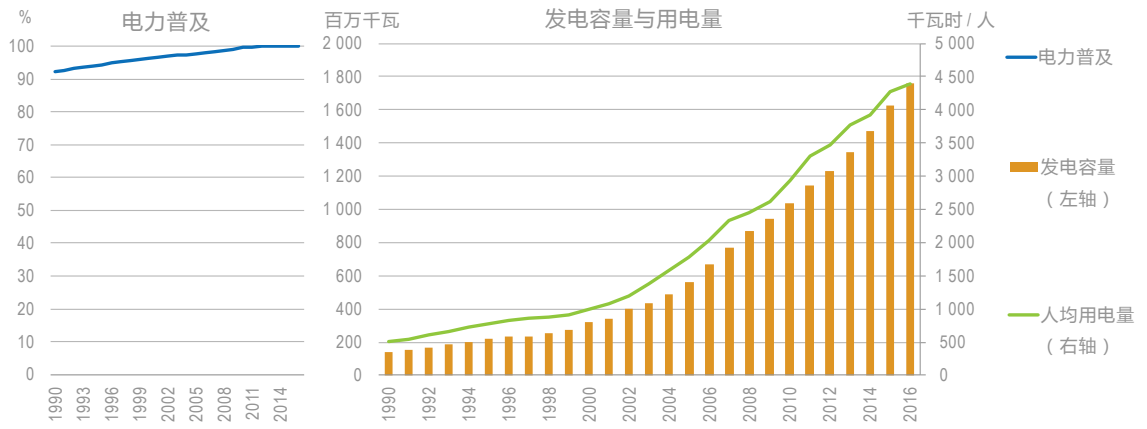
本章第一部分总结了影响中国不同电力系统转型路径的重要因素。第二部分解释了目前电力行业模拟实践中采用的不同政策路径情景。第三部分则给出了 NPS 和 SDS 情景下的模型结果和相关分析。

中国电力系统发展的总体趋势

多年来，中国经济的高速发展成功使数以亿计的国民脱贫，同时摆脱了电力供应短缺。电力行业的快速扩张是中国经济发展的关键驱动力，中国目前的全国总用电量排在全球第一位（图 26，IEA，2018a）。

[45] 小时生产成本模拟使用 PLEXOS®模拟工具，捕捉中国发电组合、电力需求、市场规则和跨区域输电网络的合理水平。

图 26. 中国的电力普及率，人均用电量和发电装机，1990-2016 年



资料来源：The World Bank (2018), World Bank Open Data, https://data.worldbank.org/; United Nations (2019), UNData, http://data.un.org/.

中国电力系统在前几十年迅速扩张。

中国电力行业之前的高需求增长意味着保证足够的投资是重中之重。但随着经济的日益繁荣，中国政府开始更加重视这种增长的经济和环境成本。事实上，新时期的首要任务包括改善地方空气质量，解决经济结构性转型的长期问题，应对气候变化的系统性威胁等。

因此清洁能源，尤其是波动性可再生能源，开始大规模快速扩张。但与此同时，规模庞大的新增燃煤发电厂投资和同时期电力需求增长的日益放缓，使中国电力系统灵活性问题变得日益突出。目前的 9 号文件改革（见第 2 章和 IEA，2018b）取得了巨大成就，波动性可再生能源弃电明显减少，但更深入地向更清洁、更高效的系统转型，仍需要付出更多努力。

实现“美丽中国”

中国电力系统转型离不开政策支持下的一系列转变。政策的目的是开发更可持续的发展模式，实现未来繁荣。 “美丽中国”是电力系统转型最重要的指导原则。为了实现“美丽中国”的整体目标，中国政府执行了解决区域发展和环境保护问题的国内政策。

2017 年 10 月召开的第十九次全国代表大会上提出了“美丽中国”愿景。该愿景勾勒出了中国未来发展的整体蓝图（Xi，2017）。“美丽中国”的提出了中国未来发展面临的主要挑战：人民日益增长的美好生活需要和不平衡不充分的发展之间的矛盾。美丽中国的目标主要分为两个阶段：第一阶段以 2035 年为节点，届时基本实现现代化，即建设更发达的经济体，同时实现更为均衡的城乡发展和区域发展，创造更美好的环境和生态文明；第二阶段以 2050 年为节点，届时在经贸、科技、军事、国防、文化和治理等方面全面实现现代化。

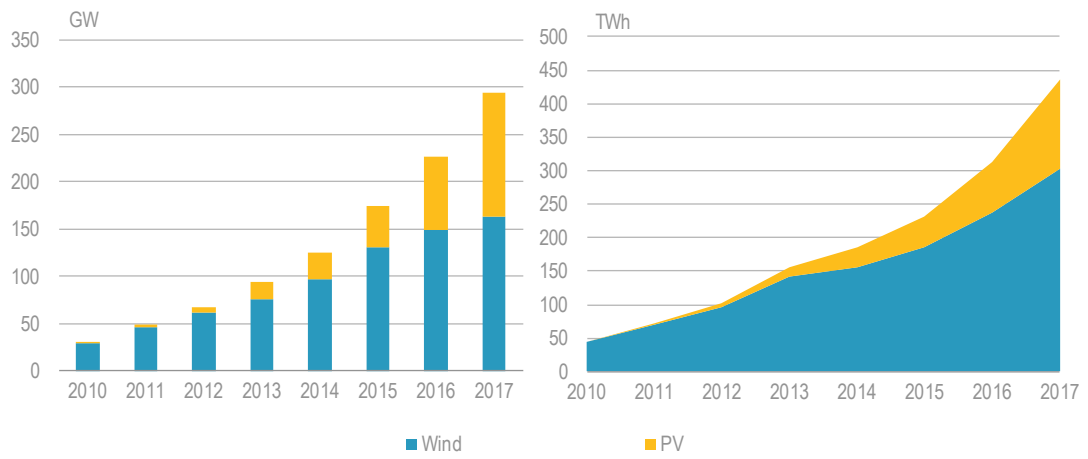
在整体政策框架下，经济开始从出口和重工业驱动向国内消费、高附加值制造业与服务业转变，这种变化影响了区域电力消费。同时，为减少空气污染和温室气体排放，中国政府颁布了更严格的环境政策，主要措施包括关闭陈旧、效率低下的工厂，削减重污染、碳密集型行业的过剩产能等。因此，可以预见环保友好型发电装机将迎来大幅增长。本报告的模拟中考虑了上述这些政策的影响，尤其是区域工业结构的调整和转移（更多详情见附录）。

系统转型的关键变量

中国持续重视能效、采用可再生能源、限制建设新燃煤发电厂、并采取措施大幅减少未来煤炭用量，这些举措正在深刻影响中国未来的电力系统。此外，工业结构从重工业向智力密集型产业和服务业转变，将降低中国经济的能源强度。

2017 年，中国装机容量总计增长了 1.27 亿千瓦。其中的三分之二来自可再生能源——得益于风电和太阳能光伏发电增长迅速（见图 27）。但由于电力系统的灵活性运行能力受限（运行、经济和技术方面的原因），中国被迫弃电超过 1000 亿千瓦时。

图 27. 风电和太阳能光伏发电容量（左图）和发电量（右图）



资料来源: IEA (2018c), *Renewables 2018*.

过去七年，中国风电和太阳能光伏发电容量大幅增长，预计该趋势仍会继续。

中国于 2015 年启动了基于 9 号文件的电力体制改革，并取得了显著进步，大幅改善了波动性可再生能源并网和系统效率。改革成果包括：输配电价格已经公布、通过电力交易机构交易的电量占比达到两位数、大用户的最终电价由市场决定、公布了首批现货市场试点等（IEA，2018b）。

然而，全面的系统转型尚未实现，因为有多个关键问题仍需要找到合理的解决方案。本报告第 2 章概述了目前中国电力系统的基本特点，重点介绍了 9 号文件改革的方向。本报告第 3 章和第 4 章介绍了电力系统发展和未来潜在灵活性来源的全球趋势，并从国际视角阐述了如何从更新的系统规划与运营、以及电力交易等方面建立市场化电力系统。综合考虑中国电力系统的背景、国际经验与全球趋势，有三个主要因素/变量可能会对中国电力系统转型起到关键作用：

- **调度方式：**中国一直采用“三公”调度原则和标杆电价，为发电投资提供保障（有关“三公”调度原则的详细解释见第 2 章）。但“三公”调度原则会导致系统运行缺乏灵活性，随着波动性可再生能源的大幅增加，这种情况变得更为明显。而经济调度基于各项技术的短期边际成本（受到相关系统约束的制约），是一种成本最优化的调度方式。中国未来要实现电力系统的清洁化和经济高效，向经济调度转变势在必行。
- **跨区域交易：**中国幅员辽阔，气候多样化，有各种各样的发电资源和电力需求模式——这意味着区域层面的电力系统一体化能够产生重大效益。所以，从提高已有输电线路潜力、并充分利用已纳入规划并向社会公布的输电容量，以及未来为消纳需求增长和适应电力系统转型进行新输电线路投资的必要性方面，挖掘区域间交易的潜力是个重要因素。
- **需求侧响应（DSR）、储能和高效的终端电气化：**未来的电力系统中，波动性可再生能源占比较高，系统灵活性将变成一个关键问题。这些灵活性方案可以提供大量灵活性，可作为波动性可再生能源为主导的供应侧系统的补充。由于工业在能源需求中占有较大比重，因此重工业在中国提供需求侧响应的灵活性，具有重要的潜在价值。储能方案包括储热、电化学储能（电池）和抽水蓄能（PSH），高效终端电气化包括电动车（EVs）、供热、供冷等。

中国未来的电力系统转型不会只有单一路径，因此本报告中利用情景分析法，重点阐述了未来的关键政策选择及相应结果，并探索了改变上述关键变量将如何影响中国电力系统的发展轨迹。这种方法的基础是系统建模，涵盖了所有燃料、技术和区域。如下一节将详细阐述的，本报告模型主要情景基于 IEA 的《世界能源展望 2018》。

不同的电力系统转型路径

本节介绍了模型所采用的转型路径情景。本报告的模型情景均基于 IEA 的《世界能源展望 2018》。《世界能源展望》是 IEA 广受认可的旗舰出版物，被誉为全球能源预测与分析领域最权威的出版物之一。《世界能源展望》为政府和能源行业提供了中长期市场预测，以及大量统计数据、分析和建议。2017 年和 2018 年，随着中国在世界能源版图中的影响力、以及电力在能源体系中的作用变得日益重要，世界能源展望特别将中国电力行业和全球电力行业的未来作为分析重点（IEA，2017；IEA，2018）。专栏 24 介绍了《世界能源展望》中与中国能源行业和全球电气化有关的关键结论。

专栏 24. 《世界能源展望》中与中国电力行业和全球电气化有关的关键结论

中国经济和电力行业当前经历的巨变，不仅将对中国产生影响，还将影响全球能源格局。《世界能源展望》中指出了影响中国电力行业长期发展的四个主要趋势：

- 中国将进入新的发展时期，经济将逐步从重工业向国内消费、更高附加值制造业与服务业转变，这种转变将改变未来的电力消费结构。
- 随着经济增长模式从数量向质量转变，能源需求增长将进一步放缓。至 2040 年，电力将占终端能源需求增长的一半以上，超过煤炭和石油。电力需求增长的主要驱动力来自工业和建筑行业，尤其是电动机和制冷需求。
- 中国已经是清洁能源投资领域的全球领导者，未来将继续把清洁能源增长作为战略重点。
- 中国政府早已认识到了环境问题的严重程度，将继续改善空气质量，减少温室气体排放，从而实现中等速度、更清洁的增长。

电力在现代社会中变得日益重要。对于全球的电气化未来愿景，可以总结出四个主要结论：

- 电力快速增长带来大量机会；但市场设计需要同时提供电力和灵活性，以保证电力供应安全稳定。
- 要实现未来环境目标，必须执行终端电气化和电力行业脱碳的综合策略。
- 减排不能仅依靠一种解决方案，减排需要可再生能源、能效和各类创新技术。
- 政府将在能源行业以及电力行业的未来发展路线当中发挥决定性作用。

2035 年两种转型路径情景

本报告中的电力系统模拟基于 IEA《世界能源展望》报告中的两个情景：新政策情景和可持续发展情景。[46]《世界能源展望 2018》提供了对于 2040 年全球能源领域的模型展望，进一步考虑到“美丽中国”倡议中重要的中间时间节点（2035 年），本报告模型分析将使用《世界能源展望》对于 2035 年进行展望的模型结果。2035 年是“美丽中国”倡议的重要里程碑，是中国在二十一世纪上半叶两步走战略的第一步——这也是本报告模拟使用 2035 年结果的主要原因。

[46] 2017 年是中国电力企业联合会（CEC）有可用的完整统计数据的最新年份。因此，2018 年的《世界能源展望》将 2017 年作为正式参考年份，即从 2017 年开始进行能源系统预测。

本研究将中国分为八个区域，通过对每个区域自下而上的细致研究，建立了基于这八大区域的情景分析（区域划分详见附录）。WEO2018 对于中国 2035 年的模拟结果（例如电力装机结构、发电量结构）作为输入变量提供给 PLEXOS®，从而进行针对中国电力行业的生产成本模型（production cost modelling）分析。在新政策情景（NPS）以及可持续发展情景（SDS）中，本报告的生产成本模型研究了基于这两种情景的不同案例。对于 NPS 和 SDS 情景，每种情境下的各案例装机容量以及电力需求都是相同的，但在运行和系统灵活调节能力方面是不同的（见下文案例说明）。这种做法可以细致分析优化运行以及灵活性方案的优势。需要特别指出的是，NPS 情景和 SDS 情景的电力装机结构由很大差别，这为本文更为详细的模型分析提供了两种不同的背景框架。

新政策情景（NPS）

新政策情景（NPS）旨在预测现有的政策框架将把中国电力行业带往何方。该情景中不仅包括政府已经实施的政策和措施，还包括了已公布的政策（列入官方目标或计划）可能产生的效果。IEA 对总体政策环境的解读也受到了中国各省、市、地区等国家级以下的政府部门采用的政策目标，以及私营行业作出的承诺等的影响。

NPS 情景中对于政策意图的体现方式，取决于这些政策意图在落实过程中得到的政策支持程度和具体执行力度。对已经执行的政策，NPS 情景中认为政策中包含的目标将实现、或实际情况中已超额完成——宏观经济、成本或需求趋势也将与之保持一致。然而，已公布的政策意图往往并没有完全变成法律法规，因此这些政策意图的前景和完全实现的时间，则取决于对制度环境以及相关政策、监管、市场、基础设施和融资环境等制约因素的评估。对于电力行业，NPS 情景中呈现的电力系统将实现电改 9 号文中提出的主要目标。

NPS 情景下的电力行业模型分析

在 NPS 情景下，电改 9 号文所提出的目标将会实现，即：市场将起到决定性作用，行政干预会大幅减少，电力系统会更加的清洁、高效、同时存在较低的可再生能源弃电率。经济调度的实现以及取消区域间的交易限制是实现该情景的两大关键因素。WEO 模型中的 NPS 情景假设中国电力系统在 2035 年已经执行经济调度、优化了跨省区电力交易、并且增强了区域间的互联互通。本报告中则在 NPS 情境下设置了不同的案例，以评估上述措施的实施效果。

在这种情景下，模拟分析了在采用经济调度以及跨区域电力交易之后所可能出现的各种情况，以便深入了解这些措施可能带来的价值。为了评估这些措施的影响，首先需要建立不采取任何措施的基准案例（**NPS-Inflex** 案例）；第二步则是在 **NPS-inflex** 基础上增加不同措施，通过对比分析来评估各种措施可能带来的收益。

NPS 情景中所考虑的第一项措施就是调度规则。在基准案例（**NPS-Inflex**）下，模型所采取的调度方式为目前的“三公”调度原则，即向各种不同的发电技术分配固定的发电

利用小时数。但在优化调度案例（**NPS-Dispatch**）下，模型假设了一种经济调度模式，即：在小时尺度上，根据发电厂的运行成本（主要是燃料成本）动态地分配发电利用小时数。在本研究中，政府为燃气发电分配发电量的现有政策被保留——因此上述经济调度方式并非完全经济调度。

情景中考虑的第二项措施是区域间的电力交易。这项措施具体来说由两个层次，本报告则对其在三个案例中进行了探讨。第一个层次是现有输电线路的使用方式，在 **NPS-Inflex** 案例下，输电线路的使用方式基于中国电力行业目前的情况，区域间输电线路的使用率设置为与 2017 年的水平相同。本报告设置的 **NPS-Flow** 案例则对输电线路的使用进行了优化，即输电线路的使用不受限制，但此案例下发电量的分配仍然遵循“三公”调度原则。另一个 **NPS-Operations** 案例下则同时采用了优化的跨区域电力交易和经济调度方式。

第二个层次是新增输电线路的可用性。这里主要考虑了两种情况：在 **NPS-Operations** 案例下，只有预计在 2022 年之前完成建设的线路是可用的。在 **NPS-Full flex** 案例下，会在 2022 到 2035 年之间增加输电基础设施建设投资，使中国总输电线路容量从 2.3 亿千瓦（2022）增长到 4.1 亿千瓦（2035），并且同时在输电线路的使用模式以及经济调度两方面实现优化。

NPS-Full flex 案例实际上就是《世界能源展望》中的 NPS 情景。由于本报告的区域划分较之 WEO 更为细致，所以 **NPS-Full flex** 案例和 WEO 的 NPS 之间存在细微差别（详情见附录）。有关装机结构和发电结构的更多详细信息将在下面的模拟结果中一起给出。

量化系统灵活运行措施收益的指标包括：燃料成本、运行维护（O&M）成本、以及碳排放成本的降低。其他可评估的优势还包括降低波动性可再生能源弃电率，以及减少空气污染物排放等。最后，本文分析了常规发电厂的使用情况，以展现改变系统运行方式对于不同区域的影响。另外，在 **NPS-Full flex** 情景中额外的电网投资也在分析中得到体现。

不同案例的设定如表 10 所示：

表 10. 新政策情景下的不同案例设定

	NPS-Inflex	NPS-Dispatch	NPS-Flow	NPS-Operations	NPS-Full flex
调度	基于现状的	优化的	基于现状的	优化的	优化的
区域间交易	2017 年的使用情况	2017 年的使用情况	优化的	优化的	优化的
输电能力	2022 目标	2022 目标	2022 目标	2022 目标	额外投资

将四种不同情景与基准线情景进行了比较，以评估优化系统运行以及额外输送能力的收益。

可持续发展情景（SDS）

可持续发展情景（SDS）提供了一条综合路径，以实现对可持续经济发展至关重要的一系列能源相关的政策目标，包括：气候稳定性、清洁空气和现代能源普及、以及减少能源安全风险等。

SDS 情景在 2017 年《世界能源展望》报告中首次出现。该情景首先提供了基于上述目标的能源行业的未来格局，之后在此基础上从未来回溯至现在，以考察为实现可持续发展目标，能源行业应该如何发展。与能源相关的可持续发展目标是基于 2015 年 193 个国家的共识：第一、实现《巴黎协定》——SDS 情景基于巴黎气候变化协定中将全球温升控制在 2 摄氏度以下的目标；第二、到 2030 年实现现代能源服务普及；第三、能源相关污染物减排，从而大幅降低空气污染造成的提前死亡。

上述三个目标相互关联，并且可通过综合手段加以实现。在 SDS 情景中，核能和可再生能源技术发电，包括风电、太阳能发电、水力发电的装机容量比 NPS 情景更高；化石燃料技术发电量更低，并且 15%的燃煤电厂进行了 CCS 技术改造。此外，SDS 情景中系统灵活性方案将发挥更大作用，包括储能、需求侧响应、电动车、终端电气化和能效等。对于电力行业，可持续发展情景中所呈现的电力系统符合 2035 年的“美丽中国”倡议。

SDS 情景下的电力行业建模分析

SDS 情景很适合研究各种先进电力系统灵活性技术的成本和收益。需要特别指出，所有 SDS 情景下的案例都假设已实现经济调度、优化的跨区域电力交易、以及 2022 到 2035 年间额外的输电系统投资——这是因为 SDS 情景是建立在预计电改 9 号文目标已实现的基础上的。WEO SDS 情景假设电力系统有足够的先进系统灵活性选项来实现波动性可再生能源的接入、且保证较低的弃电率。对于 SDS 情景，本报告则进一步开发和比较了不同的案例，以更详细、系统地分析每个灵活性选项的价值。

类似于 NPS 情景，SDS 情景首先需要建立基准案例。基准案例不包括 WEO SDS 中的灵活性选项，但假设经济调度、跨区域交易优化、输电系统新增投资已实现。在基准案例以及 SDS 情境下的其他所有案例中，发电装机结构以及电力需求结构均与《世界能源展望 2018》中 SDS 情景数值保持一致。基准案例可以被称作 **SDS-Inflex** 案例，作为参考被用于与其他 SDS 情景下的案例进行比较分析，以量化各先进灵活性选项为系统带来的收益。

在此基础上，本文的模型分析了应用了先进灵活性选项的案例。这些灵活性选项包括：1）需求侧响应（Demand Side Response，DSR），2）电力储存，3）电动车（EV）智能充电。

需求侧响应：需求侧响应（DSR）被中国政府视为加强电力系统灵活调节能力的一项关键措施（NDRC，2017）。考虑到系统中不断增加的波动性可再生能源带来的额外波动性和不确定性，需求侧响应将在电力负荷管理方面发挥更加重要的作用。在加入了 DSR 的

SDS 情景下的案例中，假设在居民和服务行业的总计 3 亿千瓦负荷可通过 DSR 进行调节（load shifting），这些负荷包括：建筑供暖、建筑制冷、生活热水、制冷设备以及清洁设备（cleaning appliances）。根据其不同特性，这些负荷可以在特定的时间段内进行转移（1 小时、5 小时或 8 小时），总的负荷调节能力在峰值负荷的 0~200%范围内。根据电力系统需求和应用灵活性负荷时需考虑的限制，系统运行中仅使用最大负荷（3 亿千瓦）的一部分。仅应用了需求侧响应措施的案例被称为 **SDS-DSR**。工业需求响应不包含在 **SDS-DSR** 案例中，但是在单独的分析中进行了探讨（见专栏 25）。

电力储存：发展电力存储，特别是抽水蓄能（Pump Storage Hydro，PSH）以及电池技术，是中国的中长期能源发展战略的重要组成部分（NEA，2016；NDRC，2016）。根据“十三五”规划，到 2020 年抽水蓄能的总装机容量将达到 4000 万千瓦；中长期能源战略中则特别强调了燃料电池、氢电池以及锂离子电池技术和材料的发展。SDS 情景中考虑电力存储案例对于 2035 年设置了 5000 万千瓦的电池储能，其他没有考虑电力存储的案例中电池储能容量则为 0。储能的部署考虑到可再生能源项目的地理分布。另外电力存储案例中还考虑了额外 7000 万千瓦的 PSH 装机（不包括“十三五”的 4000 万千瓦），使得模型中 2035 年总 PSH 装机容量超过 1 亿千瓦。SDS 情景中应用了额外电力存储措施的案例被称为 **SDS-Storage**。

电动车智能充电：电动车技术在中国未来的交通部门以及电力部门具有战略价值。相关政策也在支持电动车的发展，以及私人或公共充电桩的发展（NEA，2017）。中国鼓励发展快速、智能充电模式，因为在人口密集的城市里，充电时间以及成本竞争力更为关键。根据 WEO SDS 情景，2035 年中国电动车保有量将达到 2.2 亿辆。在电动车智能充电案例中，这些汽车将采用智能充电方案，这相当于约 2.5 亿千瓦的峰值充电负荷、以及每年 8000 亿千瓦时的总充电负荷。智能充电方案纳入了需要在白天时段充电的设备以及夜间时段充电的设备，以适应全天候优化需要以及更多变的电力生产和需求模式。SDS 情景下的所有的案例都默认考虑了电动汽车充电基础设施。SDS 情景中应用了电动汽车智能充电协议的案例被称为 **SDS-EV**。

最后，本研究设置了几个同时应用的多种灵活调节措施的案例，以研究灵活性措施之间的相互影响和协同作用。由于电动车智能充电具有巨大的灵活调节潜力，因而选取的研究组合为电动车智能充电加需求侧响应案例 **SDS-DSR+EV**，以及电动车智能充电加电力存储案例 **SDS-Storage+EV**。另外，考虑了上述所有灵活调节措施的案例也被纳入了研究，称为 **SDS-Fully flexible** 案例。

分析采用了与 NPS 情景相同的评价指标来评估各种灵活调节措施带来的收益。先进灵活性选项可以减小系统峰值负荷，这会使得电力系统的整体投资水平下降——相关收益《世界能源展望 2018》的 SDS 情景下使用单位装机容量平均成本来评估（具体见附录）。上述对于系统收益的评估较为保守，因为 WEO SDS 中没有考虑电网等基础设施投资成本的减少。由于一些灵活调节措施本身需要资本投资，所以相应增加的成本也在本报告模拟

中加以考虑，并通过计算投资相关成本和运行相关成本，对 SDS 情景下的中国电力系统进行了成本—收益分析。

表 11 总结了 2035 年 SDS 情景案例的设定。

表 11. 可持续发展情景案例设定

	SDS-Inflex	SDS-DSR	SDS-Storage	SDS-EV	SDS-DSR + EV	SDS-Storage + EV	SDS-Full flex
需求侧响应	无	无	无	无	有	有	有*
电动车智能充电	无	无	无	完全可调	完全可调	完全可调	完全可调
额外储能*	无	无	有	无	无	有	有

注：现有或即将装机的总计 4300 万千瓦的抽水蓄能在所有情景中都有考虑。

为了评估先进灵活性选项对于 2035 年已经基本实现脱碳化的中国电力系统的帮助，分别将三个单一措施案例以及三个组合措施案例与基准案例进行了比较。

本报告中的模型以 IEA 前所未有的细致程度探讨了先进灵活性选项对于中国电力系统的影响。因此，本报告与 WEO SDS 情景的装机结构保持一致，但采用单独生产成本模型模拟得到的 2035 年的详细运行结果，在发电量结构方面与 WEO SDS 情景有所不同。更详细的装机结构、发电量结构以及模型结果将在后续的章节中给出。

电力系统模型

本报告中模型工作基于 IEA 此前对不同国家电力系统模拟积累的大量的模型经验，并包括了《世界能源展望》的模型结果。自 2017 年以来，世界能源展望模型已开发出中国的分区域模型系统。本报告则进一步实施了对中国电力系统模型的改进和完善。

基于《世界能源展望》的 NPS 和 SDS 情景，PLEXOS®生产成本模型被用于进一步模拟上述两种情景下中国 2035 年电力系统的运行情况。该生产成本模型将中国分为八个区域，模型报告各区域详细的供给侧和需求侧要素，以及区域之间的输电线路及相关约束。在供给侧，对于发电机组的模拟包含技术特征（例如：爬坡速率、最小稳定运行负荷、最短开机/停机时间）和经济特征（例如：燃料价格、运维成本、碳成本）。此外，强制运行的机组（must-run generation），包括中国大量的热电联产机组、水电机组——包括径流式水电站（有/无日调节容量）、大型水库水电站或 PSH 机组。模型在模拟水电机组和热电联产机组的强制运行约束时考虑了季节性。

同时，还对 2035 年中国各区域的电力负荷进行了建模，其中包括不同行业的用电负荷曲线，以便根据不同行业用电特性相应模拟需求侧响应的效果。此外，运行备用（旋转和强制）也在模型中加以考虑。

模拟的主要结果是各发电厂的系统运行曲线、总体系统成本和排放量。以下各节详细介绍了新政策情景和可持续发展情景。该模型是 IEA 迄今为止实施的中国电力系统的最详细的模型研究。建模方法的更多细节见附录。

电力系统模型结果

NPS 情景及 SDS 情景的比较

本节主要展示《世界能源展望 2018》（WEO 2018）中新政策情景（NPS）以及可持续发展情景（SDS）的模型假设以及对于中国电力系统的模拟结果。

在 NPS 情景下，2035 年全国总发电量将达到 9.835 万亿千瓦时 [47]。NPS 情景考虑了控制电力需求增长以及解决环境问题的相关政策。情景中假设 30 美元/吨的中等碳价（二氧化碳），煤炭价格在 63 美元/吨到 94 美元/吨之间，天然气的价格为 13 美元/MMBtu（反映输送成本，见附录）。在 NPS 情景下，非化石能源发电装机容量占到总发电装机容量的 60%，风电和光伏发电占总装机的 39%；非化石能源发电量达到总发电量的 48%，风电和光伏发电占总发电量的 21%。

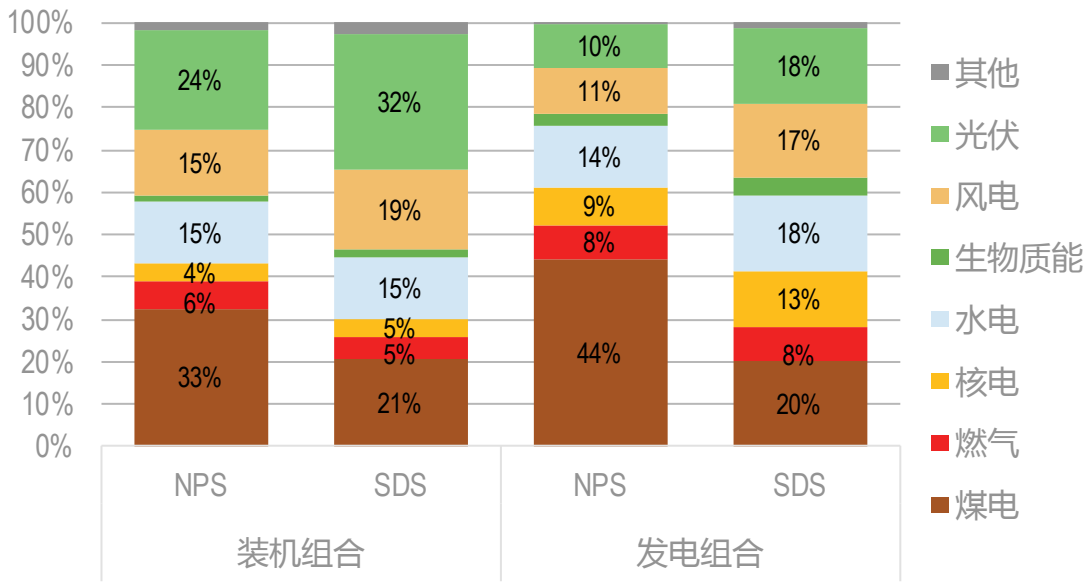
SDS 情景与 NPS 情景相比有很多不同之处。SDS 情景中采用了多种低碳选项，以实现可持续发展的目标。这些低碳技术包括：核电、碳捕集和封存（CCS）等。更为重要的是，该情景考虑了更高的可再生能源比例。在 SDS 情景下，2035 年全国的总发电量达到 8.996 万亿千瓦时——比 NPS 情景低 0.8 万亿千瓦时。与 NPS 情景相比，SDS 情景下能源系统在未来发展过程中采用了更为严格的政策限制能源需求增长以及解决环境问题。此外，SDS 情景还考虑了终端电气化带来的额外电力需求，例如：未来系统中存在的大量电动车。

SDS 情景下假设的碳价（二氧化碳）为 100 美元/吨。煤炭价格在 55 美元/吨到 80 美元/吨之间，天然气价格为 11.8 美元/MMBtu（反映输送成本，见附录）。在 SDS 情景下，非化石能源发电装机容量占到总发电装机容量的 74%，风电和光伏发电占总装机的 51%；非化石能源发电量达到总发电量的 72%，风电和光伏发电占总发电量的 35%。

NPS 和 SDS 情景下的全国发电装机结构以及年发电量结构如图 28 和表 12 所示：

[47] 此数据包括负荷和输配电损耗。

图 28. 中国 2035 年装机结构和发电量结构，NPS 情景以及 SDS 情景



SDS 情景与 NPS 情景相比，可再生能源更多而化石能源更少。

表 12. 中国发电装机容量，NPS 情景以及 SDS 情景

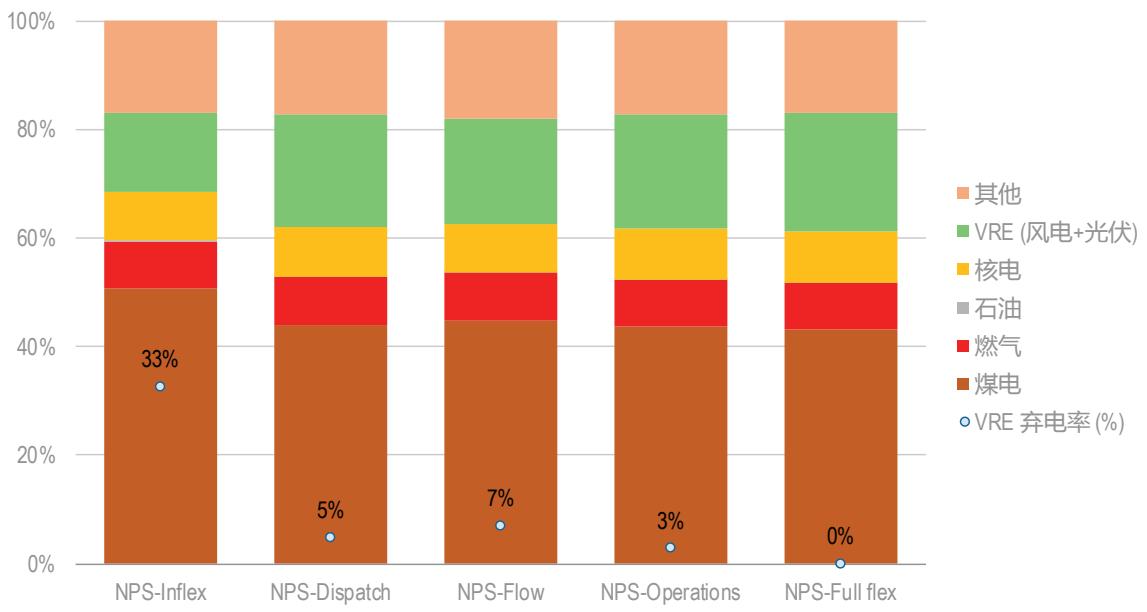
	发电装机容量 (GW)		
	2017	2035 NPS	2035 SDS
化石能源	1 065	1 288	973
煤炭	981	1 073	783
天然气	75	208	183
核能	37	136	171
可再生能源	653	1 831	2 575
水力	344	484	547
风力	164	508	709
太阳能光伏	131	776	1213
总计	**1 755**	**3 294**	**3 772**

NPS 情景结果分析

主要结果

电力系统向经济调度转型、优化区域间电力交易、增加区域间互联可以大大降低电力系统的运行成本、并降低波动性可再生能源的弃电率。事实上，模拟结果显示，通过结合使用优化的调度方式和跨区域交易（更高输电容量利用率和额外输电投资）可以在较高的的波动性可再生能源渗透率下，有效消除波动性可再生能源弃电（图 29）。尽管经济调度可以大幅降低中国的总体弃电率，但一些区域的弃电率仍相对较高。以下各节将详细介绍各种情景的结果。

图 29. 中国发电量结构与弃电率，2035 年，所有 NPS 案例



上述政策措施可提高系统灵活性、降低运行成本和波动性可再生能源弃电率。

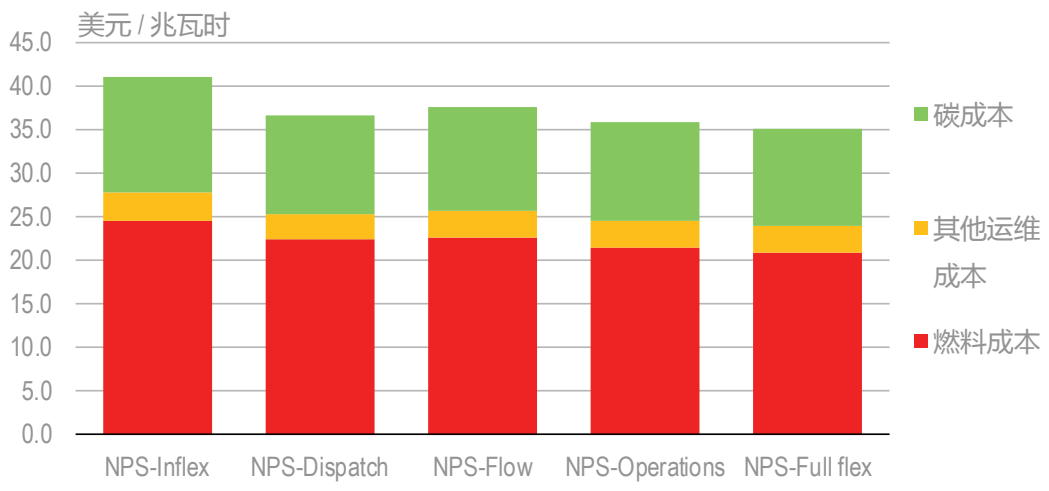
NPS 中考虑的各种政策方案——改变调度顺序、充分利用现有输电容量增强跨区域交易、以及额外的输电投资——将不仅影响发电量结构和波动性可再生能源弃电率，还能为中国电力系统带来显著的经济效益及环境效益。

从经济角度来看，从”三公”调度原则转向经济调度使得电力系统年度运行成本大幅下降。图 30 比较了 NPS 下各案例的主要运行成本，以确定不同政策措施的贡献。系统的运行成本包括燃料成本、运行维护成本和碳排放成本。通过将调度规则从“三公”调度原则转为经济调度[48]，系统运行成本将减少 10%左右——主要是煤炭消耗量的减少[49]；扩大跨区域交易，以及额外投资输电线路可进一步降低系统运行成本——上述措施有助于降低煤炭平均价格，因为煤电机组的利用将转移至煤价更低的区域。图 30 中显示：灵活性措施将节省成本约 40 元/兆瓦时左右，这意味着整个电力系统每年可以节省成本约 4000 亿人民币。

虽然 NPS 情景中所有案例的碳价假设为 30 美元/吨，但在经济调度下，该价格并不足以让燃气发电的调度优先级高于燃煤发电。模型显示，促使调度顺序发生变化的碳价在 70-110 美元 / tCO_2 之间（取决于燃煤发电技术）。由碳价引起的优先调度顺序变化将在 SDS 情景中进行讨论。

[48] 在实施经济调度的 NPS 情景中，根据政府政策给燃气发电分配发电量。
[49] 生产成本模拟未考虑与投资有关的成本。

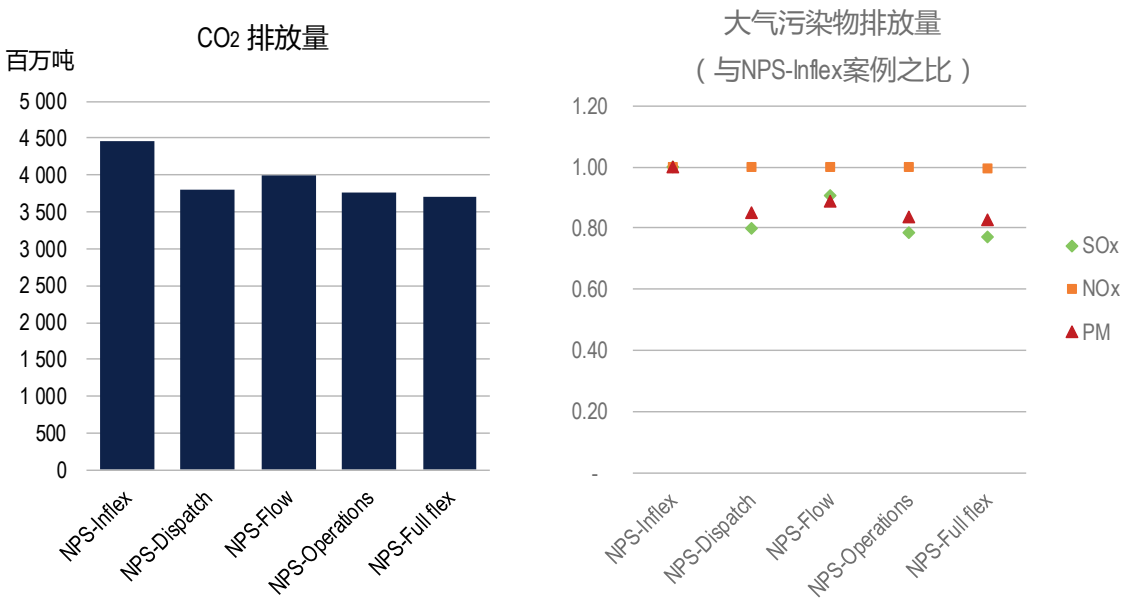
图 30. 年度电力系统运行成本，2035 年，NPS 案例



经济调度和跨区域交易大幅降低电力系统运行成本。

此外，采取上述政策措施时，二氧化碳和空气污染物的排放量将大幅减少（图 31）。二氧化碳总体排放量可减少约 7.5 亿吨——这个数字相当于 2017 年全球电力行业总排放量的 6%、与德国 2017 年度能源相关二氧化碳排放总量相当。

图 31. 二氧化碳和空气污染物排放，2035 年，NPS 情景



Note: PM = 颗粒物

经济调度、跨区域交易和输电投资这三种政策措施可以减少电力系统对环境的负面影响。

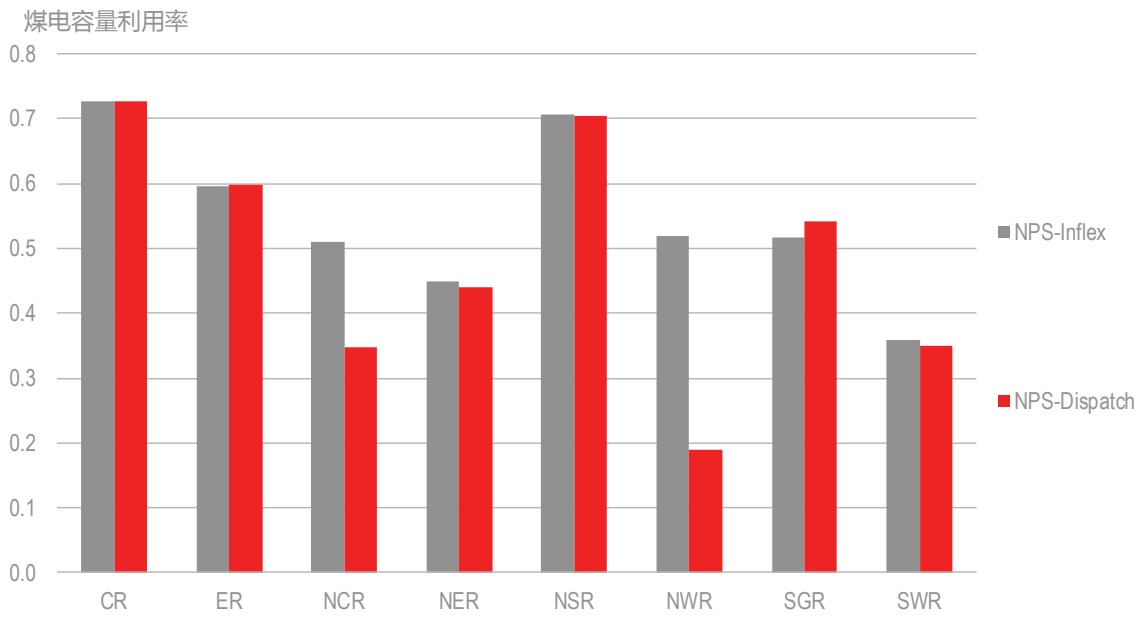
从”三公”调度原则转向经济调度的价值

改变调度顺序促使年度净运行成本降低约 11%（每年 3000 亿人民币）（图 30）。这主要是由于波动性可再生能源产生的电力取代了化石燃料产生的电力，导致燃料消耗量减少和排放成本的节约。这也抵消了改变调度方式后平均燃料价格的上涨——西北区域和华北区域在采用经济调度后燃煤发电量大幅下降，相应的煤炭用量减少，导致全国平均煤炭价格的增长。

总的来说，”三公”调度原则产生了一个从经济角度来看效率低下的系统。大量廉价波动性可再生能源电力无法上网，而传统发电机组的目标利用小时数则必须被满足。在 NPS 情景基准案例 **NPS-Inflex**（限制最为严格）中，弃电量达到可用波动性可再生能源发电量的 30%——取而代之的是更昂贵的化石燃料（根据分配的发电时间发电）产生的电力。**NPS-Dsiptach** 案例依据经济竞争力改变调度顺序，显著降低了电力系统成本、使更多波动性可再生能源发电并网，同时减少了化石燃料发电。需要指出，在 **NPS-Dispatch** 案例中，天然气发电仍然具有保障运行小时数。

详细的小时模拟证实了转向经济调度的重要性。即使在现有输电线路利用率维持较低水平、并且 2022 年后未新建输电线路的情况下，中国全国水平的弃电率也将降至 5%，但是，这个数字仍高于公认具有经济效益的国际标准。

图 32. 转向经济调度对燃煤电厂发电利用率的影响，各地区



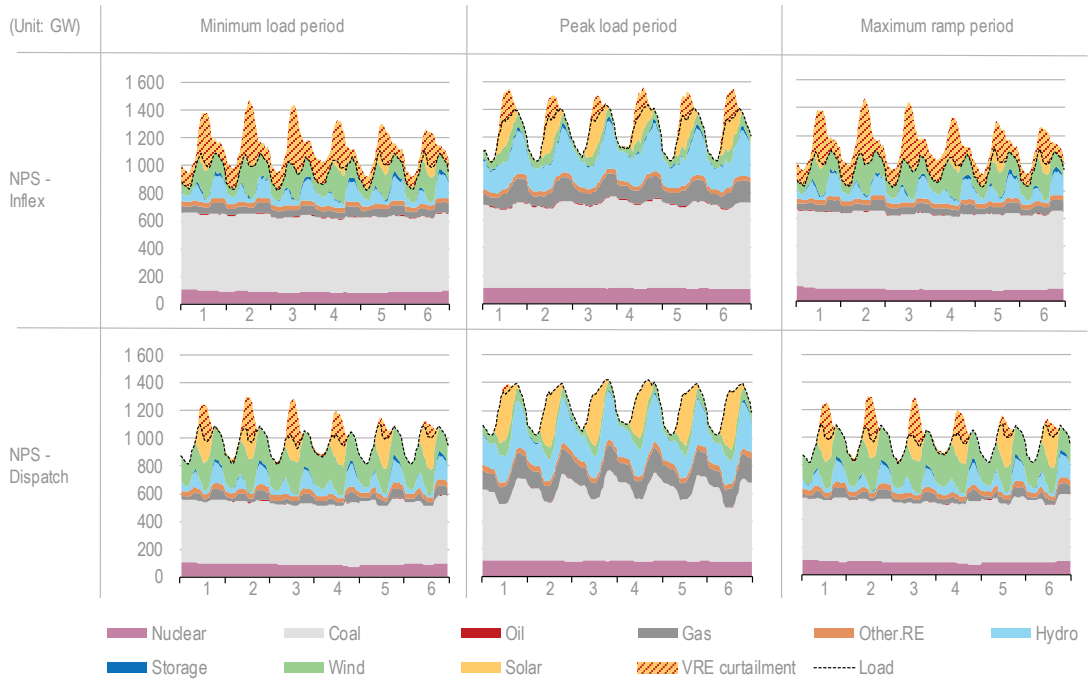
Notes: CR = 华中地区; ER = 华东地区; NCR = 华北地区; NER = 东北地区; NSR = 山东地区; NWR = 西北地区 ; SGR = 广东地区 ; SWR = 西南地区.

在经济调度下，波动性可再生能源较高地区的燃煤电厂年利用小时数降低。

转向经济调度对化石燃料发电机组产生了重大影响，其利用小时数减少，特别是在波动性可再生能源较高的区域，例如西北区域和华北区域（图 32）。低利用小时数表明化石燃料机组的装机容量可能过多。如果没有适当的市场机制，这可能会导致大量常规发电机组提前退役。中国在未来需要密切关注这个问题，并可能需要专门的政策对此进行引导，以确保向高比例可再生能源系统的有序过渡。然而，下文中将要讨论跨区域电力交易——跨区域电力交易将对改变调度方式后，利用小时数大幅降低的燃煤机组产生显著影响。

增加波动性可再生能源渗透率只有通过改变化石燃料发电厂和可调度水电站的调度模式，使其功能转变为平衡波动性较强的系统净负荷[50]。在爬坡速率非常高的期间，尤其可以观察到这种情况（图 33，右图）。然而，如果认为所有机组都具有一定的灵活运行能力，系统在国家层面不会存在明显的供需平衡问题。

图 33. 典型周，国家层面上的负荷和发电组合，”三公”调度原则与经济调度



中国电力系统能够在缺少指定机组提供灵活性的情况下，通过灵活发电技术的组合实现高比例可再生能源消纳。

[50] 净负荷为系统中的总电力需求减去风电和太阳能光伏发电量。这表示电力系统运营商须用其他可调度资源（如燃气发电、水电和进口电力）满足的需求。

实现跨区域交易的价值

增加跨区域输电的价值在几个不同的案例中进行了探讨，并有不同的侧重点。首先是 **NPS-Flow** 案例，该案例研究了在保持“三公”调度原则的情况下增加跨区电力交易的价值。这样可以评估改善跨区交易与改进调度规则的相对重要性。其次是 **NPS-Operations** 案例，该案例结合了优化的跨区输电线路利用率和经济调度模式，以调查两种政策措施之间的权衡和协同作用。最后是 **NPS-Full flex** 案例，该案例关注对已经实现优化运行的系统进行额外电网投资将带来的收益。

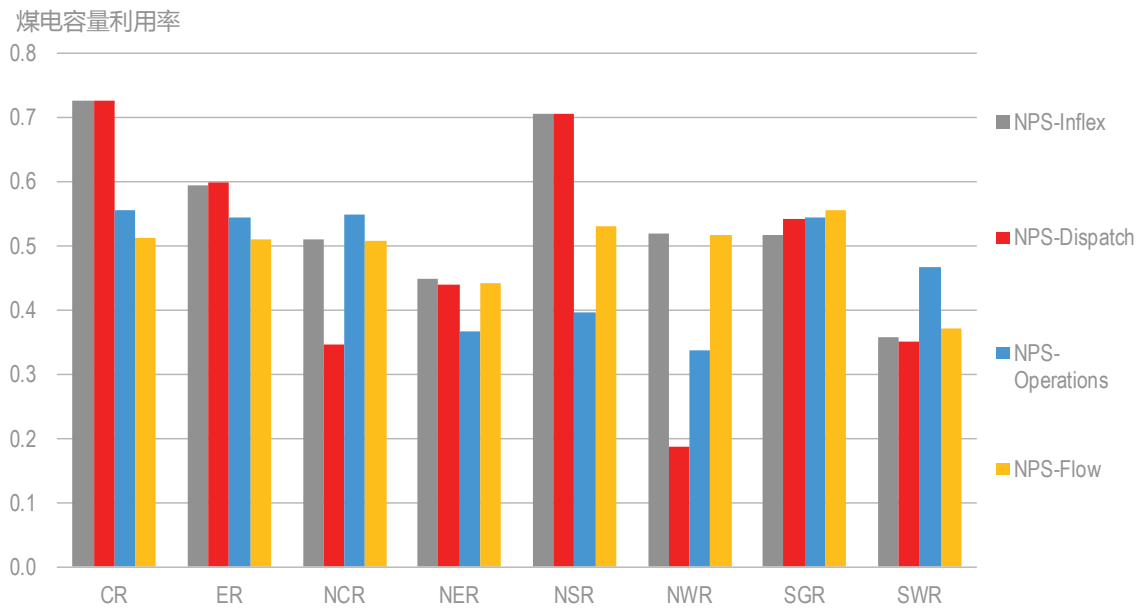
NPS-Flow 案例使得电力系统运行成本降低 9%（每年约 2400 亿人民币）。与 **NPS-Dispatch** 案例相比收益相对小一些，收益组成结构也略有不同。首先，提高跨区域输电线路利用率可降低平均燃料成本，因为煤价较低地区的燃煤发电厂可以向其他区域出口电力：在煤价低的地区如华北和西北，模型结果显示煤电发电量增加并出口到其他地区（图 34）。由于上述地区燃煤发电的边际成本较低，增加区域电力交易后，华中、华东和山东等地区本地煤电开始被取代。尽管西北和华北的煤电厂效率相对于其他地区偏低，但这被煤炭价格的巨大差异所抵消（华北地区约 360 元/吨、西北地区约 380 元/吨；华中地区约 580 元/吨、华东地区约 550 元/吨）。

与此同时，波动性可再生能源的弃电率大幅降低至 5%，但仍高于 **NPS-Dispatch** 案例。这主要是由于在波动性可再生能源极为丰富的地区，现有输电线路的输送能力饱和——西北地区波动性可再生能源发电装机大，但本案例下该地区传统发电机组仍然遵从“三公”调度原则被分配固定的利用小时数。

NPS-Operation 案例则将优化的调度与改善的输电线路利用率相结合。该案例的总运行成本降低了 13%（每年 3600 亿人民币），全国水平的弃电率则降低至 3%。这表明，两种政策措施相结合可带来额外收益，但这种组合带来的收益（每年 3600 亿人民币）仍然低于单个措施收益相加（改善调度每年 3600 亿人民币，改善跨区交易每年 2400 亿人民币）。此外，这两项措施仍不足以完全解决波动性可再生能源消纳问题（全国范围内弃电率为 3%）。

最后一个案例 **NPS-Full flex** 考虑了新的输电容量投资，使总输电容量从 2.3 亿千瓦（2022）增加到 4.1 亿千瓦（2035）。在这种情况下，运行成本降低了 15%（每年约 4000 亿人民币），波动性可再生能源的弃电率降至 0%，比 **NPS-Operations** 案例每年多节省 400 亿人民币。新增输电线路带来的收益远远高于每年约 150 亿人民币的输电线路投资成本。

图 34. 跨区域交易和输电容量增加对燃煤电厂利用率的影响



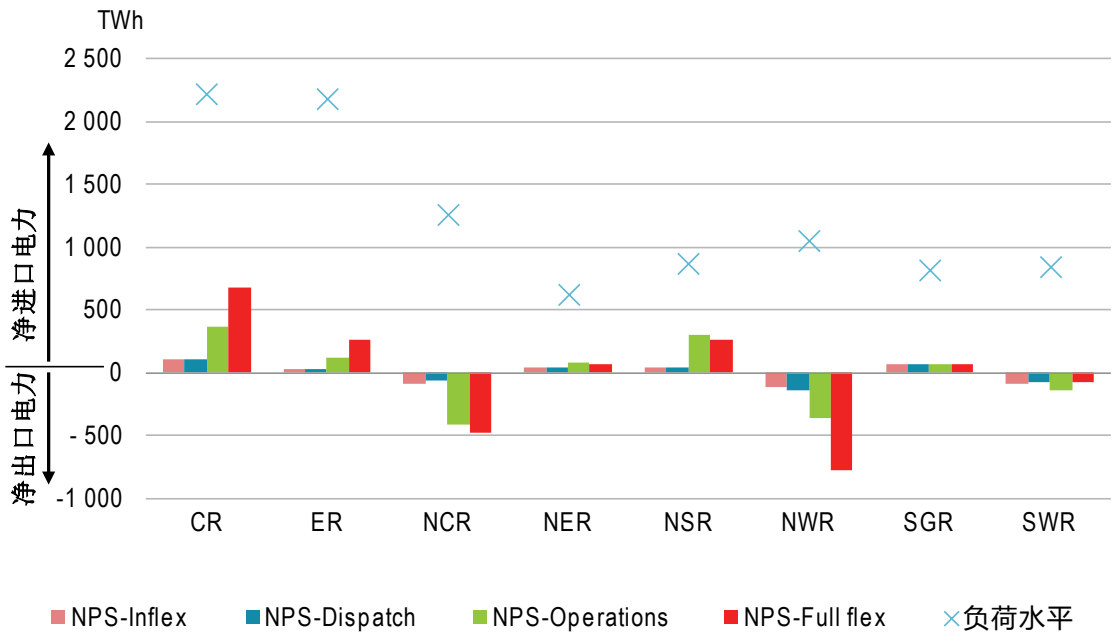
跨区域电力交易有助于系统使用成本最优的燃煤机组。

完全释放区域电力交易潜力会产生许多影响，单就波动性可再生能源并网来看，这些影响与其并无太大关联（图 35）。最值得注意的是，中国的煤炭价格存在差异，这与运输成本以及国内和进口煤炭的价格差异有关。

随着充分利用输电容量不再存在障碍，不同区域的电量交易方式也随之发生变化。首先充分利用现有的输电线路进行跨区域交易，将使更多的电力从水电丰富的西南区域流向华中区域，以及使更多的电力从波动性可再生能源丰富的西北区域流向华中和华东区域。山东省（山东区域）的输入电量（主要来自西北和华北）也将大幅增加。跨区域输入山东的低价电力将有助于实现山东经济结构调整、新旧动能转换的目标（见附录）。

随着输电容量利用率的提高，对输电线路投资可以进一步促进跨区域电力交易发展。模型中增加输电投资将使西北区域输出的电力增加两倍以上，并使得华中和华东区域的输入电量增加。西北区域输出电力体现了低成本波动性可再生能源在该区域的竞争力——这有利于该区域经济的发展。

图 35. 不同区域的负荷和净输出电力，2035 年，NPS 案例



增加跨区域输电容量将使得有大量低成本电力的地区在供电方面的重要性增加。

重点关注波动性可再生能源丰富的地区

经济调度的实施大幅降低了国家层面波动性可再生能源的弃电率。然而，考虑到中国疆域广大、幅员辽阔，模型分析还需要关注区域层面的弃电情况，因为一些具有大量波动性可再生能源装机的地区可能由于输电容量受限而导致较高的弃电率。模型显示有两个重点地区（见表 13）：华北地区和西北地区。在实施“三公”调度原则时，这两个地区的弃电率约为 50-60%，可见这种行政调度规则的灵活性不足（2035 年，华北地区的风电装机约为 1 亿千瓦，光伏发电装机约为 1 亿千瓦；西北地区的风电装机约为 2 亿千瓦，光伏发电装机约为 2 亿千瓦）。

在转向经济调度后，华北地区的弃电率从 46%急剧下降至 3%，西北地区的弃电率从 55%下降至 10%。弃电率的显著下降是由于华北地区和西北地区中的大量煤炭发电装机在“三公”调度原则下能够得到行政分配的发电量，然而从“三公”调度原则转为经济调度后，由于大量可用的低成本波动性可再生能源发电，华北地区和西北地区的燃煤机组发电量减少了 50%以上。

表 13. 不同地区的波动性可再生能源弃电率

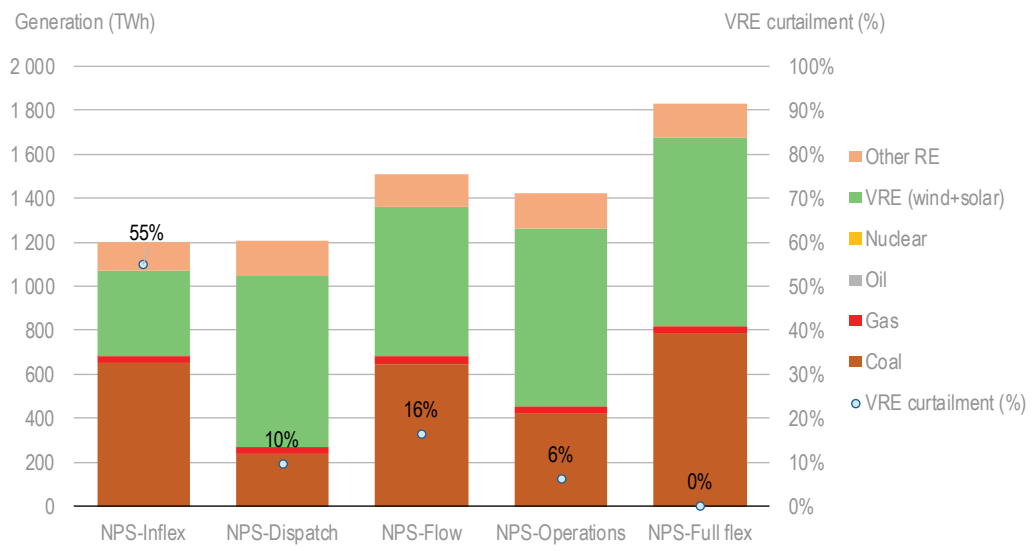
	CR	ER	NCR	NER	NSR	NWR	SGR	SWR	China
“三公”调度 (NPS-Inflex)	0%	0%	46%	6%	1%	55%	0%	0%	33%
经济调度 (NPS-Dispatch)	0%	0%	3%	4%	0%	10%	0%	0%	5%

在转向经济调度之后，VRE 显著下降，但在某些地区仍然相对较高。

事实上，由于巨大的资源储量，西北地区拥有中国三分之一的风电和光伏装机，导致该地区发电能力远远超过本地需求。因此，该地区需要进一步提高系统灵活性，以成功消纳大量风能和太阳能。跨区域电力交易可以使西北地区的发电能力更多用于满足其他地区的负荷需求，其他地区也可帮助西北地区消纳大量波动性可再生能源产生的电力。

目前中国的跨区电力交易主要是行政性的，并且只利用了有限的输电容量。通过充分利用现有的跨区输电容量，跨区交易规模将得以扩大。电力出口在很大程度上消除了西北地区的发电盈余，导致波动性可再生能源弃电下降了 4 个百分点（图 36）。对跨区输电的额外投资可进一步使西北地区的弃电率降至 1%以下。在波动性可再生能源发电能力较低的时段，系统仍然可以通过跨区交易和额外输电容量提供的灵活性保证可靠运行。

图 36. 西北地区的发电量结构和波动性可再生能源弃电率



由于其具有最高的波动性可再生能源占比和最便宜的化石燃料，实施了灵活性措施后的西北地区发电量结构发生了最大变化。

SDS 情景结果分析

SDS 情景下 2035 年中国电力系统装机结构与 NPS 情景相比差别很大。SDS 情景反映了一条更加重视清洁能源技术的发展路径，从而减少电力系统对环境的影响，特别是控制空气污染和二氧化碳排放。SDS 情景中应用了多种低碳技术来实现这些目标，包括核电和碳捕集与封存（CCS），而最为重要的是，该情景下波动性可再生能源占比更高。SDS 情景相比于 NPS 情景波动性可再生能源装机比例要高得多。另外，SDS 情景下所有案例均假设电力行业在 2035 年已实现经济调度、输电线路的充分利用、以及额外的输电线路投资。由于 SDS 情景中电力系统灵活性至关重要，下文将采用灵敏度分析的方法，重点讨论不同的先进灵活性措施对系统灵活运行能力的贡献。

主要结果

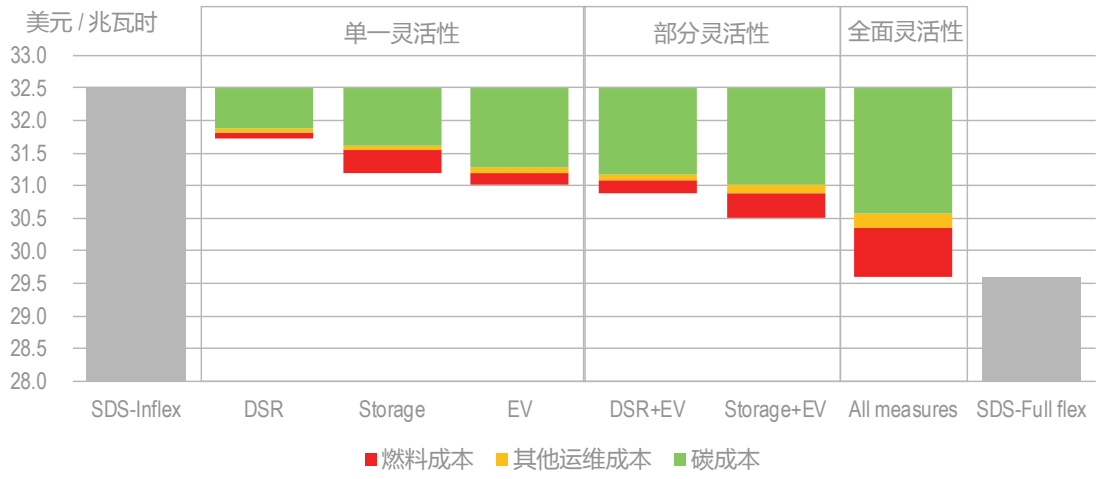
如本章前文所述，SDS 情景下的案例探索了三种不同的灵活性选项：电动车智能充电、先进的需求侧响应项目和蒂纳里存储技术的部署。为了衡量这些灵活性措施的价值，本报告模型研究中首先建立了一个没有这些措施的“不灵活 SDS 案例”（**SDS-Inflex**）作为基准案例。这样便于对每种灵活性技术的成本、收益以及对系统的影响进行评估。值得注意的是，SDS 情景中假设已经实施了 NPS 情景中探索的所有灵活性选项——经济调度、改善的跨区域输电和对输电基础设施的额外投资——SDS 情景中各案例的电力系统建模将更关注先进灵活性对系统转型施加的影响。总的来说，本文模型工作具体按照如下方式考虑先进电力系统灵活性措施：

- 2035 年，3 亿千瓦的住宅、商业、农业和工业部门的需求侧响应，其中包括空间供暖和制冷、热水、冰箱和清洁用电气设备。
- 2035 年，中国实现 2.2 亿辆电动汽车的智能充电，相当于约 2.5 亿千瓦的峰值充电负荷和每年 8000 亿千瓦时的电动车充电量。
- 部署了总共 1 亿千瓦的抽水蓄能，以及超过 5000 万千瓦的电池储能。

与 **SDS-Inflex** 案例相比，不同灵活性选项每年可节省 2%至 11%的运行成本（图 37）。由于 SDS 模型中二氧化碳价格高达 100 美元/吨，节约二氧化碳排放成本是 SDS 案例中节约运行成本的重要来源。此外，灵活性选项可降低净负荷峰值，从而能通过减少发电投资为系统带来额外收益。灵活性技术还可以将年度电力行业二氧化碳排放量降低 4%至 14%，从而实现显著的环境效益（图 39）。

在部署电力存储的案例 SDS-Storage 中，灵活性选项本身也需要大量的投资。为了评估灵活性措施的综合成本和收益，本研究将资本支出（CAPEX）转换为年度支出（将投资平摊到每年），以便将前期投资的影响纳入分析，从而比较整个电力系统灵活性选项的成本和收益。在所有案例中，尽管不同灵活性选项的成本收益比差异很大，但总体来讲收益全部高于成本（图 38）。下文将更详细地探讨各个案例。

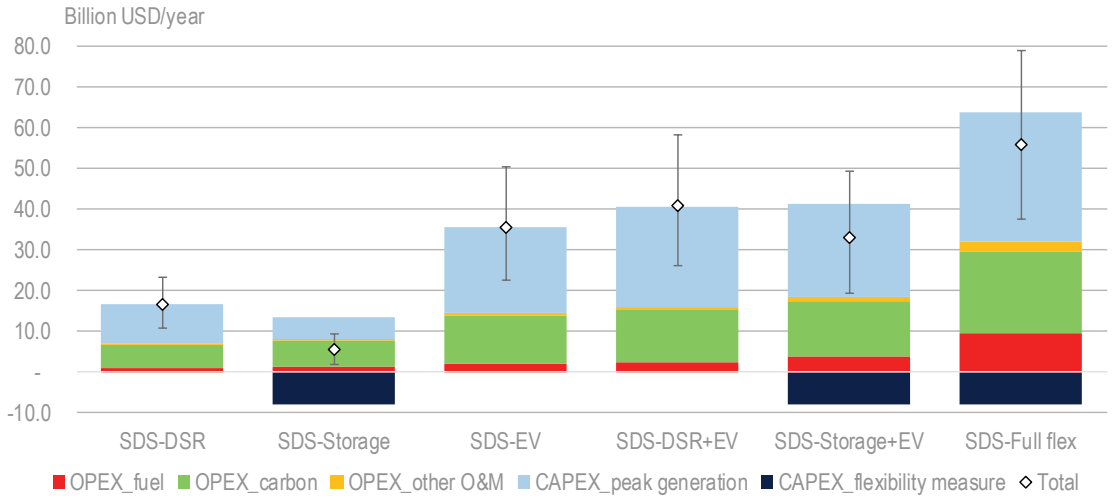
图 37. 不同灵活性案例下节约的年度运行成本，可持续发展情景，2035



注：为了增强读者对趋势的理解，Y 轴起点不在 0.0

模型中的所有灵活性选项都可显著降低年度电力系统运行成本

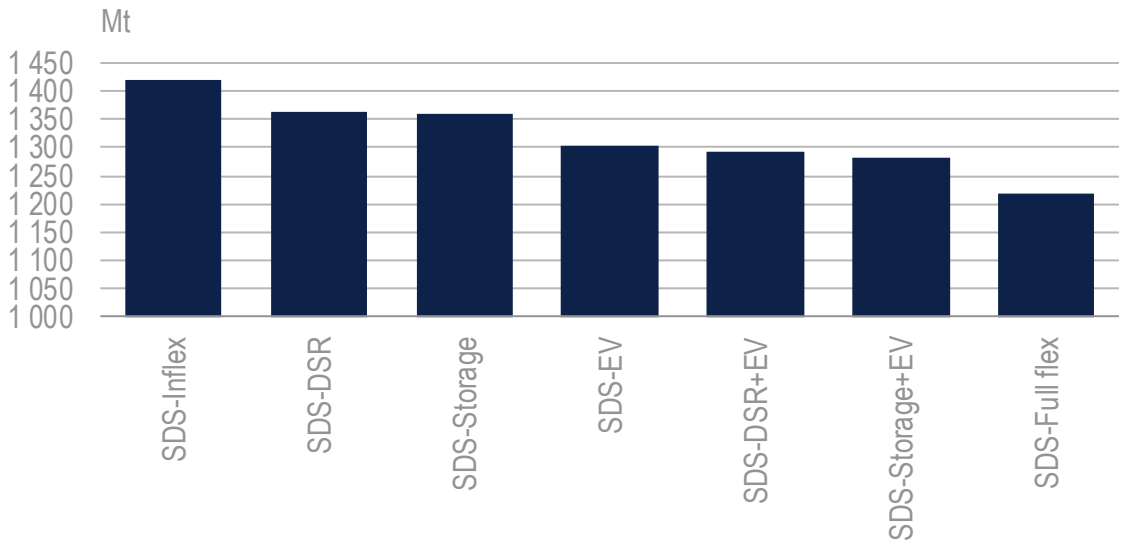
图 38. 相比 SDS-Inflex，所有 SDS 案例年度净节省的电力系统成本



注：电动车和需求侧相应所需的电力系统资本支出假定为零，详见文本。

考虑到不同的总系统投资要求，模型中所有的灵活性选项都会为系统带来净收益。

图 39. 可持续发展情景下的 2035 年二氧化碳排放量



模型中所有的灵活性选项都可以显著降低电力行业的年度碳排放量。

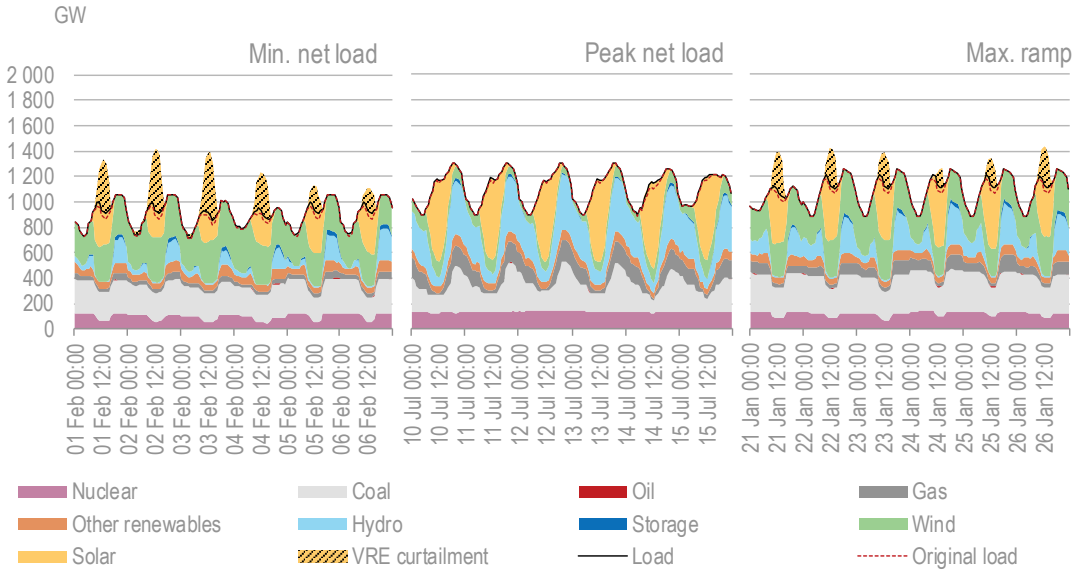
SDS 情景下没有先进灵活性选项的案例：SDS-Inflex

SDS-Inflex 案例描述了一个基本不存在任何先进灵活性选项的低碳电力系统。该案例只考虑了现有或正在建设（预计 2023 年投入）的抽水蓄能。**SDS-Inflex** 案例的主要作用是作为分析基准，来比较不同灵活性选项的影响。在这个基准案例中，模拟结果显示风能和太阳能光伏发电占总发电量的 35%左右，远远高于 NPS 情景波动性可再生能源的 21%渗透率。因此，为了使电力系统经济高效地运行和消纳波动性可再生能源，系统灵活性显得更加关键。

由于系统灵活性有限，**SDS-Inflex** 案例中全国年平均弃电率约为 5%，华北、东北和西北的区域弃电率达到 3%至 15%。系统中所有发电机组，包括核电机组在内，都需要提供大量的运行灵活性（图 40）。更为重要的是，尽管已经优化了调度方式、改善了输电线路利用情况、并且增加了输电投资，但波动性可再生能源弃电依然难以避免。

总之，**SDS-Inflex** 案例证明了系统灵活运行能力对 2035 年中国低碳电力系统极为重要。该案例后续将作为基准，比较各种灵活性措施案例的实施效果。后文提到的所有节省的成本均是相对于 **SDS-Inflex** 基准案例。

图 40. 有限灵活性选项下（SDS-Inflex），用电高峰期的发电和负荷曲线



Notes: Max. = maximum; Min. = minimum.

如果没有额外的灵活性选项，中国电力系统将在最小负荷和最大爬坡期间产生很高的弃电率。

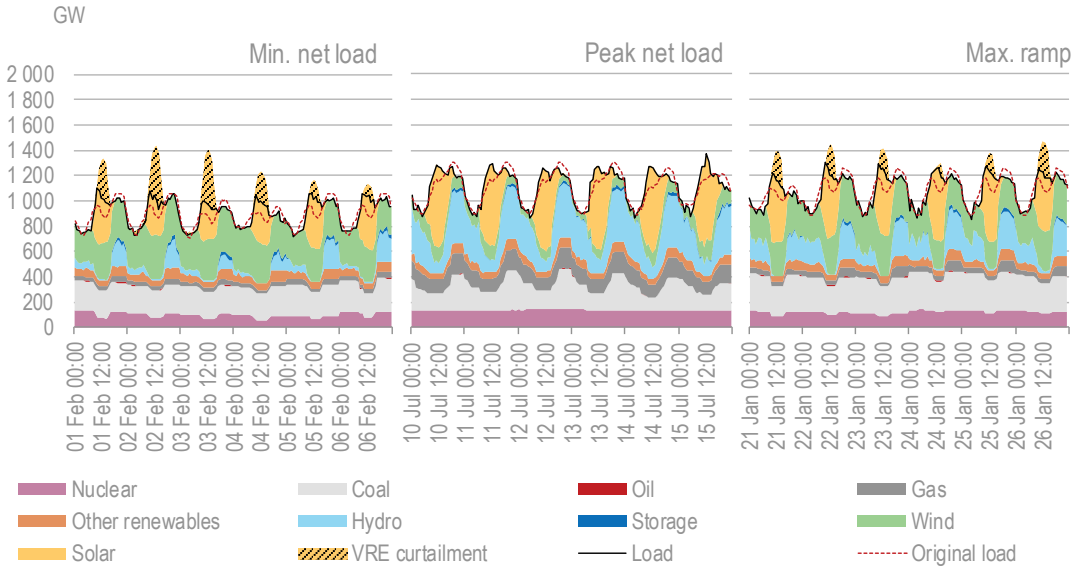
单独评估灵活性选项

需求侧响应的系统价值：SDS-DSR

SDS-DSR 案例用于评估需求侧响应的系统价值。该案例考虑了 2035 年共计 3 亿千瓦的住宅、商业、农业和工业部门的需求侧响应项目，其中包括空间供暖和制冷、水加热、冰箱和清洁设备的使用。智能电动车充电不包括在 **SDS-DSR** 案例中。

将 **SDS-DSR** 案例与 **SDS-Inflex** 案例的结果进行比较，有助于了解这些需求响应选项在 2035 年中国低碳电力系统中的成本、收益和运行效果。**SDS-DSR** 案例中的运行成本降低约 3%，相当于每年节省约 470 亿人民币。系统节约的成本主要是源于灵活性增加提高了对波动性可再生能源的利用率，从而减少了系统中所需的化石燃料消耗。此外，需求响应导致更加平坦的电力需求曲线，这使得燃料成本发电技术（包括核电）的利用率提高，但也导致峰值发电的成本更加高昂（图 41）。**SDS-DSR** 案例中的二氧化碳排放总量比 **SDS-Inflex** 案例低 4%。

图 41. SDS-DSR 案例中用电高峰期的发电和负荷曲线



需求响应措施可以提高核电和波动性可再生能源等低边际成本资源的利用率，同时降低用电高峰期运行约束的严格性。

重要的是，与 **SDS-Inflex** 案例相比，模拟的灵活性措施还可以降低 7100 万千瓦的峰值净负荷——可视为节省的投资成本（减少对低利用率发电基础设施的投资）约每年 600 亿人民币。因此，**SDS-DSR** 案例合计每年节省（运行和资本支出）约 1080 亿人民币。

电力系统使用这些资源而产生的投资相关成本可忽略不计，因为参与的资源（或其综合服务商）通常投资适度的基础设施升级以成为需求响应资源（例如：电力电子升级，新信息和通信系统）。他们将通过参与市场获得投资补偿（这种补偿已被考虑进模型运行框架内）。

还有一些选项可能需要额外的改造投资。除需求响应项目外，为现有铝冶炼厂增加灵活性的例子在这里也单独列出以供参考（专栏 25）。

专栏 25. 提高中国铝冶炼厂的灵活性

在中国，生产铝耗用的电负荷达到 8500 万千瓦，占 2035 年电力消费的 7%（5930 亿千瓦时）。在全球范围内，铝冶炼过程耗电占电力消费的将近 5%。一般来讲，铝厂需要非常稳定的电力供应水平以保持电化学过程正常进行，以及保持还原池（称为"罐"）中的临界热平衡状态。

最近在还原罐的温度主动管理方面的创新为冶炼厂提供了上下调节功率达 +/- 30%的能

力——这是通过使用外部温度管理系统改造罐来实现的。 这使得电力消耗有调整的空间，同时保持罐的临界热平衡并且不以任何方式影响电化学过程。

为了增加能量使用（相应地产生更多金属），需要额外的冷却罐。 这种冷却可以通过将大量环境空气吸过罐的外壳并进入管道系统来实现，该管道系统（通常）是外部通风的。 运行系统的负压由连接到管道的大型外部风扇提供，该管道是唯一的运动部件。 为了减少能量使用（相应地减少金属量），需要对锅进行隔热以防止其冷却。 在这种情况下，当风扇速度减小或完全停止时，热交换器充当绝缘毯。

对中国铝冶炼厂潜在灵活性潜力的初步分析显示，潜力约为 2500 万千瓦。 至关重要的是，调制铝冶炼厂所提供的负载平滑能力不仅是小时尺度，还可以在季节尺度上。 这有助于缓解因发电变化引起的供应中断，特别是渡过延长的低发电季节时期。

根据工业界提供的成本假设，中国改造冶炼厂的总成本估计在 700 亿人民币左右（向下灵活性约 330 人民币/千瓦，向上灵活性约为 670 人民币/千瓦）（EnPot，2019）。 相比之下，与“SDS-Inflex”选项相比，每年可节省 240 亿人民币的运营成本。 假设对峰值净负荷减少 1000 万千瓦的贡献，这意味着从电力系统的角度来看，假设所有改造都是纳税人资助的，投资回收只需 1.5 年。

值得注意的是，灵活使用铝冶炼厂进行季节性负荷转移将影响工厂的生产周期（同时保持相同的年产量）。在分析中没有考虑与工厂中铝储存需求增加相关的成本。而且，相对较短的投资回收期可能节省的大量资金，值得进行更详细的分析。

需求侧响应已经被中国政策制定者（NDRC，2017 年）视为关键的系统灵活性措施。**SDS-DSR** 案例证明了需求响应项目可在 2035 年为中国的低碳电力系统带来重大运行价值。

为了实现广泛部署需求响应可能带来的各种效益，政策制定者可以考虑以下几种方法。首先，政策制定者可以考虑进行全社会需求响应潜力研究，以更好地了解哪些地方更适合于应用需求侧响应。接下来，一旦确定了需求响应的细分市场，就可能需要政府采用行政手段将大规模负荷资源（例如，铝冶炼厂）纳入 DSR 范畴，包括对实施 DSR 改造的财务激励和/或参与要求。一旦确定了对特定类别的大规模需求响应资源，就可以将潜力估计和相关成本纳入长期规划，以便为政策实施机构提供具体的部署目标和相关指导。

随着越来越多的竞争被引入电力系统，升级的市场框架规则还可以允许需求侧综合服务商的参与，这些综合服务商能够聚集不同区域、客户类别和设备的需求侧资源。通过升级设备制造标准可以进一步支持小规模需求响应综合市场，该标准鼓励或强制要求包含 ICT 系统，以简化与综合服务商和电网运营商的安全通信。

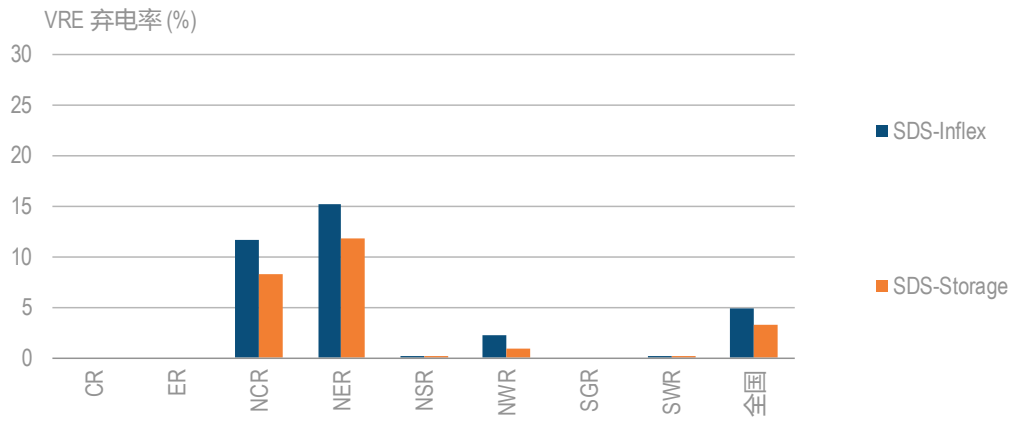
电力储存的系统价值：SDS-Storage

在 **SDS-Storage** 案例中，还部署了额外的 7000 万千瓦的抽水蓄能（PSH）和 5000 万千瓦的电池储能。从短期运行灵活性的角度来看，这两种储能形式的主要区别在于两种技术的效率（抽水蓄能为 75%，锂离子电池为 81%）和储能本身的容量。本文模型中假设 PSH 资源具有多达 10 小时的存储空间，而电池储能中一半的容量具有 1 小时存储能力，另一半容量具有 4 小时存储能力。

SDS 情景下的电力系统中增加储能可以立即获得运行和经济效益，因为这些资源提供的抽水/充电能力可以转移到波动性可再生能源发电量较大的时段，从而降低运营成本。年运行成本将因为部署额外的储能资源降低约 3%，即每年约 540 亿人民币，约等于储能资产所需的年度投资成本。储能选项的效益还包括减少了 4200 万千瓦的峰值净负荷，这将使得每年节省投资成本 400 亿人民币。

与 **SDS-Inflex** 相比，储能还降低了每个区域的波动性可再生能源弃电（图 42）。

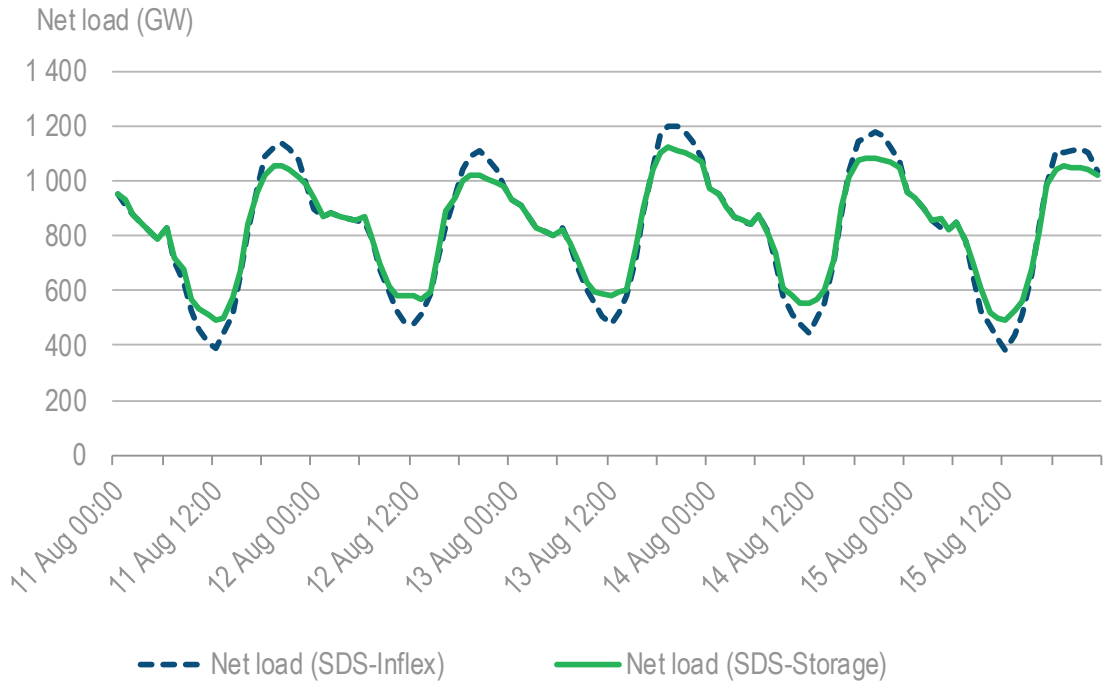
图 42. SDS-Inflex 和 SDS-Storage 案例中的波动性可再生能源弃电率



抽水蓄能和电池储能资源有助于减少波动性可再生能源弃电。

储能主要应用于负荷的最高峰和最低谷时段，在负荷嘀咕期间存储能量并在负荷高峰期间释放能量。这将有助于形成具有较低峰值负荷、较高最低负荷的负荷曲线（图 43）。储能为系统提供了灵活性，在降低燃煤和燃气发电水平的同时，减少了系统对峰值发电的依赖——燃煤、燃气电厂在提供峰值负荷时的运行、燃料和排放成本都会较高。

图 43. SDS-Storage 和 SDS-Inflex 案例中负荷高峰期的净负荷



储能资源有助于降低净负荷的波动幅度。

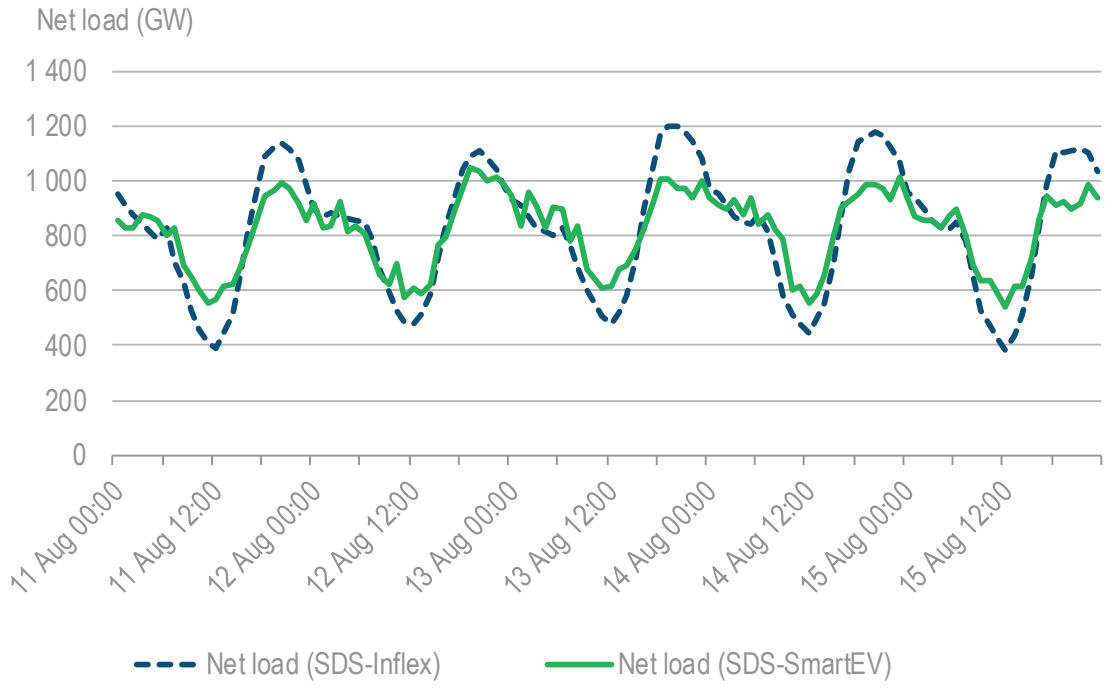
电动车智能充电的系统价值：SDS-EV

在 **SDS-EV** 案例中，2035 年中国电力系统将会为 2.2 亿辆电动车进行智能充电，相当于约 2.5 亿千瓦的峰值充电负荷和 8000 亿千瓦时的年充电量。**SDS-EV** 案例与 **SDS-Inflex** 案例中包含相同的电动车数量，但 **SDS-Inflex** 中电动车根据现有的充电模式充电并且不考虑电力系统运行。因此智能充电是 **SDS-EV** 案例最重要的特征。

中国电动车全部参与电网优化智能充电方案能够使 2035 年的电力系统运行成本降低 5%，即 **SDS-EV** 案例下每年节约 1000 亿元。电力系统运行成本的节约主要来自于低成本波动性可再生能源的使用增加，增加的可再生能源将替代燃煤发电，从而大大节省了燃料成本和碳排放成本。在这个案例中，最低发电量也有所提高，这使得系统中发电机组的运行更稳定——系统运行成本的降低也反映出这个因素。

此外，2035 年系统的峰值净负荷减少了 1.6 亿千瓦，或最大负荷的 15%（图 44）。峰值负荷的降低减少了对发电容量和电网设施的额外投资需求。该措施年度节约投资（也可视为相关收益）约为每年 1400 亿人民币。

图 44. 负荷高峰期智能充电减少的负荷需求，SDS-EV 案例，2035 年

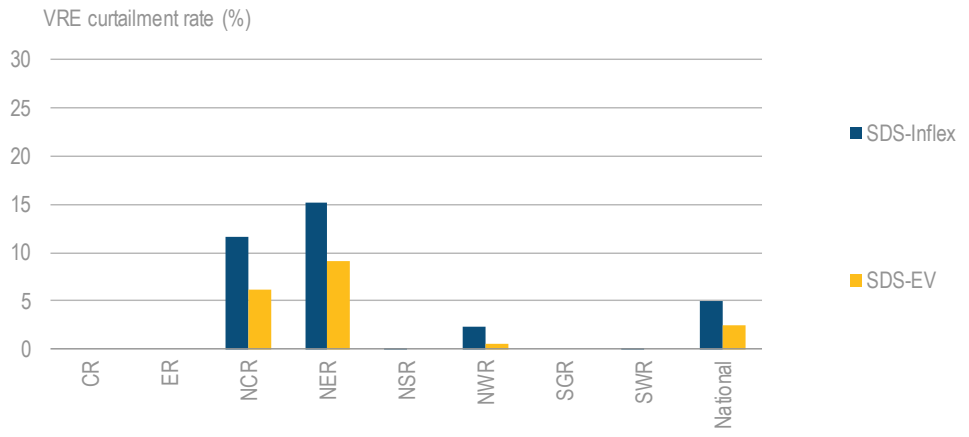


电动车智能充电可显著降低峰值负荷，从而节省大量与投资相关的成本。

电动车智能充电方案也有助于降低波动性可再生能源渗透率非常高的地区的弃电率。实施 EV 智能充电后，某些地区弃电水平降至国际基准（图 45）。需要强调的是电动车智能充电和输电基础设施之间的重要协同作用。一些具有非常高的波动性可再生能源渗透率的区域（尤其是西北地区）具有相对低的人口，因此电动车密度低。因此，这些区域的大容量输电线路有利于将智能充电资源与波动性可再生能源相关联，从而大幅提高系统整体灵活性并缓解弃电。

增强系统灵活性以缓解弃电，特别是在风光资源丰富、未来可能部署大量风光发电项目的地区，将成为中国决策者持续追求的重要目标。这样做有助于维持可再生能源行业的可投资性，确保持续提供融资，并可能减少政府补贴的需要。

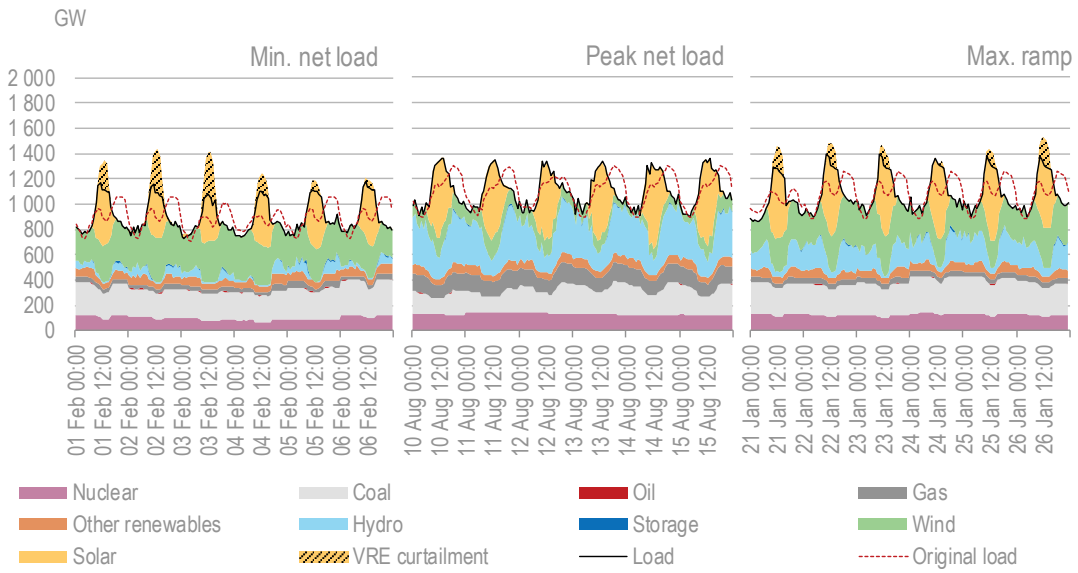
图 45. 各地区“SDS-EV”和“SDS-Inflex”案例中的波动性可再生能源弃电率



电动车智能充电可以大幅降低国家和地区层面的可再生能源弃电水平，有助于提高可再生能源行业的可投资性。

关于电力系统运行的变化，模型表明智能充电通常将电动车充电负荷转移至波动性可再生能源发电较大的时段，使电力系统更容易满足运行要求，特别是在电力系统运行压力较大的时候（图 46）。

图 46. SDS-EV 案例中用电高峰期的发电和负荷曲线



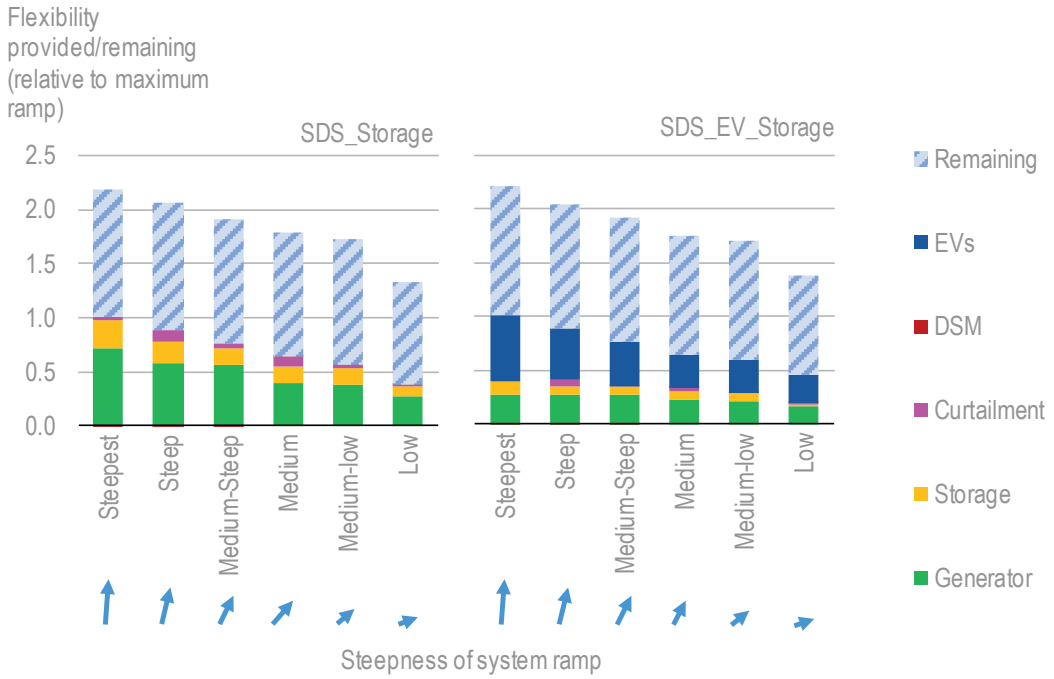
注：“SDS-EV”情况下的负载形状与“SDS-Inflex”情况不同，因为“SDS-EV”案例允许优化的电动车充电模式，从而改变负荷结构。

电动车智能充电可实现更具成本效益的峰值系统负荷管理，并降低用电高峰期的波动性可再生能源弃电率。

随着波动性可再生能源渗透率的增加，大幅爬坡的频率和强度会增加。这主要是由于晚间电力负荷的增加以及同时段太阳能发电量的下降。对于 SDS 情景（波动性可再生能源渗透率为 35%），模拟结果表明智能充电可以为这些净负荷高爬坡时段提供灵活性。

为了评估电动汽车在应对电力系统中更陡爬坡（更高的升负荷速率）的贡献，本报告通过三个步骤进行了详细的分析。首先，在模型结果中确定了不同量级的净负载爬坡时段。这些被分为五类，取决于所考虑的时间段内爬坡的陡度。其次，评估每种灵活性资源对平衡爬坡的贡献。第三，考虑在爬坡期间在系统上运行并且可能进一步增加或减少其消耗/发电以帮助平衡电力系统的所有灵活资源。结果包括每个资源提供了多大的灵活性以及系统保留了多少灵活性。图 47 表明智能电动汽车充电措施提供了很大比例的向上爬坡服务，这可能对系统的高效运行产生很大影响，特别是通过减少对峰值容量的需求。

图 47. 通过引入电动车智能充电，不同灵活性选项提供的向上爬坡灵活性



注：向上爬坡被分为 6 组陡度，根据提供/剩余的灵活性与建模范围内观察到的最大净负载爬坡成比例。“剩余”类别包括在爬坡期间在系统上运行的所有灵活资源，这些资源可能进一步增加或减少其用电/发电以帮助平衡电力系统。

电动车智能充电对向上爬坡做出了重大贡献，而传统发电厂和储能相结合，使得整个电力系统体现出足够的灵活性。

总之，**SDS-EV** 案例表明对于 2035 年低碳的中国电力系统，动态激励电动车用户根据电力系统运行要求优化其充电模式有巨大的效益。相比之下，充电模式未经优化的未来低碳系统峰值负荷较之 **SDS-EV** 案例会增加 15%。

用传统发电技术满足峰值负荷将需要对峰值容量（地利用率、高边际成本）进行大量额外投资（并且可能还要伴随大量的配电网升级改造工程，这在本分析中未加以考虑）。

重要的是，为了实现车辆充电，首先投入大量资金建设电动车充电基础设施。然而，这些投资在 **SDS-Inflex** 案例中已经被考虑进去——充电设施的建设不一定取决于充电模式——相反，智能充电有助于减少所需的基础设施投资。实现电动车智能充电本身的投资成本相对较低，并且可能在某种程度上最终由电动车所有者和/或电动车充电零售商提供资金，而不是通过纳税人经由电力系统提供资金；关键因素是设备和 ICT 基础设施的适当标准化。

总之，与实现这种灵活性选项相关的预计增量投资成本相对于潜在节约的运行和投资相关成本而言是较低的。但这也将成为体制机制上协调如此大规模运输部门整合的重大努力。

为了实现大规模电动车智能充电所带来的各种效益，政策制定者可以考虑几种行动。首先，将电力部门和运输部门规划活动联系起来，可以支持电动车充电基础设施的智能开发和规划，通过增加对充电基础设施的访问，降低配电系统的建设成本，同时支持电动汽车，从而更好地利用电动汽车，同时支持更广泛的波动性可再生能源并网和电力系统转型。接下来，智能电动车充电项目必须提供足够吸引人的方案，促使电动车用户注册智能充电项目并采用智能充电行为。虽然智能充电可通过自动化流程进行管理，但电动汽车充电费率必须在动态成本反射率（即反映电力系统近实时运行的时变成本的定价结构）和简单性之间达到适当的平衡（即，定价结构不会将非复杂零售客户暴露在高变化性、难以理解的电力市场动态之下）。最后，监管系统可能需要允许纳税人资助智能充电基础设施，特别是在早期开发阶段，智能充电基础设施的部署可能对充电零售商或个人客户不具有商业吸引力。

评估灵活性选项的组合

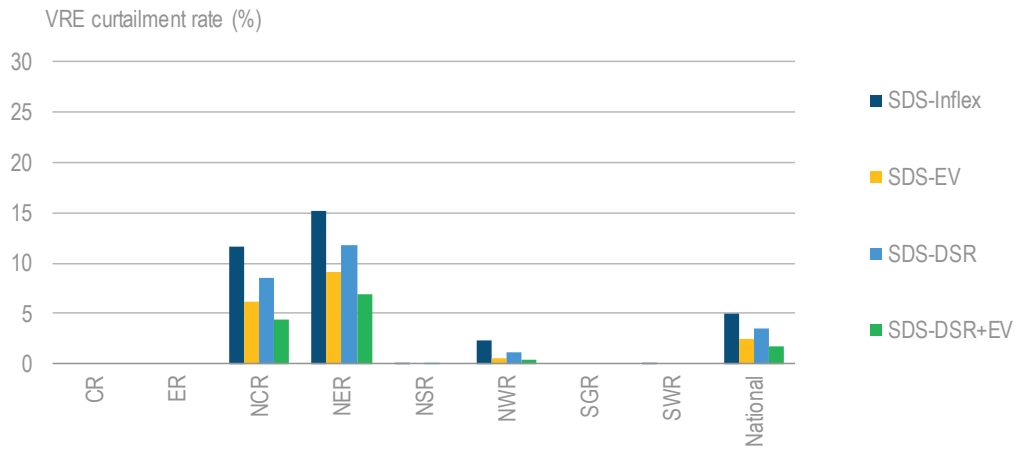
需求响应和电动车组合的价值：SDS-DSR + EV

上文的案例中已经将电动车智能充电和需求响应的价值分别进行了探索。本部分将进一步探讨两种资源的联合部署，以研究两种灵活性选项之间的协同作用和权衡。

模型结果表明，同时利用智能充电和需求响应资源可以节省共 2700 亿人民币。这主要包括采用相关部署减少的运行、投资成本。每种选项节省的成本相加则每年可节省约 3500 亿人民币，在 **SDS-DSR** 案例中节省约 1150 亿人民币，在 **SDS-EV** 案例中节省约 2350 亿人民币。虽然两种技术节约的成本低于分别部署，但联合部署仍然具有单个技术相加的近 80%的收益。这表明两个技术选项仅有部分功能可以相互替代，并且部署这两个选项确实带来了额外的好处。

使用两种灵活性资源可以将更多负荷转移到波动性可再生能源发电富余的时期，从而进一步减少弃电（图 48），同时在这些时期内减少净负荷、平滑负荷曲线。当需求响应和电动车智能充电相结合时，波动性可再生能源弃电率从 **SDS-Inflex** 的 5%减少到 **SDS-DSR+EV** 的 1.8%。

图 48. 不同地区采用电动车智能充电和需求响应的 SDS 案例的弃电率



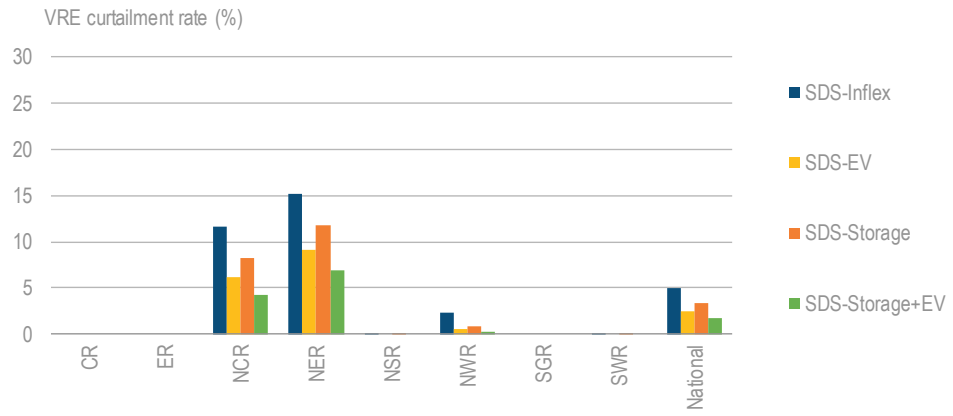
电动车智能充电和需求响应的结合进一步减少了弃电率。

储能和电动车组合的价值：SDS-Storage + EV

储能和电动车智能充电相结合，每年可节省 2800 亿人民币。这主要包括采用相关部署减少的运行、投资成本。但是，考虑到存储所需的资本支出，每年可净节省的成本为 2200 亿人民币。储能和电动车两个选项分别节约的成本简单相加可达 3100 亿人民币。这意味着选项组合节约的成本仅达到选项分别相加的 70%。值得注意的是，单独的 **SDS-EV** 案例每年净节省 2760 亿人民币，这实际上高于两种选择的组合，因为电动车智能充电不需要额外的专用储能资产支出。这一结果强调了电动车智能充电为电力系统带来的重大机遇。

电动车智能充电和储能代表两种不同的解决方案。两种方案都能够将负荷转移到波动性可再生能源发电量较大的时间段，以最大化其利用率并避免弃电。两种选择的结合能够减少作为基荷使用的核电站和火电厂频繁升降负荷。储能和 EV 智能充电相结合，可以将 **SDS-Inflex** 案例中的波动性可再生能源弃电率从 5%降低到合并措施时的 1.7%（图 49）。

图 49. 不同地区采用电动车智能充电和储能的 SDS 案例中的波动性可再生能源弃电率

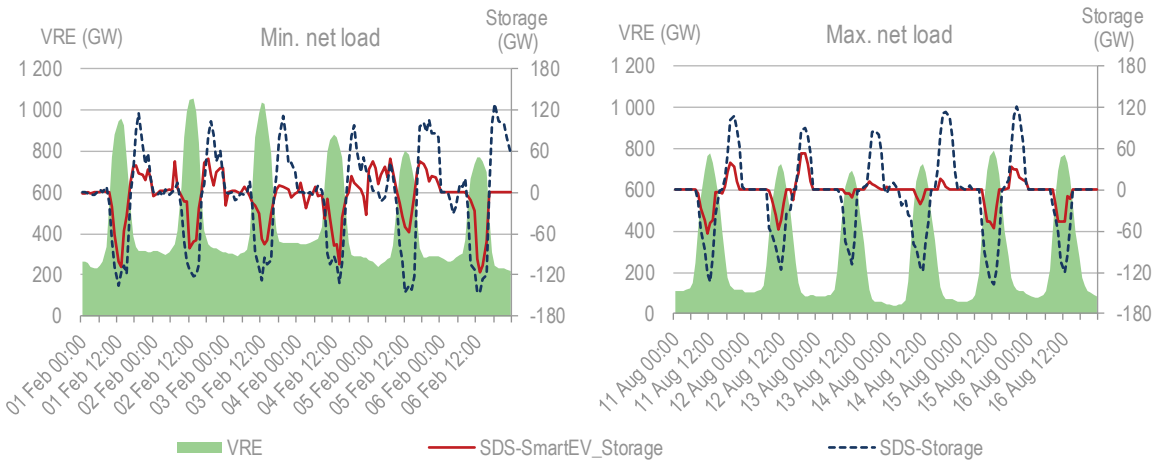


与单独采用电动车智能充电或储能相比，储能和电动车智能充电相结合可以进一步降低波动性可再生能源弃电。

在运行方面，电动车智能充电与储能的结合使储能的使用方式更为多样化，从而使系统受益。当单独考虑储能技术时，储能的循环模式是将与在负荷晚高峰前将太阳能发电进行存储，并在晚高峰释放电力（图 50）。此外，储能资源在非高峰期和净负荷高峰期间表现出相当一致的每日充放电循环。

SDS-Storage+EV 案例中电动车智能充电和储能的双重部署降低了储能技术相对于 **SDS-Storage** 案例的整体利用率，电池和抽水蓄能的储能资源循环分别降低了 40%和 75%。这主要是由于电动车智能充电不涉及效率损失，所以相对于储能技术的利用成本较低。

图 50. 净负荷高峰和低谷期间，在有/无电动车智能充电的情况下，储能的充/放电与波动性可再生能源的发电



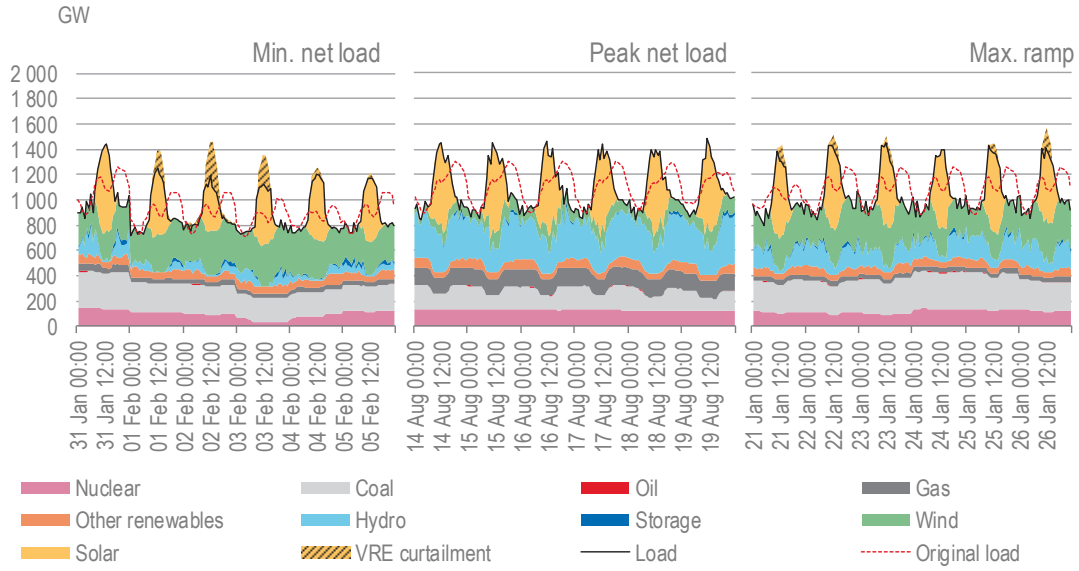
在结合储能和电动车智能充电的案例中，储能容量将会有剩余。

电动车智能充电、需求侧响应和储能组合的价值：SDS-Full flex

SDS-Full flex 案例用于了解电动车、需求响应和储能的联合部署对于 2035 年中国低碳电力系统的价值。被考虑在内的灵活性选项有：3 亿千瓦的居民和服务业的需求响应项目（详见 **SDS-DSR** 案例）；对 2.2 亿辆电动车进行智能充电，代表约 2.5 亿千瓦的充电峰值和 8000 亿千瓦时的储能容量（详见 **SDS-EV** 案例）；总计分别为 1 亿千瓦和 5000 万千瓦的抽水蓄能和蓄电池储能（详见 **SDS-Storage** 案例）。这些选项相结合组成了本报告分析的最灵活的的电力系统案例——因此称为 **SDS-Full flex**。

将 **SDS-Full flex** 案例与 **SDS-Inflex** 案例的结果进行比较，对于了解部署此灵活性组合的成本、收益和运行效果具有指导意义。**SDS-Full flex** 案例的运行成本比基准案例低约 11%，相当于每年节省约 2150 亿人民币。节省的成本主要来源于电力系统利用低边际成本资源（包括波动性可再生能源和核电）的能力得到广泛增强，而代价是更昂贵的发电资源（图 51）。减少排放成本也是节省运行成本的主要来源。**SDS-Full flex** 案例中的二氧化碳排放总量比 **SDS-Inflex** 案例低 14%。

图 51. SDS-Full flex 案例下用电高峰期的发电和负荷曲线

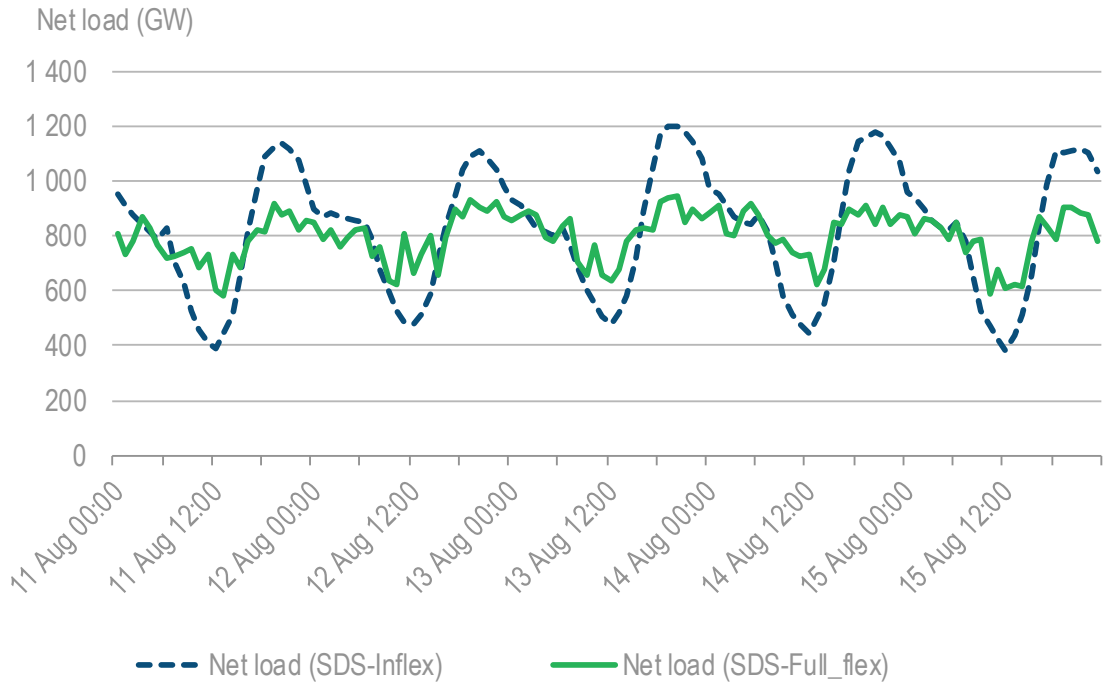


灵活性措施的综合组合增强了电力系统更好地利用低边际成本资源的能力，包括在用电高峰期。

峰值负荷降低约 2.45 亿千瓦，比基准 **SDS-Inflex** 案例降低 20%。峰值负荷的降低相当于每年节省投资成本（来源于低利用率发电基础设施投资的减少）约 2150 亿人民币。

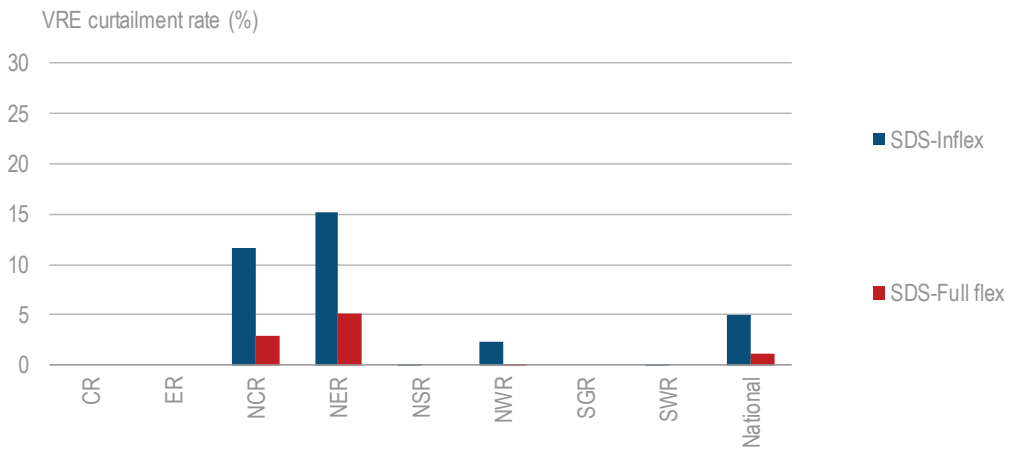
这意味着每年节省（主要包括采用相关部署减少的运行、投资成本）共计约 3800 亿人民币。系统灵活性的提高也将可再生能源弃电降低到可以忽略不计的水平（图 52）。

图 52. 在负荷高峰期间采用灵活性措施组合而使得负荷降低，“SDS-Full Flex”案例，2035 年



灵活性措施组合大幅降低峰值负荷，将负荷平滑化，并节省大量投资相关的成本。

图 53. 不同地区以及国家层面，SDS 案例下的波动性可再生能源弃电率（%）



实施一系列创新的电力系统灵活性可显著降低区域和国家层面的波动性可再生能源弃电率。

模型结果表明系统在运行模拟过程中部分额外灵活性资源并未得到应用——负荷高峰期的储能利用率（抽水蓄能和电池）不到总储能容量的一半。

调动这种潜在的灵活性将进一步降低对其他资源（如可调度发电厂）灵活性的需求。假设可用储能被充分利用以抵消对发电容量的需求，这就意味着可以节省额外的 6000 万千瓦容量；与投资相关的收益大约相当于 540 亿人民币，使 **SDS-Full flex** 案例每年可节约共计达 4300 亿人民币。这相当于 2017 年中国 GDP 的 0.5%。

实际上，额外的建模分析证实，**SDS-Full flex** 案例可以处理更高比例的波动性可再生能源。在年度发电量中将波动性可再生能源的比例增加到 44%是可行的，在全国范围内，弃电水平仅为 1.2%。值得注意的是，若在模型假设的基础上增加波动性可再生能源的地理多样性，弃电率可以进一步降低。

本章小结

中国从“三公”调度原则向经济调度过渡将导致电力系统运行成本显著降低，风能和太阳能消纳能力提高。中国正在进行的、致力于引入经济调度的市场改革将具有良好的经济意义，并且将产生极大的环境效益。针对新政策情景的电力系统建模比较了两种不同的系统调度方式。首先，采用”三公”调度原则，将 2017 年确定的保障利用小时数分配给传统发电机组。第二，使用经济调度，即按照最低运行成本进行调度——同时仍然保留天然气发电机的适度发电量分配。

“三公”调度原则导致 2035 年系统效率低下，如非常高的弃电率（全国风能和太阳能发电共计 33%）。在 2035 年，改善系统的调度每年可节省约 11%或 3000 亿人民币的运行成本。此外，将使得国家层面上弃电率降至 5%；电力行业的二氧化碳排放量下降了 15%（每年 6.5 亿吨）。这些结果清楚地表明了在系统中引入经济调度的重要性。

中国现货市场的迅速实施是实现这一目标的关键工具。相反，未能引入经济调度或其他相关措施来减少化石燃料发电的利用小时数，将导致不可接受的高弃电率。

更广泛的区域协调和更充分的输电互联将产生可观的经济效益。模型结果表明，中国电力系统区域协调和电力交易具有显著的经济效益。分析中比较了两个案例。一个案例中，区域间输电线路的利用率固定在 2017 年的水平；另一个案例则是跨区输电完全优化的情况。假设完全优化使用计划在 2022 年前建成的输电线路，与仅使用经济调度而限制跨区输电的情况相比，总运行成本再降低 3%（每年 600 亿人民币）。在全国范围内，弃电水平从 5%进一步下降到 3%。这凸显了增加跨区交易的重要性及其带来的巨大效益。若进一步增加输电容量，则能进一步降低 540 亿人民币的运行成本，并将弃电率降至 0%。

在可持续发展情景下，使用先进灵活性选项的案例相比不使用这些选项的案例，具有很高的成本效益。发挥这些选项的最大潜力可以使每年净节省 4300 亿人民币。这包括运行成本的降低（包括每吨 100 美元的二氧化碳排放成本），也包括发电厂投资的减少，还考虑进了实施先进灵活性所需的投资。总计节省金额相当于 2017 年中国 GDP 的 0.5%。

参考文献

IEA (2018a), World Energy Outlook, OECD/IEA, Paris, www.iea.org/weo2018/.

IEA (2018b), Power Sector Reform in China: An international perspective, OECD/IEA, Paris, https://webstore.iea.org/insights-series-2018-power-sector-reform-in-china

NDRC (2017), 《电力需求侧管理办法》[Methodology on Demand Side Management], NDRC, Beijing, http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/gfxwj/201709/W020170926620561616217.pdf.

NEA (2017), 《中国电动汽车基础设施发展年度报告》[Annual Report on the Development of Charging Infrastructure of EV in China], NEA, Beijing, http://www.nea.gov.cn/136376732_14978397401671n.pdf.

NDRC (2016), 《能源生产和消费革命 (2016-2030)》[Energy Production and Consumption Revolution (2016-30)], NDRC, Beijing,

http://www.gov.cn/xinwen/2017-04/25/5230568/files/286514af354e41578c57ca38d5c4935b.pdf.

NEA (2016), 《水电发展十三五规划 (2016-2020)》 [13th Five-Year Plan on Hydro development (2016-20)], NEA, Beijing,

http://www.nea.gov.cn/135867663_14804701976251n.pdf

United Nations (2019), UNData, http://data.un.org/.

The World Bank (2018), World Bank Open Data, https://data.worldbank.org/.

Xi Jinping (2017), 决胜全面建成小康社会 夺取新时代中国特色社会主义伟大胜利 [Secure a Decisive Victory in Building a Moderately Prosperous Society in All Respects and Strive for the Great Success of Socialism with Chinese Characteristics for a New Era], 19th National Congress of the Communist Party of China, Beijing, http://www.gov.cn/zhuanti/2017-10/27/content_5234876.htm.

第六章 主要结论

中国电力系统转型

中国已开始对其电力系统进行优化

2017 年 10 月召开的中共十九大制定了一系列至关重要的国家中长期发展指导方针，也对中国电力系统的发展提供了指导。十九大文件中包括全面实现现代化的重要时间节点、加强城市农村发展平衡和区域间发展平衡、并提出 2035 年创造更美好的环境并基本实现生态文明，最终在 2050 年实现“美丽中国”。

实现这些目标需要中国电力系统进行根本性转型。2017 年，中国 64.7%的电力来自燃煤发电厂，总发电量达到 4.15 万亿千瓦时。燃煤发电厂的二氧化碳排放量达到 45.65 亿吨，硫氧化物排放量达到 120 万吨，氮氧化物排放量达到 114 万吨，PM2.5 排放量为 26 万吨。但在同一年，中国的风电和太阳能发电投资连续 5 年全球领先，风电装机容量增加了 1800 万千瓦，太阳能光伏发电容量增加了 5300 万千瓦。另外，中国电动车保有量 120 万辆，以及 2.49 亿辆电动自行车和电动三轮车。

中国国家、省和地方层面开展了多项重要的改革项目，包括：电力市场改革、推出电力行业的碳排放交易体系、采用基于拍卖和配额义务的更完善的可再生能源政策等。

波动性可再生能源并网和有序减少燃煤发电，是电力系统成功转型面临的主要挑战

中国在 2035 年和 2050 年之前成功实现电力系统转型面临两个问题，分别是高比例波动性可再生能源并网问题，以及与此相关的，如何有序减少燃煤发电。

本报告评估的情景中，截至 2035 年，波动性可再生能源在年度发电量中的占比达到 35%。本报告中列举的国际经验证明，波动性可再生能源渗透率达到这种水平的情况下，需要采取系统性方法保障可再生能源接入。虽然通过具有成本效益的方式提高波动性可再生能源占比可以为终端用户降低电价，但这个过程引发的系统性变革可能产生深远影响，尤其会对现有发电企业的经济状况造成冲击。

相比 2017 年中国燃煤发电 4.15 万亿千瓦时，模型预计至 2035 年中国燃煤发电占比在 45%和 4.5 万亿千瓦时（新政策情景）到 20%和 1.9 万亿千瓦时（可持续发展情景）之间——这意味着燃煤发电平均每年将减少 4 个百分点。与此有关的挑战在于需要通过良好协

调，对燃煤机组退市进行主动管理。本报告中的国际案例显示其他国家（例如英国）进行这种转型已经取得了成功，但必须在此指出，中国面临挑战的严峻程度远超其他国家。

在转型后的电力系统中，系统灵活运行能力成为最重要的因素

电力系统灵活运行能力是波动性可再生能源并网的决定性因素。鉴于波动性可再生能源对于电力系统转型的重要性，转型后的电力系统中，系统灵活运行能力将成为最重要的因素。灵活性代表了系统在所有时间尺度应对电力需求与供应波动和不确定性的能力。灵活性可以由所有电力系统资产提供：发电、负荷、电网和储能。电力系统缺乏灵活性可能导致波动性可再生能源弃电以及并网成本增加，并最终影响电力系统的可靠性。

中国在提高电力系统灵活运行能力方面已经取得了显著进展，波动性可再生能源弃电水平有所下降。2018 年，风电弃风 277 亿千瓦时（占实际发电量的 7%），太阳能光伏发电弃光 55 亿千瓦时（占实际发电量的 3%）。而在两年前，风电弃风达到 497 亿千瓦时（占实际发电量的 17%），太阳能光伏发电弃光 69 亿千瓦时（占实际发电量的 10%）。这种进展主要得益于四个因素：交易、调度、电力需求增长和波动性可再生能源装机增长放缓。

在交易方面，主要变化是跨省交易增加、波动性可再生能源与工业客户的自备电厂交易以及通过现货市场机制增加波动性可再生能源交易。在调度方面，各省更好地分享平衡资源和运行备用，以及更好地利用抽水蓄能和输电线路互联。最后，与 2017 年相比，2018 年电力需求的较大幅度增长和波动性可再生能源装机增长放缓也对减少弃电有所帮助。

未来，推出批发电力市场、加强区域协作和输电线路互联，有助于释放中国电力系统的灵活性潜力。中国需要采用更先进的灵活性策略，包括主动的需求侧管理和电力储能等，才能保证足够的系统灵活性水平——这意味着需要加强能源系统不同部分之间的联系（即行业耦合），如：通过电气化直接连接交通和电力系统；还可能需要采用间接的电气化策略，生产氢和衍生品（绿氨、合成碳氢化合物等），并将之作为原料或过程助剂、或者作为交通或发电燃料。

成功实现系统转型，必须解决电力系统不同层面的问题

电力系统转型需要对整个电力系统价值链做出协同改变。事实上，转型过程可能在电力系统中创造出全新的角色，如聚合若干小规模电力资产（如提供电网服务的电动汽车小型充电设备）的综合服务商。

这意味着在具体操作中，系统转型只考虑技术或经济因素是不够的。实际上，机构设置、不同利益相关者在系统中的职责和责任等，均需要重新审视甚至作出修改。这对于中长期系统规划的制定尤其重要。关键是保证规划者的运营环境对所有利益相关者透明，不存在利益冲突，并按规划努力实现公平市场准入与竞争。

协调、整合电力行业及相关行业的政策与措施，是远期成功转型的关键

电力系统的转型过程影响到电力系统各环节，并通过行业耦合影响到整个能源系统。这意味着需要加强不同政策与措施之间的协调。

在电力行业，进行政策设计时必须考虑到电力市场、可再生能源政策和碳政策这三个领域之间的相互影响。在理想情况下，这些政策的设计应相互促进，从而取得更强的协同效应。例如，电力市场改革可以降低电价，促进可再生能源发电的发展，反过来可以为推出碳定价机制创造空间。类似的，设计完善的可再生能源政策可以提高电力市场的流动性和效率。最后，设计完善的碳机制能够提高可再生能源的竞争力，减少对政府补贴的需求。除了电力市场，成功的行业耦合还需要加强电力相关政策与交通、供暖等领域的政策之间的协调。

落实“九号文件”改革的可行方案

优化发电厂调度是降低发电成本和保证可再生能源持续投资的基本先决条件

“三公”调度原则保证了发电厂有一定的利用小时数，且该调度原则不考虑发电厂的燃料成本——这是一种减少燃煤发电容量投资风险的有效机制。在电力需求快速增长的背景下，所有发电厂都在高负荷运行以满足电力需求，因此采用“三公”调度原则保证目标利用小时数，并不意味着系统存在效率低下的问题。

但在当前中国电力系统转型的背景下，中国为实现环境和经济目标而大量且快速部署的风电和光伏发电，以及近年来大量投资的燃煤发电，导致中国国内发电装机严重过剩。通过采用经济上更优化的调度方式将使波动性可再生能源发电获得更大的优先权，因为波动性可再生能源没有燃料成本、运行成本接近为零。在容量过剩的系统中实行经济调度、利用更多波动性可再生能源，将不可避免地使得其他发电技术的发电量下降，从而导致某些发电厂的收入减少。总的来讲，经济调度方式将显著提高电力系统的运行效率，降低整个系统的能源成本，减少对环境的影响，为波动性可再生能源创造更有利的投资环境。

建立短期市场和可靠的短期价格信号能够有力支撑电力系统转型，以及降低全系统的能源价格

调整调度的方法有许多种，例如人为规定调用发电厂发电的优先顺序（如中国部分地区之前执行的节能调度）。但执行这种机制的复杂性较高，可能不利于新企业参与。

国际经验证明，正常运转的短期电力市场（现货市场）能够强有力地推动电力系统转型。在短期市场中，发电成本最低的发电厂具有满足电力需求的优先权（经济调度）。在

多数市场设计中，根据满足需求所需最后一个（成本最高）发电厂的成本，确定向所有发电企业支付的电价。

现货市场尤其有助于促进电力系统转型，原因包括：

- 现货市场解决了向不同发电厂分配发电权的问题。现货市场可以确定每座发电厂的发电量，因此不需要行政手段对发电量进行分配。发电厂可以通过提高灵活性来降低运营成本，加强盈利能力，从而优化其运行时间（在价格较高时发电，价格较低时关闭）。
- 现货市场体现了电力在不同时间和地点的实际价值。现货市场每天每个小时（某些情况下，甚至每五分钟）有不同的电力价格。现货市场还可以设计成对电网各节点或区域设定不同的价格。这意味着现货价格体现了电力价值最高的时间和地点，或电力的充裕度。这一信息对于波动性可再生能源并网至关重要。
- 现货市场的价格信号可以指导中长期合同定价。现货市场有非常重要的作用，因其能够发现电力的准确价格。这一信息可用于指导中长期电力定价，指导新增发电容量投资，并有助于建立电力金融市场（如本报告所述）。
- 现货市场支持新企业进入。流动的现货市场和设计完善的市场规则，有助于新企业参与，如综合服务商或储能等。

本报告中进行的建模显示，从"三公"调度原则向经济调度转型，能够带来实质性的好处。在 2035 年新政策情景下改善调度顺序的案例中，年度运行成本下降了约为 11%（每年节省约 3000 亿人民币）。

优化利用现有和新建输电线路能够大幅减少可再生能源弃电，支持更多风电和太阳能发电并网

电网基础设施是保证电网系统灵活性的关键资源；一方面可以调和较大地理区域内的波动性可再生能源发电量，并可整合不同的灵活性资源（发电、负荷调整、储能等）。

中国先进电网的建设取得了巨大成功，包括十条特高压直流线路（截至 2018 年）。各省之间的电力交易壁垒以及各种技术挑战，导致这些资产的利用率较低。据中国电力企业联合会统计，2017 年特高压直流线路的利用率区间为 3%至 64%，平均利用率为 37%。

本报告中进行的建模结果显示，依靠现有电网基础设施和计划在 2022 年投入使用的线路，能够实现更多波动性可再生能源发电的大规模并网。在"9 号文件"情景中，从 2017 年的输电容量利用模式（平均 17%）向完全优化的输电容量利用模式（利用率上升至 50%）转变，到 2035 年能够产生巨大效益：总运行成本下降 13%（每年 3600 亿人民币）。

需要注意的是，上述分析中假设 2022 年之后未规划新输电线路。这说明现有电网可为消纳更多波动性可再生能源提供很大的灵活性。但与此同时值得注意的是，有些地区面

临输出容量不足的问题：在中国西北地区，弃电率将达到 6%。如果假设在现有 2 亿千瓦的输电线路基础上新增加 2.3 亿千瓦，将使西北地区的弃电率下降到 0%。

优化电力系统运行将使效率低下的燃煤发电企业退出市场，需要主动管理这个过程

从“三公”调度原则向经济调度转变，进一步优化电力交易，将使燃煤发电厂的运行模式发生实质性转变。

国际经验表明，在波动性可再生能源占比日益提高的背景下，基于经济调度的价格可能导致对常规发电的补偿不足。在中国，可再生能源发电量增加将导致常规发电的市场竞争日益激烈，因而效率较低的燃煤电厂的运行时间将大幅缩短，燃煤发电的市场份额也将减少。国际经验表明，这类低效发电厂将面临关闭的风险。为确保电力系统的供电可靠性，需要通过采用相关机制，使系统中有足够的发电容量维持系统的可靠性和/或稳定性。

此外，本报告中的建模分析显示，如果将经济调度与其他输电基础设施建设相结合，将带来发电结构的区域间转移——某些地区将成为主要输出区域，其他地区则成为主要输入区域。这种变化有对社会经济有重大影响。因此为支持这种发电结构变化带来的社会经济结构调整，尤其是在因本地燃煤发电水平下降导致经济活动减少的区域，必须保证当地发电结构的平稳过渡。

维持系统可靠性需要系统中有足够的发电容量，这可以通过容量补偿机制（CRM）来实现。设计完善的容量补偿机制能够为旨在维持系统可靠运行的发电厂提供更大的收入确定性。理想情况下该机制将支持各类发电和需求侧资源在市场化系统中参与竞争，以获得容量电价收入。市场化（即竞争性）系统可确定容量补偿机制对收入的合理分配，实现系统成本的降低，并保证最高效的资源被用来提供系统可靠性服务。

通过各种过渡机制可以解决社会经济调整的问题。这些过渡机制的设计实质上是一种政治选择——取决于各地区向经济调度转型的速度，以及这种变化最终可能导致的社会经济影响。本报告提供了多个国家采用的过渡机制，以及它们面对转为经济调度的挑战时是如何实现平稳过渡的。

进一步加快向“美丽中国”转型的创新型方案

优化使用需求管理措施，是经济高效地使用大量可再生能源的关键

可持续发展情景中假设波动性可再生能源占比 49%，广东地区为 12%，西北地区达到 74%。这一假设意味着发电侧的波动性和不确定性水平更高。因此，根据波动性电力供应调整电力需求，能够给系统带来实质性的好处。

负荷调整的基本机制有三种：

- 电气化，在波动性可再生能源可用的时间和地点创造新需求（如利用智能充电的交通电气化）；
- 在发电量低的时段削减负荷（如减少特定工业生产过程的用电量）；
- 将负荷从发电量较低时段转移到发电量较高时段（如调整电热水器的加热时间）。

在实践中，可以通过"隐性"和"显性"方式调整负荷。"显性"方式直接进行负荷调整，"隐性"方式则通过价格信号间接影响负荷——实时零售电价就是一种"隐性"方式，用户获得具有时变特征的电价。这种电价将向用户传递经济信号，实现每日或每周减少或增加电力需求；电力公司主导的需求响应项目则属于显性负荷调整方式。在这种项目中，电力公司获得对客户负荷某些方面的直接控制权，作为交换，客户可以获得一定的电费减免。

优化电力需求还可以通过提高能源利用效率。通过中国前 1000 节能企业项目、合同能源管理和能效义务等项目，中国在改善能效方面进步显著。加入中国从 2000 年以来没有采用上述改善能效的措施，其 2017 年的能源消耗量将较之现有水平增加 12%，并额外排放 12 亿吨二氧化碳。未来中国的能效政策将继续实现节能，减少资源需求量，同时产生经济、环境和社会效益。

除了对能效项目强有力的政策支持以外，随着波动性可再生能源发电日益增多，中国以及全世界出现了另外一个趋势，即综合性的需求管理策略。中国有很大的机会发展先进的需求管理方案，这有助于促进相关行业的长期发展。

电动车促进可再生能源并网的潜力巨大，但需优化充电模式

中国是电动车领域无可争议的全球领导者。2017 年，每 10 辆电动汽车中有 5 辆在中国销售，而 99%的电动公交车在中国销售。得益于政策支持、技术进步和成本下降，这种趋势很有可能会继续下去。在可持续发展情景中，2035 年中国电动车保有量将达到 2.2 亿辆，峰值充电容量总计达到 2.5 亿千瓦，占峰值需求的 20%。

动态匹配电动汽车充电时段和波动性可再生能源发电时段，有助于平衡几秒至几小时量级的电力供需。但电动汽车的发展并不会自动使电力系统受益。事实上，未经协调管理的电动汽车充电可能增加峰值负荷，导致波动性可再生能源的供需严重不平衡。具体来说，在晚上人们回家的时段为电动车充电，与在人们工作或开展日常活动的时段为电动车充电，差异会非常明显。夜间大量进行充电将与太阳能光伏发电的发电特性严重不匹配；相反，白天充电却可以更好实现需求和光伏发电可用性的匹配。电动汽车充电可能还需要进一步升级配电网，尤其是在拥堵的城市区域。未来的一项重要任务就是整合交通规划与输电网络规划，帮助控制这些成本，促进波动性可再生能源并网发电。

本报告中进行的模拟结果证明了上述观点：在可持续发展情景中，电动汽车智能充电可节约燃料成本 140 亿元，减少波动性可再生能源弃电 790 亿千瓦时（弃电率从 5%下降到 3%）、二氧化碳减排 1.15 亿吨、硫氧化物减排 40 万吨、氮氧化物减排 29 亿吨、PM2.5 减排 1963 亿吨。

但政策制定者必须采取行动才能实现这些效益。例如，只有在工作场所或购物中心等地点设有充电器的情况下，白天充电才是可行的。此外，监管系统必须支持智能充电的实行，并允许转移智能充电的（部分）效益，以提高其商业吸引力。

在配电网和终端用户层面采用数字技术能够增加灵活性供应，为经济发展创造机会

中国在利用数字技术和创新软件产品方面全球领先。这些技术能够在动态调整电力需求方面发挥重要作用，更好地匹配消费与可用发电。此外，这些技术通过完善对电力需求的分析和自动化控制，能够改进向消费者提供的服务。

本报告中进行的分析显示，先进的数字传感器和控制装置可以支持需求侧响应，尤其是在商业和住宅行业，从而为电力系统创造效益。在可持续发展情景中，3 亿千瓦的需求响应容量全部可以通过数字技术实现。

但在实践中挖掘这些潜力，需要从技术、经济和制度等层面采取措施。技术层面上，需要有统一的标准，确保技术解决方案之间的关联性；经济层面上，最重要的因素是零售电价改革和分布式能源进入批发市场交易；制度层面上，鼓励发展独立企业、建立有效短期市场、解决网络安全问题，对于利用这些资源最为重要。

其他需要加以考虑的市场、政策、监管和规划等方面因素

成熟的可再生能源政策可以减少并网挑战

传统的可再生能源政策通过提供适当的投资条件（如足够稳定的高额补偿）和精简的规划与审批流程，支持可再生能源发展。但随着系统中可再生能源占比提高，设计可再生能源政策时必须考虑到可再生能源和整个电力系统之间的相互影响。如果某些地区波动性可再生能源的渗透率远高于平均水平，即出现了波动性可再生能源部署的“热点”，将使并网挑战变得更加严峻。

解决这个问题通常是通过政策手段体现波动性可再生能源部署的地理和技术差异，如：限制个别地区新增装机许可，因地制宜实行不同的电价补偿水平，为小规模发电项目提供特定激励等——中国过去几年执行了多项上述政策措施。除此之外，通过体现系统价值的部署政策也可以促进可再生能源并网发电。如本报告中所述，这种方法的根本理念是将波动性可再生能源发电对电力系统的价值最大化。

电力价值取决于发电的地点、时间和方式。当可用发电容量靠近负荷以及（根据电网的具体情况）在负荷附近发电时，电力的系统价值最高。此外，可以提供系统服务的发电厂价值将高于不能提供该类服务的发电厂。尽管波动性可再生能源发电企业无法影响风能和太阳能的可用量以及能源可用的时间和地点，但可以在不同地点建设波动性可再生能源发电项目，优化发电项目设计使其价值最大化。价格信号在激励波动性可再生能源发电商以对系统更友好的方式设计和运行发电项目上起着决定性作用。

现货市场是落实先进可再生能源政策的有效工具。波动性可再生能源发电厂参与现货市场将面临价格的波动，这有助于鼓励建造能够在电力价值更高、价格高于平均水平的时间和地点发电的项目。但这种方法必须既能产生对系统友好部署的激励、又能提供足够的投资确定性——即在两者之间取得平衡。不同形式的金融对冲和/或市场溢价可以实现这个目标。

先进的批发市场设计，包括辅助服务市场，是加快电力系统转型的重要工具

建立现货市场并允许在较大地理区域内进行短期交易，是协调可再生能源发电和常规发电等不同发电系统资产运行的基本工具。许多国家通过进一步完善和增强现货市场，来优化电力系统运行。这些措施侧重使关闸时间更接近实时（如日内市场的较短交易窗口）、改善辅助服务市场和建立容量补偿机制。

波动性可再生能源占比的日益增加，提高了实现短时间供需平衡方法的重要性，其中包括如何平衡实时运行前数小时的预测误差，在数小时至几分钟内发电量的大幅变化，以及从数分钟到数秒钟的快速波动等。此外，还需要执行新的措施，确保系统稳定性，承受系统扰动，例如大型发电机组故障或输电线路断线等。在个别情况下，可能需要确定新服务并提供补偿，例如快速响应频率变化的能力（快速频率响应）。

改革措施对于支持新的服务供应商参与该类系统服务至关重要，尤其是需求侧响应和储能服务供应商，例如修改资格预审要求等（允许较小的机组参与，缩短资源所需要保证能提供服务的最短时间，接近实时购买资源等）。此外，修改市场中相关服务的定义方式也有助于优化结果。例如，将提供向上和向下备用分离，有助于新企业进入：需求响应通常在短期内容易提供向上备用（通过减少需求），而波动性可再生能源却可以更容易、更经济地提供向下备用（通过减少发电量）。

调整电价模式有助于优化对分布式能源的部署和利用

随着分布式能源对电力系统的重要性日益增加，越来越多的客户（工业、商业和住宅）既可以选择从电网获得电力，也可以有各种自给自足的方案。虽然这种趋势才刚刚出现，但未来它将使得零售电价的重要性大大增加：分布式能源的盈利能力通常严重依赖电价体

系。此外，只有经由经济信号支持更动态的运行模式实现盈利，才能更充分发挥分布式能源的灵活性。

标杆电价系统通常并不会根据使用时间提供不同的价格，即不能捕捉到用户对峰值电力需求的贡献，尤其是对于低电压水平用户。在这种环境下，几乎没有商业动机去以系统最优的方式投资和运行分布式能源与需求响应。如本报告中所述，向更先进的电价系统转变，针对不同时段提供不同价格，更有利于最大化分布式能源对系统的贡献。

包括需求管理和先进储能技术的综合长期规划，是电力系统成功转型的关键

电力系统转型会大幅增加系统规划的复杂性。简而言之，传统电力行业规划的重点，通常是找到一个合适的方案来增加大容量发电项目，以满足预期负荷增长的需求。因此，输电系统规划决定了电网扩张和增强的必要性。

相比之下，波动性可再生能源（包括集中式和分布式）和分布式能源（电动汽车、电池等）占比较大的系统，以及更智能的需求侧，为未来的系统发展提供了更多选择。例如，包括波动性可再生能源、负荷调整方案和储能的综合措施，可能比新建大容量发电项目更具有成本效益。此外，波动性可再生能源在不同时间尺度下都会影响电力系统，这意味着规划研究还需要以更加完善的方式考虑运行和系统稳定性等因素。最后，电力系统与能源系统中其他部分的有机结合，可以减少总体能源系统成本、实现环境和可靠性目标。在电力系统规划中要想实现这些协同效应，必须适当包含所有这些因素。

国际影响

加快电力系统优化将给中国以及全世界带来巨大的效益

中国的电力系统是全球最大的国家电力系统，2017 年中国占全球电力消耗量的 25%，在新政策情景中，预计到 2035 年，中国在全球电力消耗中的占比将达到 28%。因此，中国电力系统优化将产生直接的全球影响。

中国电力系统的加速转型会对限制气候变化（也是“巴黎协定”的目标）作出重大贡献。正如本研究所进行的建模所示，改进系统运行方式和采用先进的系统灵活性选项可以大幅减少碳排放，同时降低整体系统成本。

此外，中国电力系统加快转型还有更多积极影响。中国已经是全球清洁技术领域的领军者。中国的太阳能光伏制造商在太阳能光伏成本迅速下降过程中发挥关键作用。此外，中国电动出行的迅速扩张以及电动汽车价值链的扩展，给电池和电动汽车价格带来了下行的驱动力。

中国的数字通信和软件行业已经非常发达。到目前为止，这两个行业的结合仍有巨大的潜力有待挖掘。但如本报告中的情景所示，依靠增强数字化实现负荷调整的优化系统，可以支持更多清洁能源并网发电，从而带来巨大的经济和环境效益。

中国加快采用这些解决方案，可以降低其他国家采用这些解决方案的成本，包括未来几年能源需求将迅速增长的发展中国家。中国也可以通过电力系统转型，加快自身经济结构调整，在先进工业领域实现高质量增长。

参考文献

IEA (2018a), World Energy Outlook, OECD/IEA, Paris, www.iea.org/weo2018/.

IEA (2018b), Power Sector Reform in China: An International Perspective, OECD/IEA, Paris, https://webstore.iea.org/insights-series-2018-power-sector-reform-in-china.

IEA (2017), World Energy Outlook, OECD/IEA, Paris, www.iea.org/weo2017/.

NDRC (2017), 《电力需求侧管理办法》[Methodology on Demand Side Management], NDRC, Beijing, www.ndrc.gov.cn/zcfb/gfxwj/201709/W020170926620561616217.pdf.

NEA (2017), 《中国电动汽车基础设施发展年度报告》[Annual Report on the Development of Charging Infrastructure of EV in China], NEA, Beijing, www.nea.gov.cn/136376732_14978397401671n.pdf.

NDRC (2016), 《能源生产和消费革命 (2016-2030)》[Energy Production and Consumption Revolution (2016-30)], NDRC, Beijing, www.gov.cn/xinwen/2017-04/25/5230568/files/286514af354e41578c57ca38d5c4935b.pdf.

NEA (2016), 《水电发展十三五规划 (2016-2020)》 [13th Five-Year Plan on Hydro development (2016-20)], NEA, Beijing, www.nea.gov.cn/135867663_14804701976251n.pdf.

United Nations (2019), UNData, http://data.un.org/.

The World Bank (2018), World Bank Open Data, https://data.worldbank.org/.

Xi Jinping (2017), 决胜全面建成小康社会 夺取新时代中国特色社会主义伟大胜利 [Secure a Decisive Victory in Building a Moderately Prosperous Society in All Respects and Strive for the Great Success of Socialism with Chinese Characteristics for a New Era], 19th National Congress of the Communist Party of China, Beijing, www.gov.cn/zhuanti/2017-10/27/content_5234876.htm.

附录：需求侧、供给侧区域分解方法说明

模型区域划分和输电线路模拟

世界能源展望（WEO）模型在国家层面上建立了电力的供需平衡。本研究中对WEO2018 结果进一步在空间上进行了分解，即：将中国分解为八个区域，用于详细的电力系统建模。WEO2017 特别关注了中国，并在新政策情景（NPS）中将中国分解为六个区域，与之相比，本报告的区域分解则更进一步。这同时也是 WEO 的可持续发展情景（SDS）第一次在空间上进行分解。这一区域分解主要需要三个主要的分析步骤：（1）确定建模区域和设定区域输送联通水平；（2）为每个区域创建每小时负荷曲线；（3）在区域内分配发电容量。然后将这些电力系统特性输入生产成本模型。

定义建模区域和区域互联

为了对中国电力部门进行区域建模，需要考虑电网拓扑结构。一般来讲，中国有六个主要的电网区域，即东北、华北、西北、华东、华中和南方。每个地区都包括若干省份。

中国幅员辽阔、地理特征呈现多样化，并且在资源可用性、经济发展、产业结构和能源使用等方面存在显著差异。这些差异不仅存在于六个电网区域之间，同一电网区域内的不同省份间也可能有很大差异。考虑到这种情况，在差异较大的情况下有必要将一个省与该地区其余省份分开，即：将一个主要电网区域分解为两个区域。本报告模型过程中将广东与南方地区分开，并将山东与华北地区分开。

广东和山东已被分离为模型中的独立区域。将广东与南方地区分开的原因是：

- 广东电源结构中包括高比例的煤电，而南方地区其他省份则以水电为主；
- 广东从其它省份进口电力比例很高，因此需要更为细致的建模分析该省互联互通的重要性；
- 广东可能是第一个拥有现货市场的省份；
- 广东是中国最发达的省份，其经济发展明显领先于比南方地区其他五个省份；
- 广东公布了经济结构调整的国家级战略，这将影响其电力需求。

将山东与华北地区分开的原因有：

- 山东装机结构中煤电占比高于其他华北地区省份；
- 山东是多条跨区输电线路的终端，并从西北、内蒙古和东北地区进口电力；
- 山东也是现货市场试点省份之一；

- 山东是减轻空气污染和去产能计划的重要省份；
- 山东是中国北方地区 GDP 最高的省份，且山东省经济结构与中国的经济结构非常相似；
- 山东制订了从重工业向轻工业转型的顶层战略，这将影响其电力需求。
- 八个区域如图 54 所示。建模中的省份和首字母缩写词如表 14 所示：

图 54. 模型的区域划分

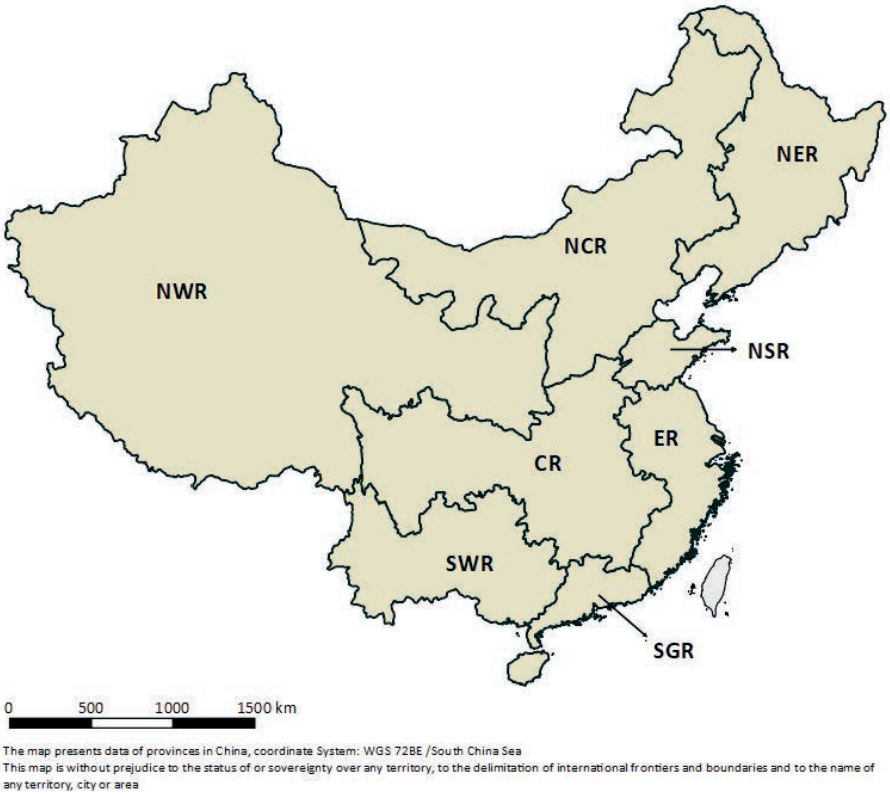


表 14. 八个地区的划分

区域	缩写	涵盖的省市
西北	NWR	甘肃，陕西，西藏，宁夏，新疆，青海
华北	NCR	北京，河北，内蒙古，山西，天津
山东	NSR	山东
东北	NER	黑龙江，吉林，辽宁
华中	CR	河南，湖北，江西，重庆，湖南，四川
华东	ER	安徽，江苏，上海，福建，浙江
西南	SWR	广西，贵州，海南，云南
广东	SGR	广东

各个区域对于设定输电容量水平也至关重要。根据现行跨区域输电行政规划（详见第 2 章），跨区域输电容量尚未得到充分利用 —— 一些输电线路利用率显著偏低。因此，从两个层面增强输电：提高现有输电容量的利用率，即解除区域交易限制；在未来投资输电容量。

在输电线路利用率方面，模拟情景有两种不同的设置。在利用率受限制的案例下，输电线的利用率为中国电力企业联合会报告的 2017 年利用率。在某些情景下，该限制被解除，允许优化使用输电容量。

在投资方面，现有输电容量包括现有的互联输电线路和新规划的特高压输电线路，这些输电线路应该在 2022 年之前建成，因此到 2035 年目标年度被视为已有线路（State Council，2018f；见表 15）。截至 2035 年额外增加的投资基于可能的扩建规划，总共约 2 亿千瓦输电容量，特别是对于波动性可再生能源装机较高区域的输电设备投资。

表 15. 假定为现有和未来假定输电容量（万千瓦）

区域	CR	ER	NCR	NER	NSR	NWR	SGR	SWR
CR		4100	1100	500**		2600 11500**	500	1750
ER			1200	800**	750	600 11200**		
NCR				2450	4150	1250		
NER						700**		
NSR						3100		
NWR								
SGR								3700
SWR								

** Numbers show sum of existing, planned and assumed future expansion transmission capacity.

**数字为现有输电容量、计划输电容量和未来假定扩建输电容量之总和

区域电力需求曲线

本研究使用世界能源模型（WEM）估算了 2035 年中国的电力需求。在需求方面，该模型涵盖建筑、服务、农业、工业和运输部门，并可根据最终用途估算年度电力需求和每小时负荷曲线（IEA，2017；图 1）。2035 年的国家电力需求和基本假设与 NPS 和 SDS 的 WEO2018 分析一致（IEA，2018a）。对于本报告，收集了额外的输入变量并进行了分析，以便能够分解八个建模区域的电力需求。这是通过分解每个最终用途的详细负载配置文件来实现的。

区域逐时负荷曲线

为了反映中国不同区域的差异，本报告建模过程中对于区域的需求预测中详细考虑了区域未来发展趋势和政策对不同终端行业的影响。例如，通过考虑现有生产设备折旧，以及需要额外增加的产能以满足生产需求，明确考虑了未来的工业布局的转移，尤其是能源密集型产业制造中心的迁移。在分配新增产能的过程中主要依据五个相关标准：人均 GDP、环境限制、资源条件、基础设施和政策支持。

专栏 26. 根据未来的区域发展和环境战略对中国的电力需求进行分解

考虑到两个主要因素：区域发展战略以及减少负面环境影响的措施，对八个模拟区域的国家级电力需求进行了分类。

区域发展战略

最近发布了一项国家级战略目标 2035，以实现更加统一的区域发展水平（国务院，2018a）。其突出了最新的区域战略计划，包括"京津冀协同发展"，"长江经济带"，以及"西部大开发"，东北地区"振兴老工业基地"，"中部崛起"，以及"发展东部"战略（State Council，2018; State Council，2014; State Council，2013a; State Council，2016a; State Council，2016b）。除了大区域发展战略，中央政府还为主要省份的经济结构转型发布国家级战略，旨在通过首先释放主要省份的经济潜力来利用区域发展。"粤港澳大湾区"旨在通过加快创新科技产业的发展，将广东从"世界工厂"转变为"世界级经济平台"（Deloitte，2018）；山东被选为"新旧动能转换试验区"，将经济结构从重工业转向轻工业和服务业（State Council，2018b）。2035 年在八个地区分配不同类型的电力需求时，已考虑到这些计划。

环境战略

中国政府强调了遏制空气污染的重要性和紧迫性。到 2020 年，"十三五"规划（2016-20）为 338 个城市制定了强制性空气质量标准（State Council，2016d）。国务院于 2018 年 7 月进一步发布了"打赢蓝天保卫战三年行动计划"，制定了减排目标，并列出了重点城市，其中大部分位于京津冀地区，山东，长三角和珠三角地区（State Council，2018e）。在这些政府文件中，不仅要求减少污染物，而且还考虑了优化区域产业结构，限制高能耗、高污染行业的发展，减少产能过剩，同时也强调了发展环保产业。

中国规定了一系列实现这些目标的政策和措施，特别是在提高能效，强制关闭小型发电厂和排放交易系统（ETS）方面。2035 年在八个地区分配不同类型的电力需求时，也考虑了这些计划。

资料来源: Beijing Government (2018), 推进京津冀协同发展 2018-2020 年行动计划 [*Action Plan on Integrated Development of Beijing-Tianjin-Hebei Region (2018-20)*], http://finance.chinanews.com/cj/2018/07-30/8583198.shtml; Deloitte (2018), 打造"中国模式" 粤港澳大湾区将成为下一个世界级顶级湾区 [*Shaping the Guangdong-Hong Kong-Macau to World-Class Bay Area*], www2.deloitte.com/cn/zh/pages/about-deloitte/articles/pr-greater-bay-area-whitepaper.html; State Council (2018b), 关于实施乡村振兴战略的意见 [*Opinions on Revitalization of Rural Areas*], http://district.ce.cn/newarea/roll/201802/05/t20180205_28052212.shtml; State Council (2018c), 关于山东新旧动能转换综合试验区建设总体方案的批复 [*Reply on Plan for Shifting Momentum in Shandong Province*], www.gov.cn/zhengce/content/2018-01/10/content_5255214.htm; State Council (2018d), 打赢蓝天保卫战三年行动计划 [*Three Year Action Plan on Blue Sky War*], www.gov.cn/zhengce/content/2018-07/03/content_5303158.htm; State Council (2016a), 促进中部地区崛起规划（2016 至 2025 年）[*Plan on Middle China Rejuvenation (2016-25)*], www.scio.gov.cn/34473/34515/Document/1535229/1535229.htm; State Council (2016b), 关于深入推进实施新一轮东北振兴战略加快推动东北地区经济企稳向好若干重要举措的意见 [*Opinions on Deepening A New Round of Northeast China Revitalization Strategy*], www.gov.cn/zhengce/content/2016-11/16/content_5133102.htm ; State Council, (2016c), 十三五"生态环境保护规划 [*13th Five-Year Plan on Ecological and Environmental Protection*], www.gov.cn/zhengce/content/2016-12/05/content_5143290.htm; State Council (2014), 关于依托黄金水道推动长江经济带发展的指导意见 [*Opinions on Yangtze River Economical Belt Development*], www.gov.cn/zhengce/content/2014-09/25/content_9092.htm; State Council (2013), 关于深入实施西部大开发战略情况的报告 [*Report on Implementation of the Western China Development Strategy Report*], www.npc.gov.cn/npc/zxbg/gwygyssxbdkfzlqkdbg/node_21794.htm.

公路运输的电力需求使用每个地区的电动车辆（EV）库存数量作为驱动因素。考虑到各区域之间实行电动汽车政策的差异，通过假设特定年份汽车销售中电动汽车的份额来估算区域电动汽车库存。

分配每个地区的发电容量

对 2035 年装机容量的预测也是基于 2018 年国家层面的 WEO 2018 预测。根据若干标准，对所有燃料和技术的八个区域中的每个区域进行了细分。2017 年安装的所有非计划退役或达到技术寿命终点的发电厂假定于 2035 年上市。目前正在建设中的所有发电厂都纳入每个地区的 2035 年装机容量预测，另外还有计划发电厂的份额，因地区和情况而异。

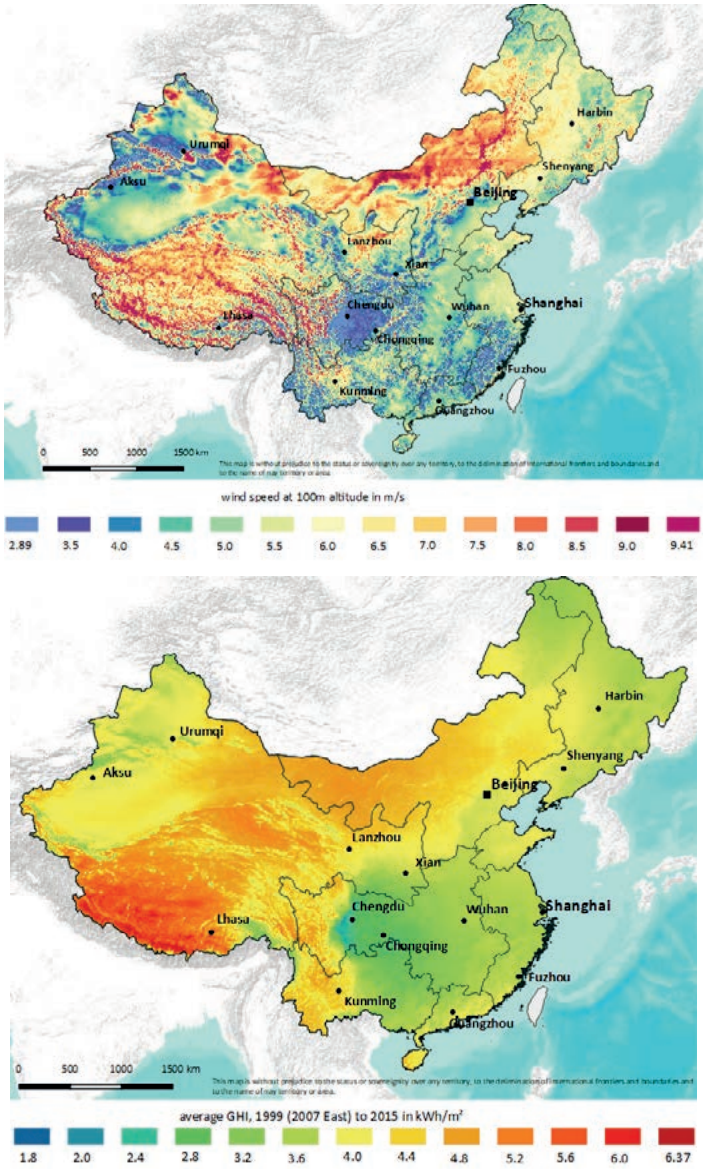
对于煤电厂的部署，由于重工业向北部地区，尤其是西北部地区的转移，热电联产（CHP）工厂发挥了特殊作用。热电联产工厂大致分为工业蒸汽和区域供热运行，区域供热工具采用季节模式。考虑到天然气供应基础设施的演变，每个地区都开发了燃气电厂。部署新核反应堆时考虑到计划和拟议的地点。

考虑到资源潜力、人口密度、电网距离、地域政策等因素，已经根据超过 4000 个代表性站点分配了风能（陆上和海上）和太阳能光伏（公用事业规模和屋顶光伏）容量。从中国选定的风能和太阳能站点模拟每小时风能和太阳能发电。选址基于三个标准：

- 资源潜力，即风场风速和太阳能站点的 GHI
- 与输电网的距离

- 基于人口密度的负载距离
- 环境保护区，土地利用/土地覆盖，海拔高度，坡度和基础设施等因素也被用于选址考虑。

图 55. 中国风能与太阳能资源潜力



Note: These maps are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

每个地区的水电机组主要有四种类型：河流（RoR），带有小型存储的河流，水库和抽水蓄能。对于每一种水电容量类型，均对不同的季节性流量进行分析。

其余可再生能源技术（生物质能，聚光太阳能发电，地热能和海洋能）的扩张需要基于不同地区的资源和能力要求。

参考文献

Beijing (2018), 推进京津冀协同发展 2018-2020 年行动计划 [*Action Plan on Integrated Development of Beijing-Tianjin-Hebei Region (2018-20)*], Beijing Government, Beijing, http://finance.chinanews.com/cj/2018/07-30/8583198.shtml.

Deloitte (2018), 打造"中国模式" 粤港澳大湾区将成为下一个世界级顶级湾区 [Shaping the Guangdong-Hong Kong-Macau to World-Class Bay Area], Deloitte, China, https://www2.deloitte.com/cn/zh/pages/about-deloitte/articles/pr-greater-bay-area-whitepaper.html.

IEA (2017), *World Energy Outlook*, OECD/IEA, Paris, www.iea.org/weo2017/.

IEA (2018), *World Energy Outlook*, OECD/IEA, Paris, www.iea.org/weo2018/.

NBS (2018), 区域发展战略成效显著 发展格局呈现新面貌 [*Achievements on the Regional Development*], NBS, Beijing, http://www.stats.gov.cn/ztjc/ztfx/ggkf40n/201809/t20180913_1622702.html.

State Council (2013a), 关于深入实施西部大开发战略情况的报告 [*Report on Implementation of the Western China Development Strategy Report*], State Council, Beijing, http://www.npc.gov.cn/npc/zxbg/gwygyssxbdkfzlqkdbg/node_21794.htm.

State Council (2013b), 大气污染防治行动计划 [*Action Plan for Air Pollution Prevention and Control*], State Council, Beijing, www.gov.cn/zwgk/2013-09/12/content_2486773.htm.

State Council (2014), 关于依托黄金水道推动长江经济带发展的指导意见 [*Opinions on Yangtze River Economical Belt Development*], State Council, Beijing, http://www.gov.cn/zhengce/content/2014-09/25/content_9092.htm.

State Council (2016a), 促进中部地区崛起规划（2016 至 2025 年）[*Plan on Middle China Rejuvenation (2016-25)*], State Council, Beijing, http://www.scio.gov.cn/34473/34515/Document/1535229/1535229.htm.

State Council (2016b), 关于深入推进实施新一轮东北振兴战略加快推动东北地区经济企稳向好若干重要举措的意见 [*Opinions on Deepening A New Round of Northeast China Revilalization Strategy*], State Council, Beijing, http://www.gov.cn/zhengce/content/2016-11/16/content_5133102.htm.

State Council (2016c), 关于深化泛珠三角区域合作的指导意见 [*Opinions on Deepening the Cooperation in the Pearl River Delta Region*], State Council, Beijing, http://www.gov.cn/zhengce/content/2016-03/15/content_5053647.htm.

State Council (2016d), "十三五"生态环境保护规划 [13th five-year plan on ecological and environmental protection], State Council, Beijing, http://www.gov.cn/zhengce/content/2016-12/05/content_5143290.htm.

State Council (2018a), 关于实施乡村振兴战略的意见 [*Opinions on Revitalization of Rural Areas*], State Council, Beijing, http://district.ce.cn/newarea/roll/201802/05/t20180205_28052212.shtml.

State Council (2018a), 关于建立更加有效的区域协调发展新机制的意见 [*Opinions on Establishing Harmonized Regional Developing Mechanism*], State Council, Beijing, http://www.xinhuanet.com/politics/2018-11/29/c_1123786594.htm.

State Council (2018b), 关于山东新旧动能转换综合试验区建设总体方案的批复 [*Reply on Plan for Shifting Momentum in Shandong Province*], State Council, Beijing, http://www.gov.cn/zhengce/content/2018-01/10/content_5255214.htm.

State Council (2018d), 政府工作报告 [*Government working report*], State Council, Beijing, http://www.cppcc.gov.cn/zxww/2018/03/23/ARTI1521774834125783.shtml.

State Council (2018e), 打赢蓝天保卫战三年行动计划 [*Three Year Action Plan on Blue Sky War*], State Council, Beijing, www.gov.cn/zhengce/content/2018-07/03/content_5303158.htm.

State Council (2018f), 关于保持基础设施领域补短板力度的指导意见 [*Opinion on strengthening construction of infrastructures*], State Council, Beijing, http://www.gov.cn/zhengce/content/2018-10/31/content_5336177.htm.

缩写

AC	Alternating current
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEMO	Australian Energy Market Operator
AGC	Automatic generation control
ASEAN	Association of South East Asian Nations
BEV	Battery electric vehicle
BRP	Balance responsible parties
CACM	Capacity allocation and congestion management
CAISO	California Independent System Operator
CAPEX	Capital expenditure
CCS	Carbon capture and storage
CEC	China Electricity Council
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CGE	Computable general equilibrium
CHAdeMO	CHArge de MOve charging standard
CR	Central region
CRM	Capacity remuneration mechanisms
CSG	China Southern Power Grid
DER	Distributed energy resources
DES	Distributed energy systems
DLR	Dynamic line rating
DNG	Distributed natural gas
DNO	Distribution network operators
DSI	Demand-side integration
DSM	Demand-side management
DSO	Distribution system operator
DSR	Demand-side response
ED	Economic dispatch
EIM	Energy Imbalance Market
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas
ER	East region
ESO	Electricity system operator

ETS	Emissions trading system
EUPHEMIA	Pan-European hybrid electricity market integration algorithm
EV	Electric vehicle
FACTS	Flexible alternating-current transmission system
FCA	Forward capacity allocation
FCAS	Frequency control ancillary services
FCR	Frequency containment reserve
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FIT	Feed-in tariffs
GCL	Golden Concord Group Limited
GDP	Gross domestic product
GW	Gigawatts
HVDC	High-voltage direct current
ICT	Information and communications technology
IEA	International Energy Agency
IPP	Independent power producers
IRP	Integrated resource plan
ISO	Independent system operator
LCOE	Levelised cost of electricity
LED	Light-emitting diodes
LMP	Locational marginal price
MRC	Multi-regional coupling
MW	Megawatt
NARUC	National Association of Regulatory Utility Commissioners
NCR	North central region
NDRC	National Development and Reform Commission
NEA	National Energy Administration
NEV	New energy vehicle
NPS	New Policies Scenario
NSR	Shandong region
NWR	Northwest region
O&M	Operation and maintenance
OCGT	Open-cycle gas turbines
OPEX	Operational expenditure
PCI	Projects of Common Interest

PCR	Price coupling of regions
PHEV	Plug-in hybrid electric vehicle
PJM	Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection
PLEF	Pentalateral Energy Forum
PPA	Power purchase agreement
PSH	Pumped storage hydropower
PV	Photovoltaics
PVPS	Photovoltaic power systems
QSTS	Quasi-static time-series
REDZ	Renewable energy development zones
REE	Red Eléctrica de España
RPM	Reliability pricing model
RSC	Regional security coordinators
RTO	Regional transmission organisations
SAARC	South Asian Association for Regional Cooperation
SCED	Security-constrained economic dispatch
SDS	Sustainable Development Scenario
SERC	State Electricity Regulatory Commission
SGCC	State Grid Corporation of China
SME	Small and medium-sized enterprises
SPC	State Power Corporation
SV	System value
SWR	Southwest region
TECO	Tampa Electric Company
TPS	Tradeable performance standard
TSO	Transmission system operators
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UC	Unit commitment
UHVDC	Ultra-high-voltage direct-current
VALCOE	Value-adjusted levelised cost of energy
VoS	Value-of-solar
VPP	Virtual Power Plant
VRE	Variable renewable energy
WEM	World Energy Model
WEO	World Energy Outlook

致谢

《中国电力系统转型》报告由国际能源署（IEA）可再生能源系统接入团队（SIR）牵头并与世界能源展望部门（WEO）合作完成，并得到了中国国家能源局的指导。IEA 能源效率部门（EEfD）、天然气/煤炭/电力部门（GCP）以及能源环境部门（EDD）也为本报告提供了大力支持。

Simon MÜLLER 和李想是本报告的主要作者，并负责项目整体协调。Peerapat VITHAYASRICHAREON 负责协调本报告相关模型工作。模型和定量分析由 Craig HART、Yugo TANAKA 和李严凝完成，这项工作也得到了 Grecia Sofia RODRIGUEZ JIMENEZ 和 Christine DEDE 的协助。Enrique GUTIERREZ 与报告主要作者共同撰写了“电力系统转型与系统灵活运行”章节，Szilvia DOCZI 对此章节也做出了贡献。Stéphanie BOUCKAERT 和 Timothy GOODSON 为本报告模型计算提供了逐小时电力需求曲线，Apostolos PETROPOULOS 也对此做出贡献。Davide D'AMBROSIO 对模型发电装机容量预测提供帮助。Brent WANNER 对模型研究中如何应用《世界能源展望》模型情景提出了宝贵建议。Marco BARONI（外聘专家）负责协调本报告模型分析中区域电力装机结构预测，并为模型工作提供指导。Edith BAYER、Cyril CASSISA、Kathleen GAFFNEY、César Alejandro HERNÁNDEZ ALVA、Ernst KUNEMAN、Cédric PHILIBERT 和 Matthew WITTENSTEIN 为报告内容做出贡献。Owen ZINAMAN（外聘专家）与报告主要作者共同编写了报告摘要，并为“中国电力系统转型——2035 转型路径”章节提供了大量建设性意见。

特别感谢中国国家发展和改革委员会、国家能源局同事们对本报告的指导和支持，包括：朱明、梁志鹏、李鹏、黄学农、童光毅、郭伟、綦树利、侯守礼、杨珺、刘峰、杨旸、郭涛、赵心泽、武振华、张旭、吕忠、王立新、周云等。

IEA 署长高级顾问杨雷为本报告提供了宝贵的指导和支持。感谢 IEA 中国联络办公室和中国电力规划设计总院提供的支持和帮助，包括：谢秋野、徐小东、何肇、王顺超、张瑞卿、徐悦等。

IEA 能源市场与安全（EMS）总监 Keisuke SADAMORI 和可再生能源部门（RED）主任 Paolo FRANKL 对本报告提供了意见和指导。IEA 首席经济学家 Laszlo VARRO 和 IEA 天然气/煤炭/电力部门（GCP）主任 Peter FRASER 审阅了本报告，并提供了宝贵的建议。亚太事务部门（APP）的 David BENÁZERAF 和 Alan SEARL，能源供给与投资办公室（ESIO）的 Alberto TORIL 和 Michael WALDRON，能源技术与政策部门（ETP）的 Marine GORNER 和 Jacopo TATTINI，天然气/煤炭/电力部门（GCP）的 Stephan LORENCZIK，可再生能源部门（RED）的 Hideki KAMITATARA 和 Pharoah LE FEUVRE，能源技术与政策部门（ETP）

的 Uwe REMME 提供了宝贵的意见和反馈。全球能源事务部门（GER）的万海也为本报告提供了宝贵的指导和背景资料。

本项工作是在 IEA“清洁能源转型项目”（Clean Energy Transition Programme）的资金支持下进行的。作者要感谢资助“清洁能源转型项目”的有关各方，包括：加拿大、丹麦、欧盟委员会、芬兰、德国、意大利、日本、新西兰、瑞典、瑞士和英国（字母顺序排列）。

作者还要感谢以下专家在报告编写阶段提供的宝贵意见，他们包括：Patrick ADIGBLI（Restore），Masafusa ATSUTA（MHPS），Peter BOERRE（独立顾问），Rina BOHLE-ZELLER（维斯塔斯），Andreas FELDMUELLER（西门子），Hannele HOLTTINEN（独立顾问），娄奇鹤（国家电网），蒋莉萍、单葆国、李江涛、焦冰琦、曲昊源（国网能源院），Kazuhiro KURUMI（METI），Mara Marthe KLEINER（Agora Energiewende），Debbie LEW（通用电气），王贺武、李松哲、徐阳（电动车百人会），Luigi MAZZOCHI（RSE），Hakon MOSBECH（COWI），Marianne NAJAFI（法国电力），Mathis ROGNER、David SAMUEL（IHA），赵勇强（发改委能源所），Kaare SANDHOLT（国家可再生能源中心），Oliver SCHMIDT（帝国理工），孙晓梅（中国能源网），王昊（美国环保协会），王顺超（电规总院），Lena HANSEN、Daniel WETZEL、曹艺严（落基山研究所），Henri ZELLER（Fraunhofer ISIT），张树伟（Agora Energiewende），张晶杰（中电联），朱艳艳（通用电气），周孝信、韩英铎（中国工程院），夏清（清华大学），曾鸣（华北电力大学），王志轩（中电联），魏锁、吴爱红、孙金华、万江洪（国电投），梁汉东（中能建广东院），张雷（远景能源），Jessica HENRY（英国使馆），宋旭丹（法国电力），邹骥（能源基金会）等。

Justin FRENCH-BROOKS 是本报告的主要编辑。作者还要感谢 IEA 通信和信息办公室（CIO），特别是 Astrid DUMOND，Katie LAZARO 和 Therese WALSH 对本报告出版给予的帮助。

如对本报告有任何评论或疑问，请发送邮件至 SIR@iea.org。

目录

摘要 1
要点 2
执行摘要 3
主要结论和相关建议 6
报告主要内容和目标 6
报告正文 23
第一章 引言 23
第二章 中国电力系统转型——背景和发展现状 25
有关背景 25
中国电力系统发展现状 27
面临的挑战 32
中国电力系统发展趋势 36
本章小结 48
参考文献 48
第三章 电力系统转型与灵活运行 53
全球电力系统的三个趋势 53
系统灵活运行能力是电力系统转型的核心 60
对集中式系统资源的影响 67
对分布式能源的影响 78
参考文献 86
第四章 电力系统转型的政策、市场与监管框架 89
提高系统灵活性的基本原则 89
批发市场设计 90
零售市场与分布式能源 110
升级规划框架 118
保障系统转型的过渡机制 125
参考文献 129
第五章 中国电力系统转型——2035 年转型路径 133
中国电力系统发展的总体趋势 133
2035 年两种转型路径情景 137
电力系统模型结果 143
本章小结 169
参考文献 170
第六章 主要结论 171
中国电力系统转型 171
落实“九号文件”改革的可行方案 173

进一步加快向“美丽中国”转型的创新型方案.....175
其他需要加以考虑的市场、政策、监管和规划等方面因素.....177
国际影响.....179
参考文献.....180
附录：需求侧、供给侧区域分解方法说明.....181
模型区域划分和输电线路模拟.....181
参考文献.....187
缩写.....189
致谢.....192
目录.....195
图片目录.....196
专栏目录.....197
表格目录.....198

图片目录

图 1. 未来数字化电力系统.....7
图 2. 可以为系统灵活运行做出贡献的资源.....9
图 3. 系统转型的三个基本方面.....10
图 4. IEA《世界能源展望》中，2035 年中国在新政策情景和可持续发展情景下的电力装机机构和发电量结构.....13
图 5. 系统不具备灵活运行能力和系统具备灵活运行能力情况下运营成本比较，NPS，2035.....16
图 6. 先进系统灵活性选项对于系统运行带来的经济效益，SDS，2035.....17
图 7. 集中式风电和光伏发电的平均拍卖价格.....54
图 8. 波动性可再生能源在全球装机容量增长和发电量增长中所占的比例，2018 年-2023 年.....54
图 9. 数字化支持的互联能源系统示意图.....56
图 10. 2012 年-2017 年全球热泵销量（按热泵技术）（左图）和 2017 年的区域份额（右图）.....58
图 11. 电动车对光伏发电容量可信度的影响，2036 年，泰国.....59
图 12. 不同国家及中国部分省份波动性可再生能源并网阶段划分，2017 年.....62
图 13. 系统灵活性的不同层面.....64
图 14. 分散化和数字化对局部电网的影响.....66
图 15. 美国不同市场区域的电池储能部署情况，2017 年.....76
图 16. 增加分布式光伏部署产生的技术影响.....84
图 17. 电力市场组成.....92
图 18. 2012-16 年德国日内市场的月度电量交易情况.....94
图 19. 制定欧盟电网规范.....97
图 20. 图解平准化电力成本（LCOE）和系统价值（SV）.....103
图 21. 波动性可再生能源成本、系统价值和竞争性之间的关联.....104
图 22. 不同细致程度的零售电价方案.....111
图 23. 局部发电（local generation）的价值组成.....113
图 24. 墨西哥在改革前（2014 年）不同所有制企业的发电量.....126

图 25. 2017-29 年遗留合约的装机容量和负荷份额 128
图 26. 中国的电力普及率，人均用电量和发电装机，1990-2016 年 134
图 27. 风电和太阳能光伏发电容量（左图）和发电量（右图） 135
图 28. 中国 2035 年装机结构和发电量结构，NPS 情景以及 SDS 情景 144
图 29. 中国发电量结构与弃电率，2035 年，所有 NPS 案例 145
图 30. 年度电力系统运行成本，2035 年，NPS 案例 146
图 31. 二氧化碳和空气污染物排放，2035 年，NPS 情景 146
图 32. 转向经济调度对燃煤电厂发电利用率的影响，各地区 147
图 33. 典型周，国家层面上的负荷和发电组合，”三公”调度原则与经济调度 148
图 34. 跨区域交易和输电容量增加对燃煤电厂利用率的影响 150
图 35. 不同区域的负荷和净输出电力，2035 年，NPS 案例 151
图 36. 西北地区的发电量结构和波动性可再生能源弃电率 152
图 37. 不同灵活性案例下节约的年度运行成本，可持续发展情景，2035 154
图 38. 相比 SDS-Inflex，所有 SDS 案例年度净节省的电力系统成本 154
图 39. 可持续发展情景下的 2035 年二氧化碳排放量 155
图 40. 有限灵活性选项下（SDS-Inflex），用电高峰期的发电和负荷曲线 156
图 41. SDS-DSR 案例中用电高峰期的发电和负荷曲线 157
图 42. SDS-Inflex 和 SDS-Storage 案例中的波动性可再生能源弃电率 159
图 43. SDS-Storage 和 SDS-Inflex 案例中负荷高峰期的净负荷 160
图 44. 负荷高峰期智能充电减少的负荷需求，SDS-EV 案例，2035 年 161
图 45. 各地区“SDS-EV”和“SDS-Inflex”案例中的波动性可再生能源弃电率 162
图 46. SDS-EV 案例中用电高峰期的发电和负荷曲线 162
图 47. 通过引入电动车智能充电，不同灵活性选项提供的向上爬坡灵活性 163
图 48. 不同地区采用电动车智能充电和需求响应的 SDS 案例的弃电率 165
图 49. 不同地区采用电动车智能充电和储能的 SDS 案例中的波动性可再生能源弃电率 166
图 50. 净负荷高峰和低谷期间，在有/无电动车智能充电的情况下，储能的充/放电与波动性可再生能源的发电 166
图 51. SDS-Full flex 案例下用电高峰期的发电和负荷曲线 167
图 52. 在负荷高峰期间采用灵活性措施组合而使得负荷降低，“SDS-Full Flex”案例，2035 年 168
图 53. 不同地区以及国家层面，SDS 案例下的波动性可再生能源弃电率（%） 168
图 54. 模型的区域划分 182
图 55. 中国风能与太阳能资源潜力 186

专栏目录

专栏 1. 5 号文电力改革中得到的经验 30
专栏 2. 节能调度 34
专栏 3. 贵州贵安多能互补项目 43
专栏 4. 苏州能源微电网项目 43
专栏 5. 广东的“互联网+”项目 44
专栏 6. 远景能源的物联网平台 44
专栏 7. 江苏需求侧响应试行（2016 年 7 月 26 日，14:00-14:30） 46

专栏 8. 中国的电动汽车补贴.....47
专栏 9. 旧有燃煤发电厂改造增加灵活性.....68
专栏 10. 太阳能光伏发电的灵活运行.....69
专栏 11. 澳大利亚雪域的输电线路动态增容.....72
专栏 12. 日本九州将现有抽水蓄能水电用于太阳能光伏发电并网的创新.....74
专栏 13. 澳大利亚 Hornsdale 电池项目降低辅助服务成本.....75
专栏 14. 车网交互用于频率调节.....80
专栏 15. 电池储能用于实时平衡.....82
专栏 16. 电池储能用于配电网络平衡.....83
专栏 17. 利用虚拟发电厂集中工业和电池储能.....85
专栏 18. 中国的排放交易体系.....109
专栏 19. 数据交换平台在变革电力系统中的作用.....114
专栏 20. PacificCorp 的能源整合计划.....119
专栏 21. 欧洲的协调输电网络规划.....121
专栏 22. 超过 15%的渗透率：加州新技术 DER 互联筛选.....123
专栏 23. 地方灵活性要求规划.....123
专栏 24. 《世界能源展望》中与中国电力行业和全球电气化有关的关键结论.....137
专栏 25. 提高中国铝冶炼厂的灵活性.....157
专栏 26. 根据未来的区域发展和环境战略对中国的电力需求进行分解.....184

表格目录

表 1. 选出的中国“十三五”规划中的关键电力行业指标.....40
表 2. 试点城市的需求响应发展.....45
表 3. 风电与太阳能光伏发电的区别概述.....60
表 4. 并网第 1 至第 4 阶段的相关影响概述.....62
表 5. 电力系统灵活性的不同时间尺度.....63
表 6. 各机组的性能参数.....69
表 7. 对电力系统储能服务的定性说明.....73
表 8. 整合 DER 的额外规划活动.....122
表 9. 英国为分布式能源特别设计的电网.....124
表 10. 新政策情景下的不同案例设定.....139
表 11. 可持续发展情景案例设定.....142
表 12. 中国发电装机容量，NPS 情景以及 SDS 情景.....144
表 13. 不同地区的波动性可再生能源弃电率.....152
表 14. 八个地区的划分.....182
表 15. 假定为现有和未来假定输电容量（万千瓦）.....183

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

The IEA examines the full spectrum of energy issues including oil, gas and coal supply and demand, renewable energy technologies, electricity markets, energy efficiency, access to energy, demand side management and much more. Through its work, the IEA advocates policies that will enhance the reliability, affordability and sustainability of energy in its 30 member countries, 8 association countries and beyond.

IEA member countries:

Australia
Austria
Belgium
Canada
Czech Republic
Denmark
Estonia
Finland
France
Germany
Greece
Hungary
Ireland
Italy
Japan
Korea
Luxembourg
Mexico
Netherlands
New Zealand
Norway
Poland
Portugal
Slovak Republic
Spain
Sweden
Switzerland
Turkey
United Kingdom
United States

The European Commission also participates in the work of the IEA

IEA association countries:

Brazil
China
India
Indonesia
Morocco
Singapore
South Africa
Thailand

Please note that this publication is subject to specific restrictions that limit its use and distribution. The terms and conditions are available online at www.iea.org/t&c/

Source: IEA. All rights reserved.
International Energy Agency
Website: www.iea.org

International Energy Agency

Chinese translation of the "China Power SystemTransformation" report.
IEA. All rights reserved.

此执行摘要原文用英语发表。虽然国际能源署尽力确保中文译文忠实于英文原文，但仍难免略有差异。此中文译文仅供参考。

This publication reflects the views of the IEA Secretariat but does not necessarily reflect those of individual IEA member countries. The IEA makes no representation or warranty, express or implied, in respect of the publication's contents (including its completeness or accuracy) and shall not be responsible for any use of, or reliance on, the publication. Unless otherwise indicated, all material presented in figures and tables is derived from IEA data and analysis.

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

IEA/OECD possible corrigenda on: www.oecd.org/about/publishing/corrigenda.htm

IEA Publications

International Energy Agency

Website: www.iea.org

Contact information: www.iea.org/about/contact

Typeset in France by IEA –March 2019

Cover design: IEA; Shutterstock