



Energy Cooperation Platform  
中国 - 欧盟能源合作平台

# 中欧能源系统整合间歇性可再生能源

政策考量

2020年6月



欧盟对外政策工具资助项目

本报告由

AFRY 管理咨询公司 Gareth Davies, Christian Romig, John McShane and John Perkins 和

国家发展和改革委员会能源研究所赵勇强、刘健、韩雪

共同撰写

本报告得益于佛罗伦萨政策法规学院院长 Jean Michel Glachant 教授的广泛建议。

中欧能源合作平台 (ECECP)

网站: <http://www.ececp.eu>

电子邮件: [info@ececp.eu](mailto:info@ececp.eu)

中欧能源合作平台于 2019 年 5 月 15 日启动,旨在支持落实《关于落实中欧能源合作的联合声明》中的举措。中欧能源合作平台的目标是遵循欧盟能源绿色新政,欧盟联盟、《全欧洲人共享清洁能源倡议》、《巴黎气候变化协定》和欧盟《全球战略》,加强中欧能源合作。此次加强合作将增进中欧双方理解互信,为全球清洁能源向可持续、可靠、安全的能源系统转型做出贡献。中欧能源合作平台由艾思赋国际咨询公司 (ICF) 作为牵头机构,国家发展和改革委员会能源研究所、中节能咨询公司共同组成项目执行团队。欧盟 (DG ENERGY) 和中国国家能源局给予政策指导。

## 法律免责声明

本报告所表达观点和传达的信息的仅来自作者本人,而并不一定代表欧盟、中国国家能源局或中欧能源合作平台的观点。欧盟、中国国家能源局或中欧能源合作平台并不保证研究所述数据的准确性。欧盟、中国国家能源局、中欧能源合作平台或代其采取行动的所有的人均不对使用本文件所载信息负责。有关中欧能源合作平台的更多信息,请访问 (<http://www.ececp.eu>)

© 欧盟 2020。版权所有。

英文编辑: Helen Farrell, 中文编辑: 赤洁乔



# 序言

中国和欧盟有许多共同之处，有许多挑战可以共同探讨，也有很多好的经验和做法可以彼此分享。尤其是在电力领域，中国在可再生能源发电投资和光伏电池板制造领域取得了举世瞩目的巨大成就；而欧盟在可再生能源装机总量增长、风机制造（尤其是海上风电）方面也取得了骄人的成绩。

这里的两份报告分别从两个不同的角度对电力行业全局进行了分析：一是利用市场机制为电力部门注入新活力，同时保证供应的安全性；二是在电力行业和市场整合越来越多的可再生能源。

电力行业的市场建设和实施极富挑战性，对于像中国这样拥有 30 多个省份的大国，以及像欧盟这样拥有 27 个不同成员国的庞大经济体来说，这也是一项复杂且艰巨的任务。不仅会在所难免地形成不同层面的市场运作（国家市场和地方市场），而且就电力部门的本质而言，也需要建立“时序渐进式的市场”（从远期市场，到日前、日间和实时交易市场）。因此，像中欧这种面积广阔的区域，最终会形成两个层级且时序渐进的市场模式。各级市场的决策都必须以某种方式与电网和系统对电力潮流的实际管理相关联。

这就是“市场设计”问题。中国采取了怎样的做法，为什么这样做？与欧盟的做法有哪些不同，为何如此？中欧使用相同手段解决问题的目标是否相同？或是在同样的目标下是否采用了相同的办法？

当电力系统和市场需要整合越来越多的可再生能源时，也应当思考同样的问题。风能和太阳能发电需要非常高的前期固定投资成本，且出力是间歇性的。中国或欧盟现有的市场序列该如何应对？面对这种间歇性特点，如何将市场的新成果与系统运行的新需求联系起来？创新实践应聚焦于哪个层面：国家还是地方？又应该应用于这些市场中的哪些方面？这将对电力潮流的日常管理造成何种影响？

这便引出一个更进一步的问题：可再生能源带来的挑战是主要集中在运行层面（现有电力系统如何适应），还是基础设施层面（如何通过投资来重新定义现有的部门结构）？

您将在报告中获得上述所有问题的答案。祝中欧友好合作友谊长存。

**Jean-Michel Glachant**  
**让·米歇尔·格拉尚**

佛罗伦萨政策法规学院院长

# 目 录

<b>摘要</b>	<b>1</b>
<b>1. 概述</b>	<b>5</b>
1.1 报告概述	5
1.2 报告惯例	5
<b>2. 2030 年电力系统的特征</b>	<b>7</b>
2.1 欧盟	7
2.2 中国	15
<b>3. 2030 年电力系统脱碳面临的挑战</b>	<b>20</b>
3.1 欧盟	20
3.2 中国	29
<b>4. 应对挑战的主要解决方案</b>	<b>31</b>
4.1 可再生能源激励机制	31
4.2 应对系统运行挑战	31
4.3 吸引需求侧参与	35
4.4 促进有效投资	36
<b>5. 对中国的建议</b>	<b>37</b>
5.1 可再生能源支持机制	37
5.2 电力市场设计	37
<b>6. 对中欧能源合作平台的建议</b>	<b>40</b>

## 摘要

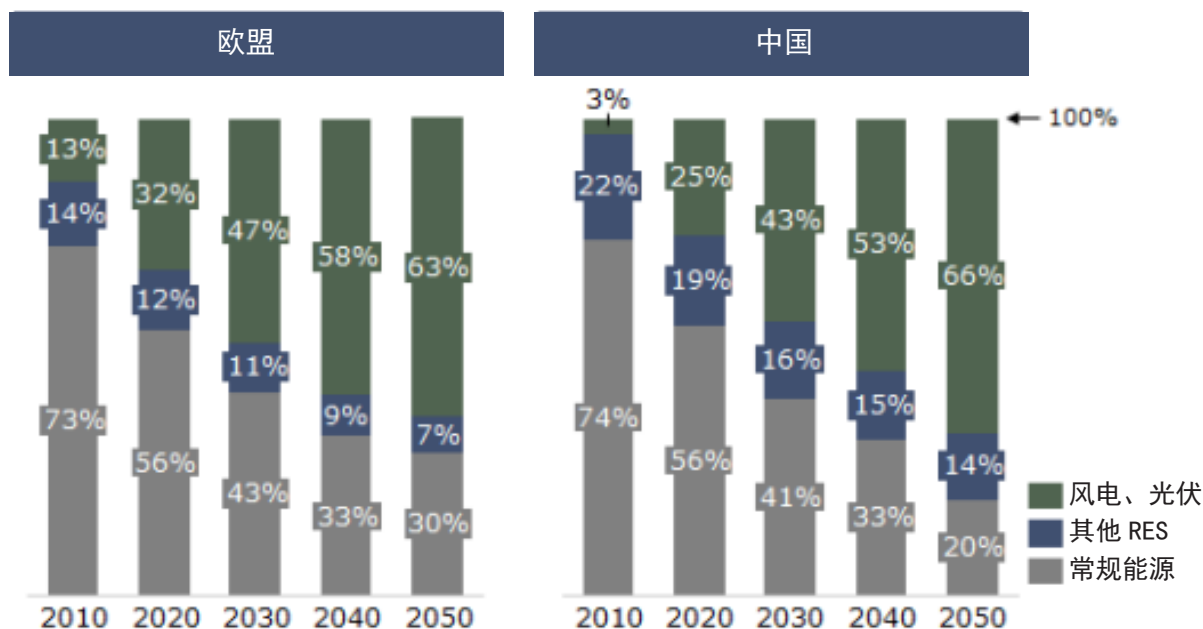
欧盟（EU）和中国的电力系统正经历着历史性的结构变化，两地可再生能源的应用都在增长。

中国和欧盟（中欧）在管理和整合间歇性发电量方面都面临着新的挑战。随着可再生能源在中欧电力系统中的渗透不断增加，将需要对当前市场及运行模式进行调整，以应对这些挑战。

本报告探讨了中欧可再生能源发展前景，以及可再生能源融入能源系统整合方面所面临的挑战和解决方案。根据对两地情况的评估，我们为中国的能源政策制定者提出了一些有关可再生能源与能源系统融合整合的建议。

AFRY 分析认为，受技术成本持续下降、政策支持以及投资的联合驱动，未来中国和欧盟可再生能源发电产能部署规模将显著扩大，特别是在风能和太阳能光伏领域。如图 1 所示。

图 1 中欧各类电源装机容量占比（历史及预测）（AFRY 中心情境）

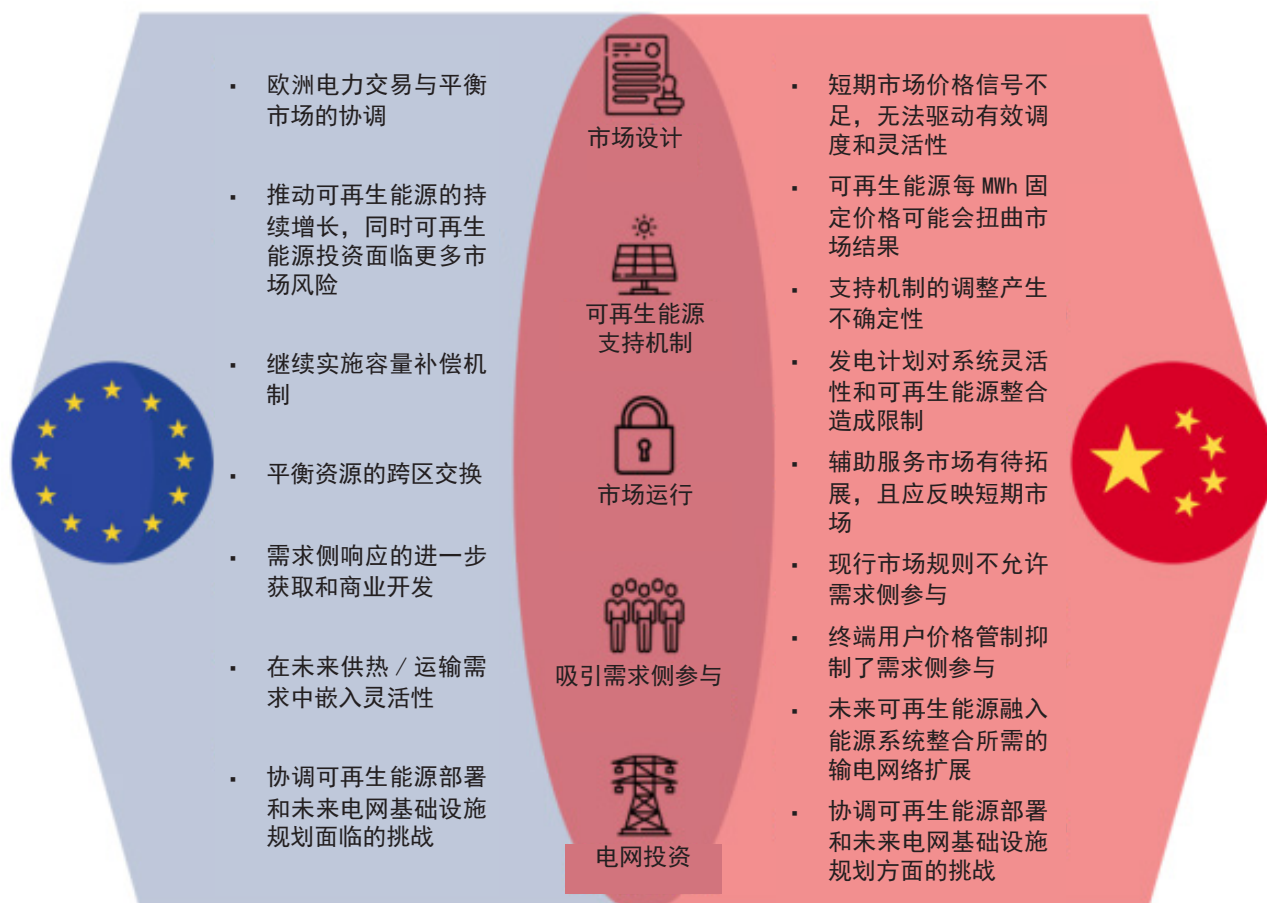


注：RES：可再生能源。“其他可再生能源”包括水电、生物质能和其他可再生能源；“常规能源”包括煤炭、燃气-蒸汽联合循环、核能和其他常规能源。

资料来源：欧盟：AFRY 分析。中国：国家统计局（历史数据）；AFRY 分析（预测）。

虽然欧盟和中国的电力系统显著不同，但这两个地区在鼓励投资和整合可再生能源发电方面都将面临一系列类似的挑战。在图 2 中，我们列出了一系列常见的挑战。

图 2 中国和欧盟整合可再生能源发电技术面临的挑战



来源：AFRY 管理咨询

我们重点介绍欧洲电力系统面临挑战的四个主要领域。

**支持可再生能源投资** - 加快可再生能源投资至关重要。随着可再生能源在发电总量中所占的比重越来越大，其技术成本效率得以实现，而固定上网电价机制由于扭曲了批发价格信号且易使政府陷入过度支持性支出的风险，其潜在低效性愈加明显。因此有必要寻找新的框架来支持可再生能源投资，以最大程度地降低政府（和消费者）的成本，同时使可再生能源发电厂获得市场信号。

**维持系统稳定性和可靠性** - 可再生能源发电的高渗透率意味着系统运营商在维持系统稳定性和可靠性方面将面临不同的挑战。由于可再生能源发电的可预测性、可控性和同步性较差，因此系统运营商将需要对备用储备、响应和其他辅助服务的要求进行审查，并寻找新的系统灵活性资源并确定能够提供系统灵活性的新电源。

**促进消费者参与和更广泛的创新** - 随着供热和交通运输领域的电气化，以及 ICT 基础设施的发展，需

求侧响应所能提供的具有成本效益的灵活性调节范围将变得越来越重要。对于探索这种潜力的创新商业模式，消除技术、商业和监管壁垒将至关重要。同样，如果要以合理的成本实现可再生能源发电部署，还需要消除新的技术解决方案（例如电池储能系统）的障碍。

**鼓励进一步的市场整合** - 具有成本效益的脱碳需要以协作的方式开发和获取资源。成本最低的可再生能源和灵活性提供商可能位于邻近市场。随着对可再生能源需求的增加，市场的有效整合以及相关的互联互通投资将为实现低碳未来提供低成本解决方案。

随着中国贯彻落实 2030 年和 2050 年能源结构中非化石燃料的占比目标（分别是 20% 和 50%），可再生能源（尤其是间歇性可再生能源）将在发电结构中占据越来越多的比重。按照 AFRY 预测，到 2050 年，中国风能和太阳能光伏发电装机容量可能超过 2500 吉瓦。中国的电力系统正面临着许多与欧盟相同的挑战。

要达到可再生能源的目标渗透率，需通过激励机制刺激新投资者投资可再生能源技术；还需要通过市场化改革创造新的收益流。在这十年中，找到当前上网电价机制的可行替代方案，对于实现这一目标将至关重要。此外，随着市场的放开，当前按照固定上网电价补贴所部署的容量，可能会导致价格出现一些扭曲。

随着更多间歇性可再生能源并入电力系统，需要采用新的机制来提供正确的短期运行信号，从而在平衡系统时实现更大的灵活性。这方面面临的挑战将包括：设计和实施适当的期货及现货电力市场措施；盘活辅助服务市场；刺激灵活性供给方面的投资，包括从现有容量以及储能、需求侧参与等新技术方面获得的灵活性。

从长远来看，中国可再生能源融入能源系统整合将需要需求侧的积极参与。消费者通过需求响应或其他形式参与电力市场，将成为系统灵活性的重要来源，但是目前（大多数省份）缺乏相应的机会和激励机制。新兴的电力现货市场规则也缺乏需求侧的整合考量，对这一重要资源的利用造成了进一步限制。

有效整合省级和区域性市场后，市场化改革的收益将得到放大。目前，有效调度成本最低的低碳技术以满足全国用电需求还未能实现。其根源在于需要加速竞争性市场的部署，并加强各市场间的物理互连能力，以实现有效的市场整合。

欧洲正在采取一系列行动来应对已发现的问题。

**替代固定上网电价机制** - 为减少大量可再生能源投资带来的成本升级风险，传统的上网电价补贴机制正在被竞争性配置（拍卖）机制所取代，从而降低了投资交付成本。人们也越来越重视通过更多的市场化工具应对投资者风险，例如利用差价合约机制激励开发商参与交易市场激励开发商参与交易市场的差价合约机制。

**新产品和新市场的开发** - 在高比例可再生能源渗透的市场中，维持系统稳定所要考虑的备用储备和响应服务的多变性要大得多。我们注意到从长期合同到短期采购，甚至接近实时的一个变化趋势。除了短期方面，出于对火电经济性的持续担忧而引入了容量补偿机制，以确保供应的长期安全。

**设法解决需求侧参与壁垒** - 一系列旨在鼓励加强需求侧响应以及其他新的灵活性资源应用的新举措正在涌现。这些措施包括：采购大量 DSR 以部分满足系统平衡和容量要求等直接措施；修订资源聚合规则，以激发新的商业模式；在更广泛的层面修改市场定价机制，以更准确地反映 DSR 能够为市场提供的动态变化的灵活性价值。

**协调平衡规则，促进互联互通** - 欧盟已建立起一套确定共同利益项目的既定流程，这些项目是加强

互联和欧盟电力系统一体化的关键基础设施，以分担各市场间的费用，支持共同发展。最近，欧盟通过了促进跨境平衡资源交易的一系列举措，作为落实《电力平衡指南》的部分行动。

本报告综合考虑了欧盟正在研究的上述解决方案，以及我们对中国未来电力系统可再生能源整合可能面临的挑战的评估，得出如下建议，供决策者参考：

- 未来可再生能源投资将需要通过相应的机制来化解发电容量和价格风险，同时实现成本的下降。这些机制将有利于使可再生能源更好地融入到中国新的电力市场。容量风险可以通过整合更多加强新可再生能源市场一体化来化解；而价格风险的解决则可以采取对冲机制。我们建议将现有的支持机制转向采用差价合约，这种合约可以有效地为投资者提供确定性，同时又允许其更好的参与市场。此外，这些合约的支持水平应采取竞拍的方式来确定，以促进市场成本的进一步下降。
- 我们建议迅速实施竞争性电力市场改革。未来市场应该是技术中立的（包括需求侧技术），能够实现跨省整合，并且应该尽可能的进行实时交易。最有效的办法可能不是定期集中拍卖。允许在广泛的时间范围内进行交易，以及接近实时的交易，将使市场能够更好地捕捉风能和太阳能光伏发电的间歇特性，——更有效的利用现有容量，不论是间歇性可再生能源，还是那些平衡系统内日益增长的间歇性所需的技术。
- 整合可再生能源将需要对灵活性进行投资。有效的市场信号最有可能带来投资优化，尤其是短期信号。中国省级电力现货市场设计，应着眼于让市场传递出更准确的信号，以反映风能、太阳能光伏占比增大所带来的间歇性成本变化。同时，备用储备容量的采购应接近实时，以再次反映间歇性带来的更大的短期不确定性。市场应能够充分允许反映出波动性，因为这将体现灵活性服务供应商的重要利润流，而他们将整合间歇性可再生资源提供基本服务。
- 需求侧参与将为可再生能源整合提供特别重要的额外灵活性资源，也可用来平衡潜在的非竞争性发电市场交易行为。市场发展应允许需求侧的积极参与。
- 实现市场一体化。实现跨区域的高效交易将有利于使可再生能源更好的匹配需求。要做到这一点，应加强跨省、跨区域的互联互通，打破其中壁垒。这样做还可以减少跨省和 / 或地区电力系统开发和维护的总成本。



# 1. 概述

## 1.1 报告概述

欧盟预计，到 2030 年，可再生能源发电容量将增长 65%，届时将有约 300GW 的新建可再生能源发电厂投入使用（大部分为风电和太阳能发电），与欧盟气候变化战略及 2015 年的《巴黎协定》承诺保持一致。

这表明可再生能源在过去十年加速发展，标志着传统以火电为基础的电力系统发生了根本性变化。

虽然最初可再生能源部署要解决的是可再生能源发电无法与火电竞争的市场失灵问题，但随着其成本的大幅下降和强有力的政策支持，可变再生资源的渗透率不断提升，正在给系统运营商和决策者带来新的挑战，最主要的挑战是：

- 保持系统可靠性，因为可再生资源具有随机性及可变性；
- 确保有效的市场投资信号，以合理的成本提供安全、低碳的电源组合。

欧洲正考虑通过改变电力市场设计来改善价格信号，并通过分布式能源获得更广泛的服务。由于中国电力市场的可再生能源部署预计也将呈现类似的发展趋势，因此，了解欧盟市场如何应对这些变化，将为中国未来适用的电力市场设计方案提供有用的见解。

本报告旨在概述欧洲电力系统在整合高比例可再生能源挑战方面的相关做法，鉴于中国电力市场预计将呈现类似的趋势，本报告还将归纳出可供中国未来市场设计借鉴的经验及见解。

### 1.1.1 本报告的结构

本报告其余部分的结构如下：

- 第 2 节概述了 2030 年欧洲与中国电力市场的前景，包括对驱动变革的主要因素的分析；
- 第 3 节描述了电力市场在整合极高比例的可再生能源发电时将面临的主要挑战，以及为什么这可能成为实现未来能源和气候政策目标的障碍；
- 第 4 节概述了欧洲正在考虑采取的一些解决方案，并评估了这些方案在中国的适用性。

## 1.2 报告惯例

- 除另有说明外，本报告提及的所有价格均以欧元计价（2018 年实际货币价值）。

- 除另有说明外，年度数据代表 1 月 1 日至 12 月 31 日的年度数据。
- 本报告提及的电厂效率按高热值（HHV）计算。燃料价格同样按总值（HHV）计算。

### 1.2.1 来源

- 除另有说明外，所有表格和图表均来自 AFRY 管理咨询公司。

### 1.2.2 名词注解

缩略词	注释
AC	交流电
ASHP	空气源热泵
BEV	纯电动汽车
CO <sub>2</sub> e	二氧化碳当量
CfD	差额合同
CRM	能力报酬机制
DR	需求响应
DSR	需求侧响应
EC	欧盟委员会
ENTSO-E	欧洲输电系统运营商联盟
ETS	排放交易计划
EU	欧盟
EV	电动汽车
FIT	上网电价
GB	英国
GHG	温室气体
GSHP	地源热泵
GW	吉瓦
GWh	吉瓦时
HEV	混合动力汽车
HHV	高热值
HVDC	高压直流输电
Hz	赫兹
ICE	内燃机
kW	千瓦
kWh	千瓦时
Mt CO <sub>2</sub> e	百万吨二氧化碳当量
Mtoe	百万吨石油当量
MW	兆瓦
MWh	兆瓦时
PHEV	插电式混合动力汽车
PPA	购电协议
RES	可再生能源
RoCoF	频率变化率
RPM	每分钟转数
TYNDP	十年网络发展规划
SO	系统运营商
tCO <sub>2</sub> /MWh	吨二氧化碳 / 兆瓦时
TSO	输电系统运营商
TW	太瓦
TWh	太瓦时

## 2. 2030 年电力系统的特征

本节将讨论欧盟和中国的电力系统预计到 2030 年将会发生的变革。尽管市场究竟将会如何变革始终存在不确定性，但我们运用现有的预测来说明 2030 年中国及欧盟电力系统和市场的主要特征，以及这些发展背后的驱动因素（商业、技术和政策 / 监管方面）。

我们在对欧盟和中国市场分别进行讨论时，发现了几个共同的主题，包括可再生能源补贴机制的不断变化、提高系统运行的灵活性的需求，以及随着电力部门性质的变化而不断演化的市场机制。这些都表明，在决定中国未来的电力市场改革设计时，欧洲的做法可能具有参考价值：

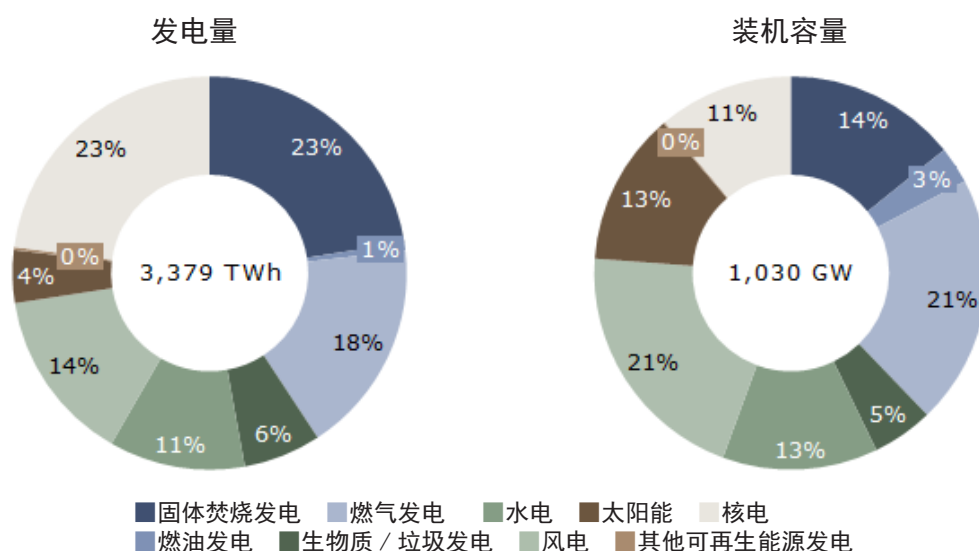
- 可再生能源将在未来十年加速增长；
- 电力需求同步增长将会促使大量额外需求侧响应增长；
- 电力系统将越来越分散，分布式能源将变得更加重要；
- 国家 / 区域市场间的互联将变得更加重要，跨境电力流和系统服务共享（如平衡储备）将会增加。

### 2.1 欧盟

#### 2.1.1 背景

欧盟当前的发电结构如图 3 所示。欧盟发电装机容量略高于 1TW，年发电量约 3,400TWh。其中约一半容量是可再生能源发电容量，其中又有三分之二是“间歇性”发电容量（即陆上和海上风电以及太阳能发电）。可再生能源发电量约占年发电量的三分之一，风电和太阳能发电约占其中一半。

图 3 2020 年欧盟发电量和发电装机容量（预估）



资料来源：欧盟委员会《EUC03232.5 情境》

由于欧洲的电力系统正在发生重大变化，目前的情况不太可能持续下去。电源结构的持续转变将在很大程度上受到落实欧盟能源和气候目标的驱动。

## 2.1.2 欧盟能源和气候目标

欧盟正在对能源和气候目标进行改革。为了解释这种不断变化的监管格局，我们在探讨不断提升的气候雄心和近期的立法改革之前，首先审视了现有的目标。

### 2.1.2.1 欧盟现行脱碳目标

欧盟 2030 年气候和能源框架包含了 2021 年至 2030 年欧盟范围内的目标和政策目标。该框架<sup>1</sup>于 2014 年 10 月由欧洲理事会通过，包括温室气体（GHG）排放、可再生能源份额、能效提升和互联能力等多个领域的目标。2019 年 6 月，在筹备通过《清洁能源一揽子计划》期间，欧盟上调了可再生能源和能效目标。

图 4 概述的目标和政策目标包括：

- **温室气体排放目标**：2030 年温室气体净排放量较 1990 年水平至少减少 40%，到 2050 年至少减少 80-95%。
- **可再生能源目标**：可再生能源占终端能源消费总量的份额至少达到 32%。
- **能源效率目标**：是指 2030 年一次能源和终端能源消费的总目标，较 2007 年基准情境提升 32.5%：
- **电网互联政策目标**<sup>2</sup>：指欧洲理事会对欧盟委员会提出的定期报告 2030 年实现 15% 互联的目标要求。15% 的互联目标是指互联容量和发电装机容量的比率。

图 4 欧盟气候与能源框架

	温室气体排放量	可再生能源	能效	电网互联
2050	80%			
2030	40%	32%	32.5%	15%
2020	20%	20%	20%	10%

资料来源：欧盟委员会，《2030 年气候与能源框架》

1 欧盟委员会，2020-2030 年气候和能源政策框架  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52014DC0015>

2 欧盟委员会，2014 年 10 月欧洲理事会成果  
[https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/2030/docs/2030\\_euco\\_conclusions\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/2030/docs/2030_euco_conclusions_en.pdf)

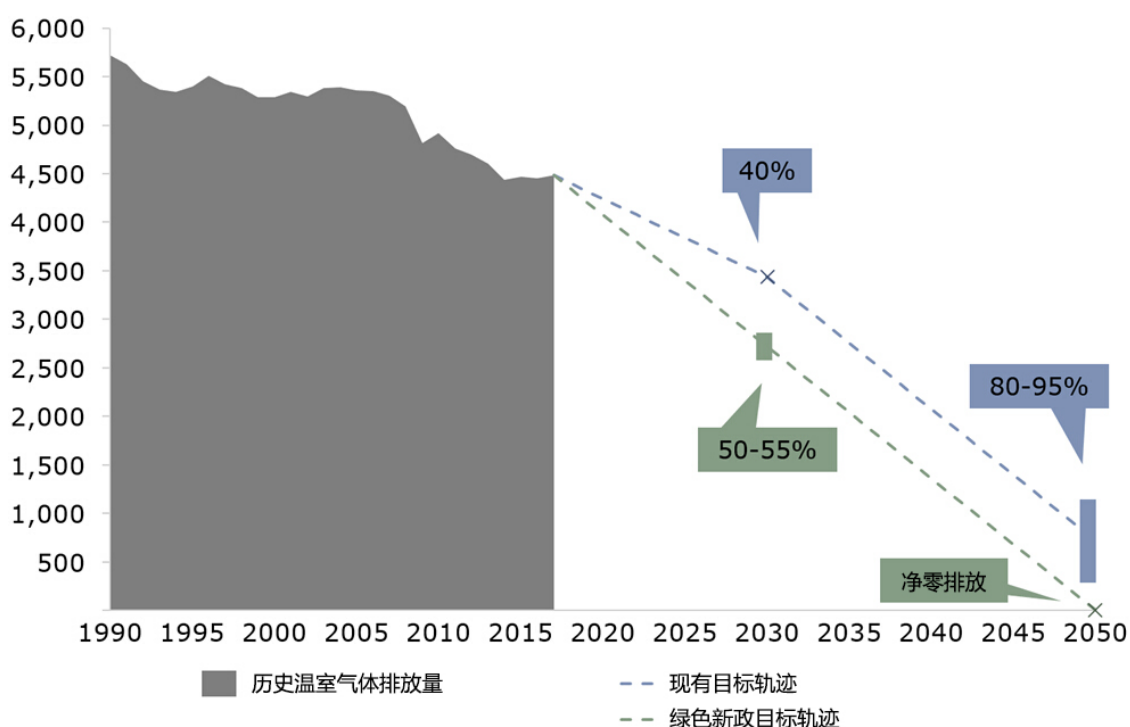
除此之外，欧盟还公布了《2050年能源路线图》<sup>3</sup>和“给所有人一个清洁星球”<sup>4</sup>战略提案，重申了欧盟委员会的承诺，即到2050年温室气体排放量较1990年水平减少80%至95%。

### 2.1.2.2 欧盟不断提升的气候雄心

2019年，政治力量势头集中聚焦在如何于强化现有的能源和气候目标，最终形成了欧委会的《欧洲绿色协议》。此举旨在通过提高脱碳目标来重新调整欧盟委员会的应对气候变化承诺，使之符合欧盟依据《巴黎协定》作出的全球气候行动承诺。《欧洲绿色协议》尽管涉及几个要素，但首要目标是到2050年实现气候中和；这一雄心拟被纳入《气候法》。

这不仅将强化欧洲的长期承诺，而且还有望通过一项将2030年温室气体排放量较1990年至少减少50%（并接近55%）的计划加以补充，如图5所示。

图5 历史温室气体排放量与目标温室气体排放量



资料来源：欧盟委员会，《欧洲绿色协议》

### 2.1.3 欧盟电力系统的演变

这些目标对未来发电结构的影响尚不确定，而且有很多关于能源系统（和电力部门）发展趋势的预测。我们使用AFRY自有模型和一组欧盟委员会情境（“EUCO情境”）来阐明这一点。这些EUCO情境构

3 欧盟委员会，《2050年能源路线图》  
[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2012\\_energy\\_roadmap\\_2050\\_en\\_0.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2012_energy_roadmap_2050_en_0.pdf)

4 欧盟委员会，给所有人一个清洁星球  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773>

成了许多影响评估的基础，也为欧盟 2030 年能源与气候政策框架下的相关立法谈判奠定了基础。

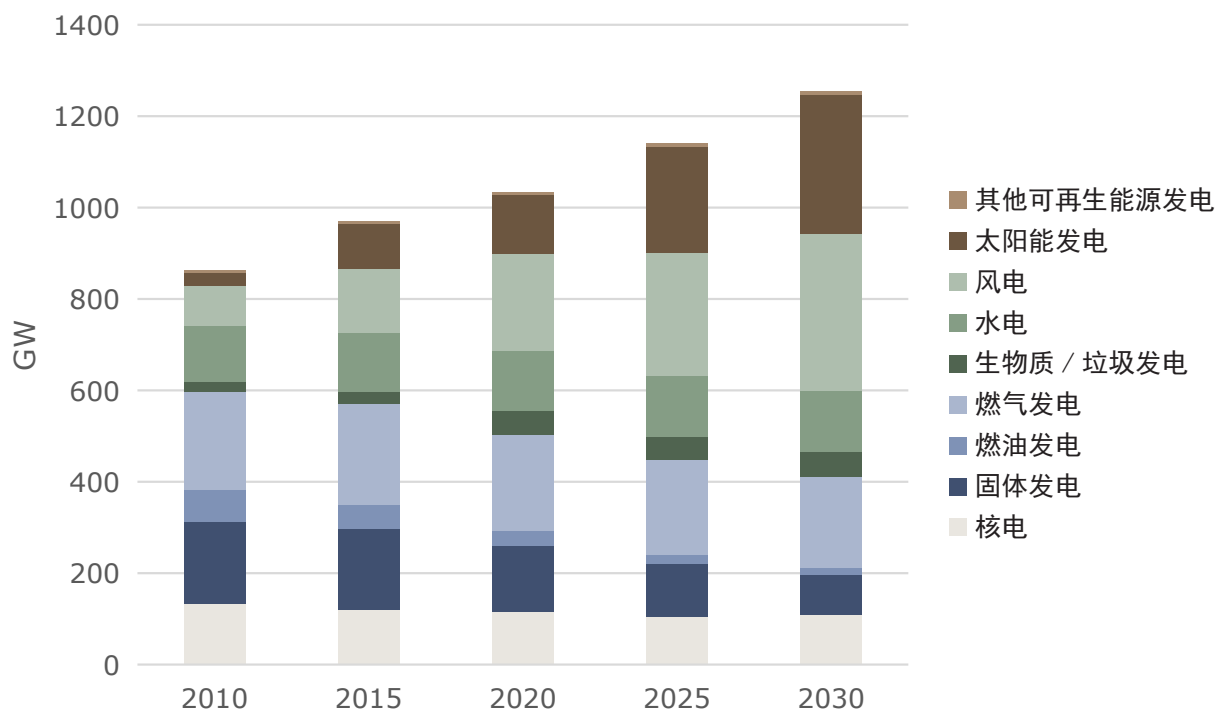
最新模拟情境称为 EUC03232.5<sup>5</sup>。EUC03232.5 情境模拟了根据《清洁能源一揽子计划》实现 32% 可再生能源目标和 32.5% 能效目标（促使温室气体排放量较 1990 年水平减少 45.6%）的影响。

这些情境突显了未来欧盟电力系统可能出现的几大新趋势和关键特征。

### 2.1.3.1 可再生能源发电容量将快速增长

图 6 显示了总发电容量的潜在变化趋势。尤其是，可再生能源发电容量在过去十年翻了一番。这一快速增长预计仍将持续，在未来十年，欧盟电力系统中可再生能源并网装机容量将新增 308GW，从 2020 年的 474GW 增至 2030 年的 782GW。风电和太阳能发电装机容量增长最多，预计将分别增加 131GW 和 175GW，而水电和其他可再生能源发电容量则相对稳定。

图 6 2010 年至 2030 年欧盟发电装机容量

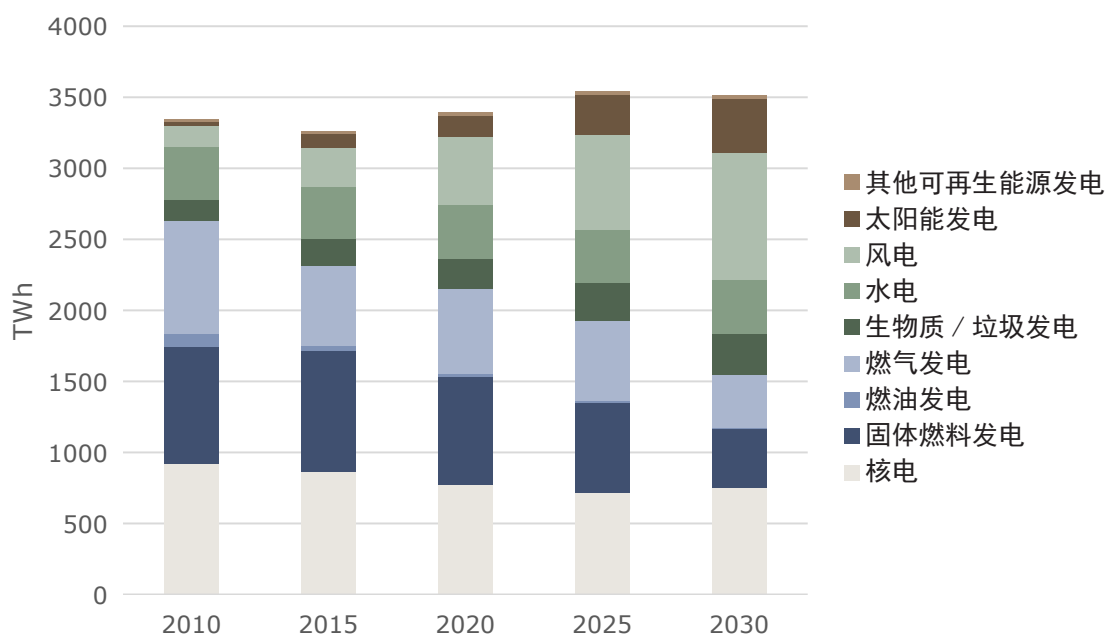


资料来源：欧盟委员会，“EUC03232.5 情境”

随着可再生能源发电装机容量的增加，到 2030 年，可再生能源发电量将占欧盟总发电量的近一半，而化石能源发电量占比将降至不足四分之一。

5 欧盟委员会，技术说明：关于成员国的 UC03232.5 模拟情景结果  
[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/technical\\_note\\_on\\_the\\_euco3232\\_final\\_14062019.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/technical_note_on_the_euco3232_final_14062019.pdf)

图 7 2010 年至 2030 年欧盟可再生能源发电容量



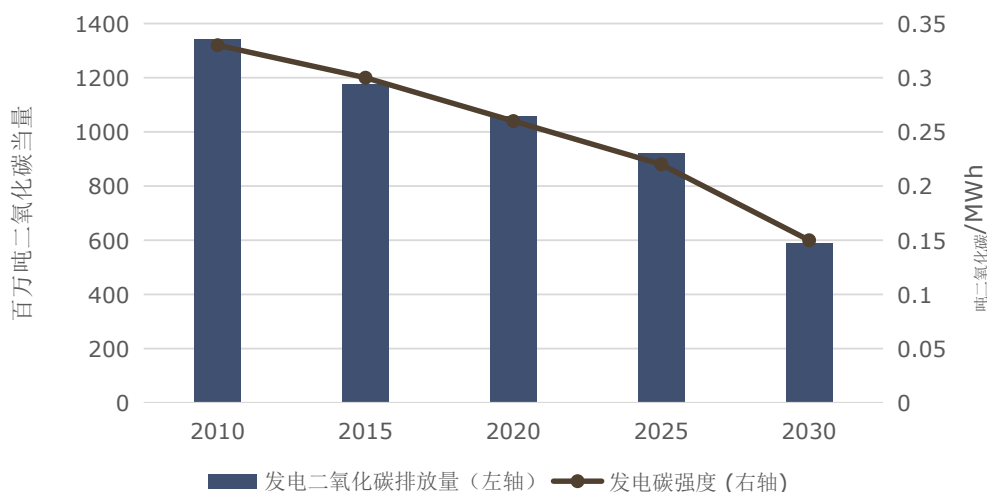
资料来源：欧盟委员会“EUC03232.5 情境”

### 2.1.3.2 化石燃料发电装机容量和发电量将持续下降

过去十年，化石燃料（固体燃料、石油和天然气）发电量和发电装机容量分别下降了 20% 和 16%。这一下降趋势预计仍将持续，2020 年至 2030 年，化石燃料发电量将下降 42%，发电装机容量将下降 22%。由于需要可调度的发电厂来保障供电安全，因此，化石燃料发电装机容量下降速度有所放缓。

化石燃料发电比例的下降将会带动欧盟发电领域的平均碳强度出现下降，预计将从 2020 年的 0.26 tCO<sub>2</sub>/MWh 降至 2030 年的 0.15 tCO<sub>2</sub>/MWh（见图 8）。

图 8 发电领域碳排放量与碳强度



注：发电领域包括区域供热领域，碳强度含蒸汽生产。

资料来源：欧盟委员会“EUC03232.5 情境”

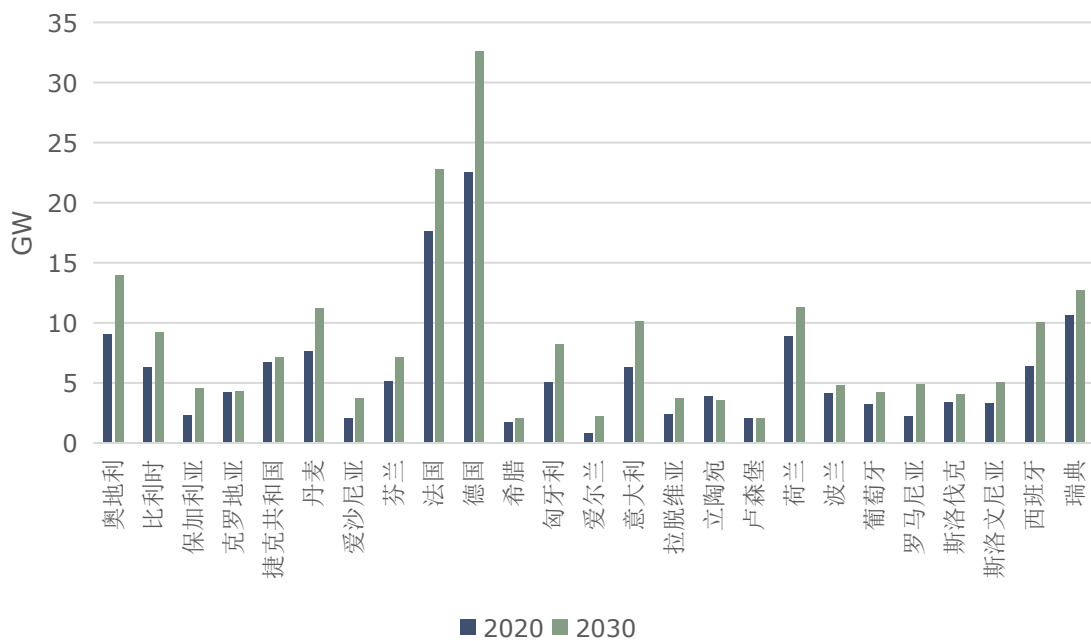
### 2.1.3.3 电网互联将会加强

未来 10 年，欧盟电力市场的互联水平预计将会逐步提升。这符合欧洲理事会的目标，既各成员国到 2020 年实现 10% 的互联水平，到 2030 年实现 15% 的互联水平。

互联水平的提升是在欧洲电网发展的大背景下进行的。欧洲输电系统运营商联盟（ENTSO-E）每两年发布一次的电网十年发展规划（TYNDP）介绍了未来 10 到 20 年内电网将如何发展。这一输电网络发展的长期计划基于广泛的数据收集和分析，并具有足够的灵活性，以适应不断变化的政策环境、宏观经济趋势和技术发展。

欧洲电网互联容量预计将从 2020 年的 150GW 增加到 2030 年的 200GW，这将使整个欧盟电力系统的发电容量和发电量进一步得到优化（见图 9）。

图 9 2020 年至 2030 年欧盟成员国电网互联容量出口



资料来源：AFRY 管理咨询

要容纳不断增长的间歇性可再生能源，并在欧洲电力系统内部有效共享发电容量和发电量，增加互联容量至关重要。

新的电网互联投资将主要由 TSO 支持和 / 或由市场价格差异驱动，这些差异源自：

- 相邻电力市场间的电源结构的差异；
- 不同电力市场的不同负载情况；
- 现有互联容量水平；以及
- 不同电力市场间天气模式的时空关联性。



### 2.1.3.4 系统灵活性和储能将会增加

随着间歇性和异步式风电和太阳能发电容量增加，为平衡欧盟电力系统，对灵活发电技术的需求也不断增加（见图 10）。

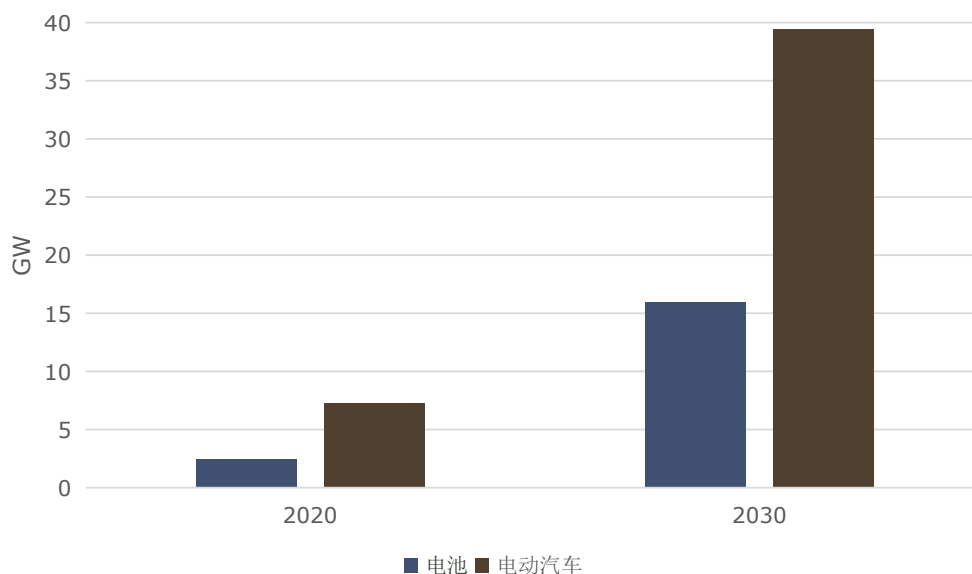
图 10 系统灵活性驱动因素示意图



资料来源：AFRY 管理咨询

储能是一组技术类型，在不同的时间范围内提供不同的灵活性速度。例如，锂离子电池，无论是用于固定式电网侧储能还是电动汽车，都具有快速充电或为电力系统提供注入电能的技术能力，使其能够平衡亚秒级的频率波动或阻止因发电厂停机引起的频率骤降。此外，续航时间长的储能电池还有望弥补电网日常的供需失衡，在发电量富裕期间充电以及在电网供应不足时放电。

图 11 2020–2030 年欧盟电池和电动汽车储能容量

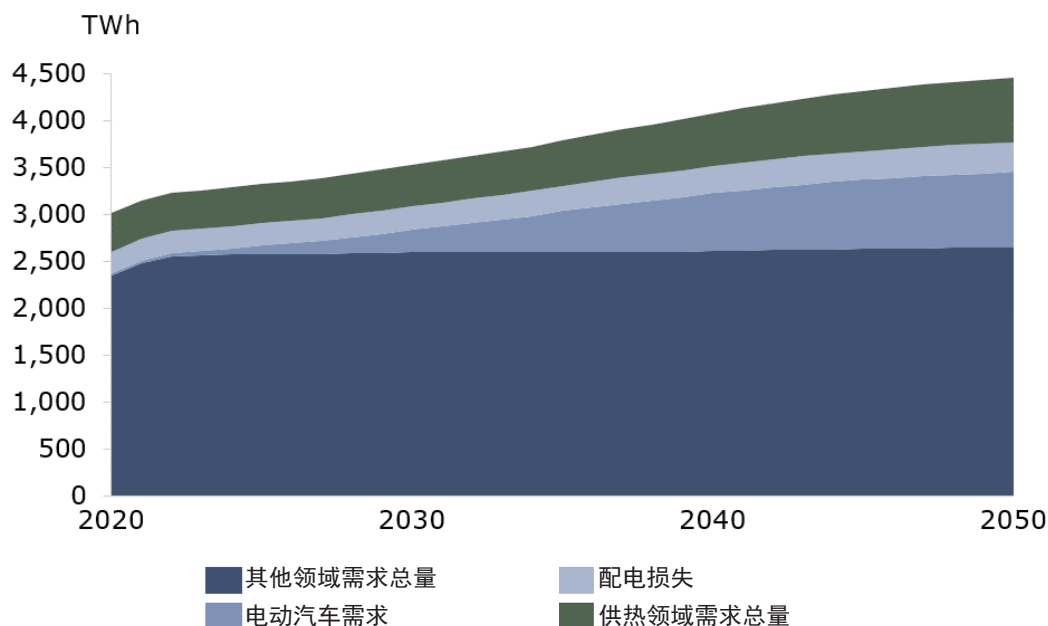


资料来源：AFRY 管理咨询

### 2.1.3.5 供热和运输部门电气化将会刺激电力需求增长

电能是某些领域的脱碳载体。因此，预计到 2050 年，欧洲供热和运输等部门的用电需求将同时增长（见图 12）。虽然到 2030 年，变化可能不会那么明显，但电气化将会越来越普遍，预计到 2050 年，电能将成为供热和运输部门最大的能源载体。

图 12 2020-2050 年欧洲各领域用电需求

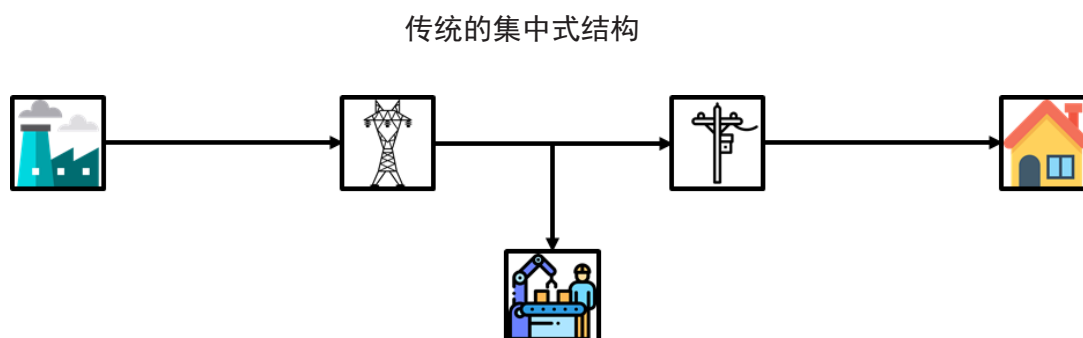


资料来源：AFRY 管理咨询

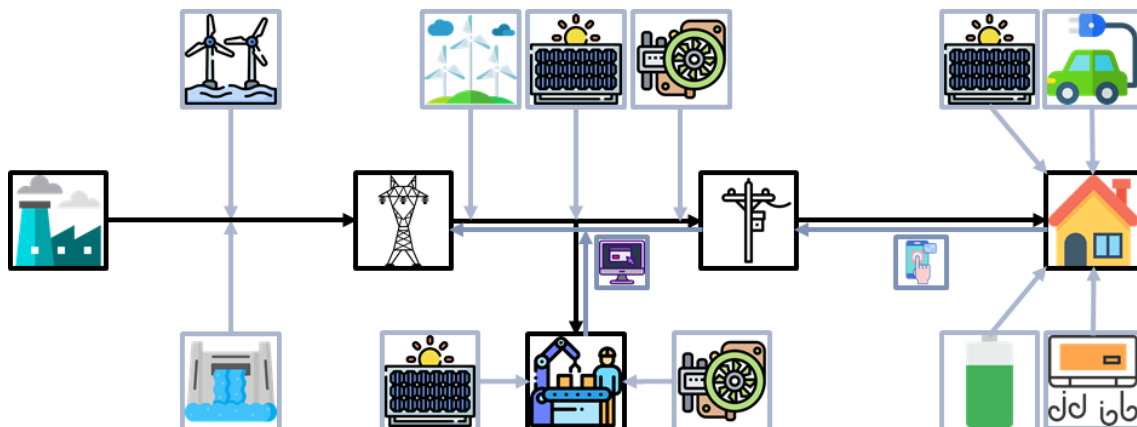
### 2.1.3.6 电力系统分散化

欧洲电力系统分散化是一个概括性术语，指的是一个需求响应日益频繁、双向的、平衡分布式电力系统（见图 13）。技术进步和脱碳需求使传统的集中式电网结构发生了彻底的改变。这已使得各级电网中接入的分布式电源和储能系统越来越多，需求响应水平也日益提升。

图 13 欧盟电力系统的分散化



## 当代的分散式结构



资料来源：AFRY 管理咨询

需求响应（DR）是指对价格敏感的负荷，能够根据市场的需要增加、减少和 / 或改变其电力需求。根据 AFRY 的内部分析，预计未来十年，欧盟 27 个成员国的需求响应容量将增加一倍以上，从 7GW 增加到 15GW。这一数据有力的证明了欧盟电力系统正变得越来越智能化和分散化。

## 2.2 中国

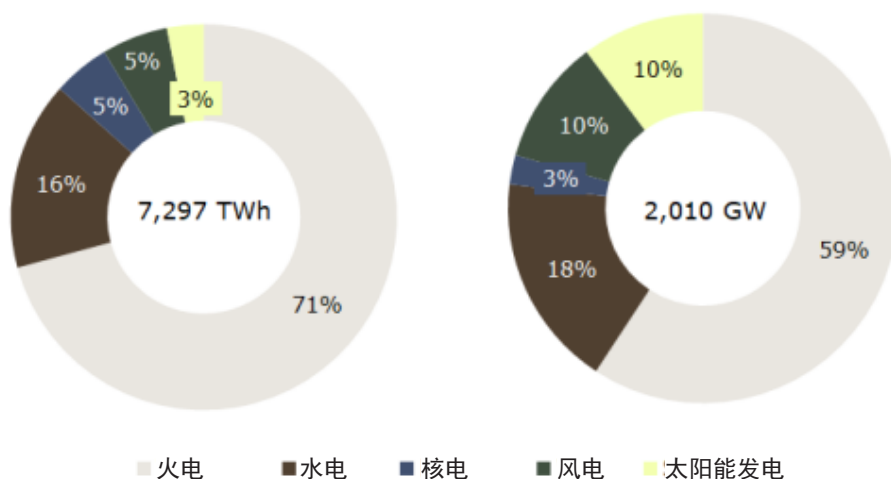
### 2.2.1 背景

如图 14 所示，截至 2019 年底，中国的电源结构仍以火电为主（几乎占统调发电量的四分之三）。超过四分之一的发电量来自低碳电源，包括陆上风电、海上风电、太阳能光伏发电和核电。

中国发电装机容量略高于 2000GW，其中一半以上为煤电（1049GW），其次是水电和间歇性可再生能源发电，约占总装机容量的 40%。

中国发电装机容量结构在很大程度上源于中国国内丰富的煤炭和褐煤储量，主要位于中国的北方地区。由于天然气供应能力有限且价格与煤炭相比相对较高，因此天然气发电容量相对较低（88GW）。

图 14 2019 年中国电力系统概况



资料来源：国家能源局

## 2.2.2 中国现有的能源转型目标

在国内空气污染问题和全球脱碳承诺的推动下，中国正在实施一系列的脱碳政策。在习近平主席提出的“能源革命”（包括“四个革命、一个合作”）战略思想的推动下，这些政策都得到了进一步推进。

中国将在包括能源的需求、供应、技术和市场四个方面实施改革，并加强国际合作中国在全球能源治理机构中的作用。

特别是供给侧“革命”（或改革）要求在传统能源的基础之上重点推广清洁低碳技术。

这些指导方针和其他准则已转化为 2020 年、2030 年及以后的一系列关键脱碳目标。

- “十三五”规划中包括 2020 年碳强度较 2005 年下降 40–45% 的目标，以及 2020 年可再生能源发电容量部署的具体目标（新建风电、太阳能光伏发电和水电容量共计 211GW）。该规划还旨在实现非化石能源占一次能源消费总量 15% 的目标，以及非水可再生能源发电量占比 9% 的目标；
- 《能源生产和消费革命战略（2016–2030）》旨在到 2030 年将整个经济体的能源消费总量控制在 60 亿吨标准煤以内，进一步实现非化石能源占能源消费总量比重 20% 以及非化石能源发电量占比 50% 的目标（2019 年为 31%）。最后，该战略还呼吁用非化石能源满足新增能源需求，并建立“现代能源系统”，通常解读为市场驱动型的能源供应和消费体系；
- 根据中国在 2016 年《巴黎协定》中提出的国家自主贡献目标，中国承诺实现一系列具有约束力的脱碳目标。其核心是到 2030 年，整个经济体的碳强度较 2005 年下降 60% 至 65%（截至本报告撰写之时，这一目标进展良好），在 2030 年左右实现碳排放达峰；
- 2021 年至 2025 年的目标正在审议中，这也是中国“十四五”规划进程的一部分。此外，到 2035 年的长期计划预计将在明年公布，其中可能包括加强电力系统改革和加快部署清洁低碳能源的一系列措施。

图 15 总结了 2020 年和 2030 年能源转型相关目标。

图 15 中国能源转型关键目标

	二氧化碳强度	一次能源消费中的非化石燃料占比	非化石燃料发电
2050	-	>50%	-
2030	-60 至 -65%	20%	50%
2020	-40 至 -45%	15%	31%

资料来源：国务院、国家发改委、国家能源局

除了这些具体目标之外，中国还推行了一系列政策，旨在促进低碳技术的部署。

实施了可再生能源上网电价，所有合格的可再生能源发电商每发电一千瓦时即可获得固定补贴。自2006年首次实施以来，上网电价已推动超过400GW可再生能源新增容量部署；但不再适用2021年新增发电容量；

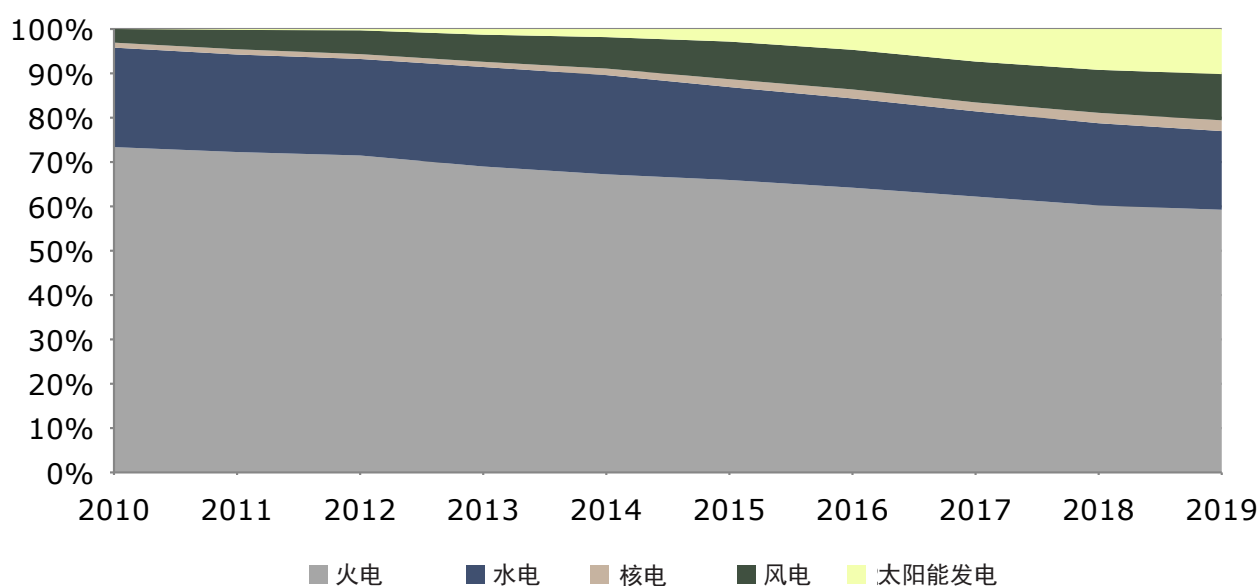
- 实施了可再生能源配额制，以刺激消纳可再生能源电力。预计还将在2021年推出绿色电力证书作为补充；
- 对可再生能源发电商实施了一系列税收优惠措施，对安装分布式能源的消费者费用减免；
- 在一些重要的负荷中心地区，禁止部署新建煤电容量；
- 省级主管部门实施了一系列可再生能源目标，并对各类可再生能源发电技术提供了一些地方补贴；
- 在弃电严重的省份，对风电和太阳能光伏发电设定最低利用小时数要求，并给予其相对于传统发电技术的优先调度权利。

这些目标和政策正在改变中国电力行业的格局，低碳发电开始侵蚀煤电的主导地位。

### 2.2.3 中国电力系统的演变

过去十年，中国可再生能源发电容量（包括水电、风电和太阳能光伏发电）增长了525GW。

图 16 中国发电装机容量结构（2010-2019年）



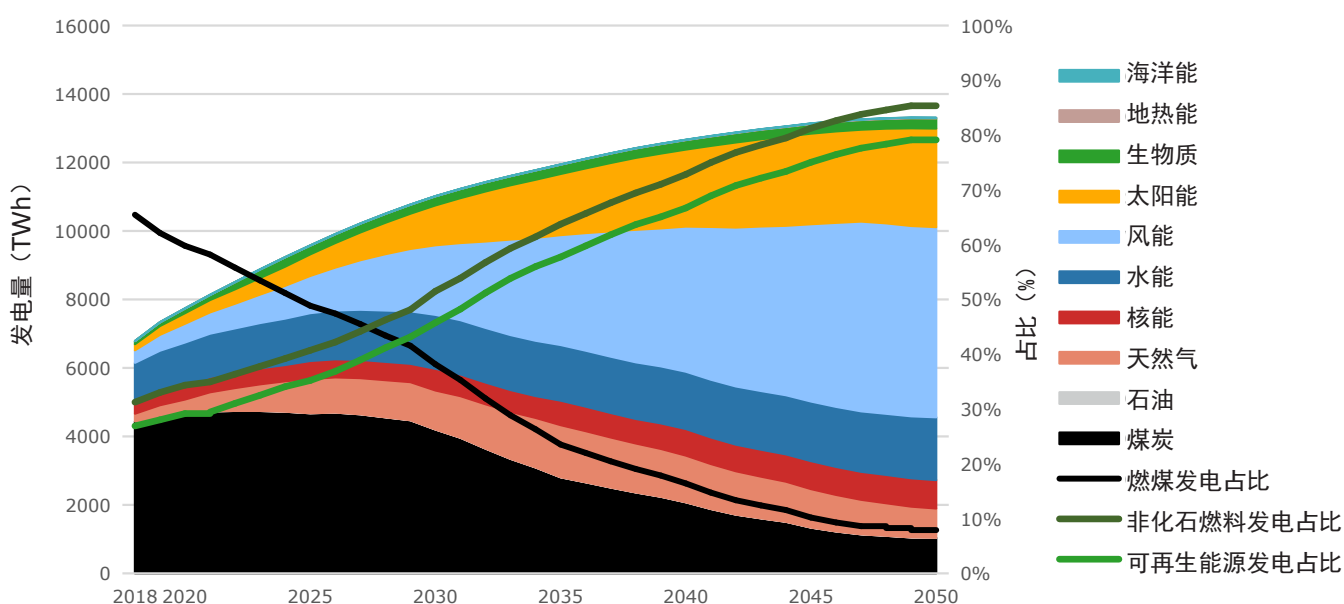
资料来源：国家能源局，中国电力企业联合会，AFRY 分析

2019年，可再生能源在中国发电装机容量和发电量中的比重分别为39.5%和27.9%。可再生能源弃电量从2018年的100TWh降至51TWh。弃风和弃光量分别降至16.9TWh和4.6TWh，弃电率则分别降至4%和2%。可再生能源占一次能源消费的比重达到13%以上，煤炭消费比重降至不足58%。

普遍预计可再生能源将会在中国的能源结构中发挥越来越重要的作用。这些发电技术的成本下降和成熟的供应链预计将是未来几十年促进可再生能源大规模部署的重要推动力。

展望2030年，中国国家发改委能源研究所的研究表明，通过加快能源转型步伐，到2030年，可再生能源发电量将可占发电总量的45%，如图17所示。

图17 各类发电技术的发电量预测（2018-2050年）



资料来源：国家发改委能源研究所《中国可再生能源展望2019》

与现有电力系统相比，2030年的电力系统无论是在物理层面还是在政策层面都可能会出现一系列变化。

- 部分地区的可再生能源渗透率可能会很高。在青海、内蒙古、河北等省份，间歇性可再生能源发电量占比可能超过50%，安徽、河南、湖北、湖南等重点省份紧随其后；
- 可再生能源的发电成本将会很低。仅在过去三年，中国就部署了将近30GW的平价风电和太阳能发电项目。根据AFRY对于成本下降的预测，到2050年风电和太阳能发电成本将较2019年下降近30-40%。到2030年，陆上风电和光伏发电有可能成为最具竞争力的低碳发电技术；
- 市场有望在电价形成方面发挥更大的作用。2019年，中国市场交易电量已经约占发电总量的30%，八个省级现货交易市场有望于近期启动试运行，此外还有一个正在规划当中。同时，部署竞争性短期电力市场将为高比例间歇性可再生能源的渗透带来新的机遇和挑战；

系统将更加互联。与欧洲一样，中国也可能部署大量互联容量，以便消纳北部和西南部地区的大量可再生能源。根据“十三五”规划，电力部门规划的目标是将西电东送的互联容量从 2015 年的 140GW 增加到 2020 年的 270GW。地方电网公司的预测表明，未来十到二十年需要新部署数百 GW 的互联容量；

- 地区层面的系统可能出现高度分散化。到 2030 年，分布式风电和太阳能光伏发电容量可能已经得到大量部署。用户侧电池储能和需求侧响应的并行部署，被虚拟电厂和配网市场所激活，可能意味着在华东电网地区的高度城市化的主要负载中心，分布式可再生能源有望成为最主要可再生能源消费形式；
- 数字化可能越来越普遍。在贯穿本世纪 20 年代的中国“互联网+”战略的推动下，数字化有望推动实现一系列通信与能源技术的一体化深度融合，使系统运行出现新的特点；
- 交通运输和工业领域的电气化可能会取得进展。到 2030 年，这些领域有望成为拉动电力需求增长的主要因素，此外正在进行的“煤改电”也将有利于用电力替代煤炭作为终端燃料；
- 灵活性资源有望得到更广泛的部署。这对于高比例间歇性可再生能源并网整合至关重要。火电厂正在经历改造，以缩短爬坡和启动时间。并网储能电池和新的抽水蓄能发电也将提供系统平衡支持。需求侧资源也有望得到开发。电动汽车、热泵和氢能也将为系统带来新的重要的灵活性资源。

电力系统的这些变化将促进可再生能源的并网整合，因为规划者们正在努力实现脱碳计划所确立的各项目标。

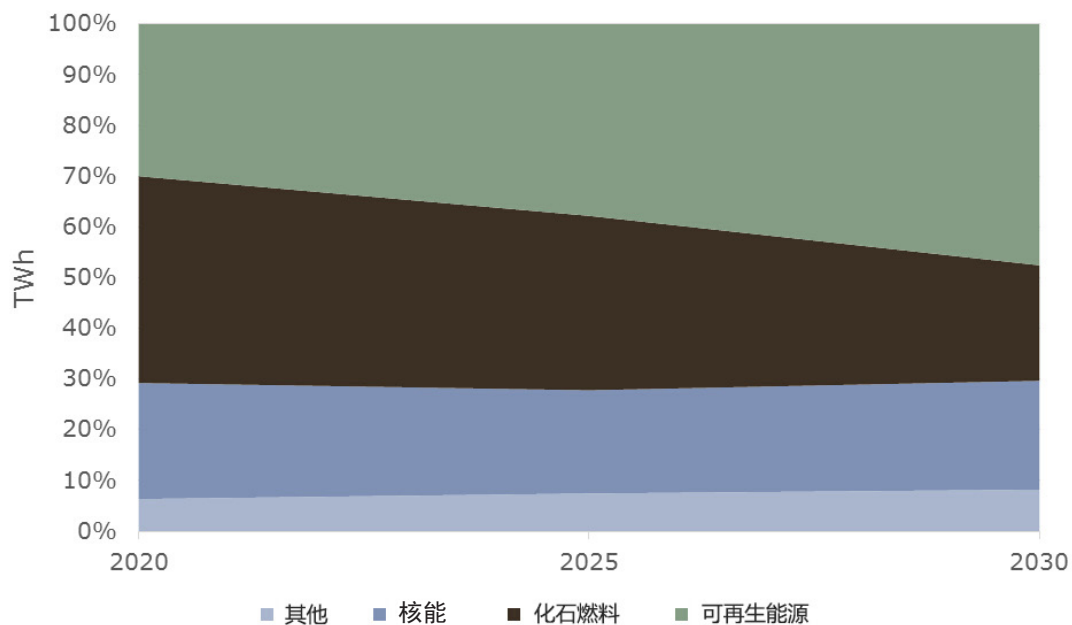
## 3. 2030 年电力系统脱碳面临的挑战

本节将探讨中欧电力系统为了确保给能源消费者提供安全、可靠且可持续的解决方案，在大规模可再生能源并网整合时面临的主要挑战。

### 3.1 欧盟

如上节所述，为实现具有约束力的温室气体和可再生能源目标，在过去十年，欧盟可再生能源领域取得快速增长。这一趋势仍将持续，到 2025 年，可再生能源将取代化石能源，在欧盟发电中占据主导地位，到 2030 年占发电总量的一半（见图 18）。

图 18 欧盟各类电源发电量占比



资料来源：欧盟委员会，EUC03232.5 情景

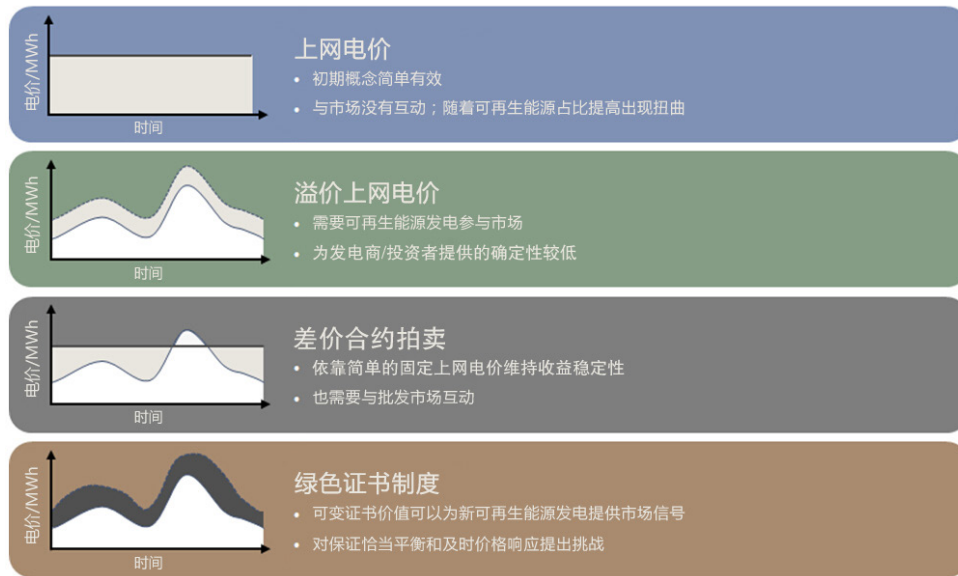
要整合越来越多的可再生能源是一项极具挑战性的任务。随着电力系统的运行压力越来越大，现有的市场设计结构将会导致系统运行效率低下，投资信号也需要重新设计；这些问题将在以下章节讨论。

#### 3.1.1 可再生能源激励措施

过去，由于可再生能源发电成本较高，欧洲各国政府需要引入一系列可再生能源金融支持机制以鼓励可再生能源发电厂的建设（见图 19）。



图 19 欧盟采用的一系列可再生能源支持机制

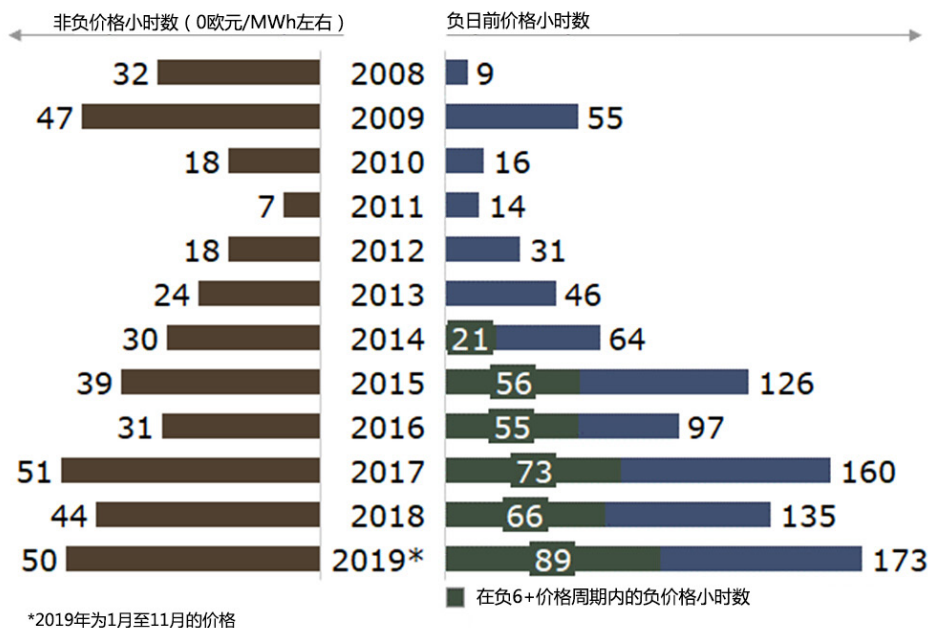


资料来源：AFRY 管理咨询

固定上网电价最初在包括捷克、法国、德国、意大利和西班牙在内的一些欧洲国家很受欢迎。但由于缺乏与市场的拍卖式互动，导致价格设定效率低下，往往无法及时反映可再生能源资本成本的快速下降。此外，早期的上网电价结构在部署率上没有设定适当限制，导致出现容量不可控制的局面以及可再生补贴预算分配超支。

欧洲早期的可再生能源补贴结构并不依赖于批发电价。这已经并将继续造成扭曲性影响，如负电价（见图 20）。

图 20 德国零电价和负电价的演变



注释：€ 0/MWh 价格左右是指在 € 0.01 - € 0.99/MWh 之间的价格  
资料来源：Netztransparenz.de

与早期的补贴结构不同，无补贴的商业可再生能源项目和有补贴且与批发电价挂钩的可再生能源项目的投资者面临许多障碍，包括：

**碳价的不确定性：**对化石燃料发电商征收碳排放费，无法给可再生能源产能的投资者提供足够的投资信号。迄今为止，欧盟排放交易体系（ETS）经历了价格的大幅波动，并且由于欧盟和各国政府政策得波动性，碳价未来发展趋势具有高度不确定性。

- **可再生能源拉低市场平均电价：**这说明间歇性、受天气影响的可再生能源发电在高产出时对批发电价会产生抑制性影响。随着可再生能源渗透率的增加，这一点将变得越来越重要。

**价格和数量的风险溢价：**准确地模拟批发电价波动，特别是稀缺性租金，被证明是特别复杂的。因此，由于准确预测长期可再生能源批发电力的收益流具有不确定性，购电协议（PPAs）可能会导致风险溢价增加。

### *3.1.1.1 可再生能源激励机制的案例分析*

#### **荷兰**

荷兰目前对可再生技术的支持机制是名为 Duurzame Energieproductie+ 的刺激计划，通常称为 SDE+。该计划规定了单位固定收入，其结构为围绕市场价格指数的单向差价合约（CfD）。

自 2011 年以来，SDE+ 一直以目前的形式存在，它允许发电商储蓄数量有限的符合补贴条件的盈余发电量，可在 2015 年以后使用（这被称为“银行业务”）。从 2020 年起，SDE+ 将被 SDE++ 取代，新计划将依据避免排放情况来评估和支持项目（每个申报项目均使用特定基准来评估其可避免多少吨的二氧化碳排放）。这是为了扩大有资格申报的技术类别，包括碳捕获和储存（CCS）技术。

#### **葡萄牙**

葡萄牙政府在 2019 年 7 月举行了一次太阳能项目拍卖，允许申请人竞标公共电网容量指定选址项目的配额。这些项目广泛分布在 24 个不同地点，装机容量为 10MW 到 200MW 不等，拍卖总容量为 1.4GW。

申请人可以选择收益保障和一般收益这两种方式来提交投标方案。收益保障模式相当于上网电价，保证太阳能发电的固定收入。而一般收益模式的申请者则面临市场价格或私人合同的影响。

2019 年 7 月的拍卖实现了极具竞争力的结算价格，大多数咨询顾问和市场参与者均估计这些项目内部收益率低于 5%。

### *3.1.2 可再生能源并网给系统运行带来的挑战*

根据预测，欧盟可再生能源发电容量到 2030 年的增长幅度将主要取决于太阳能发电和风电容量。这些技术有许多共同的特点，包括：

- **非同步：** 光伏发电机和风电变流器不与同步电网频率挂钩。
- **间歇性 / 可变性：** 太阳能发电和风电技术受多种气象参数影响，风电尤其受风速和风向影响，而太阳能发电则主要受云量和太阳辐照度影响。这些技术的日、月度和季度发电量有很大差异。

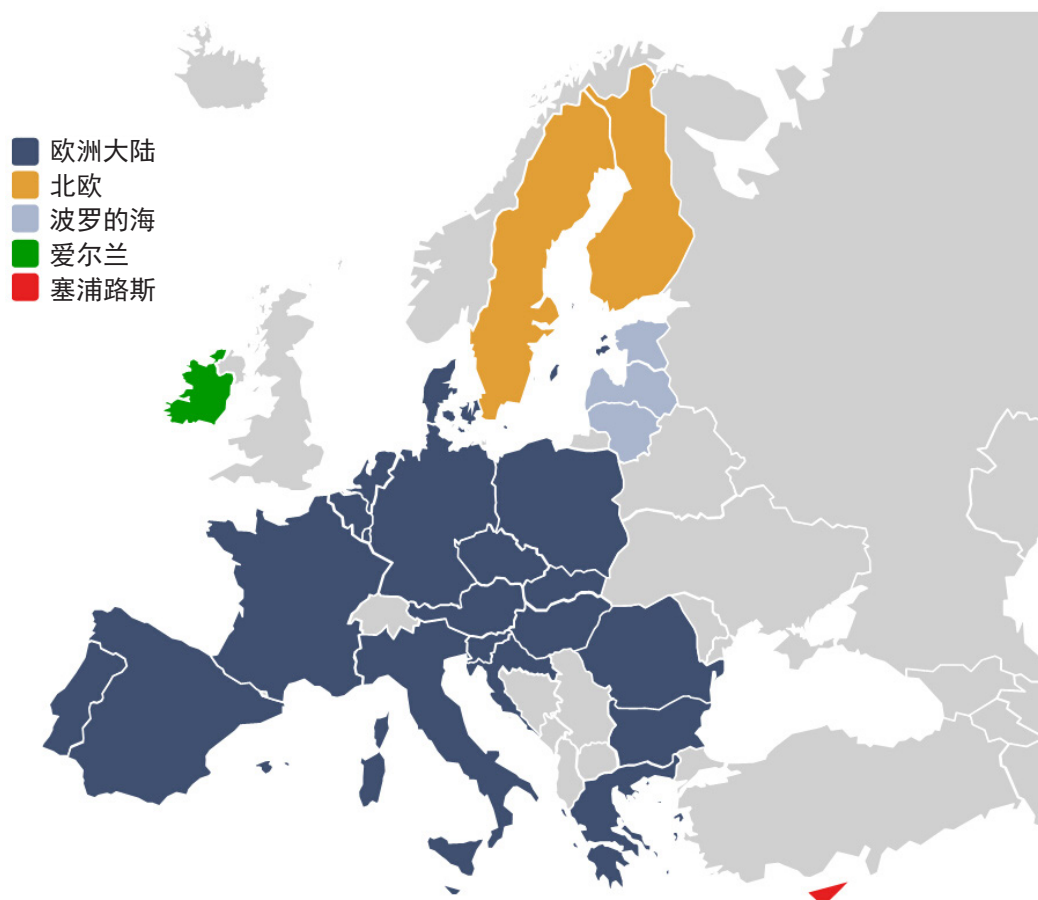
- **不可调度：**是指电源根据需求改变其出力的能力。不受约束的风电和太阳能发电容量无法按需增加或减少其电能输出。
- **可预测性：**随着交付时间的临近，太阳能发电和风电技术的可预测性越来越高，但太阳能发电和风电均受气象预测模型的准确性和节点粒度约束。

可再生能源整合面临的系统运行挑战主要源于可再生能源天然的随机和多变特性，加之气象资源输入本身不可控，且很难以自然形式储存。以下各节将探讨在三个不同的时间框架内可再生能源整合面临的挑战。

### 3.1.2.1 频率稳定性

欧盟 27 国分布在多个同步电网中（见图 21）。这些独立的欧盟同步电网以 50Hz 的频率输送电力。系统运营商（SO）负责平衡频率，并防止出现可能导致系统减载、过载、电压崩溃和断电的重大频率偏差。

图 21 欧盟 27 国同步电网区域

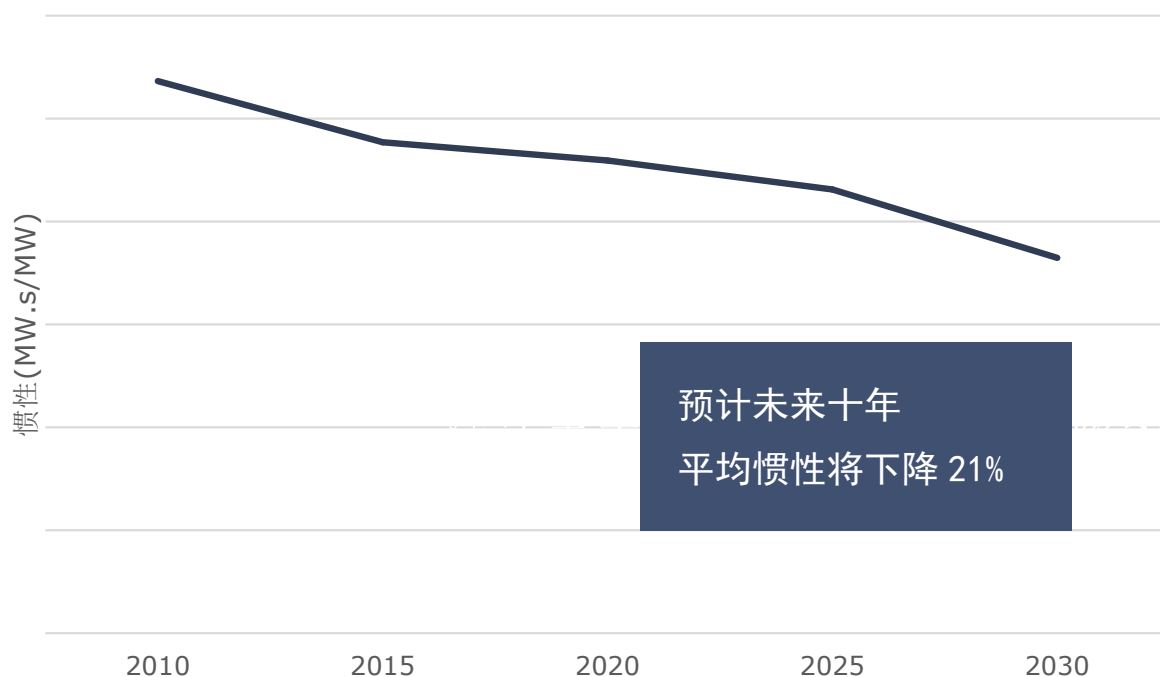


资料来源：AFRY 管理咨询

传统化石能源发电等发电设备具备系统惯量，电力系统依靠大量的系统惯量来维持电网频率的稳定性，防止频率发生较大变化，进而解裂依靠系统惯量维持平衡的交流电力系统。

随着越来越多的非同步可再生能源接入欧盟电力系统，电网的平均及最小惯性水平将下降，与此相反，在电力输入和输出之间出现不平衡的情况下，频率变化率（RoCoF）将增加（见图 22）。

图 22 欧盟电力系统的平均惯性



注：MW.s/MW 是一个惯性常数，是指每开启 1MW 容量所提供的惯性量。  
资料来源：AFRY 管理咨询

非同步可再生能源的增长正在导致系统惯性水平下降、局部无功功率波动以及能够提供黑启动服务的集中式电厂关闭。这迫使欧洲系统运营商重新考虑其辅助服务的采购方法，以确保电网实时及持续稳定。

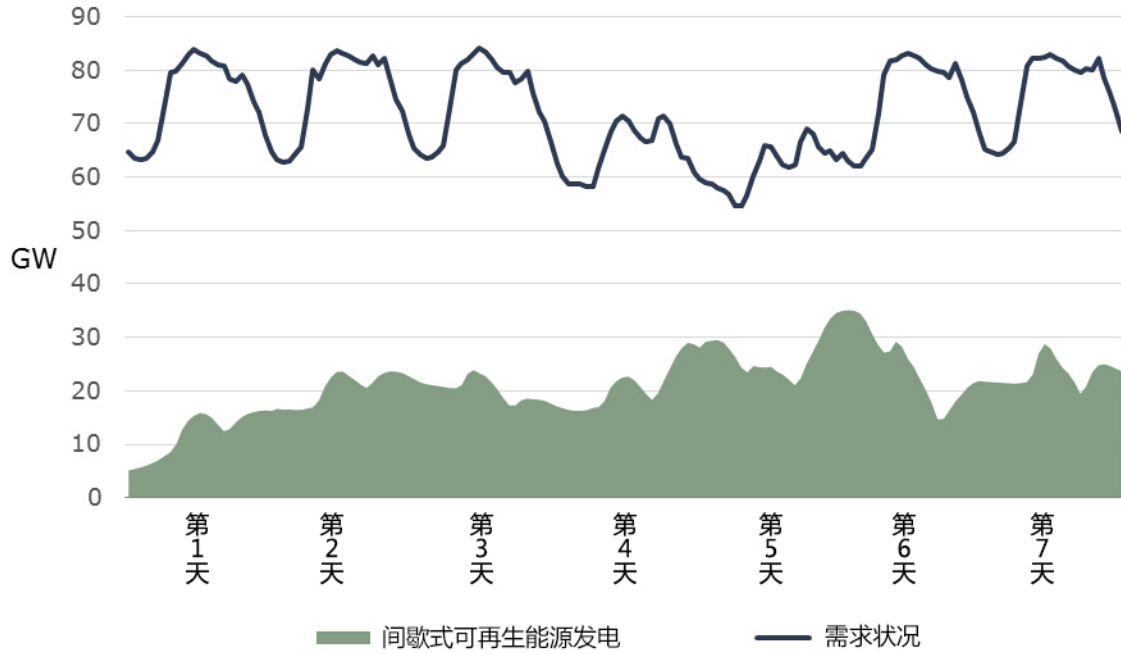
### 3.1.2.2 间歇性可再生能源发电的日平衡

为实现法定目标，随着间歇性可再生能源在整个欧盟的渗透率越来越高，每日电力供需匹配的挑战也越来越大。间歇性可再生能源的随机特性将给旨在满足剩余需求（Residual demand）的可控发电带来压力（见图 23）。

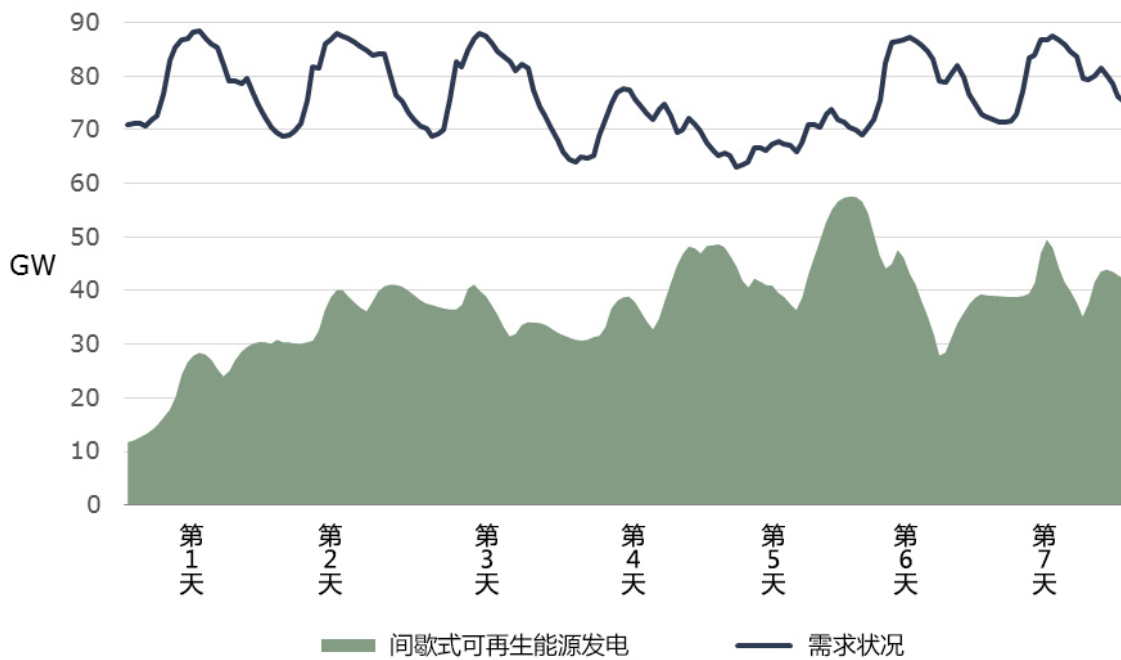
从系统运行的角度来看，与 2020 年相比，2030 年电力系统需要更大的灵活性，以中和越来越高的日内爬坡率并平衡前后两日较高水平的剩余需求。

图 23 2020 年和 2030 年电力系统每日运行情况

德国：2020 年一周内情况



德国：2030 年一周内情况



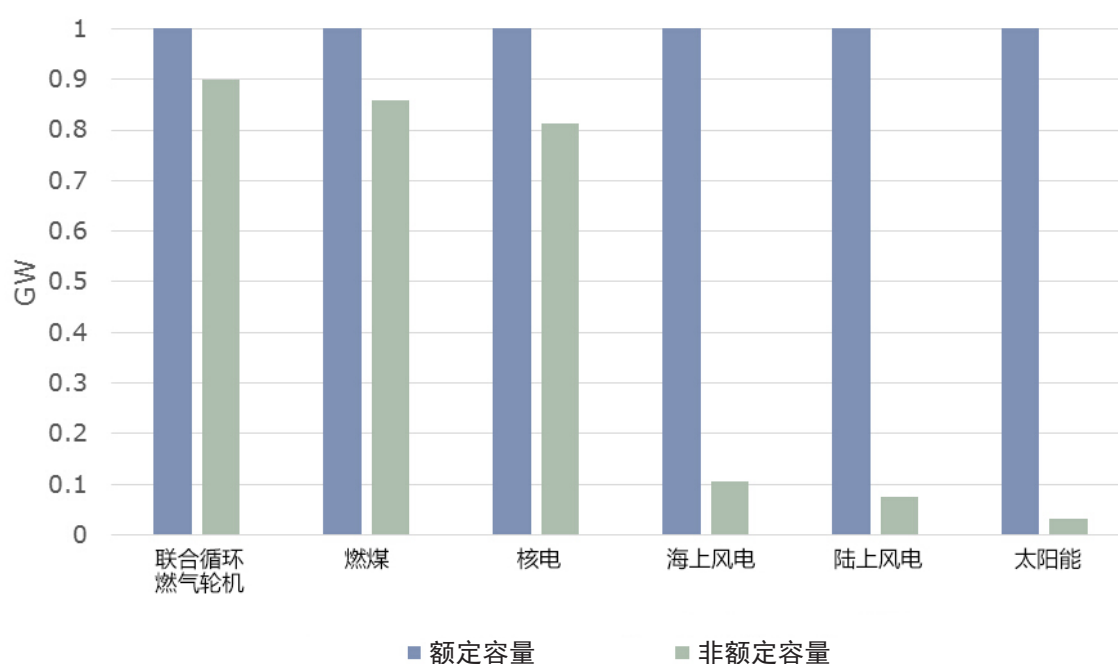
注：剩余需求是指可再生能源发电量和用电需求之间的差额。  
资料来源：AFRY 分析

### 3.1.2.3 保障峰值需求时的供电充裕性

供电充裕性的风险防范问题是欧盟非常关注的问题。在保障供电安全的大背景下，欧盟第2017/1485<sup>6</sup>和2017/2196<sup>7</sup>号指令组成了一个详细的规则手册，规定了输电系统运营商和其他利益相关者应如何行动和合作以确保系统安全。

风电和太阳能发电的不可调度性意味着确保电力系统的充足供应和脱碳努力往往相互矛盾。非额定容量（de-rated capacity）用来衡量某类电源在峰值需求时技术可行的供电比例。与传统电厂相比，风电和太阳能发电提供的非额定容量最低（见图24）：

图24 英国不同发电技术的额定容量和非额定容量



注释：不同电力市场的非额定容量裕度依据当地情况各有不同——以上数据出自英国市场。  
资料来源：NG ESO 容量报告，AFRY 分析

- **太阳能发电（冬季峰值需求市场）**：在北欧，峰值需求通常出现在冬季晚上；太阳能发电提供的非额定容量可以忽略不计，因为此时的太阳能发电量很少。
- **太阳能发电（太阳能发电峰值市场）**：在南欧，若峰值需求与太阳能发电相吻合，早期部署的太阳能往往会产生非额定容量。但是，随着峰值需求转移至夜晚晚些时候，即在太阳能可发电的时间之外，那么额外部署就会降低供应的充裕性。
- **风能**：风电的非额定容量取决于其是在陆上还是海上部署，以及当地风力资源、系统内的风电容量和风资源的空间分布，但即使假设这些都是最大化的，其占比也不可能超过15%。

6 欧盟委员会，制定输电系统运行指南  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:L:2017:220:TOC>

7 欧盟委员会，制定输电系统运行指南  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:L:2017:312:TOC>

可再生能源发电相对较低的短期成本已经导致传统火电厂的负载系数和经济性出现下降。若化石电厂和核电厂无法收回其固定成本，就不得不关闭，但是，如果任由市场自由发展（这是系统运营商通常想要避免的风险），就无法保证其非额定容量被取代。

### 3.1.3 吸引需求侧参与

在市场开放之前，传统的电力、供热和运输部门的运行基本上相互独立，电力仅为单向流动，即从化石能源需求发电商流向终端用户。传统系统运行的指导思想是集中预测并设法满足所有用户的需求和偏好。许多欧洲市场现已进入中间阶段，在这一阶段，新技术使得发电领域的响应性越来越强，越来越接近需求地。

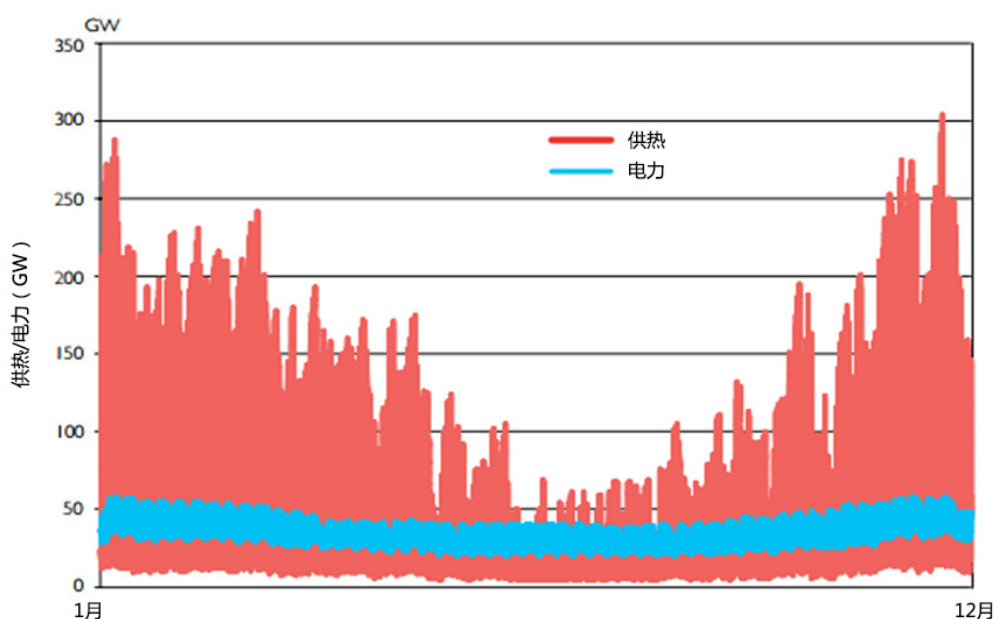
分布式发电和需求响应很难完全整合到由自上而下的集中式系统运行中。主要障碍是：

- **技术层面** - 向需求侧响应（DR）的参与者全面开放电力市场服务准入门槛，需要技术和运营方面的变革，例如部署智能计量技术和开发日益复杂的平台，以调度响应性需求。
- **商业层面** - 开发适当的商业需求侧响应计划，在提供系统价值的同时鼓励用户参与。

先进的信息通信技术、智能电表的日益普及以及大量创新型 DR 初创企业的涌入，都证明了日益智能化的需求侧响应前景十分光明。目前运用的大多数需求侧响应都极不成熟，并且主要局限于能源密集型工业消费者，他们因接受有可能出现的供电中断而获得经济激励，但很少期望实际需要作出这样的响应。AFRY 估计，全球目前只有 1-2% 的灵活性需求能够对供应短缺或过剩做出直接响应。

如今，人们期望零碳发电将主要来自间歇性可再生能源，因此，只有在新增的电力需求中嵌入灵活性，部门电气化才能与脱碳协同发展。如果没有嵌入灵活性，在比较供热和电力需求的变化情况后，就会发现供热电气化并不实用，如图 25 所示。

图 25 供热和电力需求变化情况比较



注：以上为英国市场的供热和电力需求情况。

资料来源：帝国理工学院，英国能源与气候变化部（DECC，GB 2010）

需求侧响应仍有很大潜力尚未被开发，尤其是空间采暖 / 水暖的电气化和电动汽车；间歇性可再生能源发电量的不断增加，需求侧响应的价值有望进一步放大。

### 3.1.4 电网投资和运行挑战

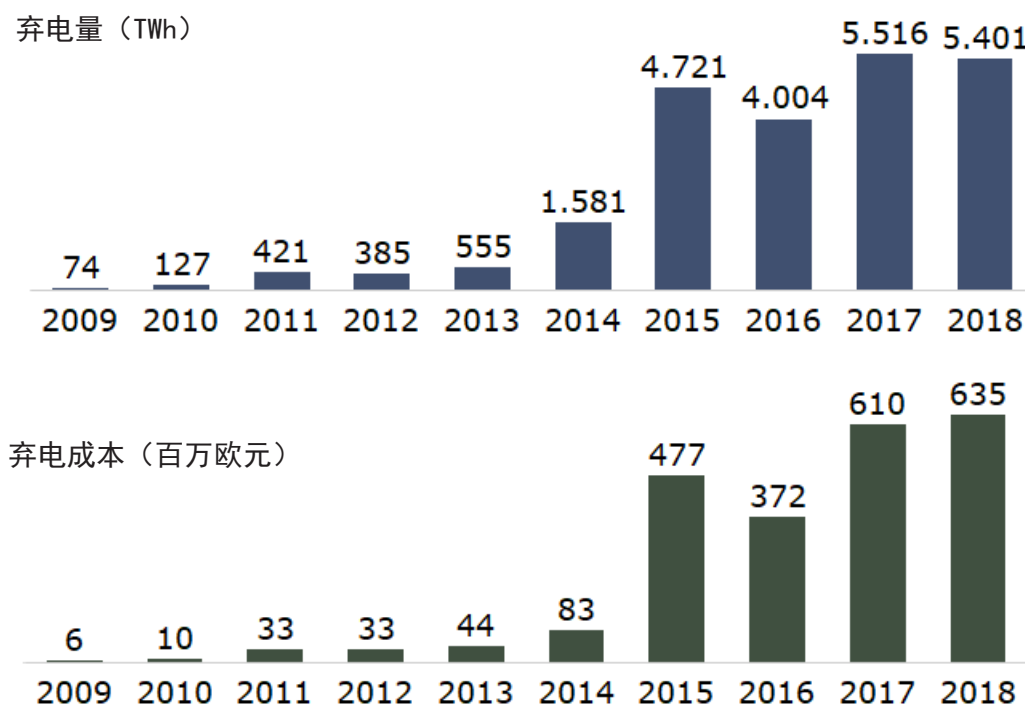
从历史上看，有些欧盟国家并没能综合考虑可再生能源项目的可行选址来有效规划未来电网基础设施。这在一定程度上可以归因为，在 20 世纪 90 年代至 21 世纪初行业重组期间规模经济的损失。充足的一个关键原则是拆分发电领域和电网规划 / 运营。与发电能力建设相比，电网规划和扩建所需时间较长，进一步加剧了系统协调挑战。

可再生能源的部署在很大程度上取决于资源禀赋和补贴支持情况，而不是电网限制。这导致相当多的风能部署在远离需求中心的偏远地区；大部分太阳能直接接入配电网和电表后端（BTM）。

这导致输配电网络出现了一些问题，包括：

- 高昂的输电网络加固成本，主要与可再生能源发电高峰期输电线路拥挤有关；
- 高昂的配电网络加固成本，主要与承载大量可再生能源发电有关，通常出现在局部地区；
- 输电与配电网络运营商（TSO 和 DSO）的作用以及网络实体之间的协调机制不明确；
- 因网络拥塞系统运营商再调度难度加大（见图 26）。

图 26 德国可再生能源弃电量及成本（2009–2018）



注：由于连接南北的输电能力不足，德国再调度问题尤其严重。北欧这样的地区对再配电的要求较低。  
资料来源：BnetzA



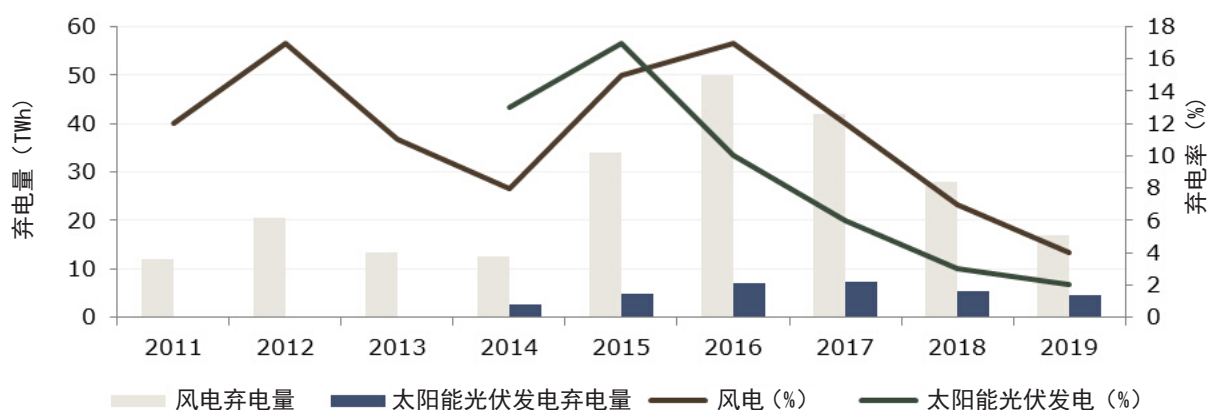
## 3.2 中国

中国电力系统在间歇性可再生能源并网消纳方面已经经历了重大挑战。这是缺乏灵活性的计划市场模式所致，因为此种模式尚未适应间歇性可再生能源发电商的短期运行和定价要求。

整合挑战还与地理位置密切相关。中国最好的可再生能源资源远离主要人口和负载中心的地区，因此需要大量输电容量来满足电力流动和消纳需求。

我们可从近期弃电统计中观察到系统和市场不灵活造成的影响。由于能源规划部门发布了一系列积极的政策，此前设定的弃电目标已经实现（到 2020 年减少到 5%）。

图 27 中国陆上风电和太阳能光伏发电弃电情况（2011–2019）



资料来源：国家能源局，AFRY 分析

由于中国努力实现 2030 年能源转型目标，区域可再生能源电力在电力系统中占比居高不下将会给弃电的治理带来持续挑战。

相对于今天，2030 年的电力系统将更易受气候或间歇性发电影响。到 2030 年，要解决的一个关键挑战将是释放系统灵活性。为了应对 2030 年电力系统间歇性发电情况，系统运营商将需要一系列资源来保证系统平衡，其中包括更灵活的火电厂、并网储能电池、抽水储能、互联线路和需求侧资源。

现有的市场和调度规则在 2030 年将变得无法适用。中国新兴的竞争性电力市场目前仍处于起步阶段。虽然“中长期”（远期）市场已在全国推出，但这些市场的产品数量仍然有限，市场参与度也因此受限。在适当的时间框架内部署灵活性资源是整合间歇性发电的必然要求，这将需要由市场结果驱动的运行调度，最好尽可能实现接近实时的电力交易。

截至本报告撰写之时，首批 8 个电力现货市场试点已全面启动试运行，更多的市场试点将会开启。现货市场对于间歇性可再生能源整合尤为重要，因此，需要广泛推广这些市场，以便能够在短时间内有效定价，并在省内和省际之间进行交易。同时，为了使市场能够准确反映供需情况，需要摒弃传统的计划用电模式。

目前，跨省市场整合程度仍然有限。虽然目前大量电力跨省和跨电网地区输送，但这主要由政府长期管控价格而非市场价格决定。这种系统缺乏短期灵活性定价机制，而这种灵活性机制正是间歇性可再生能源发电跨省整合所必需的。

本世纪 20 年代电力市场设计面临的一大关键挑战将是中长期市场和现货市场的协调统一，以便使可再生能源并网时能够进行交易，因此，需要修订中长期市场和现货市场的相关规则，使省间交易能够有效进行。

随着市场电的引入，批发电价预计将大幅下降，尤其会导致燃煤电厂的毛利率下降，很可能会使其沦为边际发电厂。

随着间歇性可再生能源广泛部署，价格蚕食效应可能会对边际发电厂产生影响。此外，短期价格波动加剧将会使非灵活电源面对更具挑战性的市场环境。这可能会导致当前包括全国许多地区持续投资煤电资产的形势发生逆转。

随着分布式光伏容量的增加，中国配电网也有可能面临高渗透率分布式发电并网消纳的挑战。2018 年，浙江嘉兴已经出现这种情况，那里近 80% 的电力负荷可由分布式光伏发电满足。对于许多配电网络，特别是华东电网地区，由于配电网饱和的理由，新增分布式发电容量已经面临并网限制。如果不采取新的技术管理措施，全国范围的新增分布式发电都可能面临并网限制。

目前，现有的跨区和省间输电容量往往未能得到充分利用。系统运行障碍使跨越数千公里的可再生能源西电东送能力受到限制。输电定价机制也削弱了输入电力的经济性。到 2030 年，要整合越来越多的间歇性可再生能源将需要建设新的容量。

随着竞争性市场的引入，简单延续现行固定上网电价机制（FIT）可能会造成一系列市场扭曲。享受固定上网电价机制的可再生能源容量有可能超过 350GW。若这些容量不受市场价格影响，就不能积极响应市场信号。在可再生能源密集地区，市场化不足可能会使现有的和未来的容量面临重大的平衡和价格蚕食挑战。

此外，新的绿色电力证书制度也给新投资者带来了机遇和挑战，因为它无法提供收益确定性。发电商可能面临市场定价和不平衡风险，而且没有固定补贴。

因此，为实现脱碳目标，要提高可再生能源部署水平，在未来十年内可能需要慎重思考现有及谋划的激励机制。

## 4. 应对挑战的主要解决方案

在本章中，我们将简要介绍和说明欧洲电力市场最新制定的、旨在应对可再生能源整合挑战的解决方案。驱动脱碳转型，将要求对市场进行再设计，从而使市场鼓励低碳技术投资和赋能新的低碳技术，同时保障供应安全，使家庭和工业电费控制在合理水平。

### 4.1 可再生能源激励机制

欧洲各国可再生能源支持机制近期的发展趋势是放弃固定补贴。各国政府淘汰了此前采纳的大多数固定上网电价，转而支持竞价拍卖和差价合约。这使得各国政府能够在鼓励新增可再生能源发电容量的同时，通过这些机制管理补贴预算负担。

以竞价拍卖为基础的补贴机制的一个典型做法是为可再生能源支持资金设定总预算，便于政府管理可再生能源补贴的总支出。这样一来，可再生能源发电企业能够在其需要的支持水平和能提供的可再生能源量的基础上争取合同。这使得可再生能源能够以最具竞争力的成本获得，而由此产生的差价合约的执行价格到目前为止也同样具有竞争力。

随着可再生能源在竞价补贴拍卖中持续拍出低于预期的价格，因此近期这种补贴机制可能将继续延续下去。鉴于此前的固定上网电价补贴通常无法充分地预见未来的成本下降情况，而竞价补贴拍卖的形式则能更好地针对成本下降作出反应。

如第三章所述，近期的许多补贴机制固有的一点是使可再生能源发电商暴露于更高的市场风险之下，因为其部分收入取决于批发市场价格。为了激励对可再生能源的进一步投资，同时也体现其预算责任，各国政府可能需要可再生能源投资者去努力适应更大的市场风险。这可能包括要采取一些措施，比如通过要求让可再生能源发电商承担不平衡成本，来更好地管理它们制造的不平衡。

欧盟的部分投资者现在对纯商业或以市场价格为基础的可再生能源项目的市场风险已经有了充分的认识。人们对于是否能在此基础上达成所期望的可再生能源发电量，目前尚不确定；并且由于部分投资者愿意仅投建以批发价格为基础的项目，补贴机制很可能还会发生进一步变化。

未来的补贴方式可以设计成提供某种机制来降低项目风险，而不是提供大规模的实际性补贴支持。与其指望可再生能源建立在商业“无补贴”基础上，不如采用“零补贴”合约，因为其能够提供一定程度的收入确定性，平衡批发市场敞口。发展方向是提供低价值补贴，而这从某种程度上降低了投资者的风险。这种支持对于继续激励间歇性电源主导的系统内的可变可再生能源发电投资可能是必要的。

### 4.2 应对系统运行挑战

随着间歇性可再生能源发电量的增加，灵活性调度应得到更多的重视和激励，以便能够迅速应对可再生能源发电量的波动。随着系统中发电量波动增加，在任何特定时间点所需的灵活性可能会更大。然而，预测未来何时需要灵活性也更加困难。这反过来又促使系统在短时间内获得灵活性。这通常是系统运营商需要管理的责任，而欧盟的趋势是，随着系统内可变可再生能源比例增加，系统运营商的作用更加凸显。

这在欧盟系统目前正在发生的一系列变化中得到了明显体现。第一，输电系统运营商确保其获取备用容量的方式正在发生变化。第二，越来越多的市场引入容量费用机制，以便确保有充足的容量可用。第三，更加重视跨境灵活性资源的调用。下文将依次介绍每种变化。

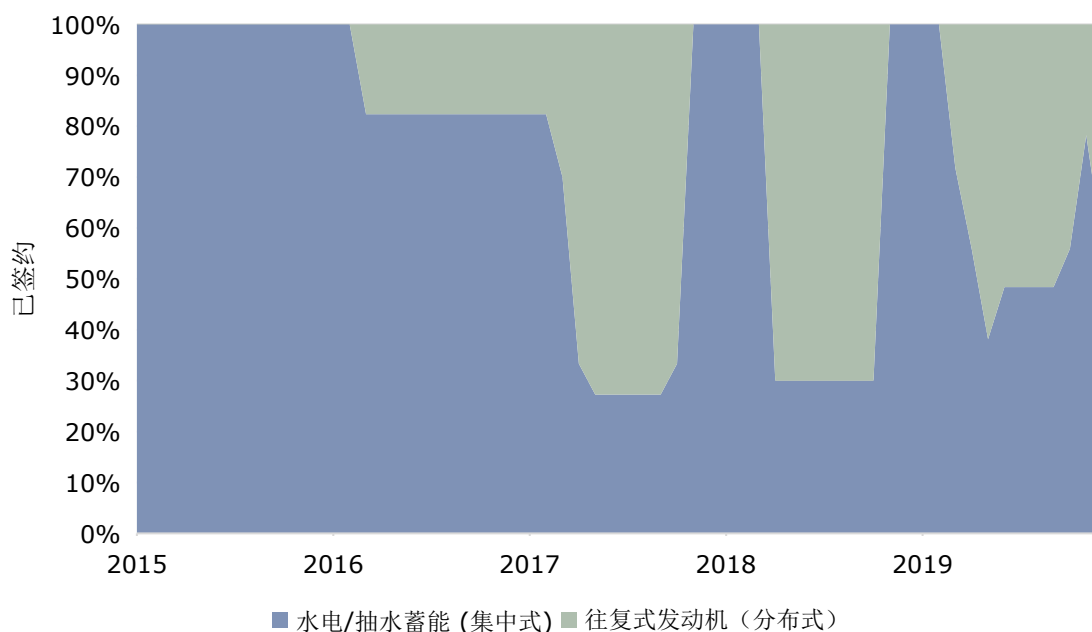
#### 4.2.1 频率稳定性——响应和储备

系统运营商采购备用容量是为了确保系统在突发事件时继续保持安全平稳运行，如电厂突发故障或可再生能源发电量偏离预测等。以前，这些服务是由低于最高负荷运行的火电机组提供，从而使系统运营商能够指导它们在短时间内提升产能，以便弥补发电量的不足并保持系统平衡。

在间歇性发电主导的系统中，运营商面临的挑战是火电厂的运行空间要小得多，更不必说在有容量余量的状态下运行来提供充分的灵活性。此外，可变性更大的系统意味着，为了管理突发的风电或太阳能发电量波动，需要更大的备用容量。

这使得系统运营商不得不向非传统电源来寻求灵活性，包括通常与配电网络相连的小型发电机，而非输电网络上的传统大型发电设施。例如，图 28 突出显示了分布式往复式发动机逐渐取代集中式水电站在英国辅助市场提供快速储备服务的趋势。系统运营商对灵活性的需求增大，为低电压等级电网相连接的灵活资产创造了机会，以提供其所需要的灵活性。

图 28 英国成功签约的不同技术类型快速储备份额（2015–2019）



来源：英国国家电网快速储备

这种变化产生了几种值得注意的结果：

- **更接近实时采购的短期容量服务：**并非总是需要较高程度的灵活性；当可再生能源发电量低时，继续从灵活发电机购买服务可能效率低下，而它们本可为批发市场供电。这意味着，备用容量的采购正在从长期合约向更接近实时的短期产品转型。

- **需要设定好输电和配电系统运营商的角色和关系：**例如，输电系统运营商可能希望获得与配电网相连的资源所提供的灵活性，而配电系统运营商可能有类似或相反的兴趣。
- **要从更多的供应商中获得更小单位容量的供应以维持必要的容量，需要运营商采用数字化的解决方案和新型平台：**灵活的容量储备现在通常较为分散，因此系统运营商在任何时间点的灵活性可见度都较弱。数字化的解决方案和创新平台将允许各广泛的非传统灵活性“聚合服务商”提供服务。

#### 4.2.2 跨境电力交易和平衡

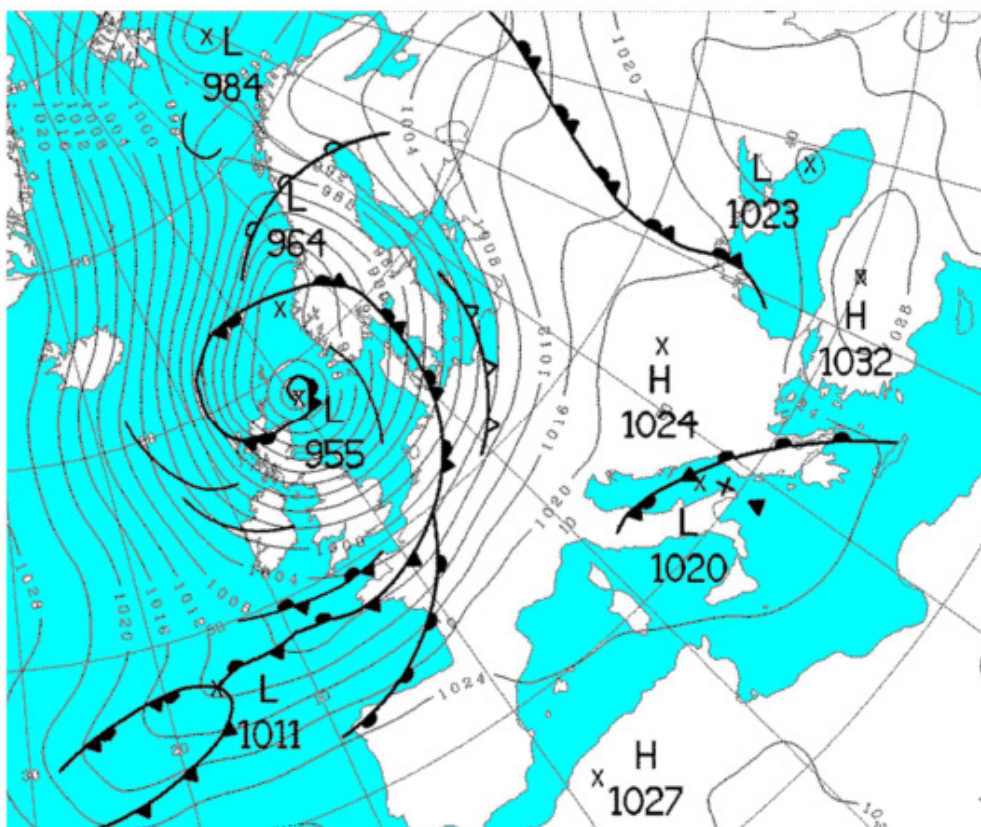
平衡间歇性发电的一个重要方面在于更大范围内的跨境交易和平衡。欧盟内部的互联性正在增强，这得益于新增的高压直流电线路的建设以及交流输电线路的升级改造。

下文的气象图对这一需求进行了举例（见图 29）。这是欧盟冬季典型的天气形势。西北欧地区处于严重低气压，极高的风速带来了较高的风电发电量。英国、比利时、荷兰和斯堪的纳维亚的部分地区在这种天气下均能达到极高的风电容量系数。高可再生能源渗透率会使这些国家的发电量过剩。

相比之下，许多南欧国家处于高气压，天气平稳和寒冷。意大利和德国、法国的部分地区的风力发电量较低，气温也较低。

增强跨境输电能力，对于确保将北欧多余的风资源充分地输送至电力需求较高的地区是必要的。对于间歇性强的系统而言，需要更强的跨境电力交易能力，并充分利用互联线路确保泛欧系统的平衡。

图 29 2008 年 2 月气压图



来源：英国气象局

欧洲正在协调电力平衡规则，以促进欧洲输电系统运营商之间的平衡资源的交换。欧盟委员会的《电力平衡指南》<sup>8</sup>（EB-GL）规定了欧洲平衡市场一体化的相关规则，其主要目标是加强欧洲的供应安全。

EB-GL 将在多个项目中得到贯彻实施。其中包括：

- **TERRE 项目**：泛欧替代储备交易所（TERRE）是为建立欧洲替代储备平台（RR 平台）而实施的项目。
- **PICASSO 项目**：自动频率恢复和稳定系统运行国际协调平台（PICASSO）是为建立欧洲频率恢复储备平衡能量与自动激活交换平台（aFRR 平台）而实施的项目。
- **MARI 项目**：手动激活储备计划（MARI）是为建立欧洲频率恢复储备平衡能量交易的手动激活平台（mFRR 平台）而实施的项目。

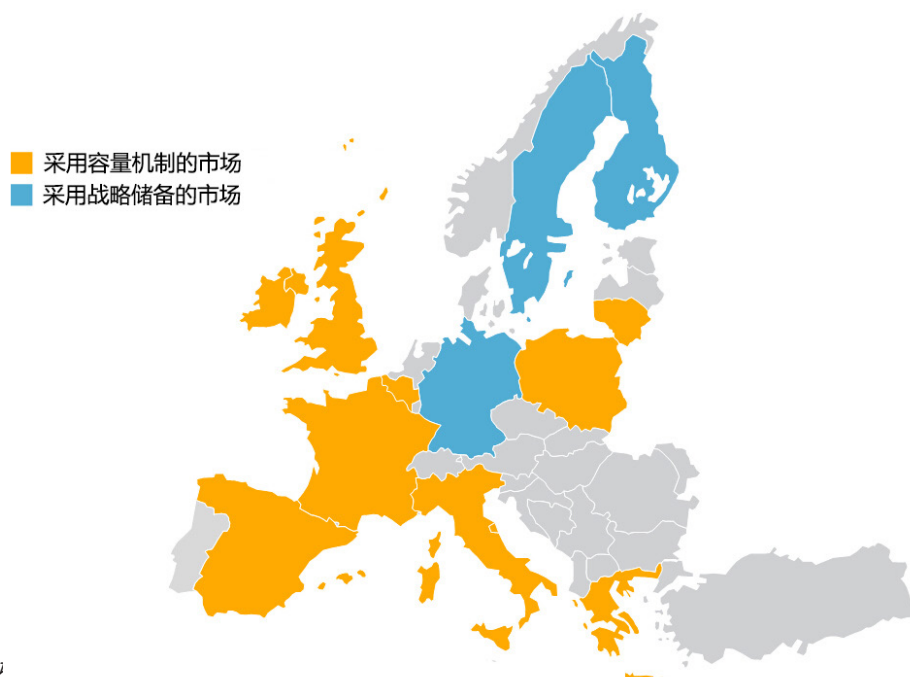
#### 4.2.3 利用容量补偿机制确保供应安全

随着可变可再生能源的增加，系统运营商更加关注用电需求高峰和可再生能源发电量低谷时容量不足的可能性。如第三章所述，可再生能源正在侵蚀火电发电量以及传统火电企业的盈利能力。但是，系统运营商仍然有责任维持充足的容量裕度，以便确保用电需求可以得到充分满足。

迄今为止，用来维持降低出力利润的主要工具是向发电企业提供所谓的容量补偿，即为发电企业在峰值需求时提供的实际容量予以补偿。有些市场则引入了战略性容量储备，在系统中保留部分发电机组仅为系统面临压力和容量不足风险时发挥作用。

无论这些容量机制的具体设计如何，其在各个市场中存在的目的大体相似，即当可变可再生能源不可用时，需要采取激励手段使容量保留在系统上。这表示人们的普遍认识已与 10-15 年前有了很大的不同，当时许多人认为仅有电量市场就足够了。

图 30 欧洲容量补偿机制分布图



来源：AFRY 管理咨

8 欧盟委员会，制定电力平衡指南  
<http://data.europa.eu/eli/reg/2017/2195/oj>

关于作为应对间歇性挑战方法的容量机制的有效性的讨论很多。但是，当仅在可用容量基础上考虑每瓦特价格时，这些机制通常被视为降低出力的有效方法。

#### 4.2.3.1 案例研究——爱尔兰可靠性选择方案

在新一体化单一电力市场（I-SEM）设计的早期协商中，曾考虑过取消容量补偿机制。SEM 委员会决定，为避免发电量不足的风险，应保留某种形式的容量补偿。然而，根据欧盟一体化市场，应实施一套更具竞争性的进程，通过拍卖的形式提供容量补偿。

爱尔兰实施的容量补偿机制（CRM）可使用可靠性选择方案（ROs），在年度统一拍卖中可按 T-1 和 T-4 两种拍卖计划够得，分别指在交付前一年和四年举行的拍卖。

可靠性选择方案（RO）是一种金融工具，如果电力市场的价格超过预定义的执行价格（实际上是 500 欧元 / 兆瓦时），系统运营商有权从发电商获得“差额付款”。随后，现货市场中会高价对冲这一负荷。

在拍卖过程中，输电系统运营商 EirGrid 先确定保证供应充裕性所需的容量，然后采购所需的 ROs 容量来覆盖这一容量，最终以获取所需 RO 容量的最低价格清算。

### 4.3 吸引需求侧参与

实现高比例可再生能源发电市场将与当前的市场现状大相径庭。当前市场可以粗略地描述为一个以负荷跟踪发电为主的市场，在该市场中，需求模式相对可预测，需求转移的机会有限。

相反，向高比例可再生能源系统转型意味着：

- 发电部门的灵活性可能会增强，这将给能够跟踪负荷的电源带来更大的溢价；
- 电力需求可能更加多变，因此电力峰值负荷转移的好处将放大；
- 通过供热、运输和电解领域的相关储能应用，有望使电力需求发挥更大的灵活性潜力（参见图 31）。

图 31 2050 年电力需求的潜在灵活性



资料来源：AFRY 管理咨询

因此，运用需求侧的灵活性存在明显的益处，将有助于实现低碳、廉价且安全的电力供应。

但是，需求侧的灵活性是实现两个政策目标的工具：即跟踪发电量（尤其是风电），以便从零燃料成本发电中获得最大收益（并降低其他发电成本）；平滑负荷，以最大程度地减少电网投资。考虑到可再生资源的位置与需求中心的距离将越来越远，以便获取更多可用的土地，更优质的风能资源，因此，这第二点目标也很重要。

为了适应间歇性可再生能源灵活性不足的情况，找到鼓励吸纳需求侧响应（DSR）提供商顺利进入市场的途径，并寻找他们提供的灵活性所能产生的价值将变得越来越重要。

## 4.4 促进有效投资

要对更大范围的网络基础设施和发电资产进行正确的投资，需要对市场设计和电力收费制度进行改良。支持能源转型的市场，必须能够在运营时间框架和投资时间框架中传递可靠的信号。这将需要公平、均衡地分配五个维度上的价值：

- **商品**——能源价值。
- **容量**——可靠性或可用性的价值。
- **能力**——灵活性的价值（例如响应速度）。
- **阻塞**——缓解网络阻塞或抵消网络投资的价值。
- **碳**——低碳发电价值（减少碳排放量）。

### 4.4.1 电网基础设施投资

如上一章所述，从过往经验上看，欧盟未能有效地规划未来的电网基础设施以及可再生能源项目的选址。

为新投资提供选址和容量动态价格信号，将有助于刺激新的可再生能源发电容量建在更贴近需求的地方，且分散性更强。这可能需要集中规划，以便确定那些相对于距离较远且可能造成电网拥堵的位置区域，在电网基础设施的建设成本方面更有利的区域。

除此之外，在提前规划未来在电网基础设施需求方面也可以做出一些改进，尤其需要规划好可能会部署大量项目的位置。尽管许多国家在某种程度上做到了这一点，例如德国和英国，但是如果在问题出现之前就将其扼杀在摇篮中，可能更具前瞻性，并能够掌握更多的主动权。英国近期提出了输电网络的扩展计划，但如果能够更早地提出这一规划，那么其现有系统所受的限制将减少很多。



## 5. 对中国的建议

随着中国开始着手制定“十四五”规划（2021-2025）中的各项目标和计划，并制定深化电力市场改革的新政策，因此有机会设计适应未来脱碳、分散和数字化电力系统的市场和政策。

本节借鉴了欧洲市场设计的最新思路，提出了一些建议以供中国参考。

### 5.1 可再生能源支持机制

为确保 2030 年和 2050 年电力供应中高比例可再生能源发电的渗透，监管机构需要考虑如何继续激励可再生能源容量的大规模投资。

尽管可再生能源技术成本已大幅降低，从根本上缩短了与常规发电技术之间的平准化成本差异，但这些投资具有资本成本高但运营成本低的结构特征，这意味着可再生能源仍需要管理价格和容量风险的相关机制。当前的上网电价补贴机制通过提供 20 年的固定价格保证来抵御价格风险。但是，随着时间的推移，绿色电力证书（GEC）的价格所能提供的确定性要低得多。

此外，当前的机制未能解决容量风险，无法弥补弃电损失，也无法解决间歇性问题。保障性收购确实旨在解决这个问题，但由于市场继续执行按小时的计划，因此这一机制在落实方面仍存在挑战。同时，这应与推出长期合同（当前远期合同仅限于月度或年度合同）同时进行。进入市场也应承担相应责任，因此可再生能源也应承担不平衡成本，从而在考虑系统稳定性的情况下激励可再生资源的部署。

但是，如果可再生能源直接参与批发市场，这可能会导致价格蚕食效应，这在德国和其他一些市场已经有所显现。尽管最初这种波动可能会引发担忧，但也为其他灵活性资源（例如电网储能电池、需求侧资源等）确保市场收入提供了机会，并且其增长反过来又将有利于减少波动。

未来的补贴机制设计都可以通过提供金融合约（如差价合约）来应对价格风险，通过竞争性拍卖设定补贴水平。事实证明，这些机制因其可以提供收入的可预测性有利于刺激投资，同时有利于达到补贴为零或近零的承诺。

在 2030 年之前，为了确保可再生能源电量的有效消纳，应尽快阐明可再生能源配额制的现行规则，并向电力供应商和消费者明确实现目标的相关责任。此外，应公布配额标准的计算方法，使投资者能够预测自己的绿色电力证书价格水平，以便作出长期投资决策。

### 5.2 电力市场设计

除了新的补贴机制外，中国未来的电力市场设计既应解决可再生能源整合问题，又应激发灵活性。

我们强调快速实施市场改革的重要性，尤其是引入发电计划平行回溯的发电调度规则与市场结果相一致的现货市场。

现货市场在技术上应该是中立的，允许可再生能源、电池和需求侧资源的参与，并应允许（尽可能）接近实时的电力交易。这将有助于整合可再生能源，允许间歇性发电厂在日内市场时间框架内的输出模式更加确定的情况下改善其市场地位。持续的交易反过来将允许不同的技术在不同的时间范围内从市场获得收入，进而促进现有资源的最佳部署。

此外，这些现货市场应该反映稀缺性价值。目前在市场试点中提出的价格上限和下限将阻碍灵活容量的部署，因为这将代表了各类灵活供应商的收入流。尽管对价格波动的担忧是合理的，但如果灵活性供应商能够利用这些因素，他们也将同样有利于减少波动性。能够提供系统灵活性供应的包括并网电池、灵活火电厂、互联线路、抽水蓄能和需求侧资源，例如大型电力用户和电动汽车。

需求侧的参与为增加系统灵活性提供了一个特别重要的机会。未来的市场设计应考虑将多种需求资源整合到电力市场中，使需求能够紧随间歇性日益增强的供应侧，从而有助于系统平衡并减少价格波动。应该通过简化对聚合服务商的要求来降低其市场准入障碍。正在进行的配电网部署和电力零售市场改革应作为其中部分措施加速推进。

同样地，灵活性供应商，包括更灵活的火电资产，将从随现货市场一起快速推出的辅助服务市场中获益。在新的辅助服务市场中，产品应允许短期采购和储备，以反映间歇性日益增强的供应侧的短期运营要求。因此，有了辅助服务市场和现货市场上的收益流，灵活性供应商将能够累积收入，从而进一步增加对这些关键资产的投资。

随着分布式风能和太阳能光伏发电容量的增加，市场应做出改变以反映越发呈现地区特性的运营需求。节点定价或省内明确的价格区间将使电价能够更好地反映出这些动态变化，尽管在这些之外还应配备金融输电权和长期双边合同等对冲机制，以提振投资者的信心。

配电网运营商需要整合数字技术，并发挥更积极的作用，因为对于输电系统的感知或管理而言，配电水平越来越具有挑战性。与此同时，更好地整合分布式技术需要在更细化粒度的层次上考虑系统储备和充裕性。2030 年的市场可能会考虑对系统充裕性进行分散采购。

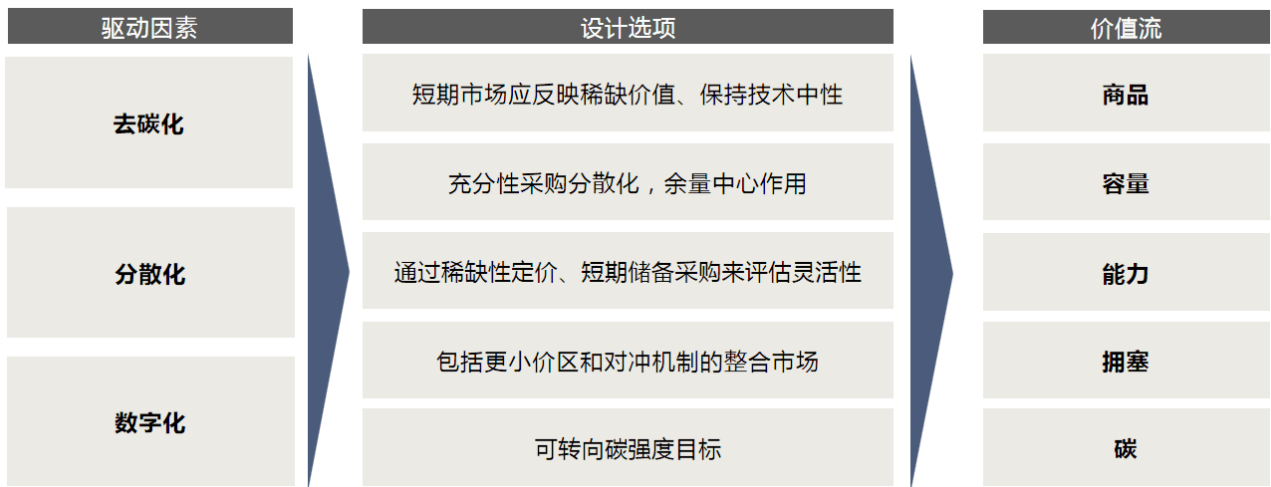
市场也应该整合。欧洲的经验表明，通过允许发电厂满足其他国家的用电需求，市场耦合有助于增加可再生能源整合的机会。同时，市场耦合有助于降低在单一电力市场开发和维护电力系统的成本。这一原则同样适用于中国。

随着市场在区域和国家层面的一体化发展，应协调市场规则，使不同省份市场的电价能够反映相同的大宗商品情况。中国的市场耦合可能会极大地帮助可再生能源的整合，同时减少省级市场权利对市场部署的障碍，并最有效地利用现有发电容量。除了市场耦合之外，还应考虑扩大现有的特高压交流和直流互联线路的容量。有了有效的市场价格和适当的输电收费制度，电网规划者将能够更好地确定新电网互联项目的经济可行性。

最后，市场设计应考虑适当的碳定价。随着可再生能源补贴减少，适当的碳定价将使无补贴或商业可再生能源项目崭露头角，因为与化石燃料发电相比，可再生能源发电价格将越来越低。

我们在图 32 中总结了以上市场设计建议。

图 32 促进可再生能源整合的市场设计比选



资料来源：AFRY 分析

## 6. 对中欧能源合作平台的建议

在本文中，我们还被要求回答一个问题：在未来的合作活动中，中欧能源合作平台（ECECP）应关注哪些方面？

本文的作者向 ECECP 提供以下建议，旨在为其下一步行动提供参考。

欧洲和中国的电力系统之间存在许多相似之处，尤其是在脱碳化、分散化和数字化程度不断增强的电力系统方面，双方面临同样的挑战。


同时，许多挑战的解决方案均很常见。因此，我们强调系统灵活性应是双方交流的关键问题。

系统灵活性对于克服因间歇性日益加剧而给电力系统带来的挑战至关重要。由于现在尚不存在全套的解决方案，因此双方可以相互学习，实现互惠互利。


未来，双方有待探索的合作领域可能包括旨在促进灵活性资源部署的市场设计和市场机制。

这些资源包括灵活的火电厂、并网储能电池、电网互联线路，以及需求侧资源，例如消费者需求响应、虚拟电厂、能与电网进行互动的电动汽车，以及电表后端储能电池等。

此外，双方还可以就配电网络和地方性能源市场的角色演变进行交流。

 86-10 6587 6175

 [info@ececpc.eu](mailto:info@ececpc.eu)

 中华人民共和国，北京市朝阳区建国门外大街 2 号，  
银泰中心 C 座 31 层，3123 & 3125，100022

 [www.ececpc.eu](http://www.ececpc.eu)



中欧能源合作平台项目由欧盟对外政策工具资助