



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

欧盟和中国的能源建模报告

2021 年 11 月



欧盟资助项目

本报告撰写人：

EA Energy Analysis

Peter Børre Eriksen
Janos Hethey

Lars Møllenbach Bregnbæk
Lars Pauli Bornak

发改委能源研究所 (ERI)

时璟丽

国网能源研究院 (SGERI)

戴宏才

中国电力企业联合会 (CEC)

张琳 雷晓蒙

为本报告撰写提供支持的专家学者还包括：

发改委能源研究所

韩雪 惠婧璇

国网能源研究院

张宁 菅泳仿 李江涛

中国电力企业联合会

董博 李艺 叶静 吴立强

中欧能源合作平台 (ECECP)

网站：<http://www.ececp.eu>

电子邮件：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。ECECP 第二阶段项目由 ICF 国际咨询公司和中国国家发展和改革委员会能源研究所共同组成的联合执行机构共同实施。欧盟 (DG ENER) 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转达的信息仅来自作者本人，而并不代表欧盟、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>)

© 2021 European Union. All rights reserved.

中文编辑：赤洁乔，英文编辑：Helen Farrell。



目 录

执行摘要	1
1. 概 述	3
2. 增强中欧能源系统建模能力 – 建议	6
2.1 概述	6
2.2 中国和欧盟现有的能源系统模型	6
2.3 能源系统模型的发展	9
2.4 对建模方法和目标达成共识	10
2.5 市场环境下的电力系统建模和规划	13
2.6 模型的挑战和警示说明	16
2.7 对高比例可变可再生能源的表示	18
3. 对中国和欧盟未来建模的建议	20
3.1 加强部门耦合建模	20
3.2 以可变可再生能源和储能为重点的加强建模方法	21
3.3 电力系统的互联性日益增强，需要扩大建模范围，即使是局部分析	22
3.4 数据获取	22
4. 中国和欧洲电力市场发展比较	23
4.1 中国电力市场发展	23
4.2 中国与欧洲电力市场发展和现状的比较	27
5. 中国当前的输电规划过程	29
5.1 中国电力系统规划	29
5.2 中国输电规划实践	31

6. 欧洲输电系统规划	35
6.1 欧洲输电系统运营商网络 (ENTSO-E) 概述	35
6.2 ENTSO-E 十年电网发展计划 (TYNDP) 概述	36
6.3 TYNDP 结果 – 概述	36
6.4 共同利益项目 (PCI)	37
6.6 ENTSO-E 全系统成本效益分析 (CBA) 方法	40
7. 情景设定	47
7.1 概述	47
7.2 SGERI 情景设定	47
7.3 ERI/CNREC 情景	49
	59
8. 模型	62
8.1 简介	62
8.2 候选模型和应用模型的选择	62
8.3 SGERI 模型主要特性简述	62
8.4 ERI/CNREC (EDO) 模型的简述	66
9. 模型电网的描述	70
9.1 概述	70
9.2 SGERI 电网初始状态	70
9.3 ERI/CNREC 电网初始状态	71
10. 结论	74

执行摘要

本报告是中欧能源合作平台（ECECP）关于欧盟和中国能源系统建模的报告。

对能源系统建模的能力要求在过去几十年中不断发展变化。随着可再生能源（RES）份额的提高，出现了新的挑战。《巴黎协定》的气候目标和国家温室气体减排战略均涉及国家能源系统的重构。为了实现气候目标，需要适当的模型。

本研究的主要目的是描述目前的建模挑战和注意事项，并为中国和欧盟未来的能源系统建模提供建议。改进的未来模型将为在能源系统中整合更多可再生能源和其它新兴技术铺平道路，从而减少温室气体排放，推进清洁能源转型和应对气候变化。

改进能源系统建模的主要建议如下：

- **加强部门耦合的建模：**
在应对气候变化的过程中，需要利用不同能源部门和网络（电力、天然气、氢气、热能、工业过程、运输）之间的协同效应。其相互作用通过不同能源载体之间的能量转换来实现，以提供服务，并确保从全面的角度对每个载体进行最佳管理。
风能和太阳能的成本正在迅速下降，这将为这些可再生能源整合到其他部门，并将其置于未来能源系统的核心提供了强有力的动力。
- **加强建模方法，强调可变可再生能源和储能：**
随着可变可再生能源（VRE）在电力系统中所占份额逐渐增加，考虑到时间和空间上的相关性，以高分辨率对风能和太阳能发电进行建模变得越来越重要。此外，还应进一步加强模型展示储能的时序以及储能与 VRE 之间相互关联的能力。
- **随着电力系统互联增强，需要扩大建模范围——即使是局部分析：**
模型节点之间（例如，价格区域）以及国家之间的互联 / 输电线路数量不断增加，以及市场耦合的不断加强，使得有必要扩大能源系统模型的覆盖范围。模型需要考虑相邻的地区 / 国家，即使研究重点更多是地方层面的问题。
- **改善信息获取有助于为能源领域的国际合作提供支持，例如中国和欧盟之间的合作：**
中国可以从欧洲透明度平台（European Transparency Platform）中汲取灵感，该平台不仅提供接近实时的数据，而且还同时提供历史数据。在此方面，中欧显然具有进一步合作的潜力。
- **增强的系统建模必须考虑市场设计和改革：**
市场在推动未来能源系统发展方面的作用日益凸显，是系统规划的关键边界条件。在 20 多年的能源市场自由化基础上，欧洲积累了大量经验可供分享。中国于 2015 年 3 月启动的新一轮能源市场改革，市场行动和规划决策之间正在建立关键联系，这需要能源系统建模的支持。

欧盟和中国都做出了雄心勃勃的坚定承诺，要在本世纪中叶左右摆脱化石燃料，实现气候中和。这十年将是扭转全球碳排放曲线的关键十年，从而使世界走上遏制气候灾难和履行巴黎协定全球承诺的正确轨道。根据国际能源署的《2020 年世界能源展望》，2019 年，欧盟和中国的碳排放总量占全球的 37%，能源部门占全球碳排放量的 41%。因此，中国和欧盟的能源转型对于全球成功实现净零目标至关重要。能源转型涉及到能源供需、能源技术开发和部署，以及与之相关的体制框架方面的深刻变化。欧盟和中国有必要在这方面加强合作。

能源系统是复杂的、相互关联的，并与经济和现代生活的所有重要方面紧密相连。因此，需要高质量的能源系统建模来支持能源转型。能源系统建模有助于使决策者和利益相关者在制定政策、进行投资，以及运行新的能源系统时能够做出正确的决策。欧洲和中国有义务向世界证明，能源转型可以成功且高效地完成，且不会对经济产生不利影响。

注：第 4 和 5 章概述了中国电力市场的发展和规划过程，ENTSO-E 电网规划模型中国演示报告中也同样包含这些章节。为了完整起见，两份报告中都包含了这些部分。

1. 概 述

本报告是中欧能源合作平台（ECECP）支持下的中欧能源系统模型报告，基于 ENTSO-E 电网规划模型中国演示项目。

本报告旨在概述中国和欧盟目前的能源系统模型，并对这些模型的进一步发展，包括潜在益处、挑战和局限性提出建议。

该报告由 Ea energy Analysis 编写，该公司也是为中国展示 ENTSO-E 电网规划模型中国演示报告的牵头方（简称为 ENTSO-E 中国演示报告）。本报告的编写由 ICF 负责总体协调，中国电力企业联合会（CEC）、国家发改委能源研究所（ERI/CNREC）以及国网能源研究院（SGERI/CNREC）也均为此份报告做出了重要贡献。

第 2 章概述了中国和欧盟当前的能源系统模型，并对未来如何增强建模能力提出建议。

第 3 章提出了中国和欧盟能源系统模型的改进建议。

第 4-9 章详细概述了中国和欧洲进行能源系统分析和建模的基础和背景，重点关注电力市场。

第 4 章介绍了中国电力市场的发展，并与欧盟电力市场进行了比较。

第 5 章介绍了中国当前的输电规划过程。

第 6 章介绍了欧洲 ENTSO-E 的输电规划方法。

第 7 章提供了中国未来能源供需预测情景的相关信息。

第 8 章详细介绍了能源系统规划的两个重要模型：SGERI 的内部模型和 ERI/CNREC 的 EDO 模型。

第 9 章介绍了 SGERI 和 ERI 模型中电网描述的背景信息。

第 10 章对报告进行了总结，并为提高中国和欧盟建模能力提出了建议。

名次解释:

缩写	解释
AC	交流
ACER	欧盟能源监管机构
API	应用程序接口
bn	十亿
bcm	十亿立方米
BIPV	光伏建筑一体化
CAPEX	资本支出
CBA	成本效益分析
CEC	中国电力企业联合会
CfD	差价合约
CGE	可计算一般均衡
CNREC	中国国家可再生能源中心
CREAM	中国可再生能源分析模型
CREO	中国可再生能源展望
CS	消费者剩余
CSG	中国南方电网公司
CSP	光热发电
DC	直流
DEA	丹麦能源署
DG	分布式发电
EC	欧盟委员会
ECECP	中欧能源合作平台
EDO	电力和区域供热优化（模型）
EENS	期望缺供电量
ENS	缺供电量
ENTSO-E	欧洲输电系统运营商联盟
ENTSO-G	欧洲天然气网络系统运营商联盟
ERI	国家发改委能源研究所
EU	欧盟
EUCS	欧盟委员会情景
EV	电动汽车
FCA	远期容量分配
FYP	五年计划
GCA	全球气候行动（情景）
GTC	电网传输容量
GW	吉瓦（百万千瓦）
G2P	气体发电
HVDC	高压直流
ICE	内燃机引擎
ICF	ICF 国际咨询公司
IDC	网络数据中心
IEA	国际能源署
KPI	关键性能指标
kV	千伏
kW	千瓦
LCOE	平准化发电成本

缩写	解释
LEAP	长期替代能源规划系统
LOLE	缺电时间期望
MWh	兆瓦时（0.1 万千瓦时）
NAIC	正常年度投资计算
NEA	国家能源局
NDRC	国家发展和改革委员会
NPV	净现值
NTA	不可传输替代
OECD	经济合作与发展组织
OPEX	运行维护支出
OPF	最佳电力潮流
O&M	运行维护
PCI	共同利益项目
PINT	逐一加入法
Prosumer	产销者
PS	生产者剩余
PV	光伏
PX	电力交易
P2G	电制气
P2X	电力多元化转换
RAB	受监管资产
RE	可再生能源
RES	可再生能源系统
RMB	人民币（元）
SEW	社会经济福利
SERC	国家能源监管委员会
SGCC	国家电网公司
SGERI	国网能源研究院
SoS	供应安全
SPCC	国家电力公司
ST	可持续转型（情景）
tce	吨标煤
TOOT	逐一去掉法
TPA	第三方接入
TS	输电系统
TSO	输电系统运营商
TWh	太瓦时（十亿千瓦时）
TYNDP	欧洲电网十年发展计划
T&D	输配
UHV	特高压
UHVDC	特高压直流
USPV	公共事业级光伏
VALCOE	平准化发电成本调整值
VIU	垂直一体化公用事业公司
VRE	可变可再生能源
V2G	车辆到电网
Wh	瓦时

2. 增强中欧能源系统建模能力 – 建议

2.1 概述

本章主要基于 ECECP 旗舰项目“ENTSO-E 电网规划模型中国演示”，概述了中国和欧盟现有的能源系统模型，以及能源系统模型发展的益处、挑战和局限性。此外还就如何加强中国和欧盟能源系统的建模能力提出了若干建议。

充分认识能源系统模型开发所涉及的挑战，将有助于促进中国和欧盟的能源系统的发展。本章所提供的建议旨在改善相关模型以及能源投资，从而为更好地为清洁能源转型提供支撑。

2.2 中国和欧盟现有的能源系统模型

2.2.1 简介

有关能源系统的决策需要建立在强大可靠的分析和模型基础上。能源系统模型是在考虑社会经济行为和物理约束的情况下，模拟能源如何生产、转化和被消费的计算模型。

通过这些模型可以洞察一系列问题，包括能源供需、气候变化缓解途径以及能源、环境和经济政策的影响。

能源系统的建模非常困难，主要在于能源系统组成部分极其复杂，而且各部门之间以及消费者和生产者的行为之间存在着广泛的经济联系。近年来，可变可再生能源、分布式能源、电气化和灵活性需求的发展使建模工作面临更多挑战。

关于政治决策、经济激励和社会行为的假设可能对结果产生很大的影响，特别是对于长期预测而言。这些不确定性通常通过设定不同的未来情景进行处理，这些情景构成了建模工作的基础。

2.2.2. 中国能源系统模型

在过去的三十年里，中国发展了各种各样的经济模型，但针对能源系统的复杂模型相对较少，而且是最近才出现的。

中国可再生能源展望 2018（CNREC, 2018）¹ 中描述了这一发展。中国最早的能源系统模型是在 20 世纪 80 年代开发的，大多是简单的模型，旨在对能源需求进行预测。

直到上世纪 90 年代，中国才开始开发更先进的能源系统模型：

例如：1997 年，国务院发展研究中心与经合组织发展中心合作，开发了中国第一个可计算一般均衡（CGE）模型。

¹ CNREC. (2018). 2018 年中国可再生能源展望

1999 年，中国社会科学院数量与技术经济研究所与莫纳什大学也合作开发了 CGE 模型，国家计委能源研究所开始与日本国立环境研究所合作，基于亚太一体化模式构建中国综合政策评估模型（IPAC）。

21 世纪初，中国的模型研究开始蓬勃发展。2001 年，清华大学的一个研究小组开发了 MARKAL-China 模型，并将其应用于包括北京和上海在内的多个地区的能源系统规划中。

2004 年，同一清华团队将自上而下的宏观模型与自下而上的 MARKAL 模型相结合，创建了一个用于研究碳减排战略及其对能源系统影响的 MARCAL-MACRO 中国模型。此外，上海财经大学还建立了一个能源经济环境模型，用于分析上海工业部门的“绿色 GDP”。

表 2.1 总结了目前用于分析中国能源系统的最重要的能源系统模型（CNREC，2018）。

该表并不是一个全面的清单；中国的许多模型，如中国电力科学研究院和国家电网经济技术研究所使用的模型，都是高度机密的，没有公开的文件或研究报告。此外还有一些用于学术研究的模型，但尚未广泛应用于决策。

表 2.1：中国目前使用的重要能源系统模型

模型	全名	类型	地理分辨率	规划范围	主要用户
MRIO	多区域投入产出模型	自上而下的输入 / 输出	区域	短期	中国科学院
EPPEI 规划模型	EPPEI 发电规划模型	自下而上优化	国家	中长期	电力规划设计总院
EPS	能源政策解决方案 / 模拟器	系统动力	国家	长期	国家气候变化战略与国际合作中心
IPAC-ERI	综合政策评估模型	混合	国家、地区、省	长期	国家发改委能源研究所
CRAME（CGE、LEAP、EDO）	中国可再生能源分析模型	混合	国家	长期	发改委能源研究所 / 可再生能源中心
CGE-NCEPU	可计算一般均衡模型	自上而下的 CGE	国家	短期	华北电力大学
GCAM- 中国	全球综合评估模型	市场均衡	国家	长期	太平洋西北国家实验室
MSCGE	多部门可计算发电平衡模型	自上而下的 CGE	国家	中期	国务院发展研究中心
GESP	发电系统规划模型	自下而上优化	国家、地区	中长期	国网能源研究院
DCGE-SIC	动态可计算一般均衡模型	自上而下的 CGE	省	短期	国家信息中心
中国 -TIMES	中国 MARKAL-EFOM 系统集成模型	自下而上优化	国家	长期	清华大学
MARKAL-MACRO 中国	市场配置模型与宏观经济模型	混合	国家	长期	清华大学
清华 - MARKAL	市场配置模型	自下而上优化	区域	长期	清华大学
SWITCH- 中国	太阳能和风能与输电和传统能源相结合 - 中国	自下而上优化	国家	中长期	加州大学伯克利分校，石溪大学
MESSAGE	能源供应战略选择及其一般环境影响模型	自下而上优化	国家	长期	中国科学院大学

2.2.3 欧盟能源系统模型

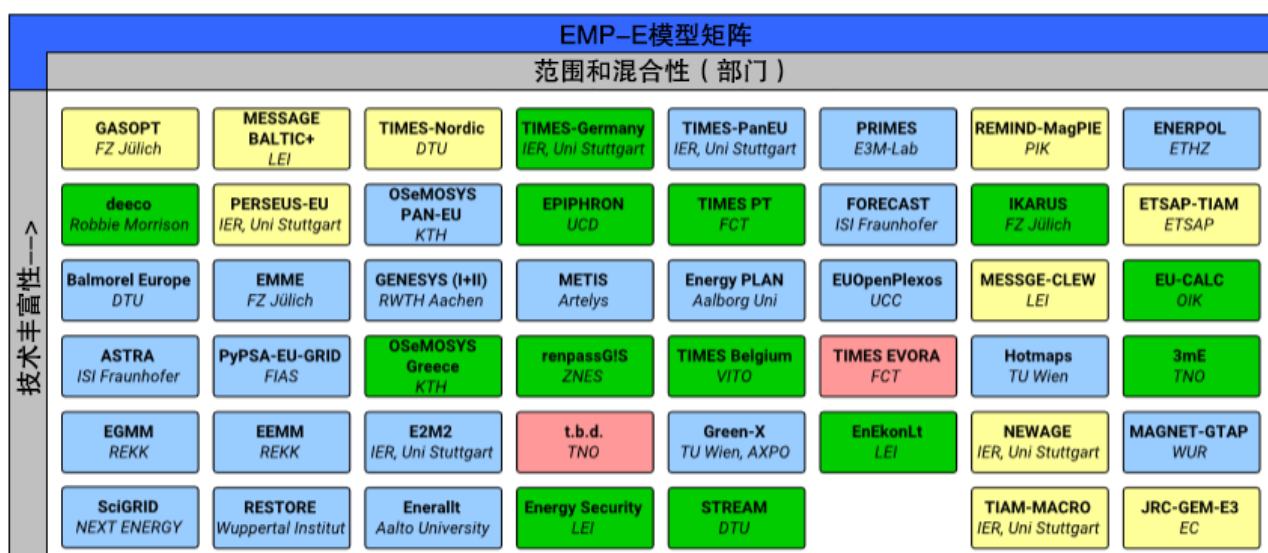
欧洲有许多模型。对这些模型及其范围进行全面概述是一项艰巨的任务，这使得模型比较工作耗费大量资源。

自从第一批关于概述和分类并尝试比较能源系统模型面世以来，如 (Huntington, H.G, 1982)²，多年来该领域有许多研究采用不同的方法来完成这项任务。

2017 年，欧洲在描述欧盟能源系统模型及模型分类方面取得重要进展，建立了能源建模平台(EMP-E)。该平台是地平线 2020 研究和创新计划的一部分，旨在促进建模者和决策者之间的合作，以便为欧洲能源情景项目提供一份经同行评议的模型和政策见解摘要。

在该平台 2017 年举行的启动会议上，对 47 种不同的能源系统模型进行了描述和分类。结果如图 2.1 所示，其中还显示了模型名称和主要用户 / 开发者（研究机构 / 大学）。

图 2.1：EMP-E 模型矩阵（蓝色 - 欧盟、绿色 - 国家、红色 - 区域、黄色 - 其他）
(Müller, Gardumi, & Hülk, 2017)³。



模型按三个维度进行分类：1）技术丰富性；2）范围和混合性（从单一部门分析到多部门分析）；3）地域重点：如下所示：

- 颜色表示地域重点：蓝色代表欧盟，绿色代表国家，黄色代表其他。
- 模型矩阵的 x 轴显示模型的范围和混合，从左（一个行业）到右（多个行业）。从能源系统建模的角度来看，终端能源部门（电、热、液体燃料、天然气）和需求部门（家庭、工业、商业 / 零售、运输 / 移动性）通常是不同的。然而，在 2017 年的 EMP-E 会议上，

² Huntington, H.G. (1982). Modelling for insights not numbers; the experiences of of the energy modelling forum, Omega.

³ Müller, B., Gardumi, F., & Hülk, L. (2017). Comprehensive representation of models for energy system analyses- Insights from EMP-E. Energy Strategy Reviews.

包括生态、土地利用、健康和行为等其他部门的模型也受到了关注。因此，没有建议在轴上细分行业，也没有给出行业数量的多少，将解释留给建模者。

- y 轴表示技术的丰富性。底部展示了具有聚合技术表示的模型（如经济范围的模型）。顶部展示了具有技术细化的模型，例如自下而上的模型。至于 x 轴，考虑到矩阵中的各种模型和术语“技术”的广泛定义，没有提供技术丰富程度的尺度。

EMP-E 旨在为建模者之间以及与能源部门参与者之间提供一个不间断的互动交流空间。

2.2.4 结论

无论是在中国还是欧盟，都有并正在大力应用能源系统模型。这些模型被广泛使用，以更好地了解能源系统及其潜演变和最佳配置，或用于评估技术的最佳渗透情况或评估特定措施可能产生的影响。

考虑到这些模型的广泛用途，ECECP 支持欧盟和中国当前和未来的建模能力具有十分重要的意义。

2.3 能源系统模型的发展

在过去几十年中，能源系统模型的要求发生了变化。随着可再生能源渗透率的提高，新的挑战也随之出现。除了实现《巴黎协定》的气候目标外，国家温室气体减排战略也会涉及国家能源系统的重构。为了实现气候目标，需要有充分且适当的模型做支撑。

通过总结能源系统模型的发展历程⁴，可以看出其最新发展与当前和未来的一些研究问题紧密相关。为了回答这些有分歧的问题，模型必须更加灵活且透明。

能源系统建模的一个主要趋势是开放的资源和信息获取，以及数据透明，这将有助于改善未来的模型开发。

为了推断当前趋势并考虑未来的挑战，模型将需要涉及越来越多的计算工作。可再生能源份额的增加、新兴的跨部门技术、储能需求以及不断增长的国际能源市场，都使得模型的复杂性继续增加。此外，技术特性、替代技术的成本，以及未来的天气条件，都具有很大的不确定性。此外，国家间系统互联的增强将导致模型的规模和问题的复杂性进一步增加。

传统的优化和综合评估模型被广泛用于制定以政策为主导的未来转型情景，通常涉及能源系统从化石能源向绿色技术的转型。

这些模型可以帮助决策者了解如何实现长期的脱碳目标，以及如何通过选择低碳能源技术的组合来实现这些目标，同时将总成本降至最低。这些模型通常⁵包括一个对未来成本和价格趋势有着完美预见⁶的单一决策者。一些模型能够在有瑕疵的预见下运行，这限制了关于未来的信息。

⁴ Lopion, P. et al. (2018). A review of current challenges and trends in energy systems modelling. Renewable and sustainable energy reviews 96, 156-166.

⁵ Hanna, Richard et al. (2021). How do energy system models and scenario studies explicitly represent socio-economic, political and technological disruption and discontinuity? Implications for policy and practitioners. Energy Policy 149, 111984.

⁶ Model perfect foresight means that the “model” knows what is going to happen to the exogenous parameters in the whole model horizon

2.4 对建模方法和目标达成共识

2.4.1 模型分类

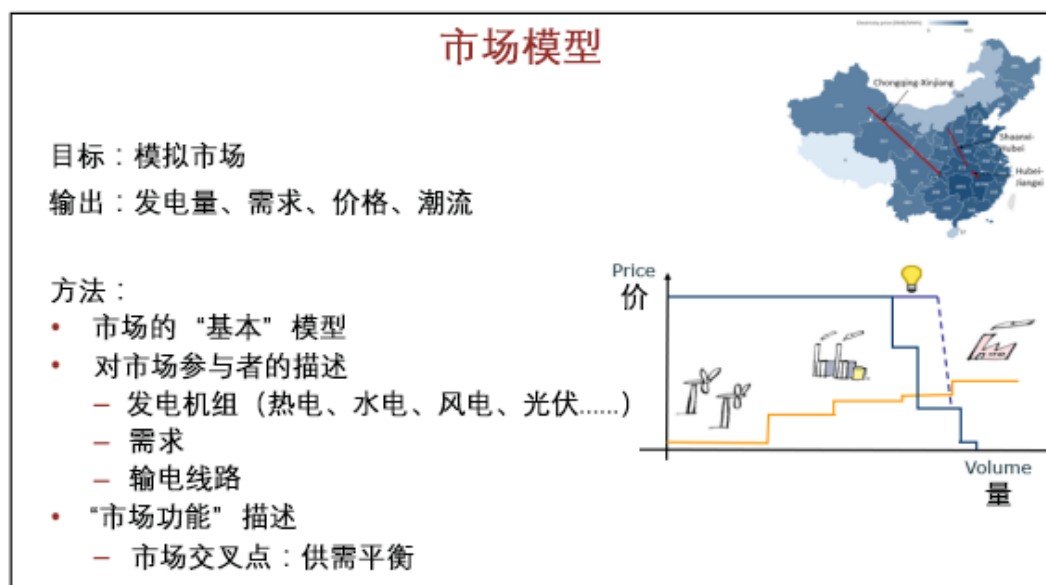
总的来说，能源系统建模有两种方法：自上而下模型和自下而上模型。

自上而下的模型通常被经济学家和公共管理部门采用。这些模型侧重于将能源系统与其他宏观经济部门联系起来。其特点通常是对能源系统的组成部分及其复杂性的简化表示，因此不适合用来确定具体部门的政策，而是通常用来评估能源和气候政策对社会增长、就业等社会经济部门的影响。

自下而上的模型可以对不同能源部门之间的组成部分和相互联系进行深入分析。这些详细模型从技术经济的角度出发，可以用来比较不同技术对能源系统的影响。然而，自下而上的方法没有考虑到能源系统与宏观经济部门之间的联系，因此忽略了对这些部门的影响。

图 2.2 显示了自下而上调度模型的简单示意图，其中包含目标、输入 / 输出和市场“参与者”的描述：发电、需求以及输电线路等。

图 2.2：一个基本的自下而上的市场调度模型的简化概要



模型主要分为以下类别（不具有排他性）⁷：

计量经济模型

计量经济模型使用从过去行为中衍生的统计关系来模拟未来行为。计量经济模型既可以从确定性经济模型中导出，也可以从随机性经济模型中导出。

宏观经济模型

宏观经济模型着眼于整个经济，仅将能源作为其中的一部分加以考虑。具体的技术信息不包括在内，使用该模型通常需要高水平的专业知识。

⁷ Hall, Lisa et.al. A review of energy systems models in the UK: Prevalent usage and categorisation. Applied Energy 169, 2016, 607-628

经济均衡模型

经济均衡方法侧重于长期增长路径，用于研究完整的经济系统，而能源只是其中的一部分。其重点是经济部门之间的相互关系。这些模型可以分为一般均衡（所有部门的同时均衡）或部分均衡（仅部分市场的均衡）。

优化模型

数学优化可用于在给定某些约束条件下找到技术的优选组合，并可用于自上而下和自下而上的方法。首先，需要先定义一个目标函数以使其最小化，该函数可以涉及成本、燃料使用、排放甚至投资回报最大化。此类优化模型有助于确定成本最低的解决方案，但通常是数据密集且复杂。一个关键的好处是，此类模型的目标可以根据使用者的需要进行调整：例如，一个模型的目标函数可以是社会经济福利的最大化，而不是成本的最小化。

仿真模型

这些模型模拟了能源生产者和消费者对价格、收入和其它信号的反应。模型描述了系统的逻辑表示，并试图重现其操作。与优化模型相比，它们可以更好地模拟技术的应用，因为它们可以以更高的分辨率更有效地运行。

逆推模型

这种方法先确定理想的未来结果，并利用专业知识来反向确定实现这些结果的路径和政策。

多指标模型

多指标决策分析（MCDA）用来评估一系列可能的行动方案。多指标模型包括一系列广泛的衡量标准，包括经济指标和其他指标。

2.4.2 ENTSO-E 电网规划模型中国演示项目背景

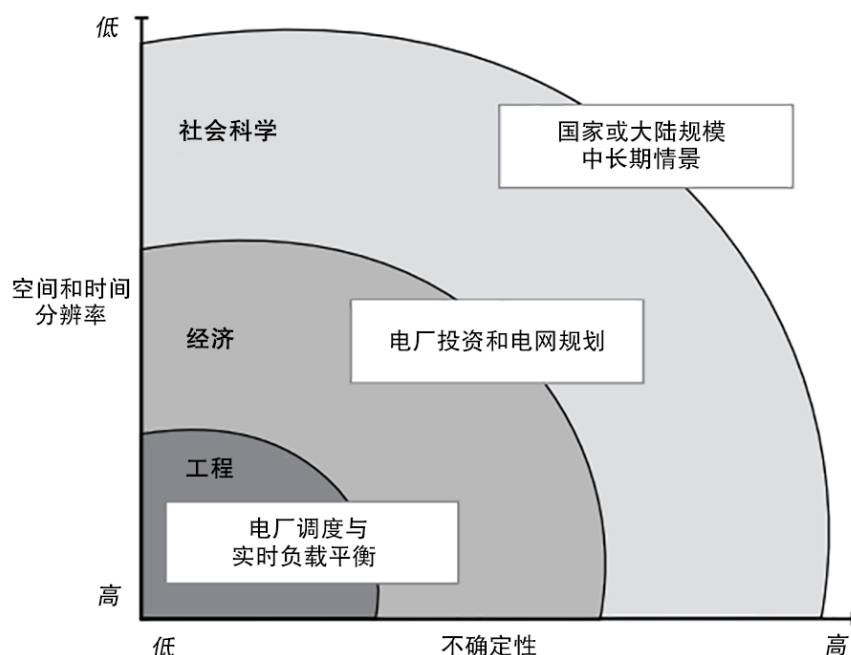
ENTSO-E 电网规划模型中国演示项目的任务是为中国演示 ENTSO-E 输电系统规划过程，因此目标明确，包括三个步骤：定义情景，对潜在的新输电资产进行筛选，并为中国演示欧盟 /ENTSO-E 的先进 CBA 方法（见第 8 章和第 9 章）。

此外，为了使用模型来进行决策，必须考虑分辨率的概念，包括时间、空间、技术经济细节和部门耦合的分辨率。这些主要领域可以分为低、中、高不同级别的分辨率。使用低分辨率会给建模带来误差，而高分辨率则会在模型大小和计算时间方面带来挑战。因此，在实践中，需要基于对研究目标的认识来对分辨率做出折衷选择。

除了分辨率，尺度也是一个重要因素，模型设计需要从电力供应和需求逐秒平衡尺度转变为具有数十年寿命和长期路径依赖性的基础设施的尺度（见图 2.2）。因此，与其简单地增加时间分辨率，另一种方法是考虑不同的时间尺度与不同级别的细节。

例如，许多模型都包含规划步骤和操作步骤。在规划时间尺度上，决定应安装多少容量。在运行时间尺度上，决定如何运行可用系统以满足给定的能源需求。这种模型可以称为双尺度模型。它可以扩展到多个尺度范畴。例如在整个大陆的电网中，合理的尺度可能是地区（单个太阳能或风力发电站的发电情况）、国家（国家能源系统的特征及其需要匹配的总需求），以及国际（远距离输电能力以及由此带来的额外平衡可能性）。

图 2.3：不同时间尺度、不同细节层次的模型说明。⁸



ENTSO-E 中国演示报告选定的模型采用了包含一个规划模块以及一个运行调度模型（第 2.4.3 小节）。

2.4.3 ENTSO-E 电网规划模型中国演示项目选用的建模方法

ENTSO-E 项目团队决定采用自下而上的方法对输电系统开发进行建模。这种模型能够详细描述电力系统及相关的区域供热系统的技术经济参数和约束条件。这也是中国和欧盟在当前输电系统规划中已经采用的方法。

ENTSO-E 中国演示报告选择了 ERI/CNREC 的 EDO 模型。EDO 是一种容量扩张模型和最优机组组合与经济调度模型的结合。从本质上讲，该模型通过总成本的最小化，包括资本成本、运行维护和燃料成本，为电力和区域供热部门找到特定目标或政策约束条件下的成本最优的解决方案。

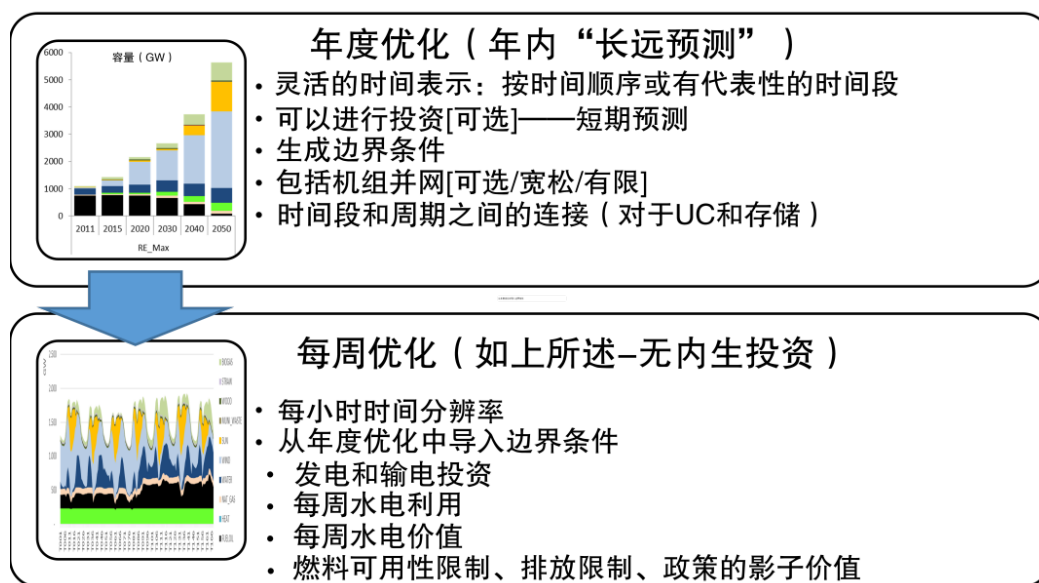
EDO 模型的关键模块

EDO 模型使用用户设置和输入数据，根据以下电力系统建模概念运行：

- 经济调度优化——在受电网限制、技术限制和其他限制的情况下，在每个时步中寻找满足电网各区域需求的每个机组最佳发电水平。
- 机组并网——类似于经济调度优化，但决定何时、哪些机组应启动和停止的复杂性更大。这增加了表现机组成本和技术复杂性，因为启动和关闭都是昂贵的操作和离散的决策，这会影响到后续决策。
- 容量扩展——提供由模型内生决定的容量。因此，该模型可以用来根据系统的需要和经济性来制定发电、输电和储能的投资决策。

⁸ Pfenninger, S. et al. Energy systems modelling for twenty-first century energy challenges. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 33, pp. 74-86. DOI: 10.1016/j.rser.2014.02.003.

图 2.4: EDO 运行流程图 ---- 包括容量扩展（规划）模型和调度（运行）模型的双尺度模型



这个模型基本上是在两种不同的模式下运行，它们可以相互作用（如图 2.4）。第一种模式用于分析整年。在此模式下，用户配置时间分辨率。由于计算原因，这通常低于完全的逐小时分辨率。第二种模式以每小时分辨率查看整个星期。因此，该模型运行 52 次代表模拟中一年中的每个星期。每种模式都可以连续运行数年，为电力和区域供热系统的发展描绘了一条路径。如果用户允许投资于年度模型，则该模型在一年内的装机容量将在随后的几年内可用，直至技术寿命结束。

2.5 市场环境下的电力系统建模和规划

2.5.1 市场建模方法概述

ENTSO-E 电网规划中国演示项目的总体目标是支持中国电网顶层规划的现代化。该项目借鉴了中国和欧洲的现有情景和建模框架，重点是电网规划过程中的市场建模和成本效益分析（CBA）。这表明了电网规划和电力市场改革之间的关键联系：市场价格将决定电力的供应和需求，从而成为新建或扩建现有输电线路的重要推动力。

项目重点放在市场驱动电网规划方法上，因此，ENTSO-E 电网规划中国演示报告对中国最大的价值是展示这些方法在中国条件下的应用。

被选定的 CBA 参数有：

- 社会经济福利（SEW）
- 燃料成本（包括在社会经济福利中）
- CO₂ 减排（包括在社会经济福利中）
- 可再生能源整合：弃电量的削减 (GWh/ 年)
- 拟议投资的资本成本（CAPEX）
- 拟议投资的运行和维护成本（OPEX）

例如，BOX 1 中的图 2.5 和 2.6 显示了社会经济福利评估的一些重要特征。

BOX 1:

SEW 计算准则

社会经济福利（SEW）是多数欧洲项目的核心指标，以下简称 B1。在欧洲 TYNDP 中，该指标往往是进行基础设施扩张的重要依据。B1 是通过两种情况下的欧洲市场模型进行计算的：在市场模型中包含或剔除拟议项目。在模型中，欧洲日前市场的每一种情景下都被进行精确到一年中每一小时的模拟。

原理如图 2.5 所示，该图显示了通过容量为“C”的输电线路连接两个报价区域（分区价格设计）时 B1 的增长。最优调度是将数量“C”从低价区运输到高价区，因此，如图所示，低价区的价格将上涨，而高价区的价格将下降，而由于输电阻塞限制，两个区域的最终价格会有所不同。

该图展示了在两个价格区域内消费者剩余与生产者剩余的变化。剩余的净增长由图中深紫色三角形所示，浅紫色三角形是阻塞租金。

图 2.5：市场模型下两个市场区域之间的最佳潮流

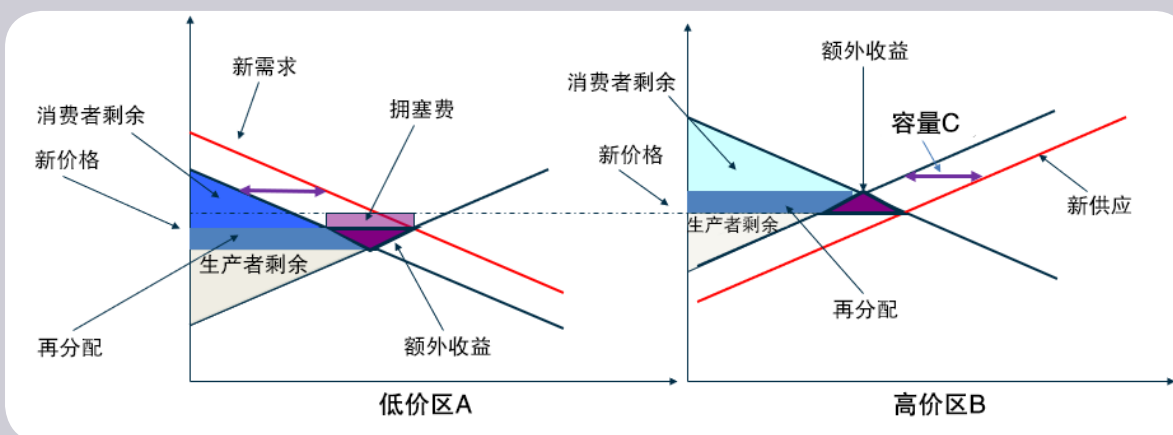
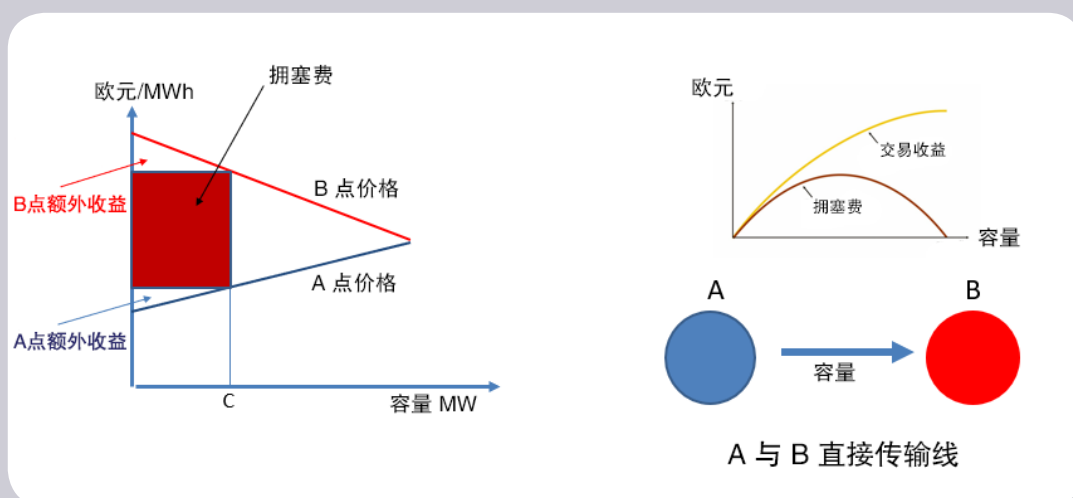


图 2.6 进一步说明了该情况。该图说明了当区域间输电容量上升时两区域价格、阻塞租金与 B1 的增长（左图）。

还说明了阻塞租金的变化（右图下方红线）与总交易收益（即 SEW，右图上方黄线）。

图 2.6：阻塞租金、SEW 与输电容量的对应关系



来源：Ea Energy Analyses

该市场模型计算了在所有情景下全年每一小时所有价格区域的 SEW 总增长，包括加入某一项后整个欧洲电力系统的阻塞租金的净增加总额。

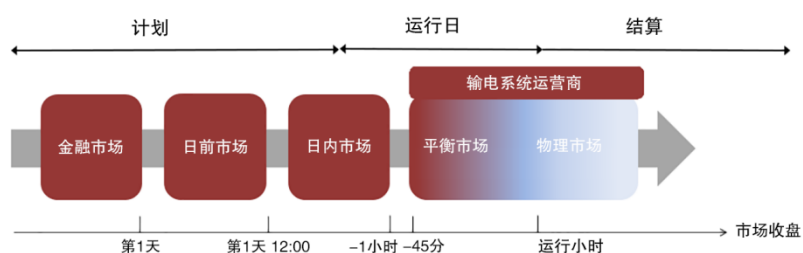
除了 SEW 的变化，该市场模型还能计算出二氧化碳以及可再生能源（风电和太阳能）弃电量的变化。

2.5.2 市场及其缺陷的模型表示

电力市场不仅仅是一个市场，而是一套市场：金融市场、日前市场、日内市场和电力平衡 / 调节市场。如图 2.7 所示，图中还显示了不同市场何时启动的时间表。

ENTSO-E 中国演示报告所涉及的市场表征仅限于日前市场。与日内和电力平衡市场相比，日前市场是对价格形成最重要的市场，也是最大的市场。

图 2.7：电力市场不仅仅是一个市场，而是一套市场（欧洲市场设计示意图）



在电力系统分析中，由于建模的规模和复杂性，大多方法仅限于对日前市场进行建模。日内市场、平衡市场和备用市场通常是分开核算的。

但如果只限于对日前市场建模，相当于假定了完美的预见性和确定性条件。这是此类模型的一个主要缺点，因为可变可再生能源（风能和太阳能）的发电量无法准确预测。未来几天的需求和可变可再生能源发电量的不确定性是需要引入日内和平衡市场的主要原因。

ENTSO-E 中国演示报告中也假设了完美的市场条件，即发电商以其短期边际成本和 / 或机会成本竞价进入市场，因此忽略了对任何对市场力的考虑，也就是说一些市场参与者能够通过战略竞价来操纵市场价格的情形都不包含在内。同时，假设大型消费者按照实际需求进入市场。

在大多数情况下，市场力的潜在作用是通过模拟战略投标并应用博弈论的特定定制模型来分析的。

2.6 模型的挑战和警示说明

2.6.1 数据获取

对于世界各地的建模者来说，获取足够准确和透明的数据是一项挑战。在许多方面，无论是在中国还是欧盟，可以访问的数据总量都在增加，特别是通过互联网上的资源共享。公共机构越来越多地提供在其管辖范围内收集和汇编的数据，并通过开放这些数据库创造一种公共资源。商业数据提供商可以通过收集、组织和为有需要的人提供数据访问权限来提供价值。此外，在公共、商业或学术领域，透明度已经变得非常普遍，并已经成为数据可信和可用度必要条件。

特别是对于能源部门而言，市场改革提高了透明度，因为市场参与者需要获得信息，以便对市场过程产生信任，从而在市场空间中高效运作。监管机构也需要获得数据，以确保市场竞争的公平环境。能源市场的这些特征有助于从电网运营商等公共垄断企业获取数据，以及从市场参与者那里获取专有信息。

开放透明度的趋势存在合理的局限性。商业机密不会被共享。数据透明度增强的同时也伴随着对网络安全问题的担忧。

在实践中，获取建模数据不仅仅与商业敏感性有关。对于建模者来说，这也是一个关于数据可用格式方便与否的问题。具有查询数据、组合和链接数据集选项的灵活平台，有助于提高数据的可用性和适用性，并越来越多地通过开放式应用程序接口（API）来提供。这些系统提供了一种使用通用编程语言的便捷访问方式，允许用户运行自己的代码，根据特定需求来选择、组织和更新数据。然而，为建模收集汇编可靠且准确的数据仍然是应用能源系统建模中最耗费资源的一环。

对模型的数据需求也在增加。由于模型和计算能力越来越强大，对模型精细度的要求也越来越高，因此数据获取方面的需求正在增长。

欧洲

ENTSO-E 透明度平台⁹是欧洲电力市场信息的集中发布中心，内容涉及负荷、发电、输电、平衡、停电、阻塞管理、运行以及电力价格等泛欧层面的数据。该平台基于欧盟电力市场透明条例 543/2013 设立，由 ENTSO-E 负责维护。该平台上的数据是对外公开的。

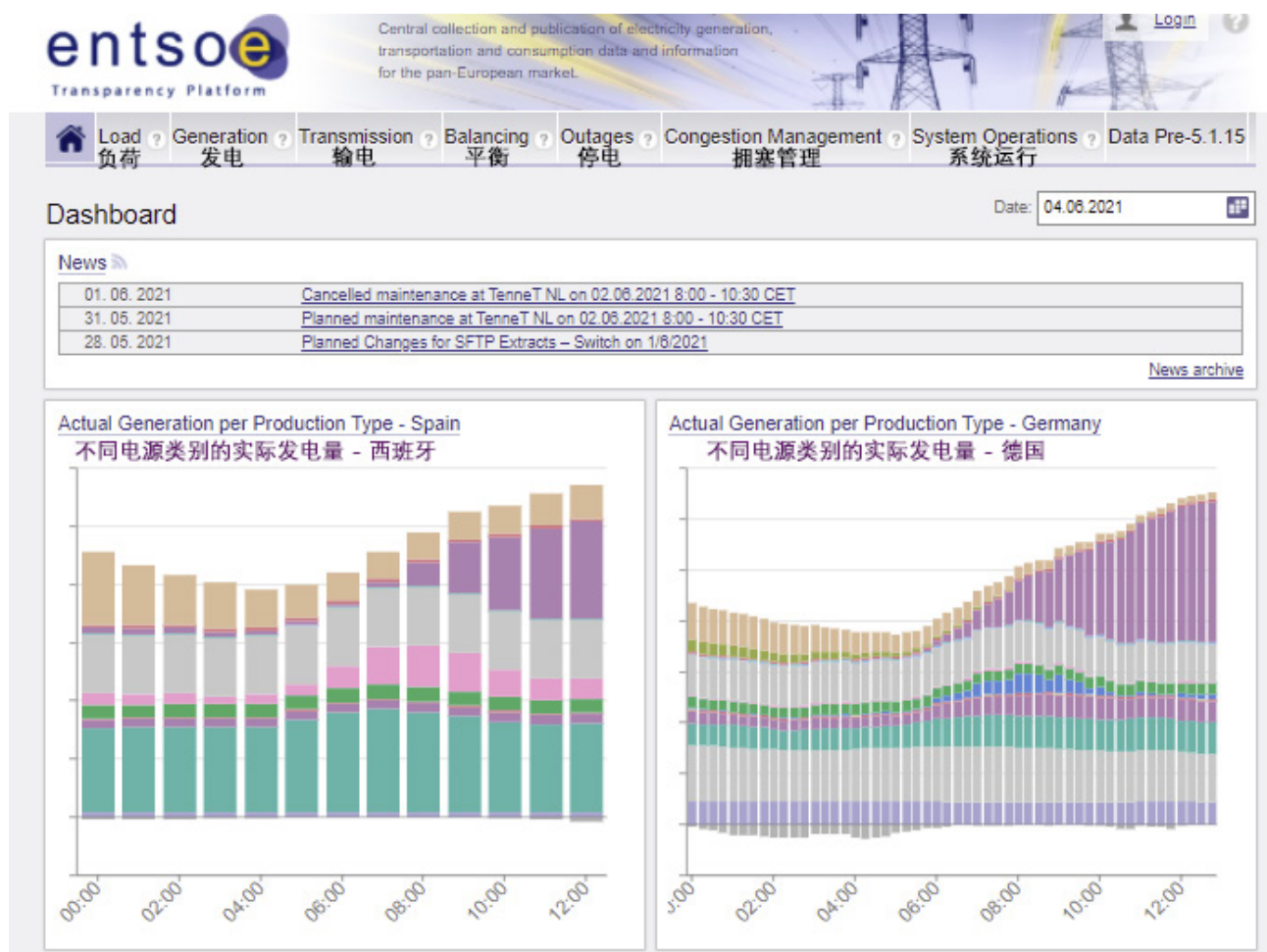
⁹ <http://transparency.entsoe.eu>

透明平台有一个开放的 API 接口，通过这个接口，平台上的数据可以很容易地被收集起来用于其他应用。API 接口适用于希望获得接近实时的有限数据量的用户。平台上的透明数据也可以通过 web 界面下载。

图 2.8 显示了 2021 年 6 月 4 日在透明度平台信息面板上提取数据的示意图。

欧洲也有类似的天然气透明度平台，由欧洲天然气传输系统运营商联盟（ENTSO-G）维护。

图 2.8：2021 年 6 月 4 日透明平台信息面板提取数据的截图



中国

中国在这方面没有类似的透明度平台。一般来说，对数据的访问更为有限，从传统上讲，由于各种原因，许多中国数据被视为机密数据。然而，一个明显的趋势是中国能源系统的信息会越来越多。随着能源市场改革取得成果，这一趋势可能会得到加强。透明度的提高也有助于扩大能源问题上的国际合作，特别是中国和欧盟之间的合作。如果中国开发一个类似欧盟那样的透明平台，汇集接近实时的数据和历史数据，这将有希望进一步增进双方的合作潜力。

2.6.2 强调分享方法论和对关键结果的假设

在能源系统建模项目中，参与方往往更倾向于关注支持初步预测的关键模型结果。这些结果往往可以作为事实而不是通过复杂的模型来呈现。

重点应放在谨慎地解释模型结果，强调方法上的不确定性及警示说明。模型永远是对现实世界的抽象化。一般来说，应在讨论假设、开发更多情景、进行敏感性分析等方面给予更多的重视。这种方法将有助于提高人们对能源系统模型的普遍信任度。

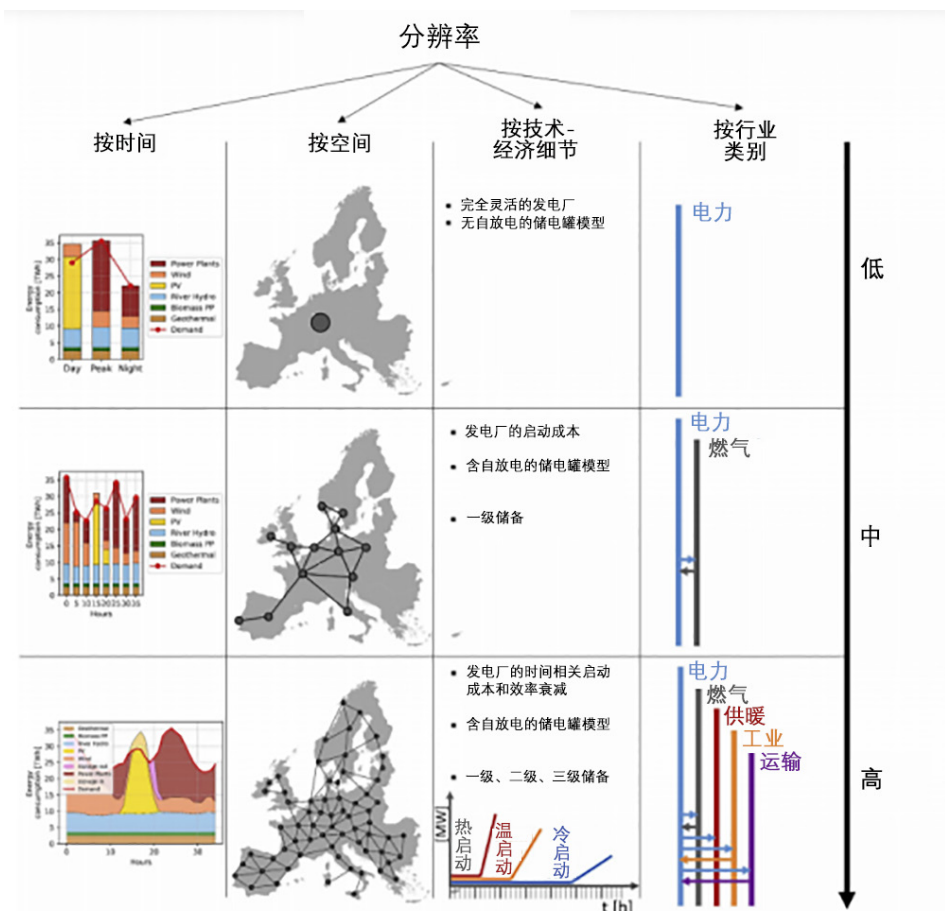
2.7 对高比例可变可再生能源的表示

随着可变可再生能源（VRE）在电力系统中所占份额的不断增加，考虑到时间步长之间以及节点之间的相关性，在时间和空间上建立高分辨率的风电和光伏发电模型变得越来越重要。

目前的做法是使用基于模型中每个节点和时间步长的数年风电和光伏发电统计数据。这种方法将保证在模型研究中能够使用正确的空间和时间相关性。如果风能和太阳能是重要电源，通常一个小时的时间步长就足够。如果可用的记录十分有限，可以构造虚拟时间序列。这些序列在时间和空间上与观测值具有相同的统计特性和相关性，然后用作模型输入。

此外，节点的大小和位置也是一个重要的问题。在市场模型中，一种实用的方法是识别与价格区域相同的节点。如果价格区域太大而无法计算时，可以选择将价格区域细分作为节点。

图 2.9¹⁰：根据时间、空间、技术经济细节和部门耦合的分辨率对自下而上模型进行分类

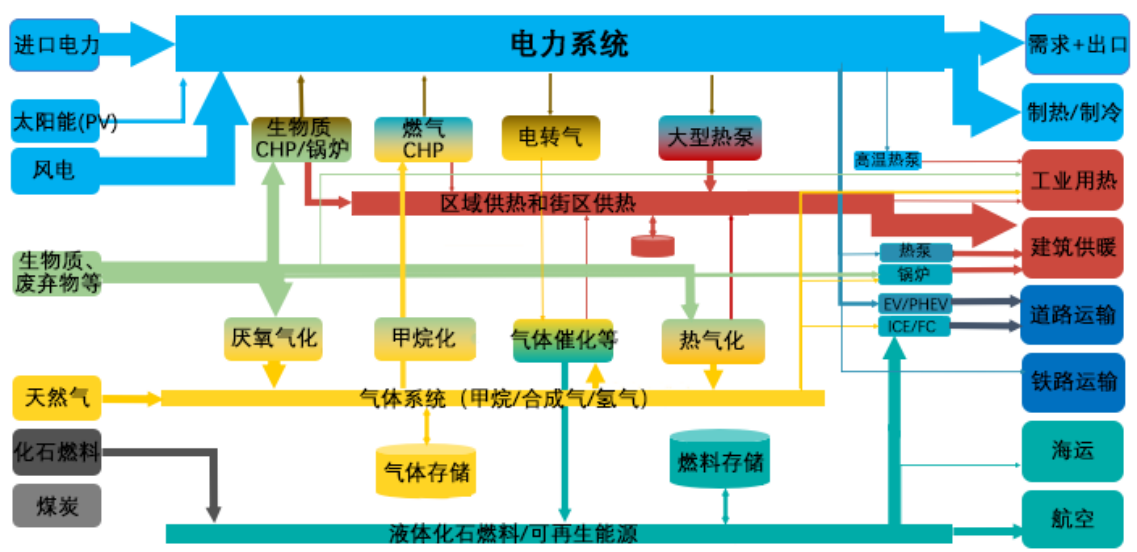


¹⁰ Prina, Matteo Giacomo et.al. , Classification and challenges of bottom-up energy system models - A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 129 (2020)

图 2.9 显示了如何根据时间、空间、技术经济细节和部门耦合的分辨率对自下而上模型进行分类。

在输电系统规划研究中，为了能以合理和令人满意的分辨率进行输电系统仿真，应选择空间上的中高分辨率（ENTSO-E 中国演示报告中选择了省级分辨率）。基于可再生能源（即风能和太阳能）的电气化、部门耦合模型与能源部门脱碳的关系越来越密切。图 2.10 显示了丹麦的未来情景（2035 年），能源系统以可再生能源为基础，并高度利用电力、热力、天然气和交通部门之间的耦合。

图 2.10：丹麦 2035 年情景下的部门耦合¹¹



11 Eriksen, P. B. Energy system flexibility and integration - precondition for large scale integration of VRE (wind) in the Danish power system. Presentation at iIESI, Imperial College, 2017.

3. 对中国和欧盟未来建模的建议

3.1 加强部门耦合建模

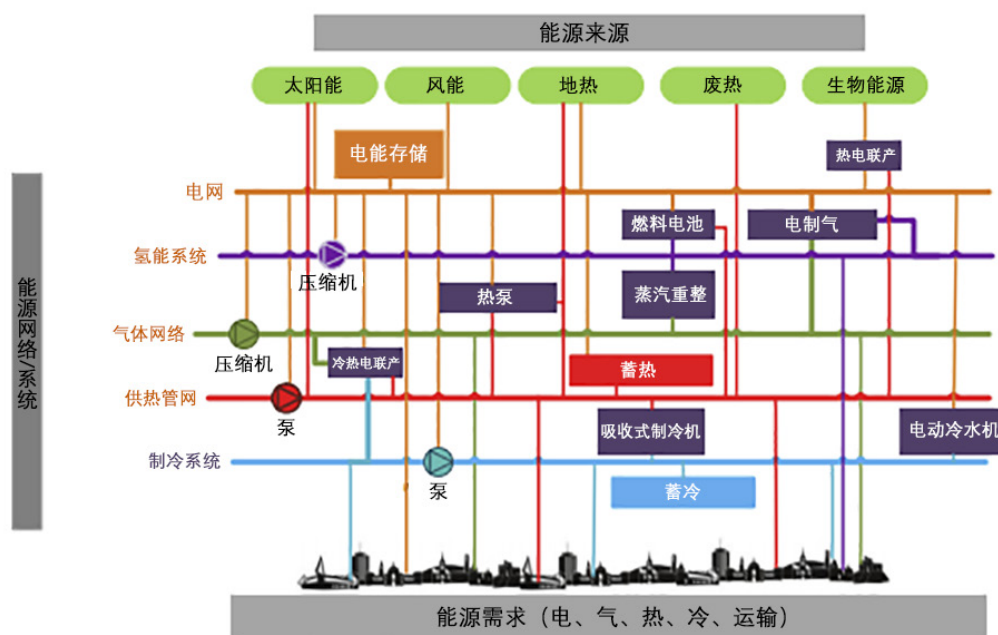
传统意义上，电力、天然气、区域供热 / 制冷和氢能等不同能源系统的相互作用相对较少，它们最初都是彼此独立设计和运行的。然而，人们对探索能源部门和能源网络之间协同作用的兴趣越来越浓厚。

这种相互作用是通过不同能源载体之间的能量转换及其储存来实现的，以便提供服务，并确保以最佳方式管理每一种能源载体。图 3.1 显示了各种能源系统之间许多可能的相互作用。

研究能源部门整合的一些最重要的驱动因素包括：

- 碳排放，以及风电和太阳能发电和利用增加
风电和太阳能发电的成本正在稳步下降。因此，有更强的动机将这些电源应用于其他行业（如供热和运输、工业加工等）。这也将是二氧化碳减排的一项重要措施。
- 减少一次能源的使用
例如热电联产及电力和热力网络的整合
- 为电力系统提供经济高效的灵活性
电力和热力 / 天然气部门的耦合将为热力和天然气提供储存机会，从而增加越来越多由可变可再生能源主导的电力部门的灵活性。

图 3.1：能源部门耦合示意图¹²

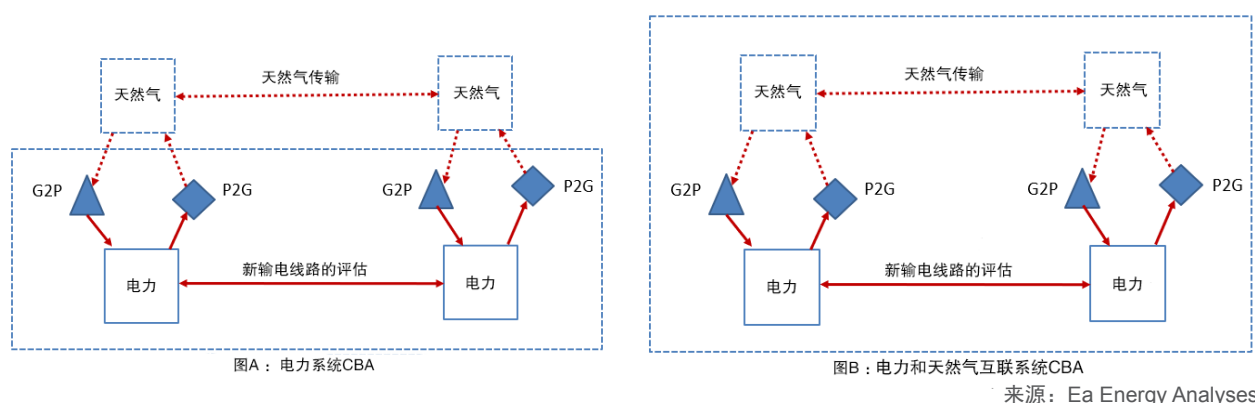


¹² Abeysekera M. et al. Integrated energy systems: An overview of benefits, analysis methods, research gaps and opportunities. HubNet Position Paper Series, 2016, www.hubnet.org.uk.

欧洲的电力和天然气系统评估长期以来一直由 ENTSOs 运营商联盟（ENTSO-E 和 ENTSO gas）、欧洲能源监管机构（ACER）和欧盟委员会共同负责。根据欧盟第 347/2013 号法规，ENTSOs 必须制定“一致且相互关联的电力和天然气市场，以及包括电力和天然气传输基础设施在内的网络模型”。

ENTSOs 最初提供了一个相互关联的模型，重点放在共同情景的构建上，但 ACER 认为，许多其他方面应该进行更详细的调查。这有望使电力和天然气网络十年发展计划（TYNDP）的电力和天然气项目成本效益计算中纳入相互关联的问题提供可能。

图 3.2：电力和天然气系统之间相互联系的说明（A：单独系统方法；B：互联系统）



在图 3.2 中，天然气和电力系统之间的联系用 G2P（气体发电）和 P2G（电制气）表示。后者被认为对未来绿色气体和绿色液体燃料的生产非常重要，可以替代化石燃料，实现气候中和的能源目标。实际上，两个系统之间有更多的连接，但为了简单起见，这里的联系仅限于 G2P 和 P2G。

很明显，评估一个新项目，例如输电线路，若是仅局限于评估其对电力系统影响，将存在潜在的缺陷（见图 3.2A）。一条新的输电线路也可能对天然气系统产生重要影响，包括发电站的天然气供应量、绿色天然气产量（P2G）和输气管道中的天然气流量（见图 3.2B）

在未来几年煤炭减少的情况下，天然气有望在中国发挥重要作用。因此，在中国用气体模块来增强电力系统模型（如 ERI 的 EDO 模型）将是十分有益的。这将大大提高能源系统的建模能力。

3.2 以可变可再生能源和储能为重点的加强建模方法

随着可变可再生能源（VRE）在电力系统中所占份额的不断增加，考虑到时间和空间的相关性，对风能和太阳能发电进行高分辨率的建模变得越来越重要。

此外，这将有助于提高对储能的建模能力以及加强储能与 VRE 的互联性。预计电池储能在未来将发挥越来越大的作用，作为一种灵活性措施来整合更多的 VRE。由于电储能的投资成本正在下降，而且这一趋势预计将持续下去。

此外，水库的蓄能也是建模时要考虑的重要元素，区域供热系统和燃气系统中的虚拟储能也很重要，特别是在考虑行业耦合的情况下。这些储能将成为未来电力系统重要的灵活性资源。

3.3 电力系统的互联性日益增强，需要扩大建模范围，即使是局部分析

模型节点（如价格区域）和国家之间的输电线路数量不断增加，使得有必要扩大能源系统模型的覆盖范围。要纳入模型的区域必须包括越来越多的邻近地区 / 国家，即使研究重点是更多的是地方性问题。原因是，当输电线路的数量和容量增加时，地区之间的相互联系更加紧密。

- 例如，在为丹麦进行能源系统研究时，模型范围从仅丹麦一国，对邻国的边界条件进行定量描述，扩大到涵盖北欧国家、德国和波罗的海国家在内的模式，发展到现在的北欧模式，包括北欧、德国、波罗的海、波兰、英国、法国、荷兰和比利时。

在未来的能源系统建模中，有需要注意模型范围的总体发展。

随着能源系统之间物理联系日渐增强，市场之间的耦合也在增强。实际上，欧洲是一个日前市场耦合区域，整个欧洲在未来一天的每一小时都会同时进行市场结算。整个欧洲的价格、发电和交易都是经过相同的算法计算的（Euphemia）。此外，欧洲还正在努力将不同国家和地区的日内和平衡市场整合到统一的欧洲范围的平台中。

中国市场一体化的平行发展也在筹划当中。

3.4 数据获取

中国没有与欧洲透明度平台（如第 2.6 节所述）相类似的平台。一般来说，对数据的访问更为有限，从传统上讲，由于各种原因，许多数据在中国被视为机密数据。然而，在中国可以获取到的能源部门的信息越来越多。随着能源市场改革取得积极成果，这一趋势有望得到进一步加强。这种透明度的提高将有助于加强能源问题上的国际合作，特别是中国和欧盟之间的合作。如果中国能够开发一个与欧盟类似的透明度平台，能提供接近实时的数据和历史数据，那么未来双方合作的潜力将会更大。

4. 中国和欧洲电力市场发展比较

4.1 中国电力市场发展

中国从上个世纪开始经历了漫长的以市场化为中心的电力行业改革过程，其标志为中央政府发布的三个指令，从而清晰地吧改革过程划分为三个阶段。到 2019 年，中国电力工业已从供应严重短缺发展为实现全国联网，发电装机容量达到 2010GW，包含水电在内的可再生能源占比达到 26.37%，并拥有 14 条超高压输电线路。回顾电力市场的改革过程，对于推进电力工业地可持续发展和持续有效推进能源转型意义重大。

4.1.1 第一阶段（1985–2001 年）

1985 年，国务院出台《关于鼓励集资办电和实行多种电价的暂行规定 1985/72》（简称 72 号文）提出了改革方向。上世纪 80 年代初期以前，中国的电力工业完全由中央和地方政府所有并垂直运行，电力供应严重短缺，投资在很长一段时期对国家的经济发展起着关键作用，72 号文拓宽了投资渠道并在一定程度上改变了国家所有制。

72 号文的要点是：

- 通过成本加成定价鼓励国（境）外投资者、地方政府、各类企业、甚至个人投资建设电力项目；
- 实行电价双轨制，包括还本付息电价和电量配售；
- 撤销政府对垂直一体化电力公司的控制，实行分级电力调度等。

72 号文实施后，发电装机快速增长，省级电力系统互联形成了六个区域电力系统，对每个电厂采用平准化定价，但是一厂一价扭曲了电力价格。1997 年，垂直一体化的国家电力公司（SPCC）宣告成立，电力工业彻底实现了政企分离。

4.1.2 第二阶段（2002–2014 年）

《国务院关于印发电力体制改革方案的通知（国发[2002]5 号）》（简称 5 号文）指导了这一阶段的转型。

这一阶段是 72 号文提出的改革思路的延续，5 号文的要点是：

- 厂网分开；
- 建立独立的监管机构电力监管委员会（SERC）；
- 发电侧启动竞价上网；
- 主辅分离（RAB）；
- 发展跨区输电。

这一时期，SPCC 被拆分成两个电网公司（国家电网公司和南方电网公司）和五个发电集团，其发电装机占全国总装机容量的 50%。此后涌现出大量的发电企业，从而打破了垄断格局，形成了竞争局面。一厂一价的定价结构很大程度上得到改善，并在各省实行了以燃煤电厂燃料成本为基础的标杆电价，即各省燃煤电厂实行统一电价。这些都是迈向市场竞争的过渡性改革举措。为配合 5 号文的实施，SERC 出台了一系列围绕电价改革、电网标准、运行、辅助服务等规章制度。

此外，在东北地区开展了年度和月度发电竞争性试点，80% 发电量采用单一买家模式，为扩大电力市场化竞争积累实践经验。然而，仍有一些难题阻碍了改革进程。2013 年，SERC 被并入和重组后的国家能源局。

4.1.3 第三阶段（2015 年至今）

《关于进一步深化电力体制改革的若干意见（中发〔2015〕9 号）》（简称 9 号文）为电力行业的改革进一步奠定了基础。

该文件于 2015 年发布，吸取了前两个阶段获得的经验教训，同时开始着手向清洁能源转型的挑战。

9 号文的核心内容是：

- 进一步放开对发电、消费电价和计划用电的管制
- 放开零售业务；
- 全面引入第三方参与输配电；
- 建立独立的电力交易机构（PXs）；
- 对社会资本放开新的配售电业务；
- 强化电力开发规划、监管、安全运行和保障供应等。

该文件还配套出台一系列指导方针和准则，包括关于输配电价、独立的电力交易机构、市场设计、市场导向的上网调度和消费、省间和跨区电力交易、对社会资本开放零售和新的配电业务、分布式发电、可再生能源等。

北京电力交易中心负责国家电网公司经营区域的电力跨省交易，广州电力交易中心负责南方电网公司业务区域的电力跨省交易和省内交易。

各地政府根据自身监管条例对采用成本加合理利润方法确定的省级输配电价进行审批，但输电与配电业务没有实现分离。9 号文对推进市场化起到重要作用。2019 年，中国市场化交易电量占发电总量的 38.22%。

各种可变可再生能源发电采用固定上网电价，但对一些可再生资源集中的省份，部分可变可再生能源发电量的固定电价有所降低。多数燃煤发电业务被推向市场，上网电价基于国家发改委第 1658 号文件的最低价和最高价，上下浮动 +10% 到 -15%。

4.1.4 中长期电力交易、省间和跨区域电力交易以及现货市场的发展

各省年度和月度电力交易情况

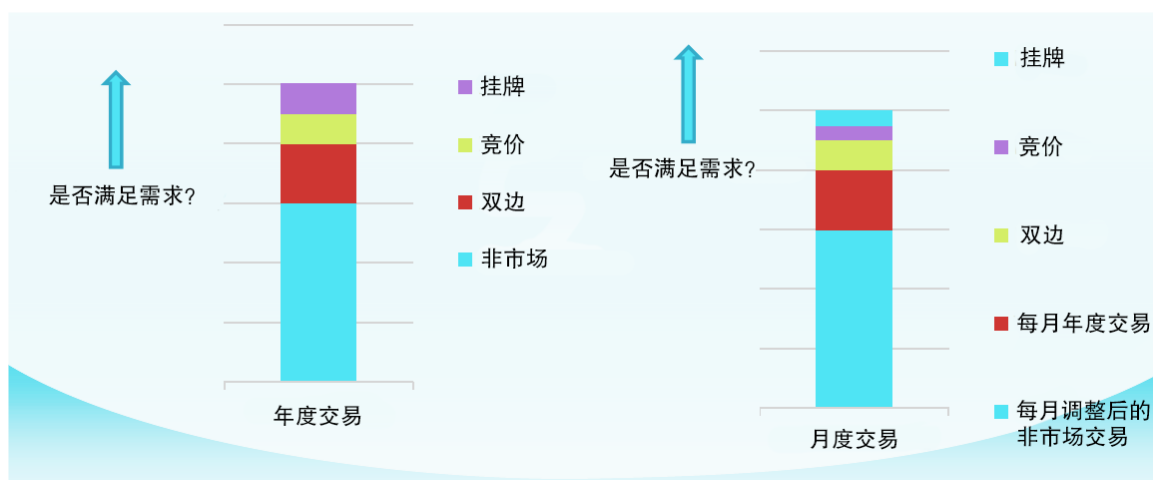
年度和月度省内电力交易首先安排年度非市场化发电部分并分配到每个月，其余剩下部分的发电量在市场上交易，直到需求得到满足。

年度发电落实到每个月后，月度电力交易采用同样方法。年度和月度电力合同均在交割前进行一次或两次交易，这不是一个连续过程。

跨省跨区电力交易

中国的电力需求负荷集中在东部，煤炭储量和可再生能源主要分布在人烟稀少的西部，在这种情况下，长距离大规模输送电力成为能源资源优化配置的常规手段。2018 年，跨区输电容量已达到 136.15

图 4.1：年度和月度交易



GW。引入的一些年度和月度跨省和跨区电力交易规则的要点如下：

- 合同路径原则；
- 采用印花法的间接收费
 - 省级收费（220kV 及以下，只用于发电机组与省级电网联网的情况）
 - 区域收费（500kV 及以上，电力交易根据合同路径使用区域电网）
 - 跨区输电线路收费（多数为超高压输电）
- 年度和月度交易排序、与非市场部分协调

现货市场

年度和月度交易后的剩余部分通过现货市场交易。国家能源局已在 8 个省开展现货市场试点，如图 2.2 所示。这 8 个省级系统采用两种不同的模式建立现货市场。

图 4.2：8 个省现货市场试点



模式 1：年度和月度的电量交易采用物理合同，实际负荷与年度和年度合同电量的差额部分在现货市场中交易。售电公司和大型电力用户可以进入现货市场与发电企业直接进行交易。

模式 2：年度和月度的电量交易采用差价合约（CFD）金融性合同。所有电量均在现货市场进行出清，并按照年度和月度差价合约在相应的交易时段进行支付。

4.1.5 电力市场发展的最新进展

自 2020 年上半年国家发改委和国家能源局联合下发以下两个文件以来，电力市场改革取得了重大进展：

- 修订的《中长期电力交易基本规则》
- 《关于做好电力现货市场试点连续试结算相关工作的通知》（发改办能源规〔2020〕245 号）

《关于做好电力现货市场试点连续试结算相关工作的通知》文件概要及近期进展。
中国政府于 2020 年 3 月下发此份文件，用于指导电力现货市场的财务结算工作。

该文件强调的要点包括：试点现货电力市场是电力行业改革的重要一步，对构建公平竞争的市场环境具有重要意义，具体措施为：在初期适当加强指导；更好地衔接现货市场和中长期电力交易；加强对现货电力市场财务结算流程的管理；保持电力市场经营者的中立性；防范市场扭曲风险等。

近期进展

根据中电联公布的《电力市场改革季度监测报告》，部分试点省内市场已启动以财务结算为基础的持续试运行，例如福建省电力市场开始连续试运行，并进行了 2 个月的财务结算。其他一些地方已经做好准备将很快开始这一进程。

随着电力市场化改革深入，电力现货市场运行中出现了省间与省内市场、中长期与现货市场等需进一步衔接的问题，各地市场建设第一牵头单位不断完善市场规则，推动电力现货市场长周期运行。这表明必须认真对待市场与非市场交易、中长期与现货市场、省内与跨省交易之间的协调与联系。

《修订的中长期电力交易基本规则》文件概要及近期进展。

修订后的《中长期电力交易基本规则》总结了多年来中长期电力市场交易的操作经验，在透明度、流动性、竞争性等方面进行了补充和完善。其重点是有了更多的交易产品，涵盖多年、年、季、月、周不同时段，并区分了高峰和非高峰；对市场参与、交易产品、定价、交易组织、非市场与市场交易的协调、不平衡处理、安全检查、市场监管、辅助服务、可变可再生能源的部分参与、交易期间连续交易等内容进行了补充和完善。

近期进展

大多数省份都已根据国家规则制定了相应的省级交易规则，这一过程与欧盟成员国实施欧盟第三能源计划有一定相似之处。该计划旨在进一步放开天然气与电力市场。

2021 年，区域监管部门公布了《华东地区跨省电力中长期交易规则》。这代表了省级电力市场区域耦合的重要实例，是为国家层面的市场区域系统耦合积累经验。

4.2 中国与欧洲电力市场发展和现状的比较

回顾中国和欧洲电力市场和输电系统的发展，在一定程度上有相似之处，如大型互联电力系统、市场发展的阶段性过程、中国的三个指导意见和欧洲的三个能源一揽子计划、可再生能源和碳减排目标等。

1996 年至 2018 年，在欧盟委员会发布的三套能源一揽子计划的指导下，欧洲电力行业经历了从垂直一体化的电力公用事业公司（VIU），到受监管第三方接入（TPA）、输配电价、独立监管机构、开放零售业务，再到市场耦合和跨境贸易的改革进程。

中国的电力行业也采取了类似的路线图，从 1978 年至今在三个指导意见指导下经历了双轨制电价、发电机组平准化成本加成定价、燃煤发电基准定价、厂网分离、受监管 TPA、输配电价、独立监管、开放零售业务，以及竞争性市场。

欧洲和中国的主要特点如下：

- **业务分拆**
中国：分拆后，VIUs 自身垄断部分即输配电业务，竞争部分为发电业务。
欧洲：分拆后 VIUs 自身垄断部分即输配电业务，竞争部分为发电与供电业务。
- **独立监管**
中国：电力监管委员会（SERC）作为独立监管机构于 2003 年成立，于 2013 年成为国家能源局的一部分。
欧洲：根据欧盟第三能源法案建立了独立的监管组织。
- **电力交易**
中国：电力交易市场与电网公司相对独立，电网公司拥有电力交易市场的部分股权。
欧洲：中长期电力交易市场（金融交易）独立于电网公司。电力现货市场隶属于输电系统运营商（TSOs）。
- **中长期电力交易**
中国：纯能源交易没有区分峰谷期和非峰谷期，交易过程不连续，交割前有一次或多次交易。
欧洲：能源交易分为峰荷期和非峰荷期，交易过程是连续的，可以在交易期内进行交易，不受时间限制。
- **电力调度**
中国：国家电网公司和南方电网建立了高度等级化的电力调度结构，对输电系统的安全稳定运行发挥了重要作用。
欧洲：正在考虑建立一个泛欧电力协调中心。有一些区域性的电力协调中心涵盖了互联紧密的国家。
- **输电容量分配**
中国：高压直流输电线路将大量电力从能源丰富的省份输送到远离的负荷集中地区，并将全国所有区域系统互联起来。所有输电资产均归国家电网公司和南方电网公司所有，输电容量配置和利用高效、方便。
欧洲：远期容量分配（FCA）导则对日前市场跨区容量分配进行了细致规定，并对长期跨区域交易建立了通用的输电容量分配方案，并在欧洲层面建立了统一的长期输电权分配和交易平台。

欧洲现货市场竞价区之间的输电容量的分配隐含在欧洲市场优化算法中。

小结

综上所述，在许多问题上，中欧都在一定程度上平行探索了市场发展的路径。

5. 中国当前的输电规划过程

5.1 中国电力系统规划

5.1.1 中国电力系统规划过程

电力规划主要包括国家级、省级规划两个层面。国家级的电力规划由国家能源局（NEA）负责制定，经国家发改委（NDRC）批准后发布。省级电力规划由各省能源主管部门负责，向各省人民政府汇报，并经国家能源局同意后发布。省级电力规划受国家级电力规划指导，并与国家级的电力规划及各省能源发展规划协调一致。

电力规划研究工作主要由电力规划设计总院（EPPEI）负责。该机构受各级能源主管部门委托进行电力规划综合性研究，并撰写特别报告。

电力企业负责实施并确保电力规划的安全性。根据批准的国家和省级电力规划，他们负责提供基本规划数据，承担电力规划研究课题，提出规划建议，配合规划工作，编制业务案例。电力行业协会和其他行业协会、学会、研究机构、高校等有关单位亦应积极协调配合电力规划的相关工作，向能源主管部门提供研究建议。

国家能源局与各省能源主管部门提前两年制定电力规划。规划包括五个阶段：研究编写阶段、整理汇总阶段、审核发布阶段、执行调整阶段、评估监督阶段。

（1）研究编写阶段

电力规划研究包括规划建议、专题研究与综合性研究。规划建议由电力公司、电力行业协会、科研机构 and 高校提出，构成了电力规划的基础。专题研究涉及电力需求、结构布局、系统安全、经济性评估、环境影响评估、科技进步、体制改革等方面。综合性研究旨在通过综合的选择和平衡，提供广泛而系统性的电力规划。综合研究报告是各级电力规划编写的基石。

（2）整理汇总阶段

电力规划的编写应纳入电力规划的综合性研究成果，结合电力规划建议，提出电力发展的指导思想、基本原则、发展目标、重点任务与保障措施等各部分内容。

国家电力规划应重点关注：大型水电（包括抽水蓄能）、核电（包括试运行和启动）、风电、光伏、光热发电等新能源大型发电项目以及大型煤电；跨省及跨区电网工程建设安排（包括试运行和启动）、跨省电网 500kV 及以上省级电网工程建设安排（包括联网和启动）；以及五年规划期间省内燃煤燃气机组等项目的发展规模与建设安排。

省级电力规划的重点是明确本地区大中型水电（包括抽水蓄能）、煤电、气电、核电项目的建设安排（包括联网和启动），新能源机组规模及分布，110（66）kV 及以上电网项目（包括联网和启动），及 35kV 及以下电网的建设安排。

省级电力规划从属于国家电力规划和省级能源规划，国家和省级电力规划的相互联系如下：

- 规划之初，省级能源主管部门需要起草省级电力规划初稿并提交给国家能源局。
- 国家能源局整理并总结各省初稿，初步确定国家规划的主要目标、省级规划的整体框架及边界条件，并向各省能源主管部门进行书面反馈。
- 各省能源主管部门基于反馈意见制定省级电力规划（包括环境影响评估），并提交给国家能源局。
- 国家能源局整理并综合平衡各省电力规划，形成书面反馈。各省能源主管部门根据反馈对规划进行修订和完善。

（3）审核与发布阶段

国家电力规划一般在五年规划的第一年五月底前报国家能源局审核通过，并由国家能源局公开发布。省级电力规划一般由各省能源主管部门于五年规划的第一年六月底前编写完成，经国家能源局批准后发布。

（4）执行和调整阶段

电力规划获批通过后，各级能源主管部门与电力公司必须全面落实规划中规定的各项任务。电力公司需要按规划制定发展计划。各省能源主管部门批准的年度新增发电规模不得超过规划中确定的年度目标。未经批准的电力项目不能进入市场进行交易，无法计入电网成本，也无法享受电费补贴、税收减免等支持性政策。

规划在执行过程中可以根据实际情况进行适当调整。规划出台 2-3 年内，国家能源局及各省能源主管部门可以根据经济发展情况与计划实施情况适当调整五年计划。规划出台的第三年，各相关方需要开展专项工作研究调整内容，并于第三年编制调整计划。调整后的计划亦应经审核、批准并发布。

（5）评估与监督阶段

国家能源局与各省能源主管部门需委托中介机构进行各级电力规划的中期评估报告，并于规划实施的两年、五年后分别发布《电力规划实施情况中期评估报告》与《电力规划实施评估报告》。国家能源局派遣机构也需要相应发布《电力规划实施情况中期监管报告》与《电力规划实施情况监管报告》，作为日后规划准备与调整的重要依据。

5.1.2 电力规划的内容

电力规划与国家经济社会发展规划保持同步。规划以五年为周期编写，其研究和编制应着眼于未来 10-15 年间的发展趋势，需考虑负荷预测、发电规划、电网规划等内容。

（1）负荷预测

规划需要综合考虑经济发展水平、产业结构调整、城市化进程、电能替代情况等关键因素，以合理预测需求负荷水平。这些因素共同决定了未来各省市、地区及全国的电力需求水平及负荷曲线情况。规划需预测高、中、低三种负荷场景，并择一进行推荐。

（2）发电规划

规划需根据实际需求水平和本地电力市场特征进行电力平衡分析，并在优先合理考虑可再生能源的前提下，进行装机规模、电力结构和装机分布的安排。规划亦应结合负荷特性进行系统调峰平衡分析，规定调峰机组的建设规模和方案。此外，规划还需制定多种替代建设方案，进行技术和经济性比较，并提出合理的年度建设规模与投资估算。

（3）电网规划

规划需考虑负荷增长、电源分布、输电方案等因素，针对潮流、稳定性、无功功率、短路电流等因

素进行必要的计算分析，纳入 220kV 及以上目标电网方案。规划亦需制定若干备选建设方案，进行技术与经济性比较，提出输配电项目方案与投资估算，并结合城乡经济社会发展和城市化进程，编制配电网和智能电网规划。

5.2 中国输电规划实践

5.2.1 国家电网公司电网规划机制

2019 年，国家电网公司成立电网规划管理委员会和电网规划专家咨询委员会。

电网规划管理委员会：负责研究电网发展战略、发展方向和发展思路，研究电网规划的工作计划和重点；协调电网安全、质量和效益，考虑电网发展的重大问题、骨干网改造和重大工程建设方案，审查国家电网总体规划报告。

电网规划专家咨询委员会：负责对电网规划的主要边界条件、技术标准和基本原则提出意见和建议，为管委会的决策提供技术支持。

- 总部负责国家电网总体规划，组织区域电网规划审查。
- 地区分部负责区域电网规划，组织省级电网规划（高压电网）审查。
- 省公司负责省电网和区域电网的规划、组织与审查。
- 地市级公司负责 110（66）kV 及以下电网规划。

5.2.2 电网规划基本原则

中国电网规划遵循安全、绿色、高效、协调、共同发展的基本原则。

安全发展。树立底线思维，深化开展大电网特点研究工作，完善电网结构，合理分层分区，解决“强直流、弱交流”、短路电流超标、电流负荷大等问题，尽量避免密集传输。重点用户和重点区域需配备一定的应急自备电源和“黑启动”电源。重点城市将建设重要的网络化通道作为“安全”线。继续完善“三道防线”，有效防范大面积停电风险。

绿色发展。积极发展非化石能源，促进煤电清洁高效利用，实现煤炭消费总量控制。加强电力系统调节能力，推进源 - 网 - 荷 - 储统一规划，加快供电结构灵活调整，满足新能源规模化发展的需要。根据新能源利用率不低于 95% 的目标提出合理的开发规模和布局方案，提高新能源并网机组并网性能，提高接受度和支撑能力。

高效发展。用好存量，优化增量，积极提高电力系统整体效率。在规划阶段，充分考虑需求响应、备用共享、最大负荷 5% 的削峰填谷，更加注重功率平衡。坚持科学投资、稳健投资、精准投资。贯彻落实中央关于降价降费的部署，挖潜增效、减耗降本，不断提高发展质量和效益。

协调发展。按照局部平衡原则，优化电力结构和布局，优先考虑受电区域的供电，在负荷中心配套安排一定规模清洁高效的煤电，在气源有保障、用电支付能力较高的长三角和京津冀地区设置燃气发电站。

在充分利用现有通道的基础上，新建跨区域输电通道，按照风、光、煤、储、输一体化的原则，协调供电、受电市场和沿线输电走廊。新的跨区域通道应坚持市场导向和协议先行，发、受电相关政府部门和

公司应签订长期协议，明确输电和定价原则。

5.2.3 中国输电规划流程

中国电网规划遵循安全、绿色、高效、协调、共同发展的基本原则。规划包括四个步骤：重点问题研究、边界条件确定、方案比较和报告编写。

（1）重点问题研究

电力需求预测与负荷特性研究。研究并判断中长期经济发展趋势，考虑发展新动能，预测电力需求总量、结构和布局。考虑分布式电源、储能设备、电价政策对负荷特性的影响，分析负荷峰谷差变化趋势，评价需求侧管理潜力及实施手段。

电源结构及发展规划研究。贯彻落实国家能源发展战略，分析各类电源中长期发展路径，重点关注煤电清洁发展及建设规模和布局、煤电机组调峰性能、灵活性改造等相关政策，提出煤电发展建议；结合新能源发展政策、技术趋势、市场因素等，评估中东部地区分布式风电及海上风电开发规模与时机，提出新能源开发布局建议；分析电网调峰能力和调峰需求，提出抽水蓄能、储能、燃气设备建设建议。对电源灵活性调整建设规模和布局提出建议，以提高系统调节能力。

新能源消纳研究。总结实际运行中新能源对功率平衡的贡献，分析新能源输出特性和机组性能对电力系统安全运行的影响，结合调峰、调频性能，研究提出新能源消纳能力和发展规模建议。

电网安全性研究。总结评估电网安全薄弱环节，分析新能源和多直流馈线大规模接入给电网特性带来的深度变化，研究优化电网结构，提高系统频率电压支撑和抗干扰能力，提高电网安全水平。

电网经济性研究。根据用电量实际增长情况，对电网投资能力进行滚动分析，确定电网项目部署的边界条件。围绕降低社会能耗成本与实现电力可持续发展、提高能效并防范风险两个平衡点，深化电网投资策略研究，明确投资方向、结构、规模与时机，提高电网运行效率。

（2）确定边界条件

电力需求预测、电源装机规模及布局、跨省跨区潮流等主要边界条件是开展电网规划的前提和基础。合理确定边界条件是保证电网规划科学性和准确性的关键。电网公司需要主动与政府能源主管部门沟通，明确边界条件方案，作为电网公司制定电网规划的依据。规划基于此前重点专题研究，提出电网规划边界条件的建议。

- 分省调查，对电力需求、装机容量、跨区域输电容量安排等边界条件提出建议。
- 开展负荷特性分析，统一采用发电模拟程序，分省、分区分析电力供需平衡，研究电能过剩或不足的规模、时段和持续时间。
- 加强电源基站、输电渠道与电力消费市场的统筹建设，优化调整现有潮流，提出新的跨省跨区潮流。
- 各省电力公司向省级能源主管部门报告电力供需情况和拟定的电源布局，明确各省电力需求预测和电力建设计划。
- 国家电网发展部牵头并积极参与国家能源局电力规划工作组的工作，推动全国电力需求预测、电力供应规模和布局、跨省和地区间电力流动等重大边界条件的确定工作。

（3）方案比较

电网公司应根据电网发展需要，结合实际运行中存在的问题，研究解决方案和措施。电网公司应加强电网规划仿真计算分析，夯实规划基础。电网企业需要对多个方案进行综合技术经济比选，给出

推荐方案，加强规划的科学性和权威性。

- 依托国家电网仿真中心电网规划仿真计算平台，形成全网统一的计算数据。已有电网使用实际测量值，规划电网使用典型参数。
- 根据电网的实际发展和运行情况，构建多种电网方案，并进行技术经济综合比较，推荐最优方案，确保其在技术上可行、经济上合理、可实施。
- 重大项目建设建议将作为全年运营模式部署的依据。
- 推进计划落地，确保生产运行部门全程参与，并对重大工程问题和建设方案提出建议。
- 电网规划不仅应分析电网的项目建设，还应分析电网投资能力与价格水平，与省级公司资产负债率、利润等经营指标挂钩。

（4）报告编写

电网发展规划报告是各级电网规划的指导性文件，是部署电网项目的依据，也是电网规划成果的最终体现。

国家电网公司形成了总部、6个分区、27个省级电网的“三级”电网规划报告。各级规划报告包括一个总体报告、两个专题报告（电力供需分析专题、电网规划模拟计算专题），以及根据各省特点和问题开展的其他专题报告。报告内容应包括：电网发展评估、电力供需平衡分析、目标电网规划、电网建设重点、投资估算和效益评估、政策建议和保障措施。

5.2.4 输电规划关键因素

对于高压输电（特别是高压直流输电）而言，资源配置的需求以及不同地区之间的互补互利功能极为重要。不同利益相关方（电源和电网、各省份、中央和地方）之间需要更多的沟通。对于这样的规划或存在争议，最终建设取决于多方博弈的结果和政府的态度。

对于低压输电，确保电力系统运行的安全性、稳定性与供电的可靠性是规划重点。在这种情况下，规划方案更多依赖于物理层面的理论约束和实际需求，一般不会引起争议。项目建设的可行性一般取决于当地对供电可靠性的需求，以及电网公司的投资情况。

5.2.5 中国市场环境下输电规划展望

规划过程中的中间步骤

首先，要更加重视发电企业和电网企业投资电厂和电网的意愿。在市场环境下，某些电源和输电线路的建设不是由政府决定的。因此，一个可执行的规划方案应该考虑企业的意愿。

其次，激励机制将成为规划中越来越重要的一部分。目前，输电规划一直关注具体的输电项目，最终的建设决定取决于政府的最高层决策。然而，未来的输电规划应该提供鼓励企业投资输电项目的相关建议。

第三，市场运行模拟是必要的。需要对 CBA 流程进行调整，以便未来中国的专家和规划者能在市场运行模拟的基础上，考虑某些项目的盈利能力。度电运行小时数和输电利润应成为规划阶段的一部分。

发电调度市场化程度提高时的变化

为输送以某种比例混合的新能源发电和火电而设计的长距离输电线路将以不同的方式进行规划。

目前，中国正在规划一批长距离输电线路，将西部资源中心的能源输送到东部负荷中心。风能、太阳能等新能源通常与煤电结合考虑，以确保输电系统处于稳定运行状态。

在市场环境下，发电组合可能与当前方法中的情况不同。规划者们应该重点为提供新能源的输电线路做好准备。

此外，成本较低的电源位置将是输电规划的关键因素。为了满足未来可能建设的发电厂的要求，需要增加输电容量。因此，输电项目的规划过程将需要考虑各种电厂的位置并相应地将其进行排序。

各省根据市场原则确定电价时的变化

对于连接不同省份的输电线路，政府应采取更加谨慎的方法。由于各省电价都是根据市场原则制定的，不同省份的电价走势各不相同。因此，跨省输电线路的经济评价显得更加关键却又更充满挑战。有必要对各省的市场运行进行模拟，而不是按当前的做法计算固定电价差。

6. 欧洲输电系统规划

6.1 欧洲输电系统运营商网络（ENTSO-E）概述

ENTSO-E 旨在促进欧洲输电系统运营商（TSO）之间更紧密的合作，以支持欧盟能源政策的实施，实现欧洲能源和气候政策目标，这些目标正在改变电力系统的本质。ENTSO-E 的主要目标是实现风电、太阳能等可再生能源的电力系统整合，完善内部能源市场，这对于达成欧盟可负担、可持续、供应安全的能源政策目标十分重要。ENTSO-E 致力于成为与 TSO 和欧洲电网有关的所有技术、市场和政策问题的聚合焦点，协调电力系统用户、欧盟机构、监管机构和各国政府之间的关系。

随着 ENTSO-E 的成立，欧洲的 TSO 被赋予了重要任务，并因此得以对欧洲电力市场及输电系统产生重大影响。ENTSO-E 的一些关键数据如图 6.1 所示。

ENTSO-E 的主要任务之一是每两年出台一次全区范围内非约束性的十年电网发展计划（TYNDP）。该计划是实现欧洲能源目标的重要手段，包括确保欧洲电力供应安全、能源系统的可持续发展和可再生能源整合、通过市场整合为欧洲消费者提供可负担的能源等。作为一份范欧经济共同体的报告，TYNDP 为实现欧洲的这些目标做出了贡献，并为欧洲电网发展提供了核心参考点。

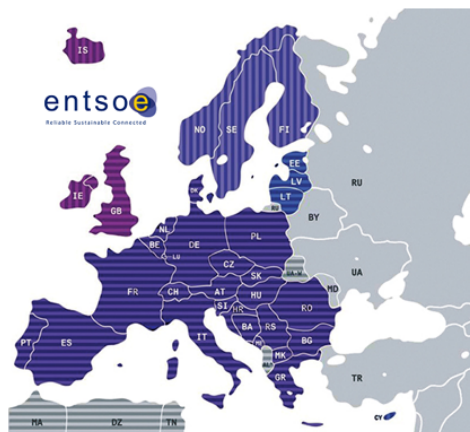
除了每两年出台欧盟范围的 TYNDP，ENTSO-E 还有如下任务：

- 提出电网规范；
- 确保全欧盟范围内的市场一体化；
- 为研发提供支持；
- 欧洲发电容量充裕度分析（5 年 /15 年展望）
- 提供欧洲层面的综合性电网模型框架

图 6.1：ENTSO-E 关键指标

欧洲输电规划 Europe ENTSO-E方法

- 35个国家的42个TSO
- 成立于2008年12月19日，自2009年7月以来全面运行
- 跨欧洲的电力网络
 - 服务于5.25亿人
 - 发电装机1200GW
 - 输电线路（回路长度）47500千米
 - 每年发电量3700TWh（其中1300TWh来自可再生能源）
 - 每年跨境电力交易470TWh
- 基于（EU）2019/943 法规的强制法令，包括TYNDP



6.2 ENTSO-E 十年电网发展计划（TYNDP）概述

如上所述，TSO 规划的主要支柱是 TYNDP，根据欧盟 714/2009 号法规而实施。虽然该计划没有约束力，但却是一份每两年发布一次的重要泛欧计划。最新计划 TYNDP 2018 由一揽子文件包¹³ 组成，包括以下内容：

- 一份描述欧洲未来情景的报告，这是构成 TYNDP 的基石。具体情景由包括监管机构在内的欧洲利益相关方合作制定。此外，相同的情景首次用于电力和天然气领域（ENTSO-G 是天然气领域的 TSO 联盟，负责为欧洲天然气传输制定平行的 TYNDP）。这意味着电力 TYNDP 和天然气 TYNDP 使用相同的数据来描述 2025、2030 和 2040 年的未来能源系统。
- 一份泛欧洲的“系统需求”报告，这是首次编制完成。报告描述了未来电力系统的需求，其重点是描述欧洲主要运输走廊新建或加强的输电容量。这些结果是基于 2040 年的长期泛欧市场和电网分析得出的。
- 其目的是将初始输电网（对应 2020 年电网）与 2040 年得到充分发展的电网进行比较，以说明电网适当发展的好处。
- 考虑区域层面系统及输电需求的投资计划。为便于规划，欧洲被分为 6 个区域。
- 2018 年主体报告。该报告通过对一些具体项目的社会经济成本效益分析，重点关注输电系统的发展。大多数项目由 TSO 根据国家 / 地区规划及“系统需求”（见上文“系统需求”）中开展的工作进行选取。
- 除了 TSO 的项目提案外，TYNDP 中也会考虑第三方项目（通常是商业投资者项目）。被纳入 TYNDP 的第三方项目必须符合与 TSO 项目相同的标准。
- 配合 TYNDP 2018 主报告一起发布的分析报告。重点围绕对电力系统未来发展至关重要的关键区域性或欧洲整体性问题（例如电力系统的绿色转型）。

6.3 TYNDP 结果 – 概述

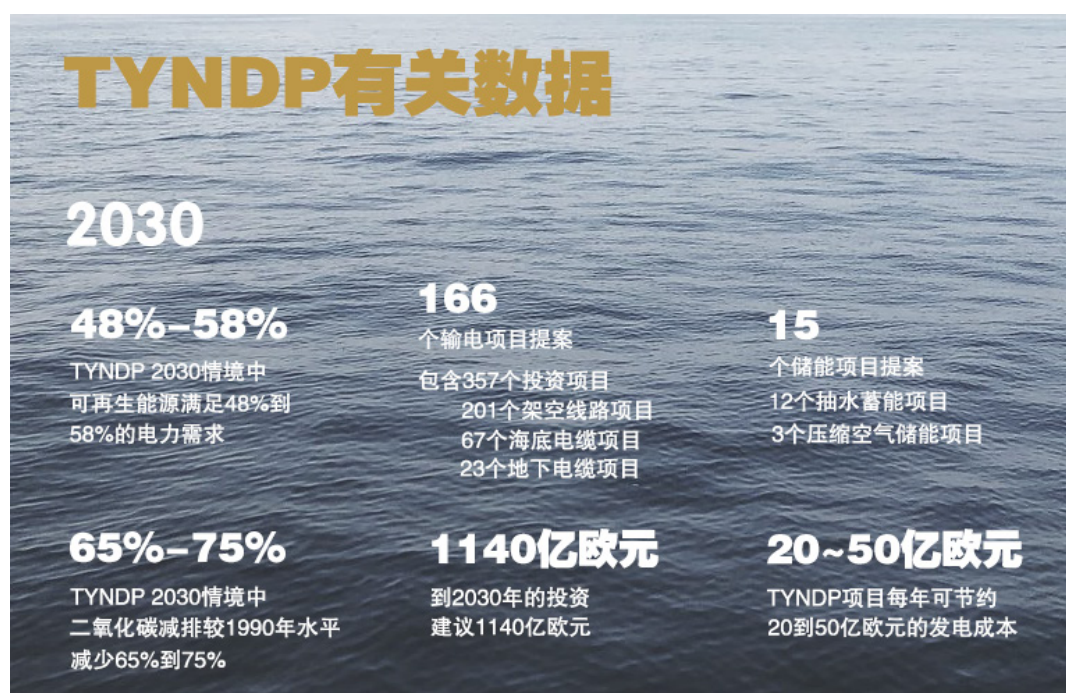
2018 版的 TYNDP 计划描述了 166 个输电项目与 15 个储能项目，全部计划于 2030 年前投产。针对每一个项目，报告都在 4 种欧洲情景下进行了成本效益分析。2018 版 TYNDP 总投资预测估计为 1140 亿欧元，这些项目将使发电成本每年节省 250 亿欧元。该计划还显示出批发电价的下降趋势，因为这些输电项目能使欧洲各地共享最廉价的发电资源。

投资建设更多的电网连接项目是进一步实现可再生能源（风能和光伏）整合的先决条件。在 2030 年情景下，可再生能源占比将达到 40-58%，电力系统的二氧化碳排放量将减少 65-75%。

此外，TYNDP 中包含的项目还能够缓解现有系统瓶颈，从而有助于确保提升电力供应的安全性。TYNDP 2018 的主要成果如图 6.2 所示。

¹³ <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>

图 6.2: TYNDP 2018 成果概述



6.4 共同利益项目（PCI）

欧盟委员会每两年更新一次对欧洲具有重要意义的项目清单，即所谓的“共同利益项目”（PCI）名单，最新版的名单于 2019 年 11 月发布。

PCI 项目能够更快获得欧盟委员会的许可与财政支持，相应也必须遵守有关透明度、利益相关方参与度的规定。

6.5 ENTSO-E 规划过程

概述

ENTSO-E 采用综合协调的输电网络规划方法，包含数据共享、情景构建、协调性市场建模与电网稳定性建模，综合考虑成本效益分析与利益相关方参与度等，旨在确保系统稳定性，保障电力供应，并以尽可能低的成本整合更多可再生能源。

一般来说，ENTSO-E 方法能够确保泛欧洲电网规划为欧洲共同利益而优化，并解决不同利害关系。该方法的一个要点在于从输电网络规划的角度意识到电网的使用最终由市场决定。该方法的主要过程包括情景构建、筛选与成本效益分析，如图 6.3 所示。

第一步 – 构建多种未来情景

分析能源格局的演变是确定欧洲输电基础设施需求的前提。一些 2030/2040 年前的政策目标已发布，但关于发电投资、需求演变、市场发展等问题的不确定性依然存在。TYNDP 的情景构建就是为了限定这些不确定性，而并不是为了预测未来。利益相关方被强烈鼓励深度参与这些情景构建的过程。

图 6.3: ENTSO-E TYNDP 规划过程

欧洲输电计划

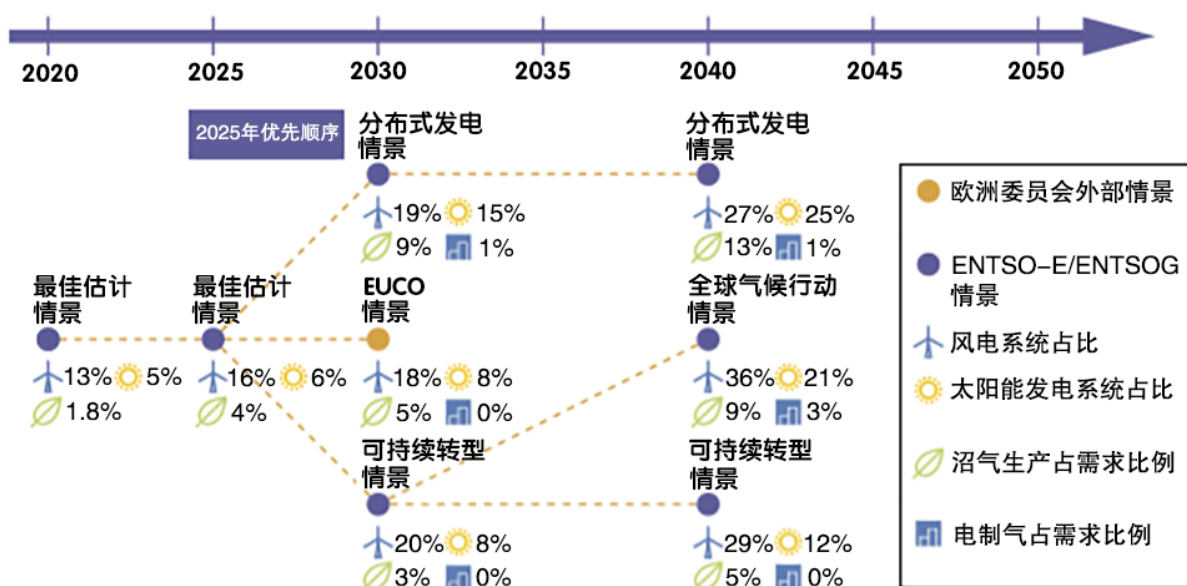
• ENTSO-E 方法主要过程概述



图 6.4 展示了 TYNDP 2018 中的各类情景。

TYNDP 情景包括一个中短期的“最佳估计”情景(包括一个2025年燃煤/燃气优先顺序的敏感性分析)，以及三种长期情景以反映日益增加的不确定性。所有情景都旨在到2030年前实现欧盟的碳减排目标。2020-2040年各情景下的减排路径如图6.4所示。

图 6.4: TYNDP 2018 情景



为了说明情景的细节与演变，对三种 2030/2040 情景的具体描述列举如下（详见 ENTSO-E TYNDP 2018 情景报告）：

- 可持续转型情景（ST）：旨在推动电力部门使用天然气替代煤炭和褐煤，以实现快速、经济、可持续的二氧化碳减排。在重型运输和航运中，天然气也部分取代了石油的使用。与其他情景相比，该情景下供热与运输的电气化转型速度较慢。在这种情况下，欧盟需要在 2040 年代通过推动技术的使用或变革实现快速发展，以实现欧盟目标（2050 年二氧化碳减排 80-95%）。
- 分布式发电情景（DG）：以产消者为核心，重点关注终端技术，代表一种去中心化的发展方式。智能技术和混合动力热泵等双燃料电器允许消费者根据市场情况更换能源。电动汽车渗透率达到最高水平，建筑领域大量应用光伏和储能电池。这些发展也推动了需求响应达到较高水平。使用本地原料的分布式系统也促进了生物甲烷气的强劲增长。
- 全球气候行动情景（GCA）：代表着全球全力推进低碳转型的情况。该情景重点关注电力部门大规模可再生能源，甚至核能的发展。住宅和商业供暖电气化深入发展使得该行业天然气需求稳步下降。交通运输业的减排主要依赖于电动汽车和天然气汽车的增长。能效措施影响着所有行业。“电制气”技术有望在该情景下得到迅猛发展。

第二步 – 筛选基础设施建扩建需求

TYNDP 通常会提供三到四种电力系统的发展情景，有些设定了很高的可再生能源目标，有些旨在设立进一步去中心化的电力系统，有些意图建立一个强有力的泛欧框架。基于这些情景，来自 34 个欧洲国家的 41 个 TSO 的专家们共同进行了规划研究。

专家们使用共同的方法和工具，研究在不同情景下 2030/2040 年欧洲的电力潮流情况，从而了解各情景下的主要瓶颈，以及在跨境边界需要多少输电容量，以对这些潮流进行管理。

筛选研究将选出一系列的基建项目，这只是整个 TYNDP 的一部分。另一部分项目来自符合欧盟委员会 TYNDP 标准的第三方投资者（非 ENTSO-E 成员）。

项目清单在最终确定之前会先公示以公开征求公众意见。

图 6.5 给出了 TYNDP 2018 筛选分析结果的一个例子。这些结果是基于全欧洲的整体市场模型得出的。市场模型模拟了未来情景中的欧洲现货市场，迭代结果表明市场边界的输电容量将不断增加，相比于容量扩张所需的投资成本，具有最高社会经济效益的边界情况将被选取，以进行进一步评估。

图 6.5 分别列出了在 2020 年初始电网情景下与 2040 年电网扩建后的计算结果。结果表明，电网扩建会降低发电的边际成本，减少可再生能源的弃电率，并减少二氧化碳排放。

此外，期望缺供电量（EENS）也明显减少。

第三步 – 项目评估

TYNDP 规划过程的最后一个阶段是项目评估。该阶段使用欧盟认可的方法评估项目的成本和效益。它不仅作为纯粹的经济性评估，也会考虑到项目对环境、欧洲的社会福利、供电安全等方面产生的影响。这些项目的成本效益评估的结果是 TYNDP 报告的核心。

图 6.5: TYNDP 2018 筛选潜在项目案例



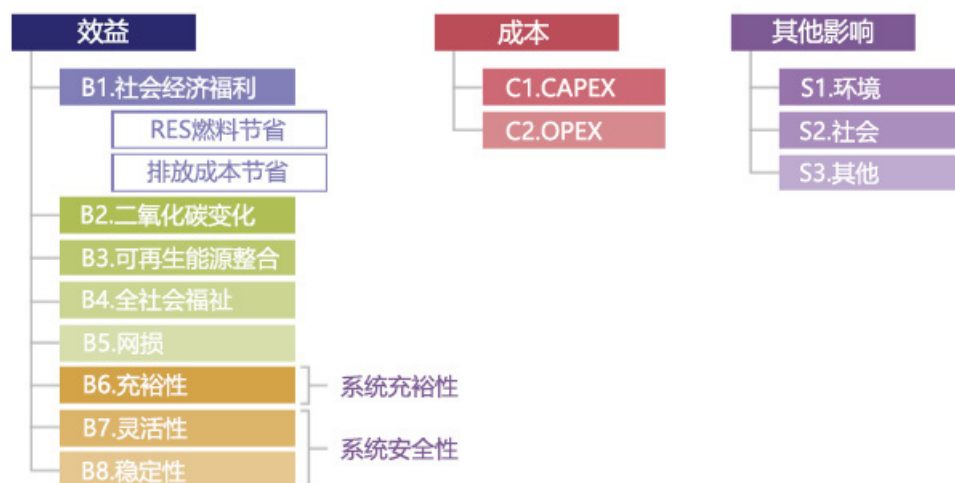
TYNDP 报告列出了每个基础设施项目的价值，会为决策者提供一份翔实准确的输电基础设施项目分析作为其决策依据。TYNDP 项目及其相关评估在欧盟委员会更新 PCI 项目清单的过程中也会用到。

6.6 ENTSO-E 全系统成本效益分析（CBA）方法

概述

在 TYNDP 规划过程中，所有新的候选输电项目均根据由 ENTSO-E 制定的全系统成本效益方法（ENTSO-E 电网开发项目成本效益分析指南）进行评估，并由欧盟委员会批准。评估因素包括图 6.6 中概述的各项类别。

图 6.6: 成本效益评估类别，TYNDP 2018

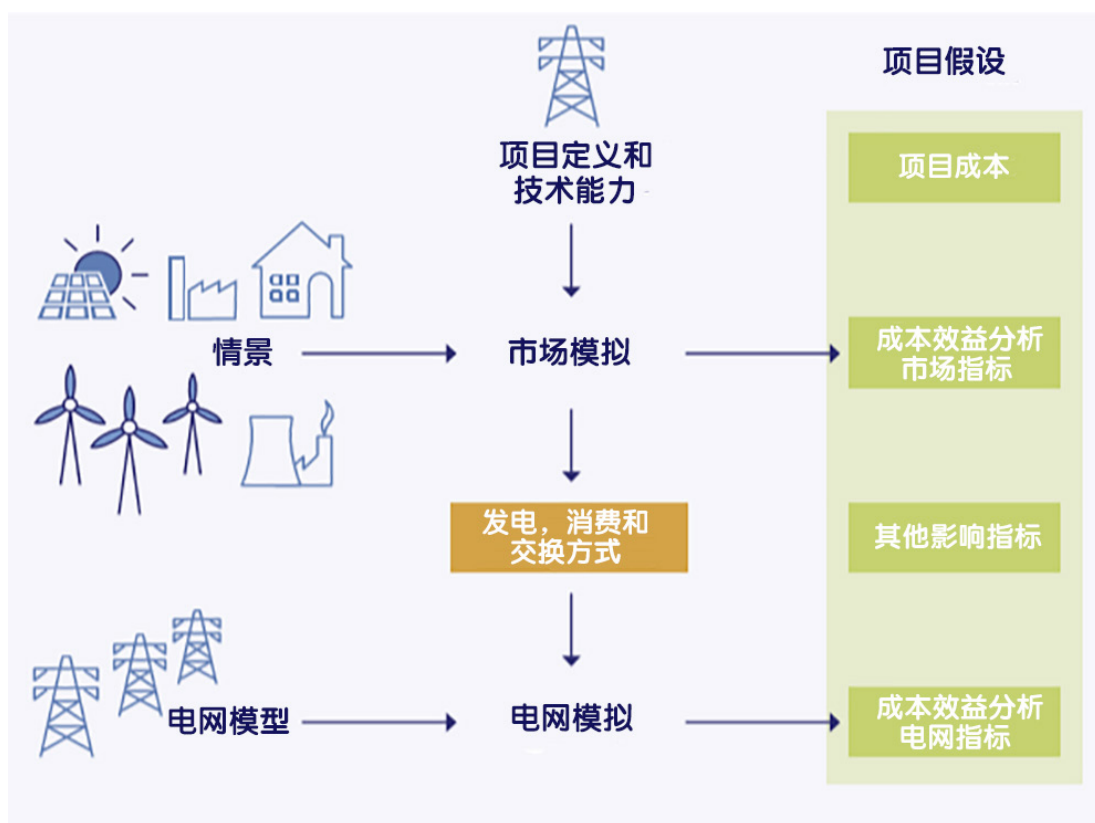


成本效益评估涉及的因素包括：

- 以 MW 表示的电网传输容量（GTC）。采用电网分析法进行估算。
- 电力供应安全是指期望缺供电量（EENS）或缺电时间期望（LOLE）。
- 社会经济福利（SEW）指生产者剩余、消费者剩余和阻塞成本的总和，包括二氧化碳和可再生能源整合的隐含货币化价值（例如因弃风减少而提高的可再生能源发电价值）。
- CO₂ 和可再生能源整合的货币化价值（例如因弃风减少而提高的可再生能源发电价值）
- 损失指的是输电损失（全系统损失变化）
- 成本是指项目成本以及项目导致的其他相关成本的变化（除损失外）
- 技术弹性 / 系统安全性是指系统承受日益极端系统条件（特殊意外事件）的能力，是基于关键绩效指标（KPI）得分的半定量评估。
- 灵活性 / 鲁棒性是指拟议的强化项目应对未来多种可能的发展路径或情景的能力，是基于关键绩效指标（KPI）得分的半定量评估。

评估框架如图 6.7 所示，图中还展示了市场与电网建模的各项指标。

图 6.7：“市场成本效益分析”与“电网成本效益指标”分别是市场与电网研究的直接结果，“项目成本”与“剩余影响”未经仿真直接得出。



参考电网

项目效益根据包含项目与否的仿真结果差异计算。评估的两种方法如下所示（详见图 6.8）：

- 逐一去掉法（TOOT），这种方法下，参考状态考虑未来可能的全部额外电网容量，被评估的项目从电网中依次删除（一次去掉一个），以评估潮流及其他指标的变化。

- 逐一加入法（PINT），这种方法下，参考状态设定为现有电网状态，被评估的项目依次加入到电网中（一次加入一个），以评估潮流及其他指标的变化。

参考案例的选择对单个项目的评估结果有重大影响，因此必须对其作出明确解释。这包括对电网初始状态（不包含任意待评估项目）的解释；随后建立参考电网，其中应包含最成熟的项目，也就是那些或是处在施工阶段，或是处在“许可”或“计划但尚未批准”阶段的项目，这些项目符合各国特定法规提出的相关要求，最有可能快速实现。

“正在考虑”阶段的项目被视为不成熟项目，因此通常被排除在使用 PINT 法进行评估的参考电网中。

图 6.8: TOOT 与 PINT 方法的定义与参考电网

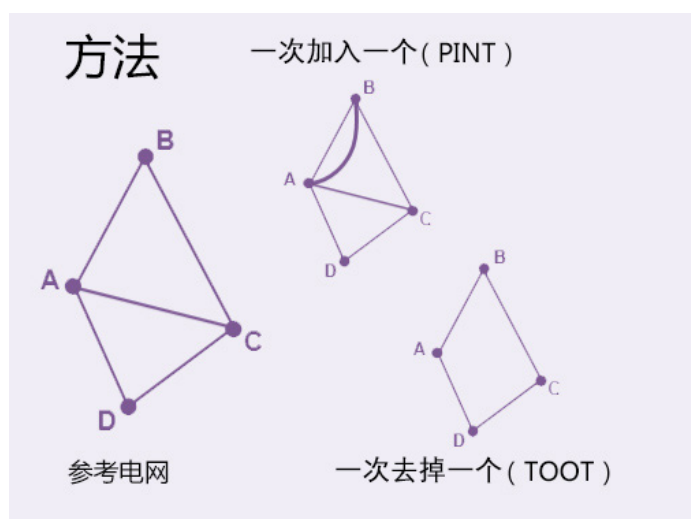
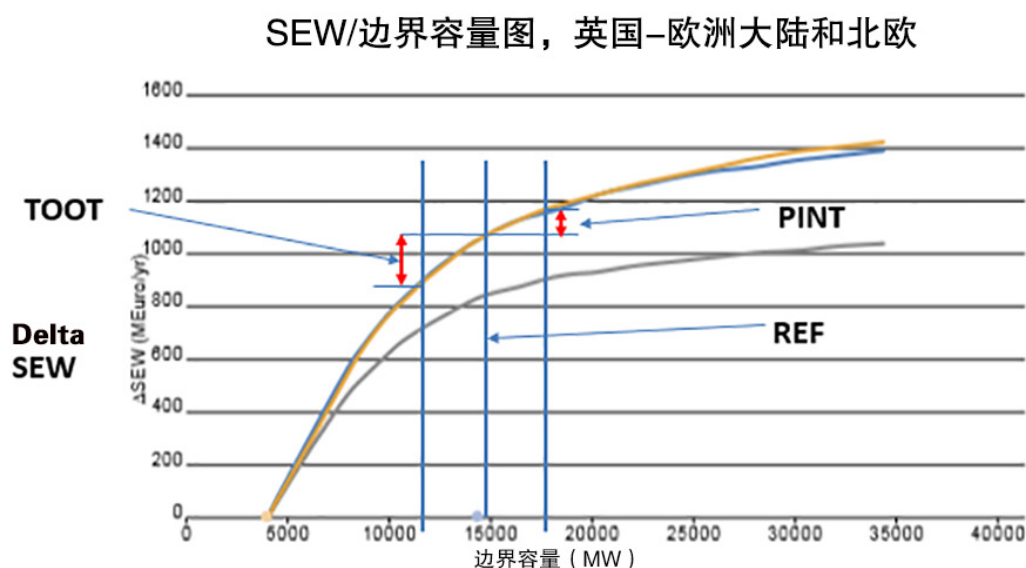


图 6.9 展示了一种在边际扩张效益递减情况下的容量投资评估案例，这表明了 TOOT 和 PINT 会产生不同的结果。

图 6.9: TOOT 与 PINT 方法的跨境容量扩张评估



成本效益分析参数描述

效益包括以下主要类别：

B1：社会经济福利（SEW）

社会经济福利（SEW）或市场整合是指项目缓解阻塞的能力。因此它能提高输电容量，使增加商业交易成为可能，从而使电力市场能够以更经济有效的方式进行电力交易。

BOX 1: 社会经济福利计算简述（B1）

SEW 计算准则

社会经济福利（SEW）是多数欧洲项目的核心指标，以下简称 B1。在欧洲 TYNDP 中，该指标往往是基础设施扩张的重要依据。B1 是通过两种情况下的欧洲市场模型进行计算的：在市场模型中包含或剔除拟议项目。在模型中，欧洲日前市场在每一种情景下都被进行精确到一年中每一小时的模拟。

原理如图 6.10 所示，该图显示了通过容量为“C”的输电线路连接两个报价区域（分区价格设计）时 B1 的增长。最优调度是将数量“C”从低价区运输到高价区，因此，如图所示，低价区的价格将上涨，而高价区的价格将下降，而由于输电阻塞限制，两个区域的最终价格会有所不同。

该图展示了在两个价格区域内消费者剩余与生产者剩余的变化。剩余的净增长由图中深紫色三角形所示，浅紫色三角形是阻塞租金。

图 6.10：市场模型下两个市场区域之间的最佳潮流

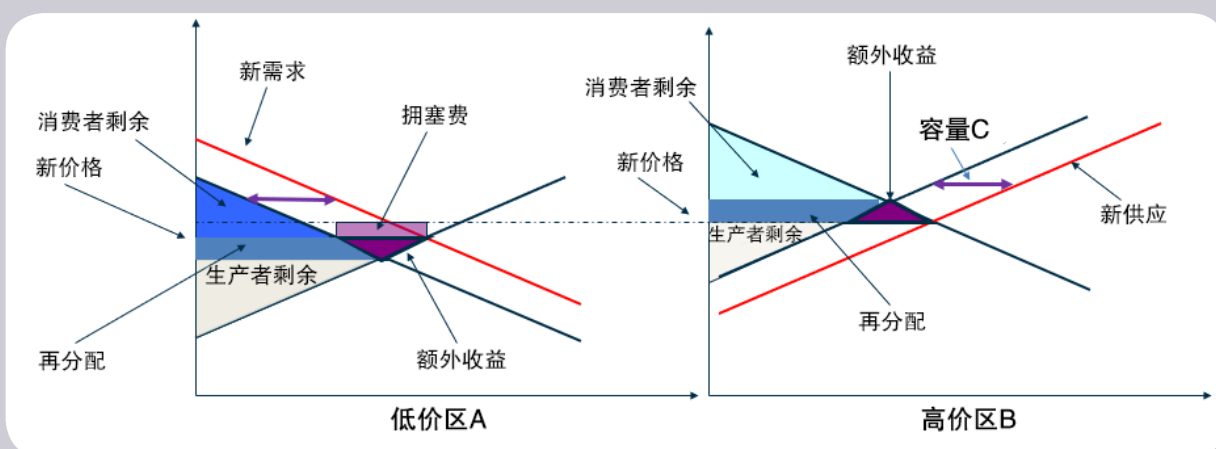
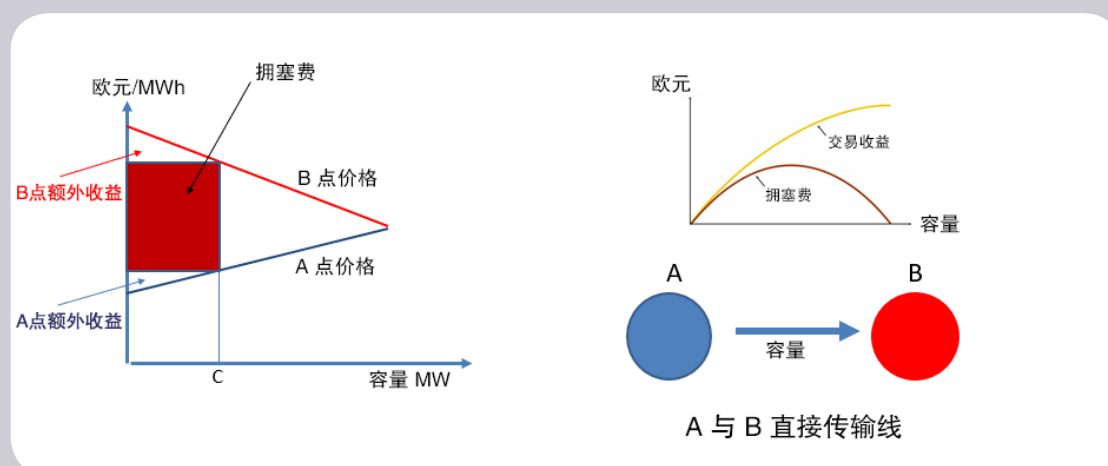


图 6.11 进一步说明了该情况。该图说明了当区域间输电容量上升时两区域价格、阻塞租金与 B1 的增长（左图）。

还说明了阻塞租金的变化（右图下方红线）与总交易收益（即 SEW，右图上方黄线）。

图 6.11：阻塞租金、SEW 与输电容量的对应关系



来源：Ea Energy Analyses

该市场模型计算了在所有情景下全年每一小时所有价格区域的 SEW 总增长，包括加入某一项目后整个欧洲电力系统的阻塞租金的净增加总额。

除了 SEW 的变化，该市场模型还能计算出二氧化碳以及可再生能源（风电和太阳能）弃电量的变化。

B2：二氧化碳变化

对由于二氧化碳排放变化而产生的额外社会效益代表了该项目导致的电力系统碳排放水平的变化。这是发电调度变化与释放可再生能源潜力的结果。欧盟确定的气候政策目标是在 2030 年之前将温室气体排放量较 1990 年水平减少至少 40%。二氧化碳是主要温室气体，大多由电力部门产生，因此将其作为一个单独的指标来显示。假设未来欧盟 ETS（排放交易计划）价格已经包含在 B1 中，因此该指标考虑了除此之外二氧化碳排放的额外社会成本。

BOX 2: 二氧化碳变化计算简述（B2）

B2: 二氧化碳变化

- 计算二氧化碳变化带来的额外社会收益的方法；
- B1 中已计入了 EU ETS 价格带来的二氧化碳价值；
- $B2 = \text{二氧化碳变化} * (\text{二氧化碳社会成本} - \text{ETS 二氧化碳价格})$

B3: 可再生能源整合

对可再生能源整合的贡献是指系统允许新可再生能源（RES）电力接入、释放现有及未来 RES 电力、减少可再生能源弃电。RES 整合是欧盟目标之一。RES 整合提高的货币价值已被计入 B1。

B4: 社会福祉的变化

社会福祉变化指的是二氧化碳变化与 RES 整合带来的、除去已被计入 B1 的经济影响之外的社会福祉的增加。

B5: 电网损耗变化

输电网络中的网损变化是因项目引起的电力系统热损耗的补偿成本。它是能源效率的一个指标。

B6: 供应安全（SoS）

满足需求能力的充裕性是指项目对电力系统提供充裕性以满足长期电力需求能力的影响。不同的气候因素对电力需求和可再生能源发电的影响被考虑在内。

BOX 3: SoS 充裕度简述

B6: SoS 充裕度

- 进行随机模型下的蒙特卡洛模拟
- 分别在有无该项目的情况下计算 EENS（期望缺供电量）
- 收益 = EENS 变化 * VOLL（失负荷价值）
- 该值的上限取决于增加峰荷机组对应成本的合理性检查
- 最低值被选取

B7: 供应安全——系统灵活性

系统灵活性指项目对电力系统快速响应能力的影响，以适应非可调度电源高渗透水平下需求侧的深远变化。

B8: 供应安全——系统稳定性

系统稳定性指项目对系统提供安全稳定电力能力的影响。

剩余影响定义如下：

S1. 剩余环境影响指通过初步研究评估的（剩余）项目影响，旨在衡量项目相关的环境敏感性。

S2. 剩余社会影响是指通过初步研究评估的（剩余）项目对受项目影响的（当地）人口的影响，旨在衡量与项目相关的社会敏感性。

S3. 其他影响提供了一个衡量项目相关其他所有影响的指标。

成本的定义如下：

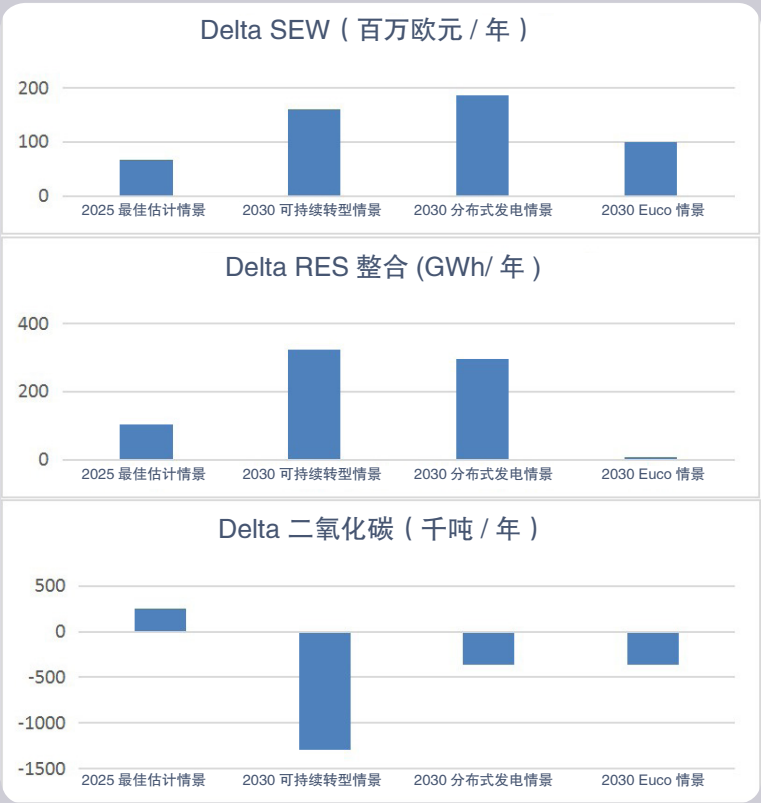
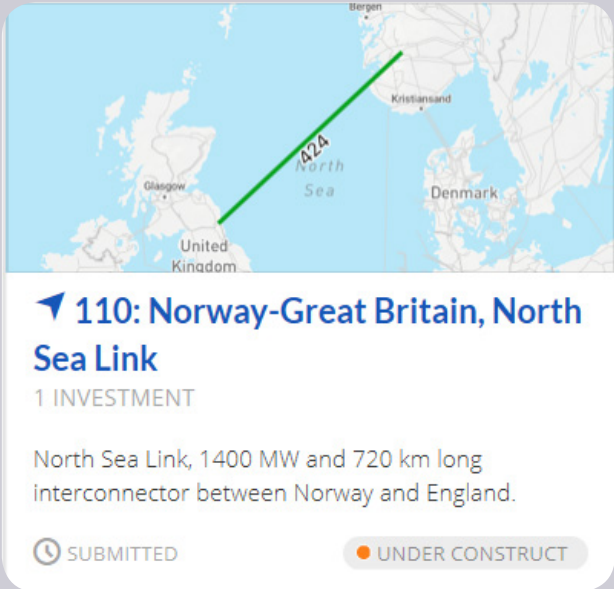
C1. 资本支出（CAPEX）。这一指标报告了项目的资本支出，包括获取许可、可行性研究、取得道路通行权、场地、准备工作、设计、拆卸、设备采购和安装等费用。资本支出通过类比估算（基于此前类似项目的信息）和参数估算（基于类似项目的公开成本信息）确定。

C2. 运营支出（OPEX）。这些费用与项目运营和维护成本有关。所有项目的运营支出的计算必须基于该研究当年的实际成本（例如 TYNDP 2018 中的相关成本应为 2018 年当年水平）。

Box 4 是 TYNDP 2018 中的一个例子，展示了挪威 - 英国 1400MW 输电项目建设后 SEW、RES 整合与二氧化碳的变化情况。

BOX 4: TYNDP 2018 案例

挪威 - 英国 1400MW 输电项目



* Euco 是欧盟委员会开发的一个情景。

7. 情景设定

7.1 概述

本节描述了中国未来情景。在第 7.2 和 7.3 节中，报告将分别介绍两个中国研究机构对电力系统模型进行的情景设定。第 7.2 节将介绍国网能源研究院（SGERI）的情景设定，第 7.3 节则会介绍能源研究所 / 国家可再生能源中心（ERI/CNREC）的情景设定。

在 2020 年 3 月 17 日至 19 日举行的项目启动会议上，决定在本研究中应用 SGERI 情景和 ERI/CNREC 情景，用于为中国输电规划演示 ENTSO-E 方法。SGERI 情景设想应该分别应用于 SGERI 模型和 ERI/CNREC 模型中的 ERI/CNREC 情景。

然而后来得出的结论是 SGERI 的模型由于分辨率太低（基于区域而不是省份的模拟）无法应用。因此决定只使用 ERI/CNREC 的模型和情景进行筛选和 CBA 模拟。

但为了完整起见，本章（第 7.2 节）中也描述了 SGERI 的场景。

7.2 SGERI 情景设定

本节旨在通过设定不同的能源转型情景来描述中国未来的能源发展路径。

考虑到中国的国家能源安全战略和全球碳减排目标，中国的能源转型不仅需要大规模开发和利用清洁能源，同时还要增加电力在终端能源消耗中的比重。为了建立以电为中心的现代能源系统，需要通过“提高电气化率”和“发电端的减碳脱碳”进入“再电气化”的能源发展新阶段。

鉴于“加速电气化 + 新一代电力系统”将成为向清洁低碳能源未来转型的重要动力，此情景设定将基于高质量经济增长和现代能源转型及发展。随着能源效率的提高和能源结构的调整，该情景设定将通过电气化和清洁能源发展来描述电力在中国能源转型过程中的作用和影响，并构建未来的发展情景。

本节设置了两类具有代表性的转型情景：常规转型情景和加速电气化情景。在常规转型情景下，各项过渡措施的实施相对均衡，而在加速电气化情景下，电气化水平增长更快，清洁能源发展规模更大。

常规转型情景

常规技术的能源效率提升相对缓慢，电气化率增长稳定。天然气消费迅速增加，煤炭消费减少，石油消费则保持相对稳定。终端能源消费结构持续改善，终端能源效率不断提高。新能源在终端能源消费中的占比将越来越大，电力系统逐步形成“源 - 网 - 荷 - 储”协调发展的均衡局面。

加速电气化情景

常规技术的能源效率提升逐年放缓，而诸如电锅炉、电窑、热泵、智能家居和电动汽车等电气化技术的应用范围将显著扩大。最终，整个社会的电气化水平将迅速提高，加速终端能源消费中对煤炭和石油的替代。此外，终端能源消费结构也将快速改善，促使终端能效持续而快速地提升。

加速电气化情景下，天然气消费的增长要低于常规转型情景。新能源发展迅速，电网的智能化发展和调控能力在此情景中将取得进一步的改善，推动了电力系统朝着更大、更协调的“源 - 网 - 荷 - 储”一体化方向发展。

常规转型情景和加速电气化情景中根据经济和社会发展标准确定的最终用能的有效需求大体一致。终端能源需求的差异主要体现在终端能源消费技术带来的能源效率的差距上。例如，对于同一通勤路线是选择传统燃料汽车还是电动汽车；是否选择燃煤供热、燃气供热或热泵来满足相同的供热需求，是冶炼矿石或加工再生金属来生产相同数量的钢和铝。

在加速电气化情境下，“共享出行”对未来的破坏性影响可能会在 2030 年后释放出运输部门终端用能更大的有效需求，同时在一定程度上减少钢铁、铜和铝等上游产品的生产能耗。

两个情景中的关键设定和主要参数差异如表 7.1 所示。

表 7.1：主要情景参数设置		
	常规转型情景	加速电气化情景
经济环境	从国际形势上看，全球贸易自由化遭遇到了挫折。中美贸易摩擦在一定程度上影响了中国的经济发展。从国内环境看，社会经济形势稳定，经济增长逐步放缓，经济结构向着优化的方向不断调整，增长动能由传统制造业向第三产业和高端制造业转移。在“十四五”和“十五五”期间，国内生产总值预计分别以 5.5% 和 5.0% 的速度增长。2030-2040 年和 2040-2050 年，国内生产总值增长率预计分别为 4.2% 和 3.2%。中国人口增长呈现放缓的趋势。到 2050 年，人口总量将达到 14 亿。 ¹⁴	
电气化水平	各能源消费领域的电气化水平将逐步提高。例如，2020 年、2035 年和 2050 年电炉炼钢在钢铁工业中的比重将分别达到 10%、20% 和 32%。2020 年、2035 年和 2050 年的电动汽车数量将分别达到 400 万辆、9200 万辆和 2.4 亿辆。同时，小部分城市短途货运服务也将实现电气化。	不同领域的电气化水平将普遍高于常规转型情景。例如，2020 年、2035 年和 2050 年电炉炼钢在钢铁工业中的比重将分别达到 15%、35% 和 54%。2020 年、2035 年和 2050 年的电动汽车数量将分别达到 500 万辆、1.4 亿辆和 3.5 亿辆。城市短途货运也将实现电气化。
终端能源结构	按照“宜电则电，宜气则气，宜煤则煤”的原则，稳步推进电力替代，天然气用量略有提高，逐步替代煤炭和燃料，氢能应用有一定的空间。	考虑到供应限制，天然气对燃煤和燃料的替代量将低于常规转型情景，电能替代比例大大提高，氢能应用普及较为乐观。
终端能源效率	2020 年主要工业产品能效将达到或接近国际先进水平，到 2035 年中国将迈入全球能效领先的行列。2020 年单位国内生产总值能耗比 2015 年下降 15%，2030 年达到全球平均水平。终端能源消费强度下降速度将逐步放缓，用天然气和电力替代燃煤燃油带来了更高的能源效率。	在常规转型情景对终端能源效率设定的基础上，将设定更高的再生金属冶炼、热泵技术等高效技术的推广应用。电气化的广度和速度将高于常规转型情景，这将显著提高能源效率。

14 参考国家信息中心预测数据。

新能源发电 ¹⁵	2035 年和 2050 年陆上风电装机成本将分别降至 5000 元 /kW 和 4700 元 /kW。 2035 年和 2050 年海上风电装机成本将分别降至 10000 元 /kW 和 8600 元 /kW。 2035 年和 2050 年光伏发电装机成本将分别降至 2800 元 /kW 和 2300 元 /kW。 2035 年和 2050 年光热发电装机成本将分别降至 9700 元 /kW 和 4500 元 /kW	2035 年和 2050 年陆上风电装机成本将分别降至 4500 元 /kW 和 4000 元 /kW。 2035 年和 2050 年海上风电装机成本将分别降至 9000 元 /kW 和 7400 元 /kW。 2035 年和 2050 年光伏发电装机成本将分别降至 2300 元 /kW 和 1900 元 /kW。 2035 年和 2050 年光热发电装机成本将分别降至 7600 元 /kW 和 3200 元 /kW。
碳排放成本	从 2020 年的 20 元 / 吨逐步提高到 2050 年的 200 元 / 吨。	从 2020 年的 30 元 / 吨逐步提高到 2050 年的 300 元 / 吨。
煤电灵活性变化	2035 年和 2050 年，热电联产机组调峰深度将分别达到 30% 和 40%。 2035 年和 2050 年，非热电联产机组调峰深度将分别达到 60% 和 70%。	2035 年和 2050 年，热电联产机组调峰深度将分别达到 40% 和 50%。 2035 年和 2050 年，非热电联产机组调峰深度将分别达到 70% 和 80%。
跨区输电参与调峰	输电容量的 50%	输电容量的 80%
需求响应潜力	2035 年和 2050 年分别为最大负荷的 6% 至 8% 和 10% 至 12%。	2035 年和 2050 年分别为最大负荷的 7% 至 9% 和 15% 至 18%。
储能成本 ¹⁶	2035 年和 2050 年的固定投资成本将分别降至 3000 元 /kW 和 2000 元 /kW。	2035 年和 2050 年的固定投资成本将分别降至 2000 元 /kW 和 1000 元 /kW。

7.3 ERI/CNREC 情景

《2019 年中国可再生能源展望》分析了不同情景下可再生能源在中国能源系统中的使用。这些情景为可再生能源的长期发展提供了清晰一致的愿景，可以作为短期决策的基础。ERI/CNREC 的展望研究共分为两个情景：既定政策情景表示全面且坚定落实既有的能源政策；而低于 2 摄氏度情景则显示了中国为履行《巴黎协定》承诺、实现生态文明宏伟愿景的路径。

¹⁵ 年度成本预测曲线参考国际能源署、国际可再生能源署、彭博财经等国际权威机构的预测。由于篇幅所限，仅显示关键年份的值和全国平均值，并且未列出每个区域的具体差异。报告和模型中的所有价格均基于当前价格水平，不考虑货币价值变化。

¹⁶ 年度成本预测曲线参考国际能源署、彭博财经、中国储能联盟等国内外权威机构的预测。由于篇幅所限，仅显示关键年份的值。

情景设定采用自下而上的方式对能源系统和终端用能部门进行了建模。宏观经济指标、人口和能源系统的建设目标和限制条件被用作模型输入，以引导系统朝着期望的方向发展，并确保实现能源系统的各项发展目标。在满足这些约束的前提下，电力部门模型以整体成本最小化为目标，确保能源系统转型具有成本效益。

情景的设定旨在实现以下目标：

- 提供清晰的长期愿景。将展示这一愿景下的能源系统构成以及背后的驱动因素。
- 明确当前形势、市场趋势和政策方向，并在此基础上对未来进行预测。
- 通过结合预测和愿景形成完整的能源系统情景。

7.3.1 两个主要情景

既定政策情景

这一情景假设全面且坚定落实“十三五”规划和党的十九大报告中所述的能源部门职能以及相关政策。核心是努力建设清洁、低碳、安全和高效的能源供应。该情景还全面考虑了能源相关的各项政策影响，包括国家自主贡献中提到的 2030 年前实现碳达峰的气候目标、打赢蓝天保卫战计划、能源生产和消费革命战略，以及国家碳排放交易计划。通过对政策趋势进行推断，确定长期政策驱动因素。

低于 2°C 情景

低于 2°C 情景展示了中国实现生态文明宏伟愿景和履行《巴黎协定》各项条款的路径。主要驱动因素是通过以可再生能源、电气化和部门转型为核心的战略，实现能源相关二氧化碳排放量的硬性目标。该情景下 2018-2050 年能源相关二氧化碳排放总量设定为 2 亿吨。

7.3.2 重要假设

宏观经济与人口

从现在起到 2035 年的未来 16 年，中国将处于工业化和城市化的中后期。它将拥有世界上最大的制造业、服务业、城市群和中高收入群体。其经济增长方式正在发生重大变化。2035 年后，中国将开始向着高收入现代化国家迈进，到 2050 年人均国内生产总值将达到 4 万美元左右。

表 7.2：与宏观经济和人口有关的假设

	既定政策情景	低于 2°C 情景
人口	人口将在未来十年内继续增长，之后开始下降。到 2050 年，人口将达到 13.8 亿左右。	
经济发展	经济规模将从 2018 年的 90 万亿元增长到 2050 年的 380 万亿元。	
城镇化率	中国的城市化进程将继续作为一个重要因素。根据国家统计局的数据，中国的城镇化率将从 2018 年的 59.6% 上升到 2030 年的 70%。ERI 预计到 2050 年城镇化率将达到 78%。	

能源消费总量与结构

构建清洁低碳、安全高效的能源体系是中国未来的发展方向。下表中是中国现有的中长期能源发展目标，以及为实现上述目标所做的假设。

表 7.3：与能源部门相关的假设

	既定政策情景	低于 2°C 情景
一次能源消费限额	控制一次能源消费增长。根据“十三五”规划，到 2020 年，一次能源消费应保持在 50 亿吨标煤当量以下。按照能源生产和消费革命战略，到 2030 年，一次能源消费量应控制在 60 亿吨标煤以下。《2050 年远景展望》指出，一次能源消费在 2030 年之后至 2050 年应趋于稳定。	
煤炭消费限额	根据“十三五”规划，2020 年煤炭消费在一次能源消费中的占比应在 58% 以下。根据 ERI 对环境可持续能源系统的分析，预测情景中将到 2050 年的煤炭消费限额设定在 10 亿吨（7140 亿吨标煤）。	
能源自给率	能源供应多样化，大幅降低对进口燃料的依赖。	
能源强度	“十三五”规划确定了 2020 年能源消费强度比 2015 年降低 15% 的目标。预测情景假设能源强度相对于 2018 年（基准年）将降低 85%。	
非化石能源占一次能源比重	“十三五”规划确定了非化石能源占一次能源的比重要在 2020 年达到 15%，到 2030 年达到 20% 的目标。《能源生产和消费革命战略》进一步指出，到 2050 年，50% 以上的一次能源供应应来自非化石能源。 然而，为了实现减排目标，成功建设生态文明社会，到 2050 年，非化石能源必须至少占到一次能源供应的三分之二。	
天然气目标	“十三五”规划提出了到 2020 年将天然气在一次能源供应中的比重提高到 10% 的目标。《能源生产和消费革命战略》设定了到 2030 年天然气占能源结构 15% 的目标。在两种情景下，天然气在短期内都将进一步扩张，但在 2040 年达到峰值，随后回落，由非化石能源替代。 由于情景中一次能源消费的差异，天然气消费的绝对水平有所不同，因此对每个情景都设定了边界条件。	
	2040 年的峰值在 630-650 bcm 之间	2040 年的峰值在 580-600 bcm 之间
电气化率	“十三五”规划设定了到 2020 年电气化率达到 27% 的目标。 作为能源转型战略的核心支柱，电气化水平应大幅提高。	
	>50%	>60%

环境和资源潜力

能源转型要考虑生态环境保护、资源条件，还要考虑二氧化碳减排国际承诺。中国煤炭资源丰富，但油气供应可能未来长期内还要依赖国内和国际资源。未来，水电、风电、太阳能、生物质能等可再生能源有待进一步开发。

表 7.4：与环境和资源潜力相关的假设		
	既定政策情景	低于 2°C情景
碳排放限制	中国在国家发展改革委员会和其他政策文件中的官方减排目标是：到 2020 年和 2030 年，碳强度分别较 2005 年降低 40%-45% 和 60%-65%。	根据政府间气候变化专门委员会（IPCC）数据库模拟结果，可以采用将温度提升控制在 2°C 以内的 66% 置信区间，设定碳排放限值。2018-2050 年累计排放量需控制在 2000 亿吨以下，2050 年排放量需控制在 25 亿吨以下。
资源潜力	出于安全考虑，只在沿海地区建立核电站，因此核电的远期容量为 100-110GW（2021 年容量为 47.5GW）。 中国水电十分发达，未来规划的水电剩余资源开发主要集中在四川、云南、西藏和青海。到 2050 年，水力发电容量将达到 530 GW。 对不同省份风电和太阳能光伏发电的技术和经济可行资源潜力进行了建模。陆上风电的总潜力为 4900 GW，其中不到 2000 GW 可采用分布式开发。海上风电的潜力为 217 GW（主要考虑近海风电）。集中式光伏发电的资源潜力为 2537 GW；而对于不同类型的分布式光伏（包括 BIPV 和屋顶光伏等），其资源潜力为 1633 GW。	

终端用能部门的发展

能源转型始于用能方式的转变。两类情景下指导终端能源消费发展的主要指标如下所示。

表 7.5：终端用能部门主要指标		
	既定政策情景	低于 2°C情景
工业	淘汰过剩产能：到 2050 年，钢铁产量下降 27%，水泥产量下降 50%。	
	资源回收：2050 年废钢占比达到 50%，2050 年再生铝占比达到 45%。	到 2050 年，废钢占比达到 65%；到 2050 年，再生铝的占比达到 58%。

交通运输	2035 年，私人汽车的人均拥有量增长 60%，到 2050 年增长 120%。	
	2050 年前引入轻型内燃机乘用车禁令。	2035 年前引入轻型内燃机乘用车禁令。
	到 2050 年，非公路客运周转量增长 30%。到 2050 年，铁路和航空客运分别增长 200% 和 180%。	
	到 2035 年，货运周转量较 2018 年增长 80%，到 2050 年增长 115%。到 2050 年，公路、铁路和海上货运的比例从目前的 48%、20%、32% 上升到 32%、30%、38%。	
	到 2035 年，轻型卡车中新能源汽车（NEV）市场份额将达到 12%，到 2050 年将达到 24%。	到 2035 年，轻型卡车中新能源汽车市场份额将达到 67%，到 2050 年达到 100%。
	到 2035 年，中型及重型卡车中新能源汽车市场份额将达到 12%，到 2050 年达到 20%。	到 2035 年，中型及重型卡车中新能源汽车市场份额将达到 42%，2050 年将达到 75%。
建筑	2035 年前总建筑面积增加 48%，到 2050 年增加 70%。城市住宅、农村住宅和商业建筑的比例由目前的 41%、34%、25% 上升到 55%、17%、28%。	
	到 2035 年 IDC 建筑面积增加 5 倍，到 2050 年增加 9 倍。	
	到 2035 年城市住宅采暖强度降低 15-35%，农村住宅采暖强度降低 30-50%。	
	2035 年所有地区城镇住宅供热服务饱和率达到 100%。	
	到 2035 年城市住宅和农村住宅的制冷强度分别提高 15-35% 和 28%。	
	2035 年，所有地区城市住宅建筑制冷服务饱和度达到 100%。	

电力行业发展

两种情景均假定能源转型的基础必须是发展非化石能源和可再生能源，这主要通过电力部门来实施。支持这一情景战略的关键指标如下表所示。

表 7.6：电力部门假设

	既定政策情景	低于 2°C 情景
非化石能源发电比例	在发电结构中，根据《能源生产和消费革命战略》中设定的指导方针，两种情景均将 2030 年前将非化石能源发电量的最低目标设定在 50%。	
能源资源潜力和长期目标	考虑到安全问题，只考虑沿海地区的核电厂选址，因此核电的远期容量为 100-110GW（2021 年容量为 47.5GW）。 中国水电十分发达，未来规划的水电剩余资源开发主要集中在四川、云南、西藏和青海。到 2050 年，水力发电容量将达到 530 GW。 对不同省份风电和太阳能光伏发电的技术和经济可行资源潜力进行了建模。陆上风电的总潜力为 4900 GW，其中不到 2000 GW 可采用分布式开发。海上风电的潜力为 217 GW（主要考虑近海风电）。集中式光伏发电的资源潜力为 2537 GW；而对于不同类型的分布式光伏（包括 BIPV 和屋顶光伏等），其资源潜力为 1633 GW。	

可再生能源补贴	到 2020 年，风电已经可与燃煤发电竞争，太阳能发电也已经可以平价上网。此外，分布式太阳能也应可以平价上网。	
碳价	到 2030 年，电力行业二氧化碳价格从 2020 年的 50 元 / 吨上涨到 100 元 / 吨。	到 2030 年，电力行业二氧化碳排放成本将提高到 160-180 元 / 吨，到 2040 年将提高到 200 元 / 吨左右。
发电成本	太阳能和风能的发电成本迅速下降，使风能和太阳能更具竞争力。受燃料成本、排放定价和满负荷运行时间减少影响，化石能源发电成本增加。因此，短期内可再生能源的开发成本可能比燃煤发电更低。随着能源成本和并网成本的进一步下降，整个系统的成本基础上的转型规模将加速。	
	2035 年和 2050 年陆上风电的初始投资成本（含机组、建设、税金等）分别降至 6200 元 / kW 和 5950 元 / kW。2035 年和 2050 年海上风电成本降至 8900 元 / 千瓦和 7800 元 / 千瓦或更低。2035 年和 2050 年，集中式光伏发电成本分别降至 2870 元 / 千瓦和 2460 元 / 千瓦。	
电力需求和电气化	到 2020 年电力需求达到 6800 TWh，2035 年达到 9000 TWh，2050 年达到 11700 TWh，届时电气化率将达到 46%。	到 2020 年电力需求达到 7000TWh，2035 年达到 11400TWh，2050 年达到 14000TWh，届时电气化率将达到 63%。
需求响应	预计到 2030 年，需求响应技术将得到广泛应用。到 2030 年，工业需求响应最高可提供 8GW 的灵活性，到 2050 将增加到 14GW。	到 2030 年工业需求响应最高可提供 41GW 的灵活性，到 2050 年将增加到 69GW。
	此外，铝冶炼厂在 2025 年提供 5GW 的灵活性容量，到 2035 年和 2050 年分别下降到 4GW 和 3GW。 到 2030 年，100% 的电动汽车都可以进行智能充电。从 2030 年开始引入 V2G，到 2050 年，50% 的电动汽车可在需要时向电网提供电力。	
运作良好的电力现货市场	将引入发电权，例如根据市场参与者和发电资产之间的公平分配原则授予发电商权利。按技术类型设计的满负荷运行小时数将逐步取消，取而代之的是以经济效益排序为基础的经济调度。 跨省输电调度最初采用设置白天和夜间的恒定潮流。通过调动地区间的灵活性，这种固定的调度将得到进一步释放，实现更大规模的平衡。 省级现货市场已于 2020 年引入。第一个跨省统一电力市场将在 2022 年出现。2035 年形成以区域电网为基础的区域电力市场。2040 年形成全国统一市场。	

表 7.7：典型新兴技术的投资成本下降情况

年	元 / 千瓦	风电			光伏		化学储能
		陆上	分布式	海上	集中式	分布式	
2020	投资	6900	8250	15000	3600	3420	投资成本为 1.5 元 /Wh，循环寿命为 4000 次。
	运维	145	154	290	68.4	85.5	
2025	投资	6500	7700	12800	3300	3135	投资成本为 1.2 元 /Wh，“分布式 + 储能”的成本具有商业竞争力。
	运维	142	150	285	67.2	84.5	
2035	投资	6200	7250	8900	2870	2640	投资成本为 1 元 /Wh。循环寿命超过 10000 次。
	运维	139	144	277	65.5	87.8	
2050	投资	5950	6830	7800	2460	2265	投资成本为 0.5 元 /Wh。为电网提供灵活性的应用具有成本竞争力。
	运维	135	140	270	63.7	88.3	

图 7.1：建立区域现货电力市场的时间表



除了调度现有资源外，还对新的灵活来源做出了更多的假设。两种情景的目标还假设市场信号能够使终端用户参与平衡电力市场，包括：

- 需求侧的灵活性，如减少空调负荷或改变工业流程。
- 对电动汽车进行智能充电，在系统边际成本低、市场价格相对较低的时段充电，相应地避开市场价格高的时段。

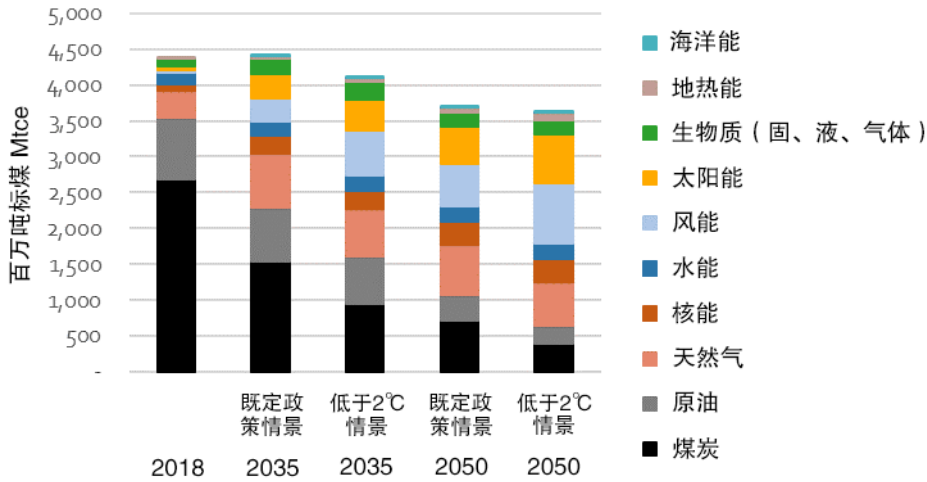
7.3.3 主要结果

随着低碳能源替代煤炭，一次能源消费结构呈现多样化

到 2035 年，在既定政策情景下，煤炭对一次能源消费的贡献减少了 51%，在低于 2°C 的情景下减少

了 62%。到 2050 年，既定政策情景下的煤炭消费量将较 2018 年水平进一步降低 73%，而低于 2℃ 的情景将总计降低 82%。因此，煤炭占一次能源供应结构中的占比（2018 年约占 61%），在既定政策和低于 2℃ 的情景下到 2035 年将分别降至 30%/23%，到 2050 年将分别降至 16%/11%。这些份额是根据物理能量含量法计算的。

图 7.2：2035 年和 2050 年一次能源消费与 2018 年的比较（百万吨标煤 Mtce）

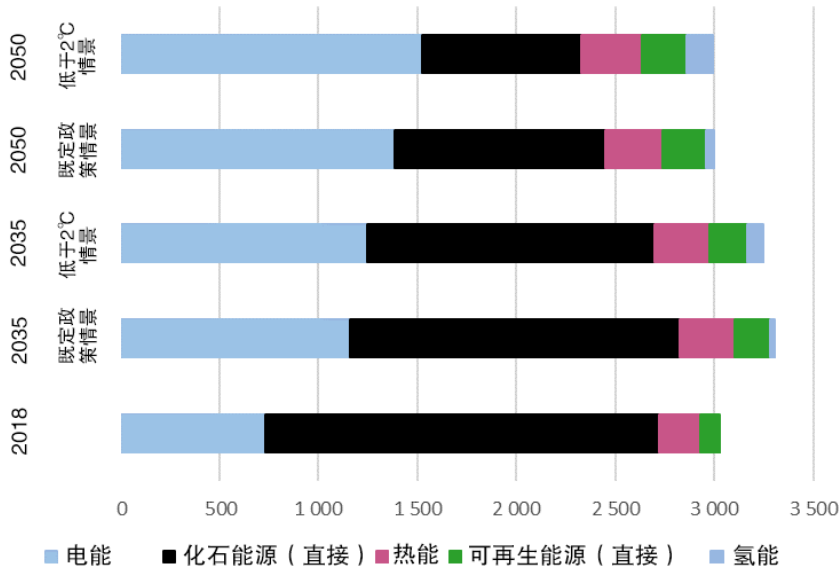


采用物理能量含量法，到 2035 年，在既定政策情景下，非化石能源消费份额将扩大至 32%，在低于 2℃ 的情景下，非化石能源消费份额将增至 42%。采用中国国内能源统计和政策目标中常用的一次能源核算煤炭替代法，2035 年两种情景下非化石能源消费比重分别为 47% 和 59%。因此，到 2035 年，非化石能源占比将远远超过到 2030 年 20% 的官方政策目标。这说明 2030 年的目标明显需要提高。

终端能源消费稳定在目前水平

能源节约加上经济结构调整，使 2050 年终端能源消费总量与 2018 年水持平，约为 31.6 亿吨标煤 / 年。到 2035 年，终端能源消费在既定政策情景下增加约 10%，达到约 34.6 亿吨标煤 / 年，在低于 2℃ 的情景下达到约 33.5 亿吨标煤 / 年，然后恢复到之前的水平（低于 2℃ 的情况下略低于之前的水平）。

图 7.3：2035 年和 2050 年终端能源消费与 2018 年的比较（Mtce）



能源转型能够通过强调经济结构调整、提高设备和生产措施的能源效率，可以在终端能源消费类似的水平下实现经济扩张目标，以及从直接使用和燃烧化石燃料转向使用电力。

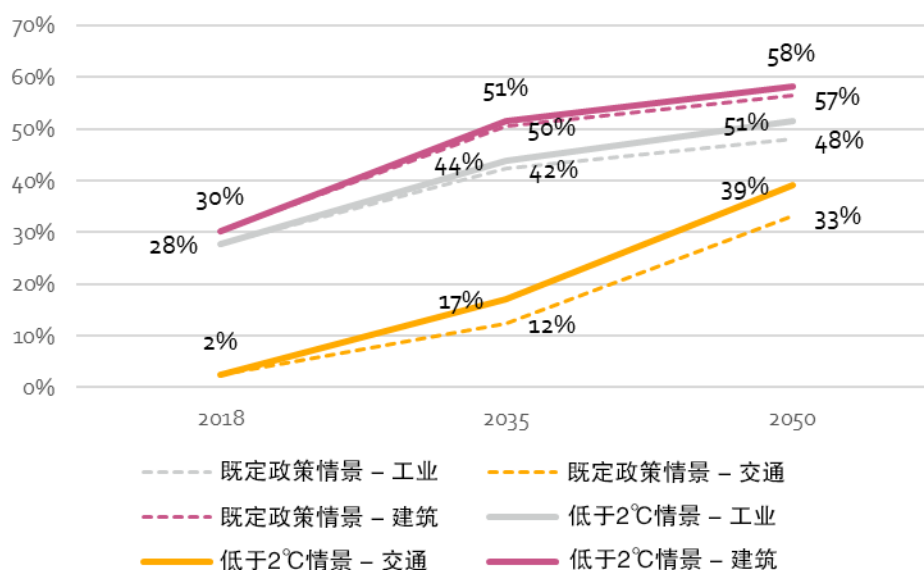
随着内部结构的变化，中国将继续保持经济增长，同时能源需求将下降，最终将实现一个更加平衡的能源结构。未来的能源增长将集中在交通和建筑部门（包括住宅和商业）。工业、交通运输和建筑业的终端能源需求占比将从目前的 54%:14%:25% 到 2035 年变为 44%:18%:34%，到 2050 年变为 41%:26%:38%。工业能源消费的持续下降得益于正在进行的工业升级改造，有效控制了当前的高耗能和高污染活动，彻底提高了能源效率。交通运输的广泛电气化抵消了汽车保有量增长带来的增量能源需求，并将其控制在一个较小的范围内。由于持续的经济增长、城镇化和人们对室内舒适度的预期提高，预计建筑领域的能源需求将强劲增长。

电气化扩大了脱碳电力的应用范围

国际能源署在《2018 年世界能源展望》¹⁷ 中指出，“发展中经济体的电力需求将翻一番，将把更清洁、普遍可及和负担得起的电力置于经济发展和减排战略的中心位置。”由于可再生能源电源的成本降低，电能成为一种越来越经济有效的能源载体，从而成为替代化石燃料直接消费的一种手段。

到 2035 年，在既定情景和低于 2°C 情景下，电气化率将从 2018 年的约 26% 分别增加到 43% 和 48%¹⁸。到 2050 年，两种情境下电气化率将进一步扩大至 54% 和 66%。

图 7.4：交通、工业和建筑电气化发展



到 2050 年，在低于 2°C 的情景下，交通部门的电气化率从 2018 年的 2% 上升到 39%。工业从 28% 增加到 51%，建筑从 30% 增加到 58%。

非化石电源的扩张促进电力领域脱碳

到 2035 年，在既定政策情景下，非化石电源在电力供应中的份额将翻一番多，从 2018 年的约 31% 增至 64%。低于 2°C 的情景下，到 2035 年，非化石能源供电占比将达到 78%。到 2050 年，在既定政策情景和低于 2°C 的情景下，非化石能源供电占比将分别达到 86% 和 91%。这两条路径的前提都

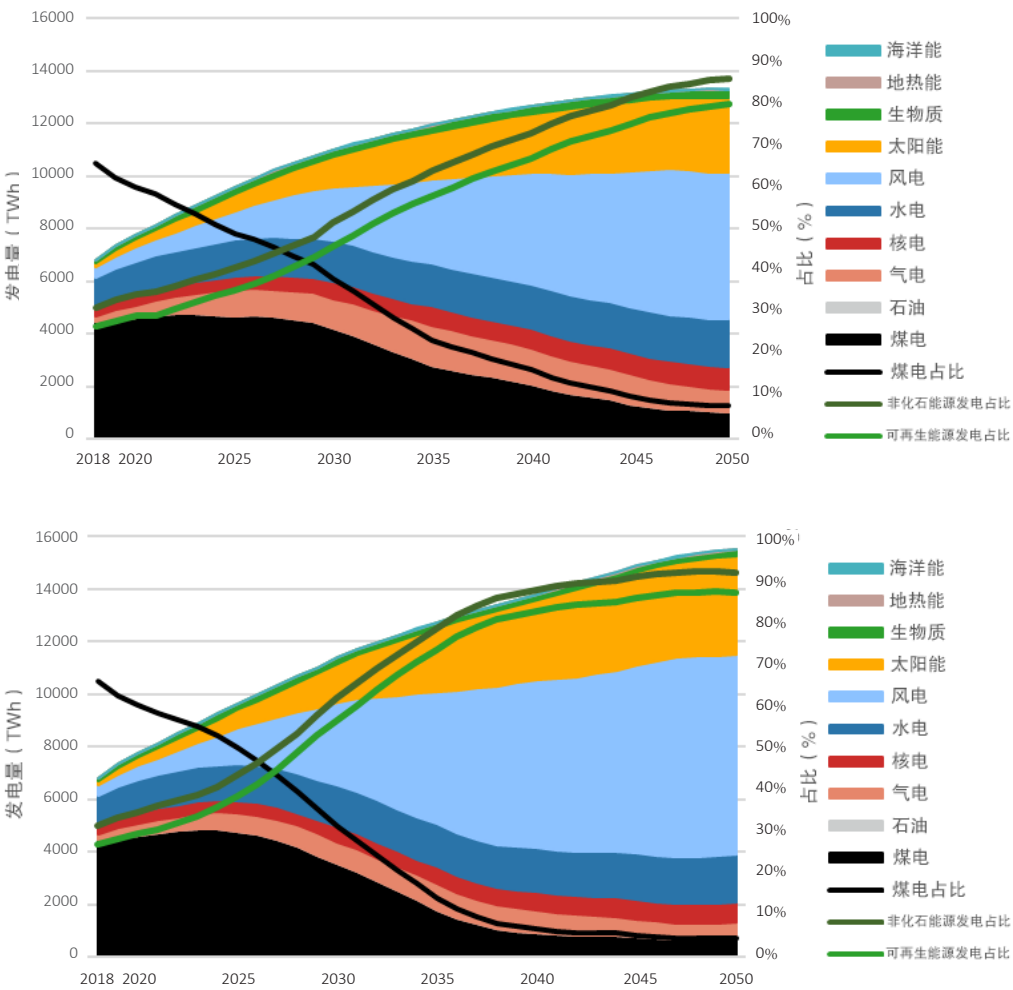
17 国际能源署。“World Energy Outlook.” Paris (2018). <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2018>

18 电气化率定义为发电量 / 终端能源消费量（包括厂用电）

是坚定地执行关键政策，包括正在进行的电力市场改革，以确保可再生能源电力有一个公平竞争环境。这涉及化石燃料将承担越来越多的社会排放成本，例如通过进一步发展当前正在部署的排放交易系统。

风能和太阳能发电在转型中占据主要位置。到 2035 年，在既定政策情景下，42% 的电力供应来自风能和太阳能，低于 2°C 的情景下将进一步提高至 58%；到 2050 年，在既定政策和低于 2°C 情景下，风能和太阳能发电量占比将分别达到 63% 和 73%。

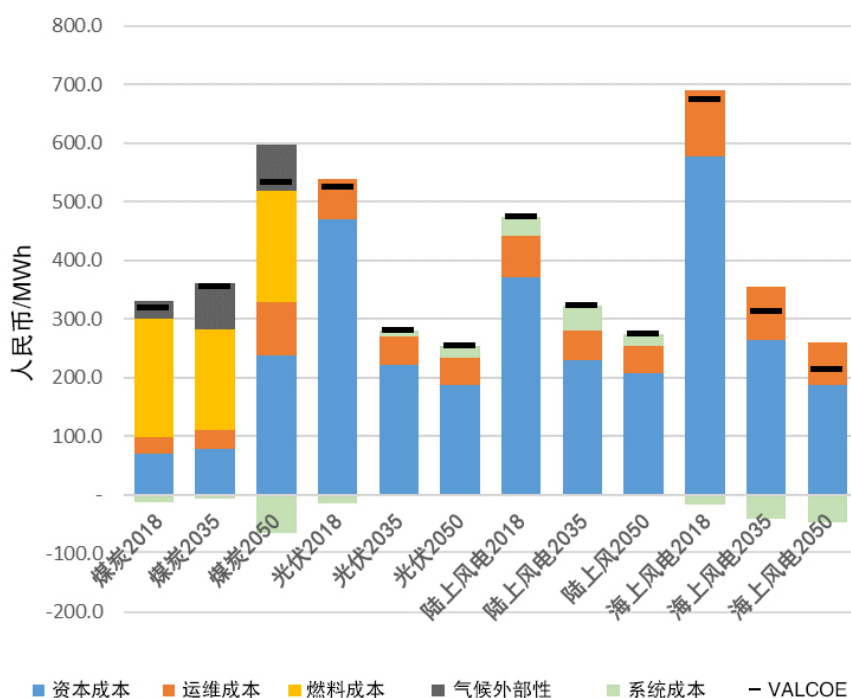
图 7.5：在既定政策情景（上图）和低于 2°C 情景（下图）下，到 2050 年各类电源发电量



风电和太阳能发电的成本是确保能源转型经济可行的关键驱动力，但成功的系统整合才是关键。风能和太阳能大规模扩张的主要驱动力是其电力供应的成本竞争力。尽管目前风电和太阳能发电在很大程度上仍比煤电贵，但成本下降有望结束这一局面。在十四五期间，风电和太阳能发电成本将与煤电持平，此后将下降至更低水平。这对能源转型的规划至关重要，因为脱碳、清洁空气政策和未来摆脱对化石燃料依赖的政治愿望都有赖于此。

中长期来看，新建煤电竞争力明显下降。随着可再生能源渗透率的增加，煤电的作用从提供基荷电力供应转变为为电力系统提供支持。

图 7.6: 既定政策情景下新建煤电、风电和太阳能发电（集中式）的平准化发电成本（LCOE），包括的价值调整（系统成本）和平均运行小时数



注：对于 2018 年，计算中使用了该技术的平均满负荷运行小时数（FLH）；对于 2035 年和 2050 年，使用了既定政策情景中各技术的平均 FLH。系统成本反映了特定技术的平均系统发电价值与当年既定政策情景下所有技术的平均值之间的差异。在市场环境下，这反映了技术相对于平均价格可以获得的更高（或更低）能源价格。两个关键因素决定了这一点，即发电时间、地点以及系统需求。

有成本效益的系统整合是能源转型的核心挑战

可变可再生能源提供了最低的电力成本，并成为了取代其他低成本化石能源消费集中式电源选择之一。通过对所有可用且有成本效益的资源充分利用，使两种情景下的转型都具有成本效益。这包括了发电侧和用电侧的大量技术信息获取，以及充分调动各类灵活性电源，包括储能、V2G、工业负荷转移和电动汽车智能充电，以适应高比例可再生能源发电而引起的电力系统波动。该系统将包括新技术以及火电厂的灵活性改造和设计，利用水电站的灵活性，同时扩大和有效利用输电网。

跨省输电线路扩展和灵活运行对于高比例可再生能源发电的整合至关重要

跨省电网扩展对于为系统提供稳定和平衡支持至关重要，尤其是当电网需要整合高比例可变可再生能源时。在该模型中，为了有效地传输电力，保证系统安全，按照成本最小化原则规划输电网扩建。短期内假设目前计划或在建的所有线路都将完工。2020 年后，为了支持电力需求增长和整合更多的可再生能源，将增加新线路。

从 2020 年到 2050 年，不同地区内部的跨省电网总容量在既定政策情景下将从 361GW 增加到 682GW，增长 89%；在低于 2°C 情景下将增加到 781GW，增长 116%。跨区电网容量和输电量的趋势与区域内的情况类似，增长更为迅猛。在低于 2°C 情景下，跨区电网容量从 2020 年的 411GW 扩大到 2025 年的 506GW，增长 23%；在既定政策情景下，相应的增长较为平稳，达到 16%。此后，容量扩展将加速。与 2020 年相比，2050 年的总容量规模在低于 2°C 的情景下和在既定政策情景下均增加了一倍多。

图 7.7：2050 年中国冬季电力生产（上图）和消费（下图）概况（低于 2° C 情景）

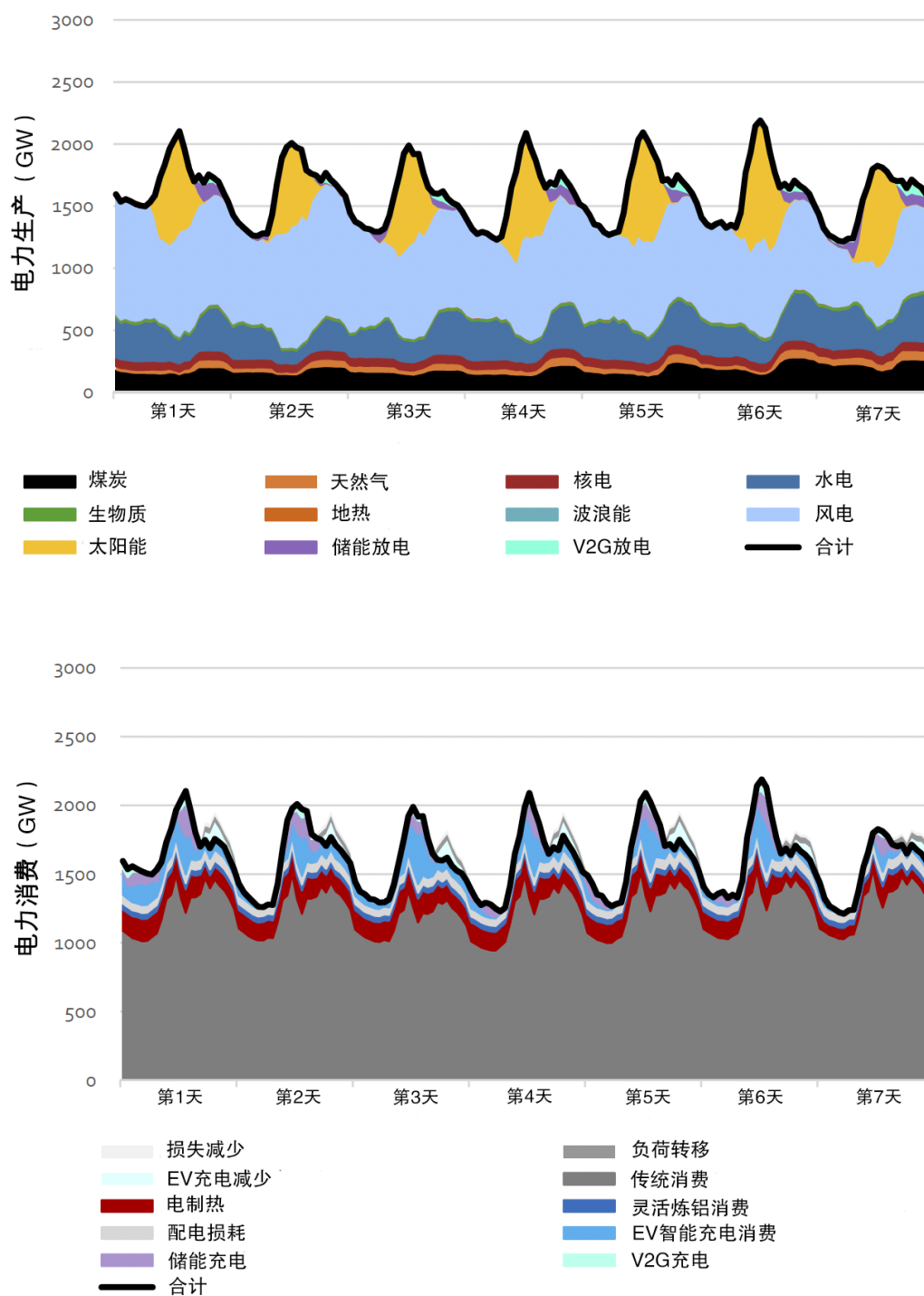


图 7.8：2020 年跨区输电情况

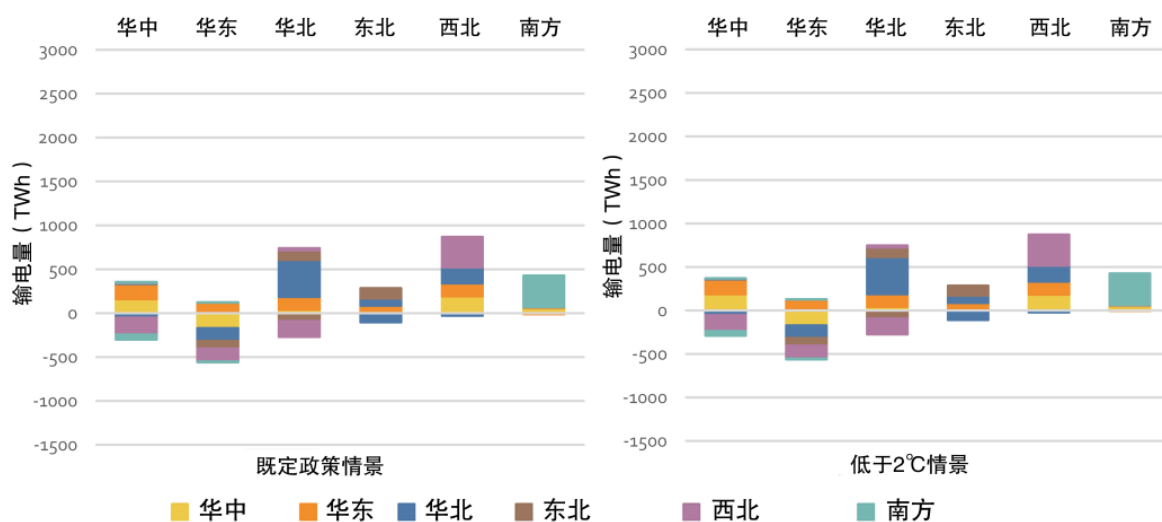
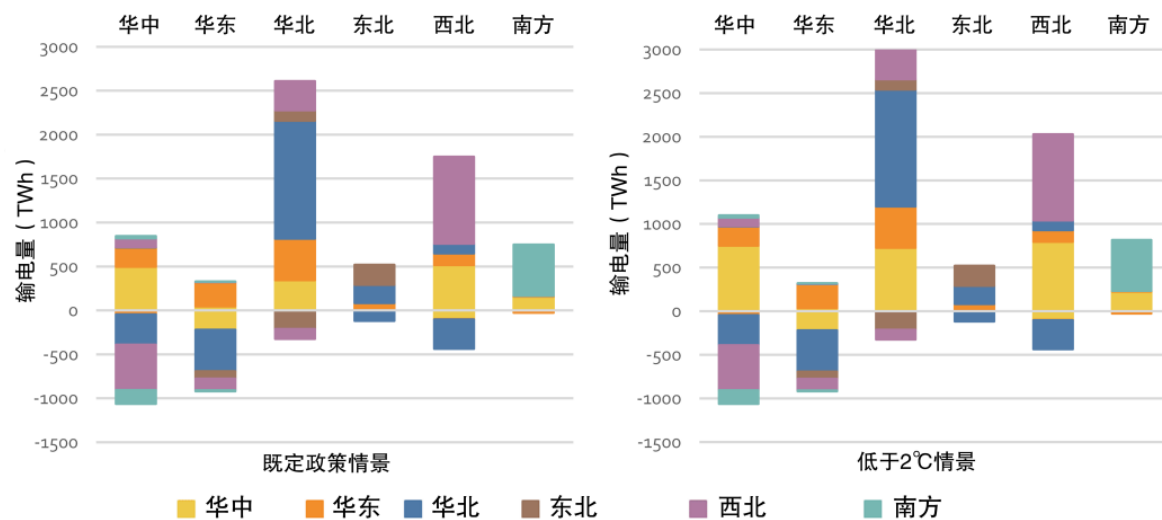


图 7.9：2050 年跨区输电情况



8. 模型

8.1 简介

本章介绍了可用于 ENTSO-E 中国演示报告的各类候选模型，以及这些模型是如何选定的。

8.2 候选模型和应用模型的选择

在 3 月 17 日至 19 日的网络启动会议上，SGERI 和 ERI/CNREC 分别介绍了他们的规划和市场模型。

会议决定将这两种模型用于演示 ENTSO-E 方法在中国输电规划中的应用。SGERI 模型将用于 SGERI 情景，ERI/CNREC 模型用于 ERI/CNREC 情景。

然而，后来得出的结论是，SGERI 的模型和数据的分辨率太低（基于地区而不是省份的模拟），无法应用。因此，决定只使用 ERI/CNREC 的模型进行筛选和 CBA 模拟。

为了完整起见，本章（第 8.3 节）也描述了 SGERI 的模型。

8.3 SGERI 模型主要特性简述

图 8.1：电力系统源 - 网 - 荷 - 储协调运行仿真模型示意图



该模型被称为电力系统多区域源-网-荷-储协调运行仿真。该模型基于中国电力规划结果，被用于对系统运行状态进行优化和仿真。首先对主要目标年的源-网-荷-储协调规划方案进行验证；其次，提出了中国电网主目标年的运行方式建议。在该模型中，可以同时得到中国7个区域电网仿真周期的某一日内，各地区的发电量、跨区输电通道的输电量、需求响应和存储容量的最优方案。将其用于中国区域案例研究，模型程序包括3.6万余个公式、约16万个外生变量和约3.2万个内生变量。模型原理示意图如上图所示。

模型中的数学公式

作为一个数学优化问题，该模型由一个目标函数和一些约束条件组成。目标是使包括发电成本、需求响应成本和碳排放成本在内的总成本最小化。

$$\min F = \sum_{t=1}^H \sum_{r=1}^R \sum_{i=1}^N (P_{i,t} \cdot FC_i) + \sum_{r=1}^R \sum_{t=1}^H (DRC_r \cdot Eh_t) + Pr_C \cdot \sum_{t=1}^H \sum_{r=1}^R \sum_{i=1}^N (e_i \cdot P_{i,t} \cdot I_{i,t})$$

该模型包括以下19个约束条件。其中，为了保证系统备用容量能够应对新能源发电的变化，考虑了光伏和风电对上下旋转备用容量约束的影响。

(1) 电力供需平衡约束

$$\sum_{i=1}^N (P_{r,i,t}) - \sum_{g \in \Omega_{r,1}} P_{g,i,t} + \sum_{g \in \Omega_{r,2}} P_{g,i,t} \cdot (1 - l_g) + DRC_{r,t} + DRSO_{r,t} - DRSI_{r,t} + Cc_{r,t} = Load_{r,t}$$

$$(r = 1, 2, \dots, R; \quad t = 1, 2, \dots, H)$$

(2) 系统上旋备用约束

$$\sum_{i=1}^N (P_{r,j,t,\max} - P_{r,j,t}) \cdot I_{r,j,t} + DRC_{r,j,t,\max} - DRC_{r,j,t} + DRSO_{r,j,t,\max} - DRSO_{r,j,t} + DRSI_{r,j,t}$$

$$+ Cc_{r,j,t,\max} - Cc_{r,j,t} \geq a_1 \cdot Load_{r,j,t} + b_1 \cdot Pw_{r,j,t} + c_1 \cdot Pp_{r,j,t}$$

$$(r = 1, 2, \dots, R; \quad t = 1, 2, \dots, H)$$

(3) 系统下旋备用约束

$$\sum_{i=1}^N (P_{r,j,t} - P_{r,j,t,\min}) \cdot I_{r,j,t} + DRC_{r,j,t} + DRSO_{r,j,t} + DRSI_{r,j,t,\max} - DRSI_{r,j,t}$$

$$+ Cc_{r,j,t} - Cc_{r,j,t,\min} \geq a_2 \cdot Load_{r,j,t} + b_2 \cdot Pw_{r,j,t} + c_2 \cdot Pp_{r,j,t}$$

$$(r = 1, 2, \dots, R; \quad t = 1, 2, \dots, H)$$

(4) 系统冷备用约束

$$\sum_{i=1}^N [P_{r,j,t,\max} \cdot (1 - I_{r,j,t})] \geq a_3 \cdot Load_{r,j,t} \quad (r = 1, 2, \dots, R; \quad t = 1, 2, \dots, H)$$

(5) 电源输出范围约束

$$P_{i\min} \cdot I_{i,t} \leq P_{r,t} \cdot I_{r,t} \leq P_{i\max} \cdot I_{i,t}$$

(6) 电源爬坡速率约束

$$-Rd_i \leq \frac{P_{r,t} - P_{r,t-1}}{P_{r,t-1}} \leq Rd_i$$

(7) 可用风电约束

$$Pw_{r,t} \leq W_{r,t} \cdot Cw_r$$

(8) 可用光伏发电约束

$$Pp_{r,t} \leq S_{r,t} \cdot Cp_r$$

(9) 需求响应削减电量上限约束

$$DRC_{r,t} \leq DRC_{r,t,\max} \quad (r=1,2,\dots,R; \quad t=1,2,\dots,H)$$

(10) 需求响应负荷移出约束

$$DRSo_{r,t} \leq DRSo_{r,t,\max} \quad (r=1,2,\dots,R; \quad t=1,2,\dots,H)$$

(11) 需求响应负荷移入约束

$$DRSi_{r,t} \leq DRSi_{r,t,\max} \quad (r=1,2,\dots,R; \quad t=1,2,\dots,H)$$

(12) 跨时段转移电量平衡约束

$$\sum_{t=1}^H DRSo_{r,t} = \sum_{t=1}^H DRSi_{r,t} \quad (r=1,2,\dots,R)$$

(13) 储能充放电平衡约束

$$\sum_{t=1}^H [\max(Cc_{r,t}, 0)] = \sum_{t=1}^H [-\min(Cc_{r,t}, 0)] \quad (r=1,2,\dots,R)$$

(14) 储能充电状态 (SOC) 约束

$$SOC_{r,\min} \leq \frac{Sci_r + \sum_{t=1}^t [-\min(Cc_{r,t}, 0)] \cdot (1 - \eta_c) - \sum_{t=1}^t [\max(Cc_{r,t}, 0)]}{Ec_r} \leq SOC_{r,\max} \\ (r=1,2,\dots,R; \quad t=1,2,\dots,H)$$

(15) 系统转动惯量约束

$$\frac{P_{w_{rt}} + P_{p_{rt}}}{\sum_{i=1}^N (P_{r_{it}}) + P_{w_{rt}} + P_{p_{rt}}} \leq VP_{\max} \quad (r = 1, 2, \dots, R; \quad t = 1, 2, \dots, H)$$

(16) 受入电力占比约束

$$\frac{\sum_{g \in \Omega_{rt}} P_{t_{gt}} \cdot (1 - l_g)}{Load_{rt}} \leq IP_{\max} \quad (r = 1, 2, \dots, R; \quad t = 1, 2, \dots, H)$$

(17) 送出电力占比约束

$$\frac{\sum_{t=1}^H \sum_{i \in \Omega_{cp}} (P_{r_{it}})}{\sum_{t=1}^H \sum_{i=1}^N (P_{r_{it}})} \geq Rcp_r \quad (r = 1, 2, \dots, R)$$

(18) 弃风率约束

$$\frac{\sum_{t=1}^H (W_{rt} \cdot Cw_r - Pw_{rt})}{\sum_{t=1}^H (W_{rt} \cdot Cw_r)} \leq Rwc_r \quad (r = 1, 2, \dots, R)$$

(19) 弃光率约束

$$\frac{\sum_{t=1}^H (S_{rt} \cdot Cp_r - Pp_{rt})}{\sum_{t=1}^H (S_{rt} \cdot Cp_r)} \leq Rpc_r \quad (r = 1, 2, \dots, R)$$

模型的输入和输出

(1) 输入

- 模拟目标年的各地区各类电源容量、跨区输电容量、需求响应和储能容量
- 各区域负荷需求曲线
- 各区域光伏和风电可用资源曲线
- 各区域内每类电源的最大和最小输出系数、爬坡率和燃料成本
- 每条输电通道的最大和最小输出系数
- 负荷削减容量和电量的上限，以及 DR 的成本
- 抽水蓄能和其他蓄能装置的效率和充电状态限制
- 考虑光伏、风电和负荷需求变化影响的备用率系数
- 最大可接受的弃光和弃风率
- 各区域电力进出口比例上限
- 无惯性电源比例上限

（2）输出

- 各区域每小时各类电源发电量
- 各跨区输电通道每小时的输电量
- 各区域每小时的需求响应和储能运行情况
- 系统成本和排放指标

8.4 ERI/CNREC（EDO）模型的简述

CREO 的情景开发由 ERI 的能源系统建模工具支持，由相互关联的模型组成，涵盖中国大陆的能源部门。

8.4.1 建模结构

发改委能源研究所（ERI）自 2011 年以来一直致力于开发综合建模工具，分析中国能源系统中可再生能源的开发和整合对能源和社会经济的影响。

END-USE 模型以终端能源需求为导向

基于长期能源替代规划系统（LEAP）的 END-USE 模型对终端需求及如何满足这种需求进行自下而上建模。终端用能取决于经济中关键活动水平发展的假设，包括关键能源密集型产品（钢铁、水泥、化工等）的产量预测以及其他行业的经济增加值。

结合工业产出变化、建筑面积增加、能源效率提升、设备和燃料转换（主要在工业和运输部门）以及终端用能行为特征调整等假设条件，这些驱动因素被转化为能源消费。

LEAP 还包括区域供热和电力以外的改造活动，包括上游提炼活动，如电解制氢、通过不同技术路线生产生物燃料、炼油等。

EDO 模型对电力和区域供热部门建模

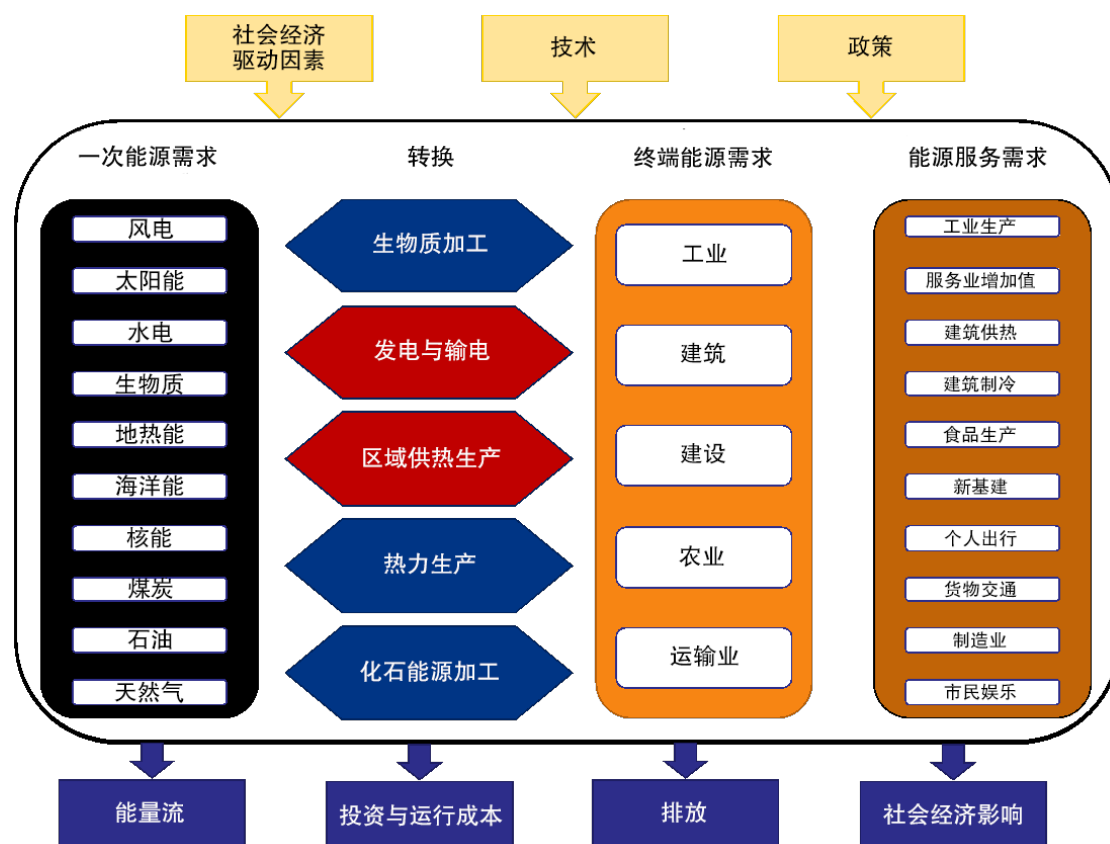
电力和区域供热优化（EDO）模型是建立在 Balmorel 模型基础上的电力和区域供热系统的基础模型（www.balmorel.com）。考虑到跨省电网限制和扩建方案，电力系统以省级为单位。该模型包括所有相关的生产单元，即供应侧的火电（包括热电联产）、风能、太阳能（包括太阳能发电）、水电、储能、热锅炉、蓄热器、热泵等。此外，它还考虑了需求侧灵活性的选择，例如来自工业、电动汽车智能充电以及与区域供热部门的充分综合耦合。

该模型可以在火电厂和省间电力交换进行限制的情况下，展示当前中国电力系统每小时的调度情况；该模型还可以展现基于成本最小化边际价格优化的省级、区域或国家电力市场的调度。关键特征涉及负荷和供应（例如来自 VRE 电源）可变性的详细展示，以及灵活性和灵活性潜力，它们可以在容量扩展模式下进行优化操作和有效部署。由于 Balmorel 模型是开源的，可以灵活定制和增强功能，包括加入核心功能和附加组件以适应其在中国的应用，并与 CNREC 的系列模型进行交互。EDO 于 2012 年引入，此后一直在被不断地使用和改进，包括早期的 CREO 报告中也有用到。

综合汇总工具

两个模型的定量结果结合在一个基于 Excel 的集成工具中，该工具提供了能源系统的全貌，例如，将 EDO 的电力和供热系统的燃料消费与终端用能部门的直接消费以及 LEAP 的其他能源转换部门的消费相结合。

图 8.2：CNREC 建模工具模拟的能源系统



8.4.2 电力和区域供热优化（EDO）模型

使用 EDO 模型要确保电力和区域供热部门的情景一致。EDO 是一个容量扩张模型和最优机组组合与经济调度模型的结合。从本质上讲，该模型通过包括资金成本、运营维护成本和燃料成本在内的总成本的最小化来找到电力和区域供热部门的最佳成本解决方案，并受方案约束条件（如必须实现的具体目标或政策）的约束。因此，是政策和情景假设引导模型结果朝着情景设定的方向发展，而不是让最低成本算法单独决定实现情景总体目标的装机结构。

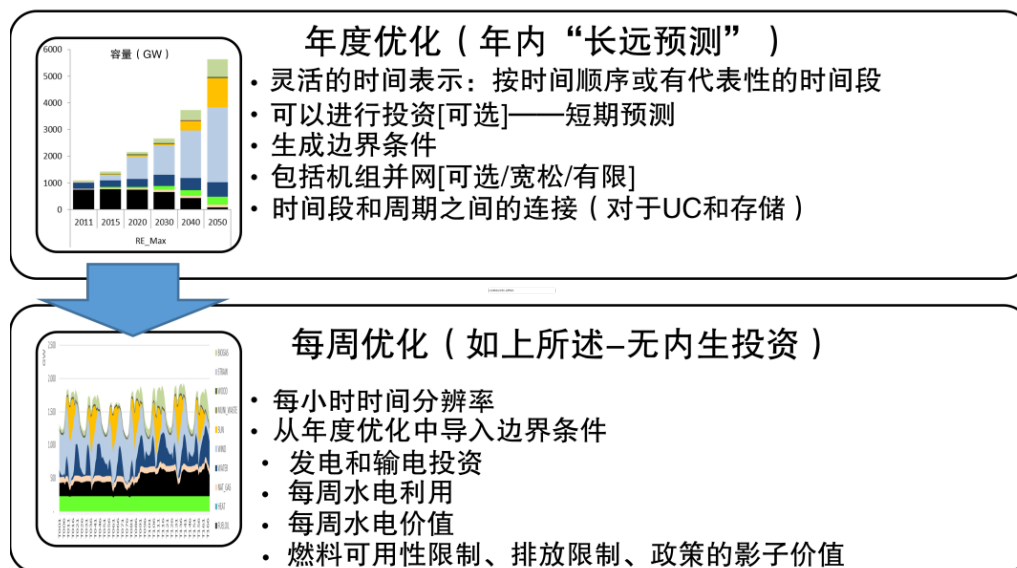
EDO 模型的关键模块

CREAM-EDO 模型使用用户设置和输入数据，根据以下电力系统建模概念运行：

- 经济调度优化——在受电网限制、技术限制和其他限制的情况下，在每个时步中找出每个单元满足电网各区域需求的每个机组最佳发电水平。
- 机组并网——类似于经济调度优化，但决定何时、哪些机组应启动和停止的复杂性更大。这增加了机组的成本和技术表现的复杂性，因为启动和关闭都是昂贵的操作和离散的决策，这会影响到后续决策。
- 容量扩展——提供由模型内生决定的容量。因此，该模型可以用来根据系统的需要和经济性来制定发电、输电和储能的投资决策。

基本上，该模型生成一系列线性优化程序（或混合整数线性规划），每个程序覆盖一周或一年。标准的商业优化算法解决了这些数学问题。

图 8.3: EDO 运行流程图



模型运行由一个或多个并行或顺序求解的线性程序组成。一般来说，每一年都是按顺序解决的，没有预见到拟议年份以外的年份。

这个模型基本上是在两种不同的模式下运行的，它们可以相互作用。第一种模式用于分析整年。在此模式下，用户配置时间分辨率。由于计算原因，这通常低于完全的逐小时分辨率。第二种模式以每小时分辨率查看整个星期。因此，该模型运行 52 次代表模拟一年中的每个星期。每种模式都可以连续运行数年，为电力和区域供热系统的发展描绘了一条路径。如果用户允许投资于年度模型，则该模型在一年内的装机容量将在随后的几年内可用，直至技术寿命结束。

输入和输出

CREAM-EDO 包含描述当前系统容量和发电小时数的输入数据。包括以下内容：

- 技术被定义为单个单元、单元类型或单元的集合。这些与技术 and 经济特性有关，例如生产和 / 或储存能力、效率、固定和可变成本以及相关燃料。
- 燃料的定义与相关特征：排放系数、可再生能源含量和价格。
- 资源潜力或最低燃料使用要求可以是不同的层面上的，从国家层面到单个电厂。应规定可用性（如风力和水力）的季节和小时变化。
- 电力和热力需求预测是区域和地区层面的输入。
- 输电容量：各国内部（或次国家一级）的输电容量，以及与其他国家的跨境互联以及进 / 出口能力。容量、损耗和传输成本是在一对相邻区域内定义的。
- 税收和补贴包括国家税收和对生产、消费或燃料投入的补贴，取决于地理位置、燃料类型或技术类型。
- 环境限制或处罚：针对不同排放类型（二氧化碳、二氧化硫、氮氧化物）。此外，在使用附加模块时可以考虑区域策略，包括可能影响部署或运作的当前和未来策略。

一个 EDO 计算产生了数百万个变量的数值和价格（影子成本）的设定值。为了在分析内容中理解这一点，必须提供、筛选和 / 或集成数据，以便对所分析的问题提供有意义的见解。数据输出的核心特征如下：

- 发电和供热机组的地理位置和每次模拟时间步长。
- 以地理位置、机组（燃料）为特征的用于发电、供热与一次能源（燃料）消费和模拟时间步长。
- 相邻区域之间的输电量。

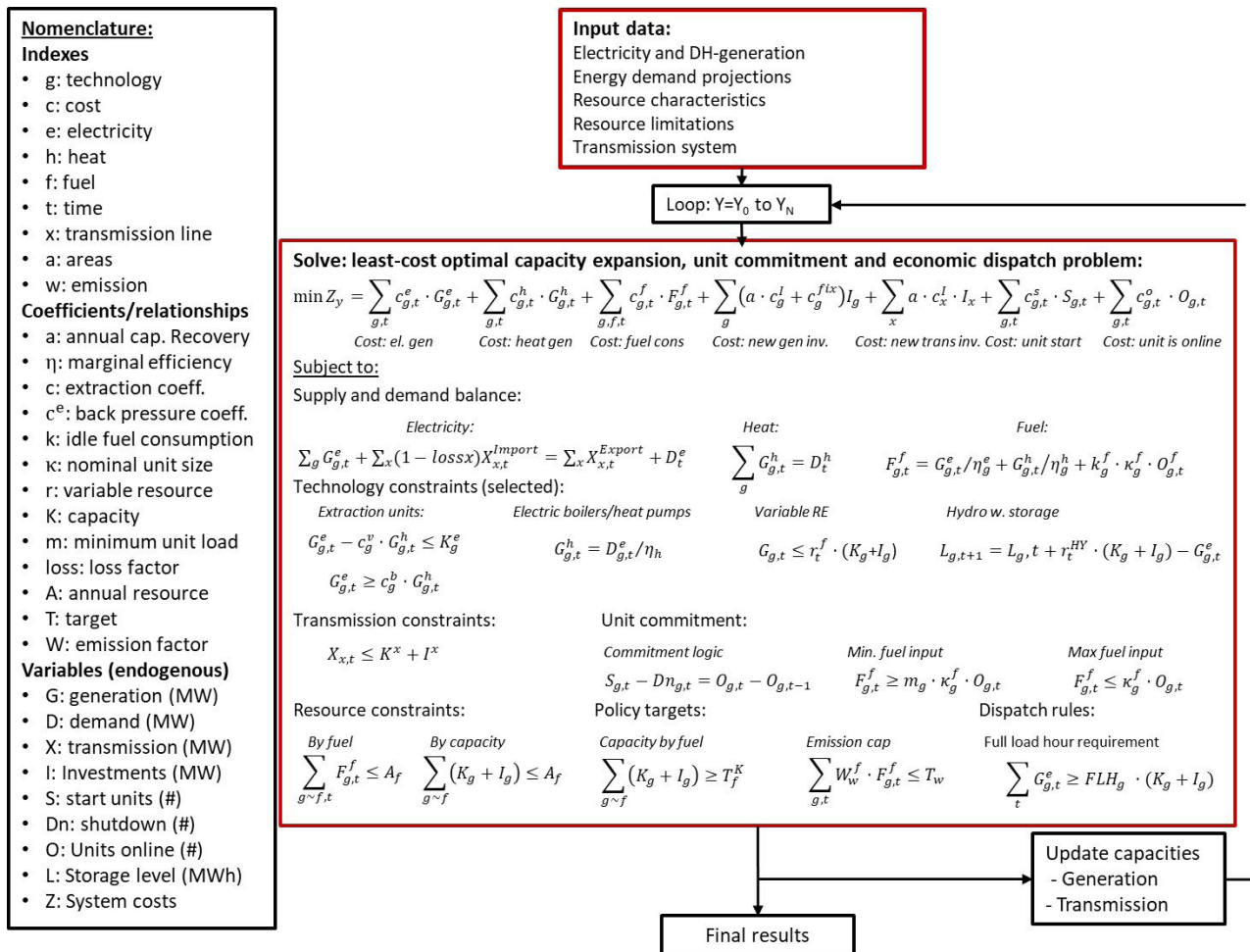
- 可以根据模拟中的区域和时间步长获得电价。同样，其他有限资源的公平市场价值或产生的热量可以从中（例如燃料或二氧化碳排放许可）获取。
- 对发电和供热装机、输电和储能的投资，在运行容量扩展模型版本时可以获得内生变量。位置限制相关的经济租金（如风电）、输电容量和其他稀缺容量也可以在影子价格背景下进行评估。
- 根据地理、机组和时间区分的发电和区域供热产生的排放。

覆盖区域

CREAM-EDO 模型的配置覆盖中国大陆 31 个省份，包括 4 个省级直辖市，内蒙古被分为蒙东和蒙西，总共形成 32 个不同的地理区域。在每个区域内，该模型计算发电和区域供热装置的发电、消费和储能，并计算各省之间的电力输送，并用来计算与这些运行系统相关的燃料消费、排放量和经济成本。模型为模拟中的每个时间间隔提供这些数值。这一点很重要，因为电力生产和消费必须同步，因此每个时步内，必须在系统的每一点保持供需平衡。时间分辨率是自定义的，但可以细化到每小时一次。

EDO 模型还包括省级以上的区域电网。按照目前的电网区域划分，分为东北、华北、华东、华中、南方和西北电网。

图 8.4：模型优化问题示意图



9. 模型电网的描述

9.1 概述

输电项目效益计算为有项目的模拟与无项目的模拟之间的差异。第 6.6 节和图 6.8 描述了两种拟议项目的评估方法（TOOT 和 PINT）。

在这两种情况下，确定电网初始状态非常重要，即未包含潜在输电项目的状态。我们把 2020 年电网状态定义为初始电网。

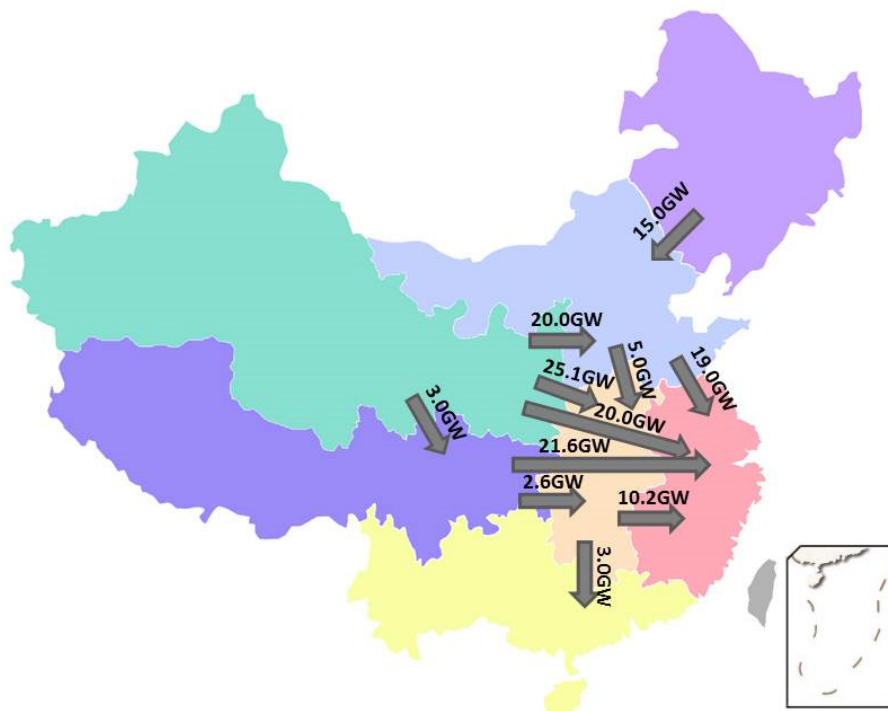
第 9.2 节和第 9.3 节显示了 2020 年两种模型下的初始电网状况。

9.2 SGERI 电网初始状态

图 9.1 显示了 SGERI 模型的覆盖区域和 2020 年模型区域之间输电容量。

模型分辨率对应于中国的七个区域电力系统。

图 9.1：2020 年 SGERI 模型覆盖范围和分区（区域）之间的输电容量



9.3 ERI/CNREC 电网初始状态

如第 8 章所述，中国 ERI/CNREC 模型中的电网用省级电网表示。每个省被视为网络中的一个节点，具有一定的发电容量组合以及不同的电力需求。假设在一个省内，不存在拥塞。区域电网建立在省级电网之上。

- 第一层代表区域电网，政策和目标的制定局限于这些区域内部。按照目前的电网分区，分为东北、华北、华东、华中、华南和西北地区。
- 第二层基本上是省级电网，这里定义电力系统和输电系统。一般来说，它们在模型中被称为地区，因为它们可能偏离实际的行政边界。例如，内蒙古被划分为两个地区。这些地区被视为“模板”，在发电和需求方面没有拥塞。

实体可以是抽象的，也可以根据地理位置设定特定名称。地理实体的方法提供了建模范围的灵活性，电力和区域供热系统的结构可以根据任何应用进行定制。这种灵活的地理定义允许通过适当界定模型范围来评估特定的瓶颈。

地理分区还引入了一个灵活的概念，可以区分大的区域及其相关的数据，以及特定模拟中包含的大区域。

图 9.2: EDO 中假设的省级电网分区



图 9.3：2020 年电网结构

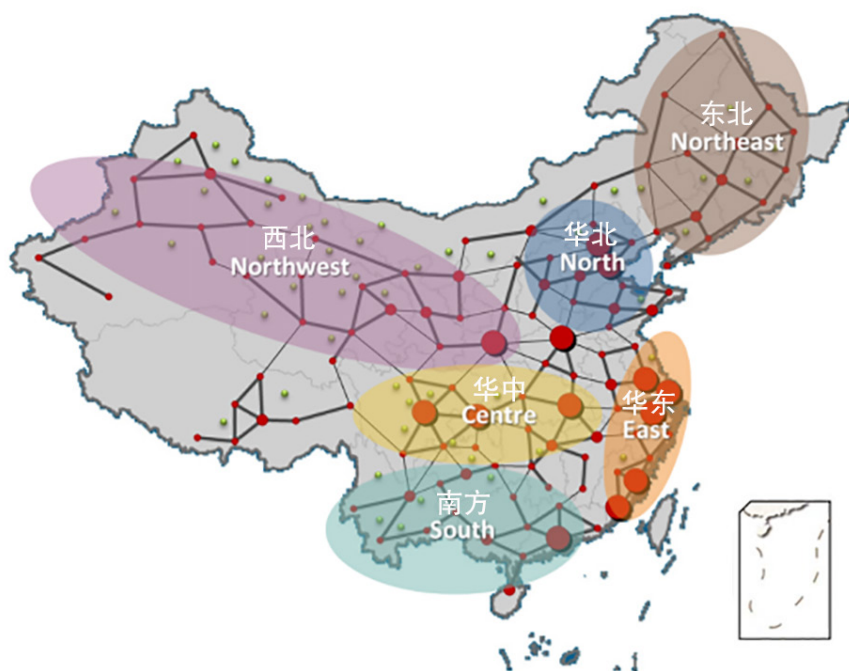


表 9.1：2020 年和 2025 年跨区输电容量（GW）

		华中	华东	华北	东北	西北	南方
2020 年	华中	79					
	华东	27	158				
	华北	9	18	195			
	东北	-	10	46	48		
	西北	26	18	37	-	123	
	南方	13	1	-	-	-	118
2025 年 既定政策 情景	华中	102					
	华东	27	158				
	华北	13	23	197			
	东北	-	10	46	48		
	西北	50	18	37	-	140	
	南方	13	1	-	-	-	124
2025 年 低于 2°C 情景	华中	110					
	华东	30	158				
	华北	21	25	231			
	东北	-	10	46	48		
	西北	51	18	37	-	140	
	南方	13	1	-	-	-	127

表 9.2：2020 年和 2025 年跨区输电量（TWh）

		华中	华东	华北	东北	西北	南方
2020 年	华中	162					
	华东	12	109				
	华北	40	144	424			
	东北	-	86	81	118		
	西北	191	149	180	-	347	
	南方	58	10	-	-	-	361
2025 年 既定政策 情景	华中	370					
	华东	21	107				
	华北	97	185	521			
	东北	-	86	135	154		
	西北	375	149	58	-	405	
	南方	84	10	-	-	-	363
2025 年 低于 2°C 情景	华中	424					
	华东	7	115				
	华北	157	205	640			
	东北	-	86	149	155		
	西北	406	149	56	-	405	
	南方	82	10	-	-	-	417

10. 结论

欧盟和中国都做出了雄心勃勃的坚定承诺，要在本世纪中叶左右摆脱化石燃料，实现气候中和。这十年将是扭转全球碳排放曲线的关键，从而使世界走上遏制气候变化潜在灾难和履行巴黎协定全球承诺的轨道。根据国际能源署的《2020 年世界能源展望》，2019 年，欧盟和中国的碳排放总量占全球的 37%。能源部门占全球碳排放量的 41%。因此，中国和欧盟的能源转型对于全球成功实现净零目标至关重要。能源转型涉及到能源供需、能源技术开发和部署，以及与之相关的体制框架方面的深刻变化。欧盟和中国有必要在这方面加强合作。

能源系统是复杂的、相互关联的，并与经济和现代生活的所有重要方面紧密相连。需要高质量的能源系统建模来支持能源转型。能源系统建模能使决策者和利益相关者在制定政策、进行投资，以及运行新的能源系统方面能够做出正确的决策。欧洲和中国有义务向世界证明，这可以成功且高效地完成，且不会对经济产生不利影响。

 86-1065876175

 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



中欧能源合作平台由欧盟资助