



Danish Energy
Agency

海南清洁能源岛 电力部门转型路径



2020年10月

目录

1. 执行摘要	5
1.1 情景方法与电力系统建模.....	6
1.2 主要结果与分析	6
1.3 作为能源改革试点的海南.....	9
1.4 区域背景下的海南能源改革	9
缩写	10
2. 相关背景简介	11
2.1 海南省社会经济发展概况.....	11
2.2 海南省能源发展概况	11
2.3 海南省能源发展前景：海南清洁能源岛	11
2.4 海南省能源发展面临的挑战	12
3. 海南未来能源发展的可选路径.....	13
3.1 使用燃气、可再生能源及核能作为清洁能源.....	13
3.2 地区电力需求侧管理.....	13
3.3 绿色能源省际交易	13
4. 长期能源情景	14
4.1 长期能源情景的作用	14
4.2 CREO情景和建模的作用	14
4.3 从国家到省级的建模比例调整	15
5. 长期能源情景建模.....	16
5.1 EDO情景分析概论.....	16
5.2 核心假设	16
5.3 情景设置.....	18
5.4 核心情景	19
5.5 敏感性因素	19
6. 长期能源情景结果	21
6.1 常规发展（BAU）情景	21

6.2 清洁能源岛（CEI）情景.....	24
6.3 敏感性分析	31
7. 结论.....	34
8. 附件1：建模假设和方法	36
8.1 以CREO 2019为起点	36
8.2 将CREO情景应用于海南省和南网覆盖区.....	36
8.3 CREO情景的核心理念.....	37
8.4 在EDO中对电力和区域供热部门建模.....	39
8.5 EDO中的地理拓扑.....	41
8.6 电网数据和假设	41
8.7 电力需求预测.....	44
8.8 发电	46
8.9 燃料成本	50
8.10 技术目录.....	52

鸣谢

此出版物由丹麦能源署和丹麦能源咨询公司 Ea Energy Analyses联合制作。



联系信息

Giulia De Zotti

丹麦能源署 gidz@ens.dk

图片来源

封面照片由Colourbox提供

1. 执行摘要

海南省由海南岛及中国南海的其他岛屿构成。海南省经济发展迅速，人口高速增长，因此海南省的能源需求也增长迅猛。预计到2035年，海南的电力需求可能会增长三倍。目前，海南省电力主要依赖煤炭和核能等非可再生能源。

2019年5月，中国政府发布了《国家生态文明试验区（海南）实施方案》¹，计划在2030年之前在海南省建成一个清洁能源发展的示范区。

海南省清洁能源的发展与中国建设清洁、低碳、安全、高效的现代能源体系的总体战略²密不可分，它既是构建生态文明的部分内容，也与中国正在进行的电力市场改革息息相关。中国国家可再生能源中心（CNREC）每年都会发布一份《中国可再生能源展望》（CREO）报告，报告基于全面的能源体系建模，详细阐述中国能源体系的主要发展情景，对中国的清洁能源转型进行了专门分析。

本报告采用CREO的建模工具和情景，分析了在2030年之前实现海南清洁能源发展目标的可行途径，报告解决的主要问题如下：

*海南的电力部门如何转型并为实现清洁能源岛政策目标做出贡献？
以及最低成本的方法是什么？有哪些替代方案？*

分析的主要发现：

- 可以通过减少电力输出，增加可再生能源发电，去除发电构成中的煤炭，落实清洁能源发展路径。
- 与常规发展相比，清洁能源发展路径的年度成本仅提高2%。
- 风电和太阳能发电是取代煤炭发电的最低成本路径。

分析表明鉴于海南清洁能源岛（CEI）政策会对更大范围的能源体系产生切实的影响，所以必须与周边省份进行政策协调和市场设计协调。

关于未来步骤的主要建议：

- 结合更大范围的区域背景，执行本地电力系统分析。
- 进行全面且系统化的分析，确保有效的平衡资源以及具有成本效益的能源转型。
- 分析如何通过电力市场改革，有效协调支持CEI目标的政策机制。
- 深化能源系统研究，争取2025年之前实现非化石能源占海南一次能源消费比重50%的短期目标。

¹ “中共中央办公厅 国务院办公厅印发《国家生态文明试验区（海南）实施方案》，” 新华社, 2019年5月12日，访问链接 http://www.gov.cn/zhengce/2019-05/12/content_5390904.htm。

² “中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年(2016-2020)规划纲要,” 中华人民共和国, 2016年3月16日, 访问链接 https://en.ndrc.gov.cn/policyrelease_8233/201612/P020191101482242850325.pdf。

1.1 情景方法与电力系统建模

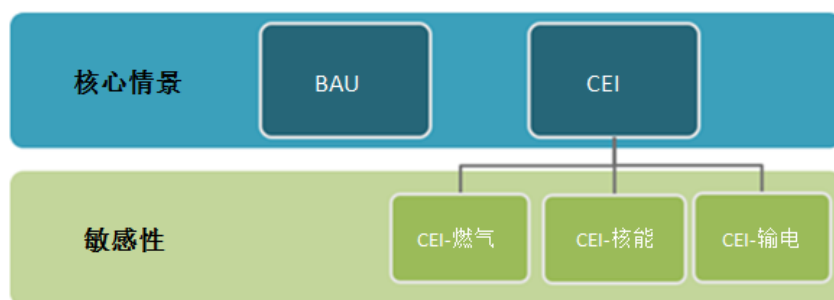
本报告使用中国国家可再生能源中心（CNREC）的电力和区域供热优化模型（EDO）进行了分析，通过模型找出在满足清洁能源目标和国家政策限制的前提下，对现有及规划发电和输电容量的最优成本投资方案。本报告以2019年《中国可再生能源展望》（CREO）作为研究的基础，并使用了CREO中关于既有政策情景的关键假设和数据。

本报告重点分析了如下两种核心情景：

- 常规发展（BAU）：在维持现行政策情况下，能源体系的在未来的变化趋势。
- 清洁能源岛（CEI）：基于海南在2030年之前减少燃煤发电量、增加低碳能源技术的计划，设定相关变量条件。

在CEI情景下，还提出了三种不同的变化情况，分别是通过提高天然气发电、核能发电或输电容量，实现既定目标的可能路径。

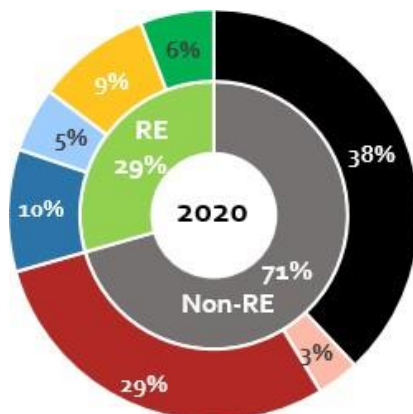
图1-1：情景和敏感性概览。



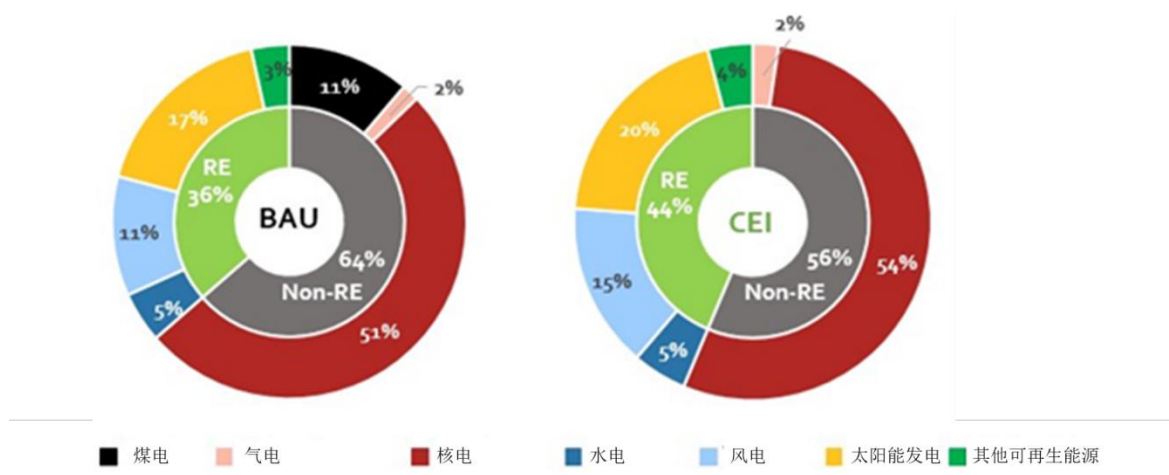
1.2 主要结果与分析

在BAU情景下，核电装机量不断提高。到2030年，核电在海南发电构成中的占比将达到51%，风电和太阳能发电在发电构成中占比分别为11%和17%。由于核电装机的提升，海南省与广东省间平均输电流向也将逆转：截至2020年，广东省仍需为海南省输送电力。而到2030年，海南省预计将向广东省净输出4.3太瓦时电力。

图1-2：海南2020及2030年的发电构成，BAU和CEI情景的比较。



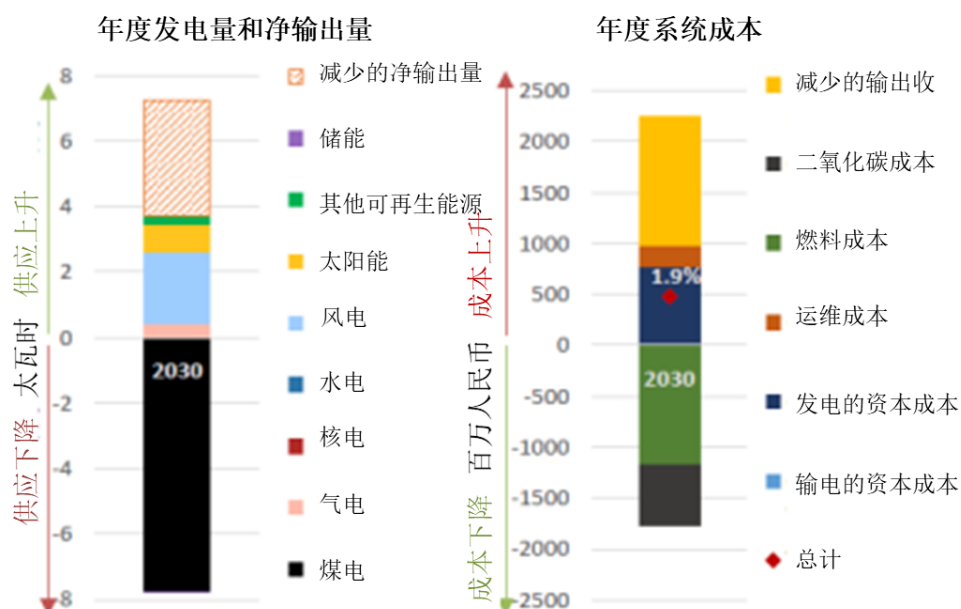
2030



海南CEI目标是在BAU情景下，将2030年的可再生能源占比从36%提高到44%。

与BAU情景不同，CEI情景的目标是在2030年完全淘汰煤电。通过提高风电和光伏发电量取代煤电，同时减少电力外送。模型结果中，核电比重的提高就是由于电力净输出量的下降导致海南省总发电量有所降低。CEI情景未分析新增水电，因此在两种情景中水电的比重和发电量是一样的。

图1-3: CEI目标对2030年海南年度发电量及输出量（太瓦时）和年度系统成本（百万元）的影响。CEI情景与BAU情景的比较。



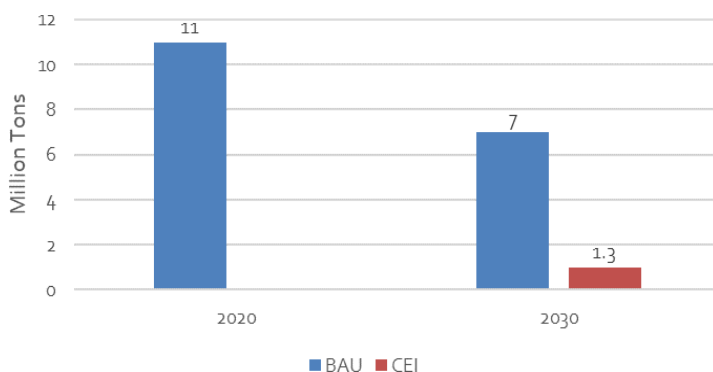
注：正数代表CEI情景下相对于BAU情景更高的发电量和更低的输出量。

2030到2035年期间，为实现海南清洁能源目标，需在电力部门投入附加成本大约为每年4亿元。按每吨二氧化碳减排分摊计算，2030年的附加成本大约为50-60元/吨，该数值相对较低。附加成本来源于太阳能发电装机、电池储能和电力传输的附加投资。

到2030年，BAU情景下海南清洁和低碳能源体系中电力部门的年度二氧化碳排放量为700万吨，而在CEI情景下，此排放量下降到130万吨。2020到2030年期间，CEI情景下减排比例为91%，而在BAU情景下，此比例为36%。

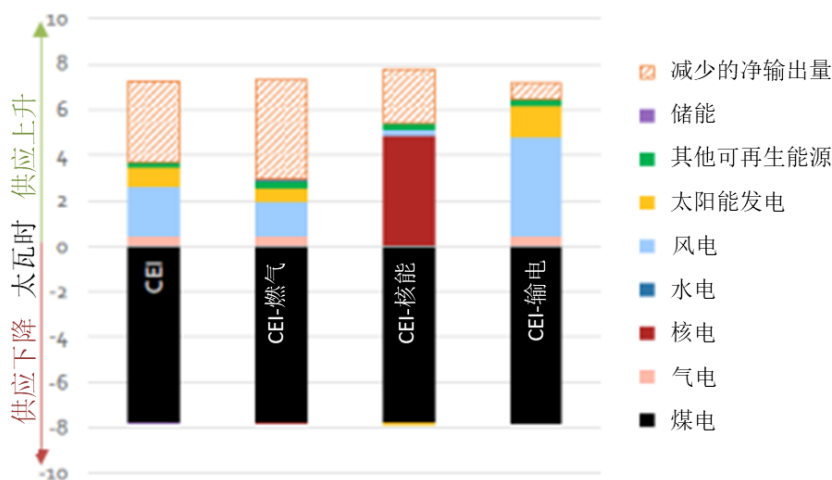
BAU情景下，海南电力部门的碳排放量减少36%，而CEI情景下的目标是相对2020年减少100%。

图1-4：BAU和CEI情景下海南电力部门的CO₂排放量，百万吨。



所有敏感情景都会改变海南的发电构成和输出/输入平衡。在分析中，天然气使用量及输电装机提高之后，从海南输出到广东的可再生能源发电量，及中国南方电网在海南之外的可再生能源发电量都会发生变化。在利用更多核电的情景下，海南的可再生能源发电被核电所替代。任何该等替代都不影响CO₂排放，不论是在中国南方电网区域还是在海南省内部。

图1-5：CEI目标对海南年发电量和输入量的影响，2030年CEI和敏感性与BAU情景的比较，太瓦时。



注：正数代表CEI情景下相对于BAU情景的更高发电量/输入量。此处，输入的正数代表从海南到广东输出量的下降。

此分析表明在满足减少煤炭消耗目标的可选路径中，风电和太阳能发电提供了最低成本的路径。天然气不仅价格昂贵、依赖进口，且仍会产生碳排放。核电清洁没有碳排放，但有价格标签。海南岛与中国大陆之间的电力输送也是重要的路径之一，但存在输电线路过度建设的隐患，所以必须在未来对此进行追踪分析，同时该路径无法确保输入的电力是零碳排放的。

图1-6：实现海南清洁能源岛的可选路径。



图片简单标示了每一种技术路径在一些考量因素上的表现。符号代表“优势”与“劣势”或者介于两者之间。

1.3 作为能源改革试点的海南

尽管能源需求预期会有所增长，但前述分析表明，海南有丰富的可再生能源可用于发电，例如风能和太阳能。通过利用这些丰富的天然资源，可再生能源在海南能源构成中的比重有望提高。海南作为中国能源革命的试点地区，将为中国未来的能源改革提供宝贵的参考经验与规划范本。

1.4 区域背景下的海南能源改革

随着海南省发电构成趋向使用更多的清洁能源，在评估政策措施时，还必须考虑相邻区域的发电构成。在CEI情景下，海南的煤炭用量的降低会被大陆侧的发电量抵消，在短期内该因素尤为显著。鉴于海南的CEI路径是净正值，因此在针对海南岛设定的限制与区域性电力交易系统及可再生能源电力消耗之间，必须有政策衔接。这反映了《海南能源综合改革方案》中的各项政策的优先级，并强调构筑一个统一、开放、有序竞争的市场。

缩写

BAU	常规发展
CEI	清洁能源岛
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
CSG	中国南方电网
DEA	丹麦能源署
EPPEI	电力规划设计总院
ERI	能源研究所
ETS	碳排放交易体系
EV	电动汽车
FYP	五年规划
NDC	国家自主贡献
NDRC	国家发展和改革委员会
PV	太阳能光伏
RE	可再生能源
TSO	输电系统运营商
V2G	车辆与电网互联

2. 相关背景简介

2.1 海南省社会经济发展概况

海南省由中国南海的岛屿构成。陆地面积3.54万平方公里。

海南省的人口稳定增长。2019年，海南常驻人口达到945万（其中59%为城镇人口），相比前一年增加了14万。预计到2030年，海南的人口将达到1248万。

海南省气候温暖，是一个海滨沙滩为主要特色的旅游胜地。2018年4月起，海南省成为多项重要改革任务的试点区域，未来以现代服务业和海洋经济、推动旅游业、改善农业为主要发展方向。

这些改革推动了海南经济的增速。根据《海南省经济和社会发展“十三五规划”（FYP）》，预计到2020年底，海南GDP的年平均增速将达到8.5%，相比2010年增长一倍以上。在“十四五规划”（2021-2025）中，海南的GDP预计将以12%的年平均增速快速增长。

2.2 海南省能源发展概况

海南省经济和人口的不断增长，对能源需求产生了巨大影响。2018年，海南的能源消费总量为2200万吨标准煤当量，相比前一年增长了4%，人均能源消费量为2.4吨标准煤当量。电力消费量为32.7太瓦时，从2015年到2018年的年平均增长率为6.4%。2035年，海南省的电力消费总量预计将达到105太瓦时，而2026年到2025年之间的电力消费总量的年增长率将达到5.2%³。本研究报告基于电力规划设计总院（EPPEI）的分析，假设海南的电力需求更加平稳。假设2030年的年电力需求为58太瓦时，2035年为72太瓦时，2020到2035年之间的年平均增长率为4.2%。

海南的能源需求逐年上升。

目前海南省主要依赖煤电和核电。2018年，海南省的装机容量为9,130兆瓦，相比2015年增加了35%。该省装机容量的构成为：38%煤电，14%核电，13%太阳能光伏发电，9%水电和8%天然气发电。2018年，海南省的能源生产总量为406万吨标准煤当量，相比前一年增长了5.8%。原油和天然气的产量分别为43万和13万吨标准煤当量左右，水电和风电的总生产量为350万吨标准煤当量。

2.3 海南省能源发展前景：海南清洁能源岛

海南省为该省的能源发展提出了一系列具有挑战性的规划，即在2030年成为清洁能源岛（CEI），优先发展低碳技术，减少对煤炭的依赖性。2018年4月，政府文件《关于支持海南全面深化改革开放的指导意见》提出支持海南进行全面能源改革，集中关注电力和供气的体制改革。

³ “海南能源发展现状,” 中国南方电网, 2019年, 研讨会讲座, 北京。

规划推动了海南省清洁、低碳、安全及高效能源体系的发展。2019年3月，海南省发布了《清洁能源汽车发展规划》（2019-2030）——公布了实现全清洁能源汽车的官方目标，即自2030年起全面禁止销售燃油汽车，提高电动汽车数量⁴。2019年5月，政府文件《国家生态文明试验区（海南）实施方案》⁵提出建设清洁能源发展示范区、增加可再生能源发电量、利用需求响应提高能源效率。

2020年7月，《海南能源综合改革方案》正式颁布⁶，方案除了提出一些相关措施外，还设定了以下各项目标：到2025年，清洁能源占一次能源消费比重达50%左右；到2035年，基本实现清洁、低碳、安全、高效的能源体系转型。

2.4 海南省能源发展面临的挑战

为了建成清洁能源岛，应对不断增加的能源需求，海南必须解决能源体系中经济和运营方面的种种问题。

海南省需要巩固能源基础设施建设。海南省的供电可靠性相对较低，用户年平均断电时长为15.7小时。

海南省能源供应成本高昂。目前，海南省的供电成本仅次于上海，在全国排名第二。而清洁能源转型有可能进一步拉高能源消费成本，从而限制海南的经济和工业发展。

海南省尚未建立成熟的能源市场机制。2018年11月，海南省发起首次电力交易项目，但只有4家发电厂和11个电力用户参与。电力市场的参与者不多，难以实现有效的竞争。

海南省需要加快电能替代的步伐。海南省提出了加速推广绿色汽车以及节能环保型汽车的计划，到2030年全面禁售燃油汽车。为了实现这一具有挑战性的目标，电动汽车的发展以及配套基础设施的建造亟待增速。

海南还未建立峰值负荷调节辅助服务的成本补偿机制。因为核电所占比重较高，海南必须建造峰值负荷调节发电机和输电线路，以满足产生的峰值负荷资源短缺，包括抽水蓄能、天然气发电以及与大陆连接的海底电缆。但目前海南省对于此种峰值负荷调节资源仍然缺少收回相关投资的有效机制。

*为了建成清洁能源岛，应对不断增加的能源需求，
海南省必须解决能源体系中经济和运营方面的种种问题。*

⁴ "Briefing - Hainan's Clean Energy Vehicle Development Plan," 国际清洁运输理事会, 2019年4月, 访问链接 https://theicct.org/sites/default/files/publications/Hainan_Clean_Energy_Vehicle_Dev_20190426.pdf。

⁵ "中共中央办公厅 国务院办公厅印发《国家生态文明试验区（海南）实施方案》," 新华社, 2019年5月12日, 访问链接 http://www.gov.cn/zhengce/2019-05/12/content_5390904.htm。

⁶ "推进海南全面深化改革开放领导小组办公室印发《海南能源综合改革方案》," 国家发展和改革委员会, 2020年8月14日, 访问链接 https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/ztl/hnqmsghgkf/202008/t20200814_1236110.html。

3. 海南未来能源发展的可选路径

对各种机遇及可选的解决方案进行完备的研究，是海南省建设清洁、低碳、安全、高效的能源体系的必行之举。

3.1 使用燃气、可再生能源及核能作为清洁能源

海南省拥有一定油、气资源储备，这些资源主要位于中国南海。根据已公布的信息，海南已探明的石油地质储量大约为163亿吨，天然气大约为32万亿立方米，天然气水合物大约为643亿吨油当量。

海南省可再生能源资源禀赋。风电方面，海南省海上风电的技术潜力预计约为4250兆瓦，陆上风电约为1300兆瓦，利用这些风能资源需要638平方千米的面积。在太阳能方面，海南省属于太阳能资源富饶或者中等富饶区，理论装机容量为25250兆瓦。海南省也拥有丰富的生物质能、潮汐能和地热能。此外，海南省水电资源的理论储备量为1039兆瓦。目前，因为其环境影响以及需在沿海地区部署等原因，有声音表示可再生能源项目可能会影响旅游业。可采取推广生态旅游、进行环境影响评价等举措降低这一不利影响。

海南可能进一步扩大核电装机。两个新建的核反应堆将于2025和2026年开始运营。但是，中国铀资源相对有限⁷，中国在铀方面对外国的依赖性预计比石油更高，因此过度依赖核电会影响中国的能源独立性。此外，在进一步讨论海南的核电发展时，应考虑环境影响和投资成本。

3.2 地区电力需求侧管理

除了开发能源产生的潜力之外，海南也可对能源消耗进行优化。随着数字化和智能电网的引入，可以调整能源需求、适应具有间歇性的可再生能源发电，并支持具有成本效益和环境可持续性的电力供需平衡。例如，可以为大型工业负荷和居民住宅用户装配智能电表，提高其能源消费意识。使用独立控制器追踪动态电价，在经济方便时安排消费，确保使用舒适度。此外，随着海南电动汽车数量的不断增长，如果电池的动态充/放电得以落实，那么停放状态的车辆将提供客观的电力灵活性。

3.3 绿色能源省际交易

利用跨省联网线路也是海南省能源改革可选途径之一。海南已接入输电系统运营商（TSO）中国南方电网（CSG），与广东、云南、贵州和广西彼此连接。通过海底电缆，海南的电力系统与广东电网连接。

云南省可利用的水电资源排名中国第三，水力发电可向海南省输出。利用跨省联网线路开发具有成本效益的绿色能源，可支持海南省实现其绿色能源目标。但云南和广东之间的传输能力不足，没有充分的政策框架支持，难以实现运作良好的省际市场，所以云南的水电目前正受到严重限电的影响（31.2太瓦时，即2016年水电发电量的13.7%）。这些条件限制了邻近省份之间的电力交易。

⁷ Xing Wanli, Chen Shan, "The Forecast of Demand and Supply Plan of China's Uranium Resources to 2030," 第六届信息、环境、能源与应用国际会议论文集, 2017年3月, 访问链接 <https://dl.acm.org/doi/pdf/10.1145/3070617.3070639>.

4. 长期能源情景

4.1 长期能源情景的作用

能源体系情景描述了关于未来的可能假设以及相应的路径，是帮助决策者应对不确定性，制定长远规划的有效工具。除了描述可能的未来与路径的共性之外，它还将能源情景分成三个类别：预测、探索和预期。

预测情景旨在基于现状以及观察到的趋势，描述可能的未来。要描述维持现有政策状态下（也称为“常规发展”（BAU）情景）能源体系的预期演变时，经常使用预测能源情景。

探索情景不仅是考虑现状，还旨在基于不同假设，通常是基于对不同驱动因素的定性评价，探索可能的不确定未来。比如，探索可能采取的不同政策措施在能源体系演变过程中产生的影响及其气候影响。

预期情景（也称为“标准”情景）正好相反：先确定未来的最终愿景，再倒推找出可能将现状与未来愿景连接起来的路径。采用此种方式，无法确认今天做出的具体决策会产生怎样的影响，而是提供信息说明需要做出哪些决定才能实现特定的未来状态。在能源领域，最典型的用途之一就是确认需要哪些措施才能实现特定的目标，例如，如何将全球气温上升限制在1.5°C以下。

长期能源规划模型的目标主要是为未来能源体系的战略、运营和政治决策提供支持。通过此种方式，可以分析现有政策的影响、预计引进新政策的影响或者创设实现具体目标的新政策。

4.2 CREO情景和建模的作用

国家发展和改革委员会（NDRC）下辖的能源研究所（ERI）自2011年起，开发了一套中国背景下的能源体系情景工具和情景方法，并通过多份报告，公布了中国情景分析的结果，包括《中国可再生能源展望》（CREO）年度报告。

CREO的方法聚焦于开发两种主要情景：预测既有政策情景，表述坚决落实已宣布政策的影响；和预期低于2度情景，展示中国实现生态文明远大目标的路径以及中国在履行《巴黎协定》过程中可能发挥的作用。

情景的设计目的是实现以下目的：

- 就不同能源部门未来的发展提供一致性、逻辑框架，包括不同部门之间的相互关系。
- 提供明确、可量化的长期愿景。介绍此愿景中能源体系的构成及其背后的推理。
- 清晰描述现状、趋势、市场和政策方向，并将此投射到未来。

国家情景是阐明中国顺利完成清洁、低碳、安全、高效的能源体系转型及现代社会主义经济开发的设置。更具体地说，就是确定了三个总体目标：

- 确保成本合理的能源供应，支持中国的可持续经济发展。到2050年，实现30000美元（依据2005年的美元）人均GDP的经济目标；
- 保障能源环境，通过临时解决方案以及根本性解决方案，解决PM2.5空气污染问题，满足世界卫生组织设定的PM2.5排放标准；
- 保障低能源气候影响，以落实中国对《巴黎协定》的承诺，延续低碳发展路径至21世纪末，为

全球温升低于2°C并争取低于1.5°C的目标做出贡献。

因此，CREO情景是适合研究区域及各省绿色能源未来发展的适当框架。

4.3 从国家到省级的建模比例调整

在地区分析中，可应用国家层面的CREO情景作为更详细的地区分析的框架及边界条件。此种情况下，边界条件包括进出焦点地区的电力流动，以及该地区对满足国家政策目标及情景中能源转型战略所设定边界的贡献。聚焦于小区域时，我们可以为本地模型模拟增添更多细节，执行更多变体，对结果的阐释也更加容易。在不同的模拟中，焦点地区和周边体系之间的相互依赖是稳定的。

国家情景为地区深度分析提供锚点。

使用2019年国家层面的CREO情景结果作为起点，设置边界条件，作为此项研究中南网地区性分析的输入数据。这些边界条件可能包括：1）与深度分析地区以外的邻近区域的交易动态；2）深度分析地区在满足国家战略或要求中所分配的份额。

CREO情景中落实的国家战略或要求在深度分析中依然有效。在CREO情景中，确定焦点地区以外的体系对要求的贡献。之后，在深度模拟中采用此种贡献，将国家要求转变为应用于焦点地区的本地要求。

通过限制地理范围、降低计算复杂性，地区深度模拟具有提高计算速度和/或提升细节级别的优势：提高模拟的时间分辨率，或者更具细粒度地呈现电力体系。地区深度建模非常适合要求很多模拟变体的分析。

在本研究中，南网情景在CREO既有政策情景中是固定的。预运行涵盖中国大陆的全部地区。使用此模拟的结果设定南网及其邻近区域之间电力传输的边界条件。

南网电力系统的边界条件由进出外部地区的输电以及对国家政策的外部贡献构成。使用预运行结果中的输入及输出量作为固定的传输状况。表4-1展示了南网地区的电力年净输出额。

表4-1：南网地区到中国其他地区的电力年净输出额，太瓦时。

输出自	输入至	2020	2025	2030	2035
云南	四川	13	13	8	12
	浙江	10	10	5	8
贵州	湖南	33	40	36	33
广东	湖北	25	12	1	0.3
	湖南	3	20	4	4
总计		85	95	54	57

5. 长期能源情景建模

5.1 EDO情景分析概论

该报告使用中国国家可再生能源中心（CNREC）的电力和区域供热优化模型（EDO）进行了分析。EDO是中国可再生能源分析模型（CREAM）的重要组成部分，能够解释如何满足并平衡电力和区域供热需求（源于CREAM最终使用模型）。

EDO是基于Balmorel模型⁸——一种模拟电力体系和市场的开源经济/技术局部均衡模型。模型能够解决线性规划问题，优化电力和区域供热一体化系统。它综合了扩容模型、机组组合及经济调度模型。

同时优化了投资、机组组合和调度。

模型优化了现有及规划中发电机组的发电。此模型也能够考虑到对发电和输电容量的追加投资以及对现有发电技术的翻修。

基本上，模型通过总成本（包括资本、运营和维护以及燃料成本）最低化，为电力和区域供热部门找出成本最优的解决方案，并满足解决方案的预设约束条件，比如必须实现的具体目标或政策。

电力和区域供热部门的成本最优解决方案

5.2 核心假设

本报告应用CREO 2019情景作为框架和边界条件，并结合2035年之前南网的覆盖范围对海南省进行分析。接下来的15年内，即从现在到2035年，中国将进入工业化和城镇化的中后期。中国将拥有世界最大的制造业、服务业、城市群以及中高收入人群。中国的经济增长模式正在经历重大变革，要结合其他国家政策重点设计海南的清洁能源岛发展道路。

CREO 2019的既有政策情景是此项研究的起点。

既有政策情景表述的是贯彻落实已宣布的政策

既有政策情景假设全面贯彻落实“十三五规划”和中国共产党十九大报告中表述的能源部门及相关政策。第一要务是努力打造清洁、低碳、安全、高效的能源供应。情景也包括在2030年之前实现碳排放达峰的国家自主贡献（NDC）气候目标、蓝天保卫战计划的影响、能源生产和消费革命战略的方面以及国家排放交易方案。

⁸ “Balmorel,” Balmorel能源系统模型, 于2020年访问链接 www.balmorel.com。

关于CREO 2019情景的更多细节，参考附录8.1-8.3中的相关内容和CREO 2019报告。

电力需求预测

中国大陆的电力需求预测是基于CREO 2019既有政策情景执行的需求侧建模。在此预测中，电力需求到2020年将达到7700太瓦时，到2035年将达到11900太瓦时，到2050年将达到13200太瓦时，而电气化水平将达到54%。其中包括电网损失和发电的自消耗。

整个社会的电力需求由外部提供的最终用途电力需求（基于LEAP模型）加上电网损失、发电的自消耗（包括储能损失）以及电转热的内源消费构成。最终用途的电力需求如表5-1所示。

基于EPPEI的输入数据，结合CREO 2019地区需求分布，更新海南的电力需求。

表5-1：电力需求预测（不包括电网损失和发电的自消费），太瓦时。

	中国大陆	中国南方电网				
		海南	云南	广西	贵州	广东
2018	6010	29	147	150	130	555
2020	6796	41	169	170	154	617
2025	8469	47	214	222	195	743
2030	9822	61	251	2714	231	833
2035	10762	75	277	306	256	890

省际传输限制

为了模拟电力系统中发电装机的经济调度，模型考虑了电力系统中最重要传输限制。此种限制为南网覆盖范围下5个省份之间的传输限制。传输限制代表可在不同地区之间流动的最大电量，以容量定义，单位为吉瓦。在模型中，到2020年不同省份之间的传输限制如表5-2所示，单位为吉瓦。

表5-2：模型中包含的传输限制（为从“行”所代表地区到“列”所代表地区的容量），2020年，吉瓦。

输出地区	输入地区				
	广东	广西	贵州	海南	云南
广东	-	14.4	7.4	1.2	25.3
广西	14.4	-	8.0	-	3.8
贵州	7.4	8.0	-	-	-
海南	1.2	-	-	-	-
云南	25.3	3.8	-	-	-

南网区域内省际传输容量的很大一部分属于国家重点项目，包括云南到广东的直流连接。其中包括2009年完工的云南-广州线路、2013年完工的糯扎渡-广东线路以及2017年完工的云南-广东西北部（深圳）线路——均为±800千伏的特高压直流线路。比较CREO情景与当前容量（南网），更新海南-广东联网线路容量。

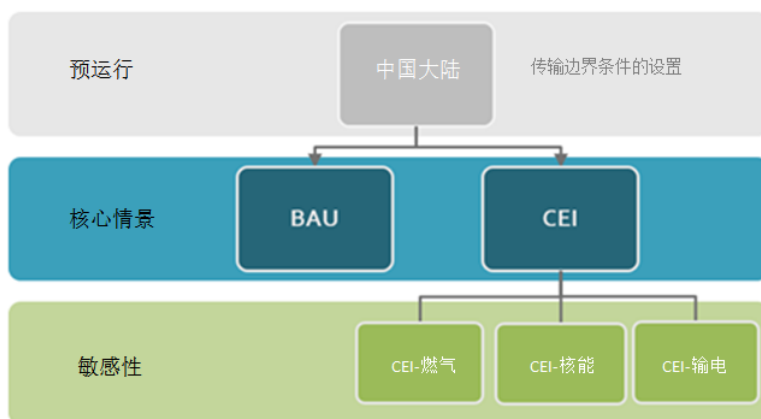
图5-1：中国南方电网的特高压基础设施⁹。



5.3 情景设置

使用此分析中的情景设置量化海南的CEI目标在近期及中期未来对海南省和南网地区的影响。CEI情景呈现了CEI目标在电力部门的具体内容，并将CEI情景与未设定绿色能源目标的参考情景或者BAU情景进行比较。通过呈现各种路径下的CEI情景，进一步量化经过优化的核心CEI情景，其中关注的路径主要为天然气、核能和输电互联。

图5-2：分析中的情景概览。



研究关注的地理区域

此报告关注地理区域是南网的覆盖范围，因为研究南网覆盖范围足以呈现海南的发展情况以及海南CEI政策可能与周边省份产生的相关交互和反馈。缩小地理范围（与中国大陆的建模相比）可以提高时间分辨率（即减少时间聚合），提高分析结果的精确性。

为了呈现南网与中国其他地方的交互作用，在中国大陆范围内完成试运行（见章节4.3的描述）。在核心情景中，使用此模拟的结果设定南网及其邻近区域之间电力传输的边界条件等。

⁹ Peter Fairley, “为什么中国南方要拆分自己的电网,” IEEE, 2016年, 访问链接 <https://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/why-southern-china-broke-up-its-power-grid>。

时间范围和分辨率

该模型针对近期和中期未来模拟，模拟年份为：2020、2025、2030和2035，对应于三个五年规划。今年，即2020年，是“十三五规划”期限的最后一年，也是分析的开端。目前，关于“十四五规划”（2021-2025）要素的审议仍在进行中。因此在此分析的背景下，2025年可完成的成果是2030年之前发展路径的重要试金石。

2030年是下一个关键里程碑，也是CEI目标的目标年。2030也是实现20%非化石能源的中期能源转型目标的年份，以及中国根据官方政策应该实现碳排放达峰的前一年。它也是中国能源生产和消费革命战略的终止年份，此战略还设定了非化石能源发电量占比50%的目标。2035年是实现2050年（2049年）目标——即建成“富强民主和谐美丽的社会主义现代化强国”的半程标志，中国预计在2035年之前实现社会主义现代化。

5.4 核心情景

本报告分析描述了两种主要情景，研究并预测在不同情景下海南省按照政府文件《国家生态文明试验区实施方案的政府文件》（2019年5月）中的要求，加速绿色能源转型，在2030年前建设清洁能源岛的结果。

1. BAU：BAU情景说明的是在现行政策之外，不采取任何行动减少海南污染性燃料消费所带来的未来状况。此种情景可视为CREO 2019中的既有政策情景，其焦点地理范围仅限于南网覆盖范围。
2. CEI：CEI情景减少了海南在2030年之前的耗煤量，且到2030年，不再允许使用任何煤炭。2020年（允许的耗煤量与BAU情景下的水平相同：112.5皮焦耳）到2030年之间，耗煤量呈现下降之势。

海南省耗煤量的下降以及由此造成的燃煤发电量的下降不应被化石燃料发电量的输入所取代。为了防止其他南网覆盖地区化石燃料发电量的抵消性增长，限制煤炭、天然气和核能的消费量不得超过BAU情景中的水平，即不允许海南省通过进口化石燃料发电来实现其目标。

两种核心情景：清洁能源岛情景和作为参考的BAU情景。

两种情景有相同的边界条件，呈现南网与周边地区之间的传输。这种设置在能源体系演变的背景下，为比较海南省可采取的两种合理路径以及实现目标的总系统成本提供了一个框架。

5.5 敏感性因素

海南省耗煤量的下降会造成发电赤字，这种赤字可通过四种方式补偿：

- 1) 提高可再生能源发电量，
- 2) 提高气电发电量，
- 3) 提高核电发电量，以及
- 4) 提高电力输入量或者减少输出量（从其他南网覆盖区域）。

主要的CEI情景论证了基于最低成本的优化方式，但可能受到其他政策限制的影响。为了更彻底地研究替代选择及其彼此之间的平衡，需要执行敏感性分析。

三种替代情景突出了替代路径。

在敏感性分析中，通过外部容量增加，将其中三种变体与CEI情景进行直接比较：

- CEI-**燃气**：650兆瓦附加燃气发电容量于2030年并网。
- CEI-**核能**：650兆瓦附加核电容量于2030年并网。
- CEI-**输入**：输出到广东的650兆瓦附加输电容量于2030年并网。

6. 长期能源情景结果

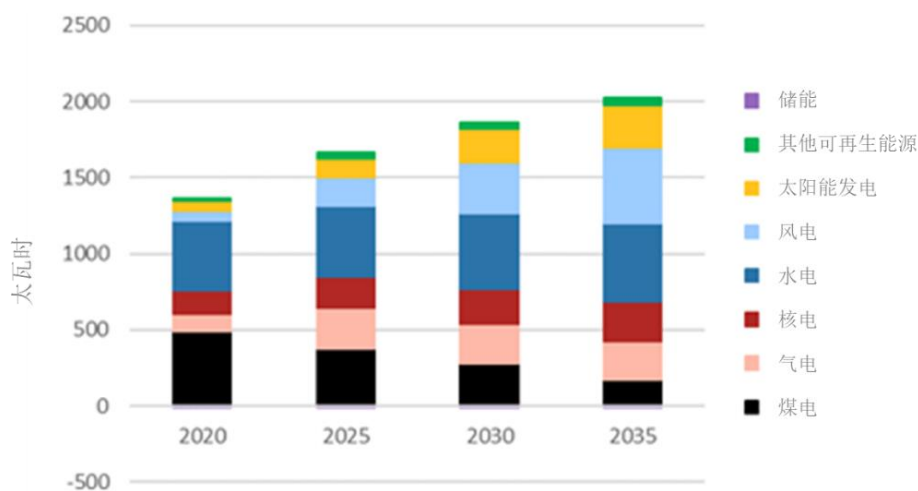
6.1 常规发展（BAU）情景

常规发展（BAU）情景本质上是描述未来电力系统能源转型路径的一种预测方法，而CREO2019中的既定政策情景则为这一部分研究提供了宝贵的基础信息。在CREO2019中我们可以看到，无论是中国贯彻落实既定政策的决心和行动，还是过去和今后几十年间可再生能源成本的不断下降，都为中国能源革命铺平了前进的道路。煤电在电力系统内的主导地位正逐渐让位于快速发展的风电、太阳能发电、气电和核电。

南网覆盖区域发电结构向清洁能源转型

在南网发电结构中，煤电所占比重低于全国平均水平，而核电、水电和气电占比相对较高。整个南网地区用电量仅占全国总量的约17%，但广东、广西和海南的核电容量在全国核电总量中占比高达39%；广西、贵州和云南三省，水电在发电结构中占比很高；整个南网地区气电比重达21%，高于全国均值。

图6-1：常规发展（BAU）情景下南网地区目标年份电力生产预测¹⁰。



注：负值表示蓄能过程中的电能损耗。

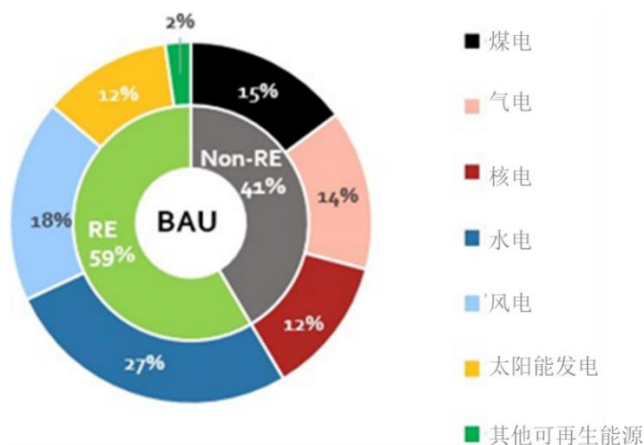
南网地区增长的电力需求主要由波动性可再生能源供给。

气电和核电将取代煤电成为主流热电发电模式。

从常规发展（BAU）情景的结果可以看出未来15年内，即2020-2035年间，南网地区增长的电力需求主要由新增的风电和太阳能发电供给，这也从一个侧面反映了整个中国能源转型的趋势。由于核电装机容量的增加受外部因素影响较大，因此核电并不是一种成本最优的转型路径（核电敏感性分析详见6.3章节）。风电、太阳能发电、核电以及稳步增长的气电预计在2030年前取代44%的煤电。

¹⁰ 蓄能代表由亏损造成的负年度发电量。

图6-2：常规发展（BAU）情景下2030年南网发电结构示意图。



到2030年，南网发电结构中可再生能源占比近60%。根据图6-2中的分类方法，水电所占比重最大为27%；风电和太阳能发电（分别为18%和12%）合计占比30%；气电与煤电比重接近，分别为14%和15%；核电增长至12%。

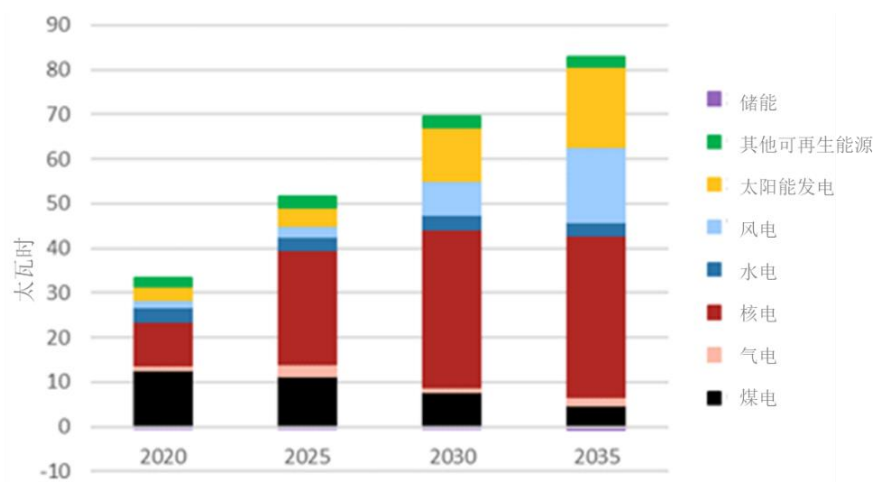
海南省发电结构趋向可再生能源与核电各占一半

常规发展（BAU）情景对于海南省发电结构的预测表明，到2035年持续扩张的核电规模，使核电发电量增长至目前的3.7倍；风电发电量快速增长，从2020年1.7太瓦时，到2030年7.6太瓦时，直至2035年16.8太瓦时；同样地，太阳能发电量快速增长，从2020年3.0太瓦时，到2030年12.1太瓦时，直至2035年17.9太瓦时。常规发展（BAU）情景预测在2030年，风电和太阳能发电在海南省发电结构中占比分别为11%和17%。

近期内，核电将成为海南省首要发电电源。到2035年，风电和太阳能发电合计占比将与核电持平。

2020年海南省可再生能源和非水可再生能源发电量占比分别为29%和20%。国家能源局文件《各省级行政区域2020年可再生能源电力消纳责任权重的通知》中对海南省提出了4项指标：对于可再生能源在总用电量中的最低消纳责任权重为13.5%，激励性消纳责任权重为14.9%；对于非水可再生能源电力，最低消纳责任权重为6.5%，激励性消纳责任权重为7.2%。

图6-3：常规发展（BAU）情景下海南省目标年份发电预测。



常规发展（BAU）情景下，2030年煤电发电量仅为8太瓦时。

因此，海南电力部门需要采取措施来推进本省电力生产清洁化。

海南省电力外送前景展望

海南电网通过4条海底电缆与南网主网联结。由于海南省整体发电成本高于广东省，这4条电缆目前主要用于广东省至海南省的送电。计划于2025年完成的一系列核电项目将逆转目前的电力流向。此项模拟中，在考虑了CREO2019内关于海南省未来电力负荷增长的因素后，海南—广东省际电力输送方向依然能够出现逆转，由2020年净输入10.0太瓦时，转变为2025年净输出1.4太瓦时。

表6-1：常规发展（BAU）情景下海南—广东省际电力输送在目标年份的预测值，太瓦时。

	2020	2025	2030	2035
输入	10.0	1.5	0.8	1.9
输出	0.0	2.9	5.1	5.2
净输出	-10.0	1.4	4.3	3.2

到了2030年，快速增长的核电、风电和太阳能装机使海南省向广东省净输出电力达到4.3太瓦时。而在2030-2035年时间区间内，海南省向广东省净输出电力的下降主要是由于核电装机增速放缓，尽管在这一时期波动性可再生能源发电仍在加速增长。同时，2030-2035年间海南—广东联网上电力输送量继续提高。目前（2020年）广东省向海南省单向输送电力这一情况，将因省际电力市场化交易机制的引入和不断完善，转为两省双向输送电力，这有利于在南网区域内更高效地配置波动性可再生能源和在电力结构占比中不断提高的核电。

海南省和整个南网覆盖区域发电环节二氧化碳排放量显著下降

常规发展（BAU）情景也对未来电力部门的二氧化碳排放情况做出了预测。在“十四五”和“十五五”期间，海南省的碳排放量分别下降8%及31%，在10年间完成“清洁能源岛规划”中完全消除电力部门碳排放目标的36%。

表6-2：常规发展（BAU）情景下南网覆盖区域和海南省每5年二氧化碳减排预测。

		2020	2025	2030	2035
南网覆盖区域	百万吨	432	396	314	229
	%	-	8%	21%	27%
海南	百万吨	11	10	7	5
	%	-	8%	31%	27%

以2020年的数值为基准，常规发展（BAU）情景能够完成电力部门二氧化碳减排36%，而清洁能源岛（CEI）的目标是减排接近100%。

通过上表可以看出，在2030年仍有700万吨二氧化碳年排放量减排任务未完成，因此清洁能源岛（CEI）情景为电力部门清洁化提供了更多方案。

6.2 清洁能源岛（CEI）情景

清洁能源岛（CEI）情景，为截至2030年的能源转型工作设定了更具挑战性的目标：

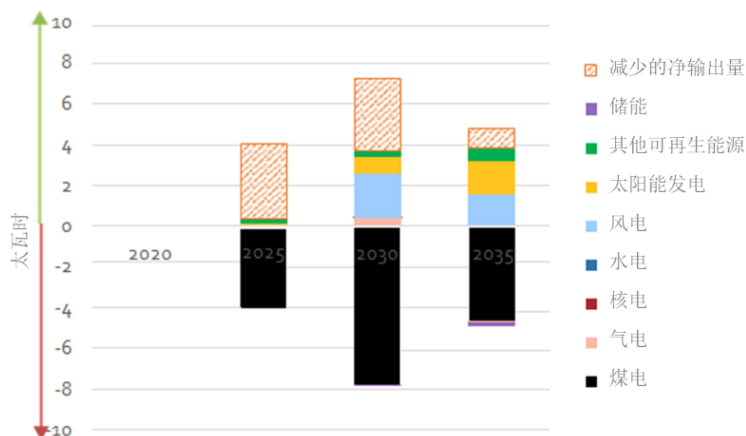
- 煤电发电量减少8.0太瓦时
- 煤耗量减少66皮焦耳（230万吨标准煤）
- 二氧化碳排放量减少570万吨

清洁能源岛（CEI）情景对海南省年发电量和年输电量的影响

在清洁能源岛（CEI）情景下，从现在到2030年海南省煤电发电量将下降8.0太瓦时，彻底实现“零煤电”的转型目标。可再生能源发电量的提升和电力净外送量的下降都对实现这一目标起到了积极作用。同常规发展（BAU）情景相比，海南省2030年电力净外送量由4.3太瓦时降低到3.6太瓦时。海南省内各项非煤电能源发电量均有所提高，风电、太阳能发电、气电的额外增长分别为2.2太瓦时、0.8太瓦时和0.4太瓦时。

另一方面，同2030年相比，到2035年常规发展（BAU）情景与清洁能源岛（CEI）情景的预测结果差距有所减少。这反映出常规发展（BAU）情景中所包含的既定政策本身就已经大力推动了能源转型的步伐。因此到2035年为目标，清洁能源岛（CEI）情景中非清洁能源的削减量有所下降，与“海南清洁能源岛”政策所要求的目标一致的。

图6-4：海南省目标年份年发电量和年净外送电量，在清洁能源岛（CEI）情景与常规发展（BAU）情景下的数值比较，太瓦时。



注：纵坐标正值表示清洁能源岛（CEI）情景相比常规发展（BAU）情景更高的发电量/净电力输入量。橙色阴影部分呈正值表示海南省向广东省年净外送电量的减少。

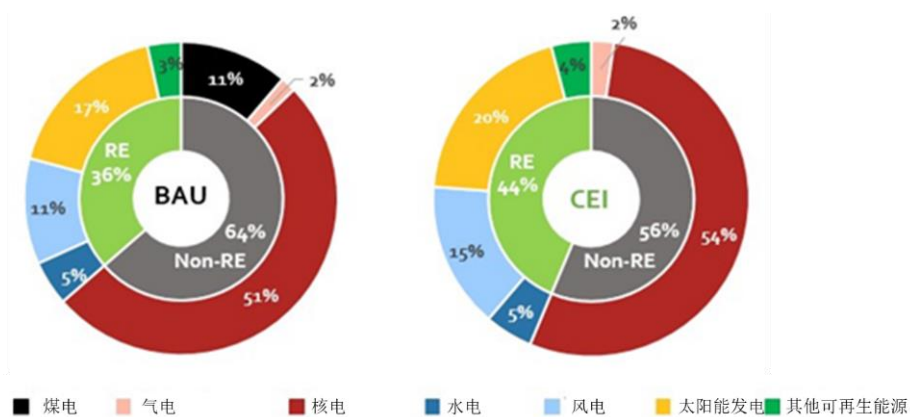
清洁能源岛（CEI）情景中海南省煤电8.0太瓦时的削减目标，通过发展本省风电、太阳能发电和气电规模，以及增加外省输入的可再生能源电力来实现。

上图中2025年的数据表明短期内，清洁能源岛（CEI）情景相比常规发展（BAU）情景额外增多的清洁能源主要依靠减少净外送电量实现。因此在海南省发电结构清洁化的前提下，仍需将南网覆盖区域视作整体进行相关政策的研究。清洁能源岛（CEI）情景下海南省煤电发电量逐年下降，但这一数值将被大陆侧的煤电所抵消，短期内尤为明显。由于清洁能源岛（CEI）情景的最终目标是实现清洁能源的净增长，所以必须将海南省的能源改革规划和整个区域内的电力交易机制和可再生能源消纳共同考虑，制定视角更高的整体性政策。由此我们便可理解《海南能源综合改革方案》中各项内容的优先级，以及明确建立一个统一、开放、有序竞争的电力交易市场的重要性。

海南省发电清洁化必然导致净外送电量下降，因此有必要制定整体性更强的地区性政策，降低除海南外其他南网省份非清洁能源对海南省净外送清洁电力的抵消作用。

由于常规发展（BAU）情景下海南省风电与太阳能发电的快速增长期间主要出现于2025年后，2025年前增速较缓，因此有必要加大短期内波动性可再生能源的发展力度。

图6-5：两种情景下2030年海南省发电结构示意图。



2030年清洁能源岛（CEI）情景下可再生能源发电总体占比由常规发展（BAU）情景中的36%增长至44%。

以2030年的数据对比为例，清洁能源岛（CEI）情景的发电结构较常规发展（BAU）情景更为清洁，风电、太阳能发电、生物质发电占比分别提高了4%、3%和1%。核电占比提高了3%，但这主要是由于海南省净外送电量的下降。两种情景下的水电占比和发电量相同，这是由于该模型设定中并不包含额外的水电装机。

更多的清洁能源为海南省电力系统的灵活性提出了更高的要求

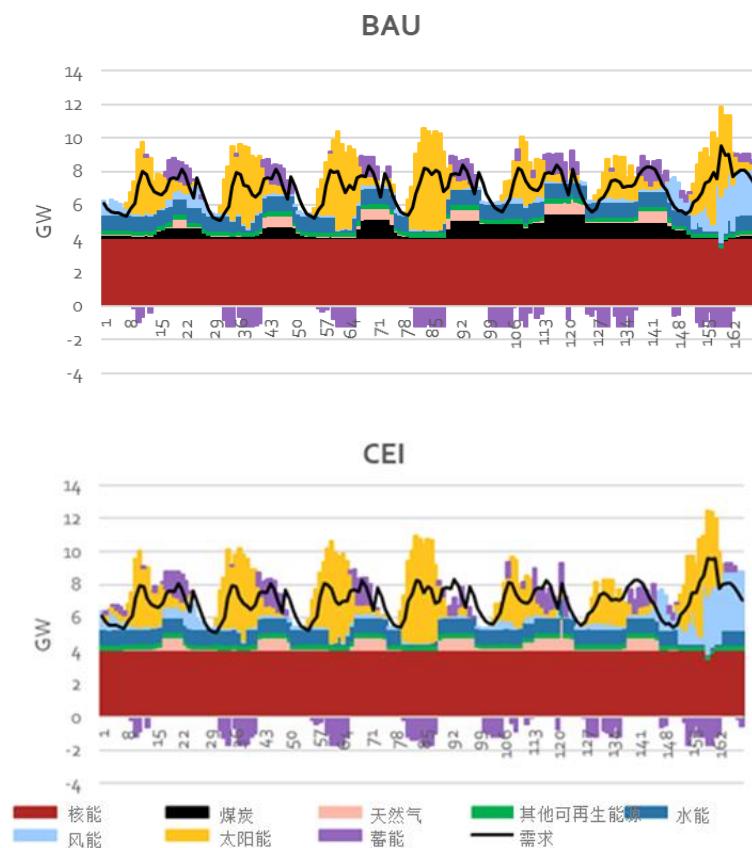
对于海南省这样一个由岛屿构成的省份而言，为了向电网内接入更多波动性可再生能源和固定成本高昂的核电，亟需提高电力系统的灵活性。

图6-6展示了海南省典型的夏季单周发电分时情况。需要指出的是，即使在常规发展（BAU）情景下，某一座核电站也出于避免弃风弃光的考虑，略微下调了发电功率。整个电力系统中，火电的波动性最为明显，在日照峰值时下调功率，夜间电力需求上升时上调功率。在图示的一周内，许多热电机组及绝大多数气电、煤电机组，在周日这一风、光电力供给充足，整体用电需求较低的时段停止发电。为了实现这样的运行策略，需要对现有的煤电厂进行灵活性改造。本模型使用的灵活性改造成本假设和技术参数，是根据一部2018年关于中国煤电灵活性改造潜力分析报告¹¹结果所得出的。

2030年，海南电力系统采用所有形式的灵活性措施来补偿波动性可再生能源发电和核电的局限性。

¹¹ "Thermal Power Plant Flexibility," 丹麦能源署、电规总院、国家可再生能源中心、丹麦电网和Ea咨询公司, 2018年, 清洁能源部长会议出版物, 访问链接 https://ea-energianalyse.dk/wp-content/uploads/2020/02/thermal_power_plant_flexibility_2018_19052018.pdf.

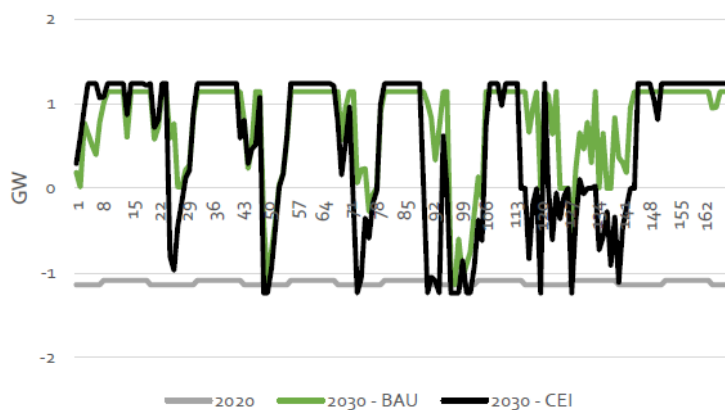
图6-6：两种情景下，海南省夏季单周发电情况分时模拟图，单位：吉瓦。



注：纵坐标发电量负值表示储能端储存、消耗来自电网的电力。

海南省的水电也为电力系统提供了一定的灵活性，在数个太阳能发电峰值时段下调了功率。图6-6中的储能包括了抽水蓄能和电池储能两种方式。在海南省抽水蓄能是提高电力系统灵活性的重要方式，能够在日照峰值时储存电能，并在夜间日照谷值时，弥补因太阳能发电功率下降和用电需求上升带来的电力缺口。在两种情景下，电池储能都为抽水蓄能提供了重要的补充，不过在图示的单周模拟中，只有清洁能源岛（CEI）情景利用到了电池储能。电池储能的运行方式与抽水蓄能大致相同，但运行时间较少，因为使用电池储能就必须考虑到电池的使用寿命以及随之而来的设备更新成本。

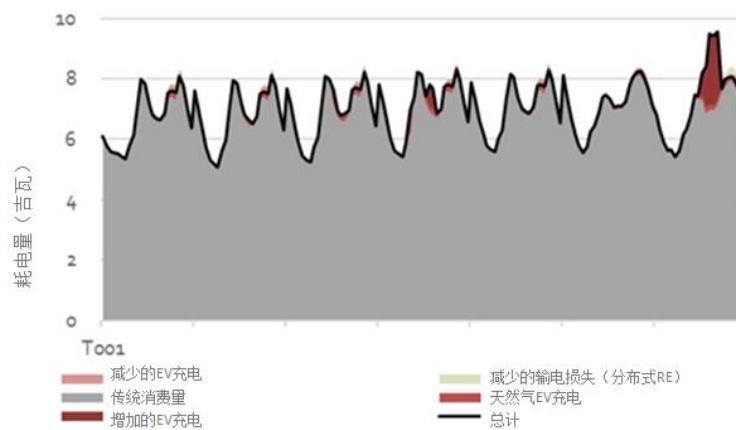
图6-7：两种情景下，2030年海南省夏季单周电力外送情况分时比较图，吉瓦。



除了发电侧灵活性改造，充分利用海南—广东跨省电缆的输送能力也有助于提高海南省电力系统的灵活性。相较于2020年电力单向流入海南省的现状，两种情景都预测了2030年两省电力输送动态平衡的情况。清洁能源岛（CEI）情景下的电力输送容量略高，约为100兆瓦。由于模型对于电力系统建设成本的计算是基于一定范围内的边际成本的，因此模型结果中得到的最优成本输电（发电）容量规划并不意味着这一规模的输电线路实际运行效率也是最高的。不过即使将成本假设考虑在内，我们也可以通过图6-7看出，更高的输电能力对整个电力系统是有所裨益的。输电线路的实际扩建规模有待进一步考量。因此，在章节5.5中我们对海南—广东省际电力输送能力的增长进行了详细的敏感性分析。

图6-8是清洁能源岛（CEI）情景下2030年海南省典型夏季单周电力需求构成分时示意图。图中的电力需求包括传统电力需求、发电厂自消耗、配电网损耗、灵活充电的电动汽车以及储能设施的充放电（抽水蓄能和电池储能）。

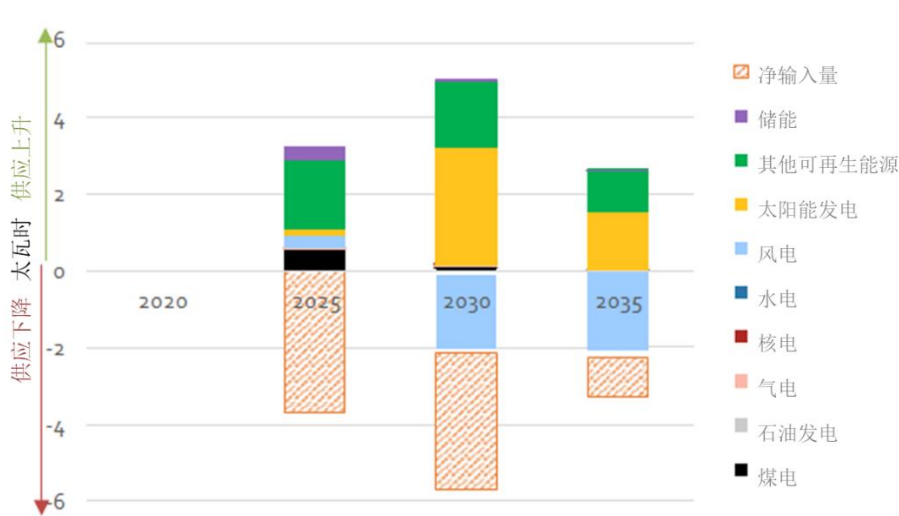
图6-8：清洁能源岛（CEI）情景下2030年海南省典型夏季单周电力需求构成分时示意图，单位：吉瓦。



清洁能源岛（CEI）情景对南网区域整体发电和输电的影响

考虑到南方电网的实际规模，海南清洁能源岛目标的实现对于南网整体影响不大。海南省向广东省净电力输送量下降导致的缺口，将由大陆侧的本地电力资源弥补。例如2025年，南网（除海南外）区域将使用生物质发电、风电、煤电和太阳能发电来平衡海南省电力净外送量的下降。

图6-9：比较清洁能源岛（CEI）情景与常规发展（BAU）情景下，南网（除海南外）区域发电及电力输入的结构差异，太瓦时。



注：纵坐标正值表示清洁能源岛（CEI）情景相较常规发展（BAU）情景提高的发电量/净输入电量。负值表示海南省向广东省年净外送电量的下降。

在南网（除海南外）地区，清洁能源岛（CEI）情景相较常规发展（BAU）情景，风电发电量相对减少，这与风电产业地区性布局的变化有关。在2025-2035年间，海南省风电装机持续增长，而南网区域其他省份的风电布局发展将有所放缓。而2025年的预测结果中，南网（除海南外）的新增风电发电量要超过同期的海南，这同时也补偿了海南省净外送电量下降的部分。

2030年海南省年二氧化碳排放量下降570万吨

可以预见到2030年海南省将会建成一个清洁低碳的能源体系，全省年二氧化碳排放量也将从常规发展（BAU）情景下的700万吨，下降到清洁能源岛（CEI）情景下的130万吨，降幅达83%。残余的二氧化碳主要源自气电和燃烧固体塑料废物的垃圾发电。提高塑料废品的回收率、利用率等其他环保举措有利于巩固清洁能源转型的成果。塑料废品回收利用的方式及相关政策不属于本报告的研究范畴，在此不再赘述。

表6-3：两种情景下，整个南网覆盖区域及海南省电力部门二氧化碳排放量比较，单位：百万吨。百分比表示清洁能源岛（CEI）情景相较常规发展（BAU）情景降低的碳排放比率。

		2020	2025	2030	2035
南网覆盖区域	BAU	432	396	314	229
	CEI	432	393	309	226
	%	0%	1%	2%	2%
海南	BAU	11	10	7	5
	CEI	11	7	1	1
	%	0%	35%	83%	73%

在2020-2030年间，海南省实现电力部门二氧化碳减排91%是一个可以实现的目标。

通过表格可以看出，两种情景都以除海南省外南网区其他省份的二氧化碳排放量不变作为前提假设。对于海南省而言，相较常规发展（BAU）情景下36%的二氧化碳减排幅度，清洁能源岛（CEI）情景下2030年二氧化碳减排幅度将大幅提高至91%（均以2020年二氧化碳排放量为基准）。

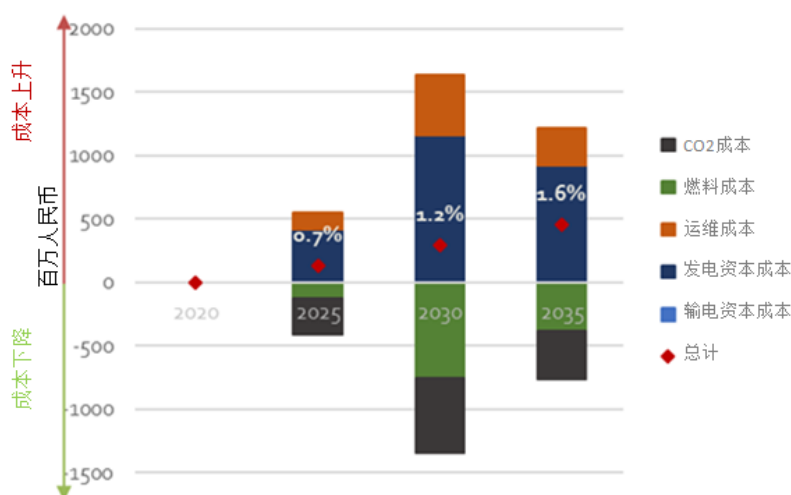
电力系统转型成本略微上升

依据清洁能源岛（CEI）情景所设定的清洁能源目标，2030-2035年间海南省每年大约需投入4亿元人民币用于电力系统转型。按减少的二氧化碳排放吨数计算，2030年二氧化碳的减排成本约为50-60元/吨。

到2030年，海南省二氧化碳的减排成本将维持在较低水平，约为50-60元/吨。

此外，两种情景下二氧化碳的外部性成本均为约100元/吨，因此二氧化碳减排的边际成本大约在150-160元/吨。

图6-10：清洁能源岛（CEI）情景与常规发展（BAU）情景下，目标年份南网覆盖区域电力系统的成本比较。



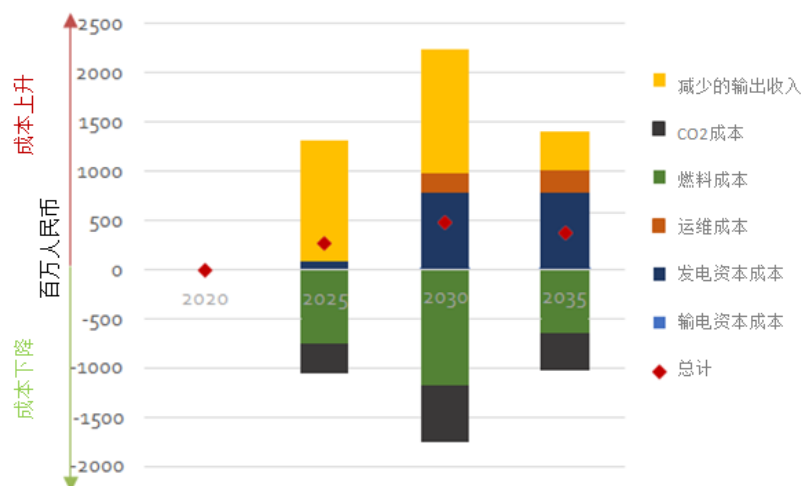
额外的成本需求主要源自清洁能源岛（CEI）情景下，更多的太阳能发电装机和电池储能设施、输电设施的建设。这类额外成本在2030年将达到16亿元人民币/年，部分成本可被降低的发电燃料成本和碳排放成本所抵消。碳排放成本按该情景下2030年碳排放权交易市场价100元/吨计算。燃料成本的降低主要是由于煤耗的大幅降低，同时也部分由于更多地使用生物质进行发电。

表6-4：清洁能源岛（CEI）情景相较常规发展（BAU）情景下，南网覆盖区域发电量、输电能力和资本成本的差异。

	燃料	2020	2025	2030	2035
容量（兆瓦）	煤炭	0	500	-580	-710
	天然气	0	70	90	90
	风能	0	0	0	-240
	太阳能	0	0	3370	2600
	其他可再生能源	0	320	330	320
	蓄能	0	0	490	490
	输电	0	45	440	30
资本成本（百万元）	煤炭	0	112	22	-18
	天然气	0	10	18	18
	风能	0	90	47	-30
	太阳能	0	0	778	671
	其他可再生能源	0	210	226	210
	蓄能	0	0	52	52
	输电	0	4	42	8

通过表6-4可以看出，清洁能源岛（CEI）情景需要南网覆盖区域内的大陆侧省份增加煤电装机，提高煤电发电量，以补偿气电规模缩小和海南净外送电量下降带来的电力缺口。由于相关政策的限制，区域整体煤耗并未提升，用于供热的煤耗相应下降。

图6-11：清洁能源岛（CEI）情景与常规发展（BAU）情景下，目标年份海南省电力系统的成本比较。



注：由于海南省向广东省净外送电量下降，黄色部分呈现正值表示海南省电力外送收入下降导致的成本上升，具体数值依据电力市场化交易价格计算。

6.3 敏感性分析

清洁能源岛（CEI）情景为海南省提供了确保2020-2030年电力部门煤耗逐年下降的可行方案。持续增长的波动性可再生能源发电规模和净外送电量的下降，逐渐取代了原有发电结构中的煤电。更多的风电、太阳能发电，更少的电力外送，为海南省共同铺就了一条经济、可行的建设“清洁能源岛”的发展之路。

接下来，本报告将分析其他能源转型路径相较于清洁能源岛（CEI）情景需要哪些额外成本，以及这些替代路径是否能够对降低碳排放产生其他积极影响。

下面三种敏感性因素分别为，2030年海南省电力系统中相较清洁能源岛（CEI）情景额外增加的650兆瓦的容量：

3. 650兆瓦气电
4. 650兆瓦核电
5. 650兆瓦海南—广东互联容量

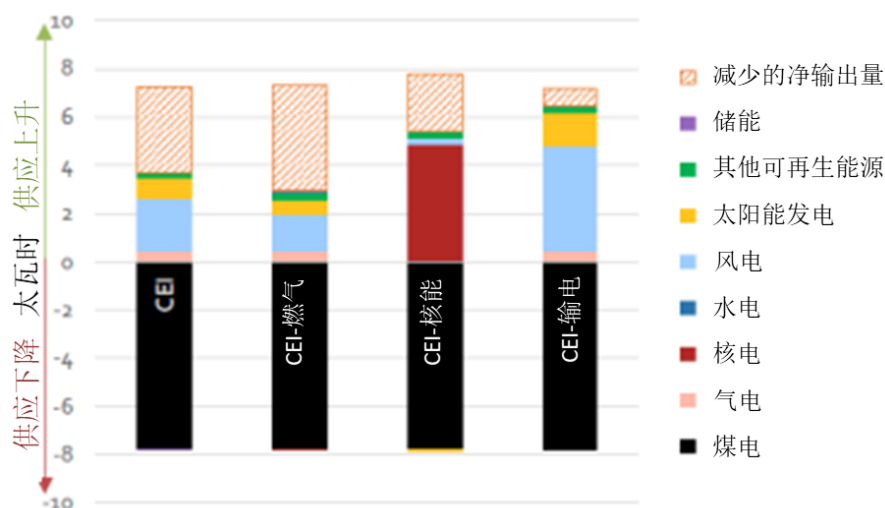
截至2030年，各替代路径对海南省发电、输电的影响

CEI-气电情景下额外的气电装机并未对发电燃料用量产生实际影响，天然气依然维持着高昂的成本价格和极低的使用量。但气电的发电特性产生了一定变化，气电满负荷发电时长较短，主要用于供给峰时电力需求；低发电功率时段，基荷承载量下降。同时风电、太阳能发电的发电量略微下降，电力外送减少。

CEI-核电情景下额外的核电装机对海南省能源结构影响更大。额外的核电装机能够弥补62%因煤电退出造成的电力缺口。相较于清洁能源岛（CEI）情景，风电和太阳能发电的发电量显著下降。

CEI-输电情景为海南省与广东省之间设定了额外650兆瓦互联容量，从而允许海南省进一步扩张其风电和太阳能发电的装机容量。海南省波动性可再生能源电力外送增加，南方地区庞大的电网为平衡和消纳波动性可再生能源电力提供了广阔的空间。CEI-核电情景同样也预测了海南省更多的电力外送，但输电能力保持不变。

图6-12：比较清洁能源岛（CEI）情景及各替代情景与常规发展（BAU）情景下，海南省年发电量和省际电力输送的差异，太瓦时。



注：纵坐标正值表示清洁能源岛（CEI）情景及各子情景较常规发展（BAU）情景更高的发电量或更多的电力输入量。橙色阴影部分呈正值表示海南省向广东省年净外送电量的减少。

替代路径不影响二氧化碳减排目标的实现

受3种敏感性因素影响的替代路径都从不同层面改变了海南省的发电结构和省际电力输送平衡，但并不影响二氧化碳实际排放量，无论是在海南省还是整个南网覆盖区域。CEI-气电和CEI-输电情景改变了海南省向广东省输送的可再生能源电量，以及除海南外南网区域其他省份的可再生能源发电量。CEI-核电情景则在发电结构中使用核电替代了部分可再生能源发电。

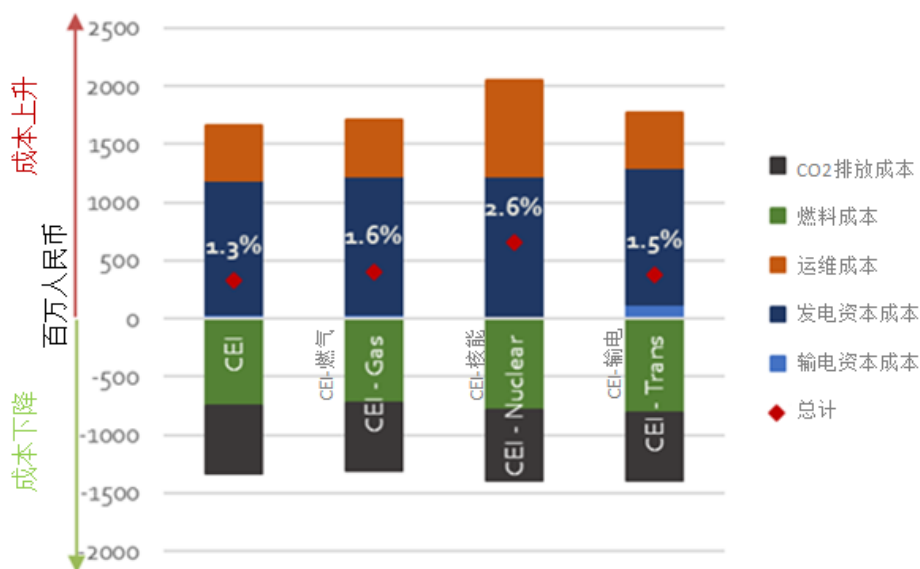
年电力系统成本均高于清洁能源岛（CEI）主体情景

3种替代路径情景所展现的经济性较差，成本均高于未添加敏感性因素的清洁能源岛（CEI）情景。CEI-核电情境中额外的核电装机不仅需要承担高昂的核电设施成本，相较风电和太阳能发电更高的每兆瓦时发电成本，核电大规模并网也是一项极具挑战性的任务。

相比各种替代路径，使用更多波动性可再生能源来建设清洁能源岛的成本优势更大。

而CEI-输电情景所假设的更多输电容量目标并不会大幅提高整体成本，对于输电线路的投资一部分由电力交易双方省份从中获得的电力使用效率所抵消，还能够提高电网消纳低成本波动性可再生能源电力的能力。

图6-13：比较清洁能源岛（CEI）情景及各替代情景与常规发展（BAU）情景下，南网覆盖区域电力部门成本的差异。



通过敏感性分析可以看出，我们可以采取多种路径来完成海南清洁能源岛计划中的各项指标，但从中期看来，着重发展海南省内的波动性可再生能源是最好的方案。

每种可再生能源转型路径都有其优缺点，并需要进一步完善。

7. 结论

海南省电力部门仅需在常规发展（BAU）情景基础上增加不超过2%的年电力系统投资，即可完成煤电退出的目标。2020年海南省煤电发电量为13太瓦时，到2030年常规发展（BAU）情景下煤电发电量下调至8太瓦时，而清洁能源岛（CEI）情景则完全停止使用煤炭供电。从现在到2030年，按既定政策发展推算，二氧化碳减排幅度将为36%，清洁能源岛（CEI）情景将此数值提高至91%。2030年，已建成清洁能源系统的海南省减排二氧化碳的平均成本为50-60元/吨，成本较低。

减少净电力外送和发展可再生能源是建设海南清洁能源岛的两大重要途径。常规发展（BAU）情景根据经济发展需求和国家政策导向制定了一系列能源转型计划，而清洁能源岛（CEI）情景为此设定了更远大的目标。在常规发展（BAU）情景下，短期内核电将成为海南省发电结构中的首要能源，2035年风电和太阳能发电总量占比将增长至与核电占比持平。而在清洁能源岛（CEI）情景下2030年可再生能源占比将达到44%，高于常规发展（BAU）情景下的36%。海南省自然资源禀赋优越，拥有建设分布式及大型地面风电、太阳能发电站的潜力，海上风电发展前景广阔。在海南省及其他南网覆盖区域省份，风电和太阳能发电是最经济的清洁能源，但使用波动性可再生能源需要额外投入资金升级电力系统，提高系统灵活性，增加储能设施，优化省际互联电网调度规划。

在各类能源转型路径中，风电和太阳能发电对海南省而言是成本最低的方式。为了取代煤电在海南省发电结构中的地位，我们需要寻找各类替代能源。天然气价格高昂，依赖进口，并且气电会产生碳排放。核电相对清洁且无碳排放，但成本高，还需考量其他安全因素和环境影响。琼粤互联电网意义重大，对清洁电力输送、外送盈余电力、提高电网灵活性都起到了十分积极的作用，然而输电线路容量扩建到何种程度，以实现电网运行效率和成本优化之间的平衡，仍需持续进行追踪研究。

建设海南清洁能源岛，不仅需要贯彻落实相关政策机制，更需要同步进行电力市场改革。电力现货市场是消纳大规模波动性可再生能源的最佳途径，将发电企业、电网、储能设施和电力用户纳入到市场中，能够为电力系统提供持续的灵活性。可以考虑将广东电力市场试点经验推广到海南省，海南省也需要建立自己的电力现货市场。两省必须构建电力市场匹配机制，确保琼粤互联电网能够稳定、高效地输送电力。还需要建立相关监管体系，确保跨省输送的是清洁电力。

研究海南省的清洁能源发展，必须要考虑南网覆盖区域的整体情况。根据清洁能源岛（CEI）情景模型所得的结论，相比常规发展（BAU）情景，海南省降低净外送电量也是清洁能源转型的关键环节。同时，南网覆盖区域其他省份在弥补这部分因电力输入减少而产生的电源缺口时，应尽量避免使用非清洁能源，以达到区域整体能源清洁化的目标。此外，任何地区性政策都必须以国家能源发展战略方向为指导，因此本文使用CREO2019中的全国模型作为海南省建模分析的基础。

使用低成本可再生能源电力对电力系统灵活性提出了更高的要求。到2030年，海南省电力系统需采取各种手段提高电力系统灵活性，以适应波动性可再生能源与核电的发电特性，一些可行的手段包括：

- 提高余热发电机组发电灵活性
- 利用现有和新增的储能电站
- 加强电力需求侧管理，特别是将电动汽车政策纳入电力系统和电力市场的发展考量中
- 充分利用琼粤互联电网

2025年海南半数一次能源消耗将由清洁能源供给，亟需对整个能源体系进行全面系统化的分析。高度电气化的社会各部门都会直接或间接地影响清洁能源岛目标的实现。在电力部门实现清洁、低碳、经济转型，以及电力系统确保安全运行、降低外部依赖性的前提下，民用建筑、工业和交通部门内的化石能源消费也亟需进行清洁转型。

8. 附件1：建模假设和方法

此附件简要介绍了建模和情景框架，记录了分析中使用的关键数据假设。首先，大致介绍了CREO 2019中情景起点的概况。其次，介绍了所使用的电力体系模型——EDO。最后，介绍了关键数据假设。

8.1 以CREO 2019为起点

CREO 2019使用情景分析了如何在中国能源体系中使用可再生能源。情景为长期发展提供了明确且一致的预测，并以此作为短期决策的依据。使用这些情景作为南网覆盖范围内地区分析的国家框架。

在CREO 2019中，针对最终使用部门和电力部门，以详细的自下而上的模型完成了情景建模。使用关于宏观经济指标、人口统计指标和目标的具体假设或者情景中能源体系的限制作为模型的输入数据，以理想的方向引导发展趋势，确保落实能源体系发展的目标。在此边界内，通过全面成本优化推动电力部门模型，以确保具有成本效益的能源体系转型。

中国可再生能源展望应用两种主要情景。

既有政策情景表述的是坚决落实已宣布的政策

情景假设全面及坚决地落实“十三五规划”和中国共产党十九大报告中表述的能源部门及相关政策。第一要务是努力打造清洁、低碳、安全、高效的能源供应。情景也包括在2030年之前实现碳排放达峰的NDC气候目标、蓝天保卫战计划的影响、能源生产和消费革命战略的方面以及国家排放交易方案。

推测政策趋势以设定更长期的政策驱动力。

低于2度情景展示了生态文明能源体系的建设

低于2度情景展示了中国实现生态文明的远大目标的路径以及中国在履行《巴黎协定》过程中可能发挥的作用。主要的驱动力是能源相关CO₂排放的硬指标，通过以可再生能源电力、电气化和部门转型为核心的战略落实。设定的目标是：在2018到2050年之间，能源相关CO₂排放总量为2000亿吨。

情景的设计目的是提供明确的长期预测，将预测结果与对现状、趋势、市场和政策方向的清晰认识彼此结合，并投射到未来。

8.2 将CREO情景应用于海南省和南网覆盖区

此处应用CREO情景作为框架和边界条件，并结合2035年之前南网的覆盖范围对海南省进行分析。接下来的15年内，即从现在到2035年，中国将进入工业化和城镇化中后期。中国将拥有世界最大的制造业、服务业、城市群以及中高收入人群。经济增长模式正在经历重大变革。

CREO的既有政策情景是此项研究的起点。

结合其他国家政策重点设计海南的清洁能源岛发展道路。

8.3 CREO情景的核心理念

CREO情景所采用的战略是：以发展非化石、可再生能源作为能源体系转型的关键，而这主要是通过电力部门加以落实。

使用与装机、运行时间以及每小时电力负荷情况相关的统计数据，校准模拟的基准年（2018）。模型阐释了各省份的风能和太阳能潜力、电力需求增长率、燃料成本预测、技术的成本发展，以呈现中国电力部门的发展特征。还引进了电动汽车和热泵等新的负荷类型。采用30多种技术描述技术的可用性、运行特征和成本发展。落实十三五规划、能源生产和消费革命以及其他能源和环境政策作为限制和目标，呈现中国电力部门的最新发展环境。为了适应中国现行的运行方案，落实发电权和满负荷运行小时数作为限制，并随着电力市场的发展放松此种限制。

表8-1：既有政策情景下能源部门发展的关键数字。

		2018	2020	2025	2030	2035
能源基础						
总一次能源供应（TPES）	百万吨标准煤	4,346	4,476	4,730	4,718	4,412
终端能源消费总量（TFEC）	百万吨标准煤	3,165	3,251	3,427	3,510	3,463
CO ₂ 排放	百万吨	9,526	9,337	9,077	8,223	6,640
TPES中的非化石燃料比重（NFF）	%	10%	14%	19%	24%	32%
TPES中的可再生能源比重	%	8%	11%	15%	20%	27%
TPES中的煤炭比重	%	61%	56%	47%	40%	30%
TFEC中的煤炭比重	%	33%	29%	21%	15%	11%
TPES中的燃气比重	%	8%	10%	14%	16%	20%
TPES中的石油比重	%	20%	20%	20%	19%	17%
电气化率	%	26%	29%	34%	39%	43%
煤炭替代法						
总一次能源供应（TPES）	百万吨标准煤	4,685	4,892	5,318	5,599	5,610
TPES中的非化石燃料比重（NFF）	%	17%	21%	28%	36%	47%
TPES中的可再生能源比重	%	15%	18%	24%	32%	42%

表8-2：低于2度情景下能源部门发展的关键数字。

		2018	2020	2025	2030	2035
能源基础						
总一次能源供应（TPES）	百万吨标准煤	4,346	4,476	4,610	4,432	4,025
终端能源消费总量（TFEC）	百万吨标准煤	3,165	3,252	3,396	3,438	3,349
CO ₂ 排放	百万吨	9,525	9,337	8,804	7,184	5,079
TPES中的非化石燃料比重（NFF）	%	10%	14%	19%	29%	42%
TPES中的可再生能源比重	%	8%	11%	16%	25%	37%
TPES中的煤炭比重	%	61%	56%	47%	36%	23%
TFEC中的煤炭比重	%	33%	29%	20%	14%	10%
TPES中的燃气比重	%	8%	10%	13%	15%	18%
TPES中的石油比重	%	20%	20%	21%	19%	16%
电气化率	%	26%	29%	35%	41%	48%
煤炭替代法						
总一次能源供应（TPES）	百万吨标准煤	4,684	4,891	5,253	5,549	5,603
TPES中的非化石燃料比重（NFF）	%	17%	21%	29%	44%	59%
TPES中的可再生能源比重	%	15%	18%	26%	40%	55%

情景的特征是可再生能源、能源效率和电气化的显著提升。

表8-3：装机容量规模和关键指标。

情景 年度	2020	既有政策			低于2度		
		2025	2035	2050	2025	2035	2050
总容量（吉瓦）	2053	2539	4027	5395	2717	5124	6730
煤炭	1023	950	691	420	1037	730	445
石油	2	1	0	0	1	0	0
天然气	104	165	263	214	132	197	152
核能	53	70	95	110	66	87	100
总RE容量（吉瓦）	870	1352	2979	4651	1482	4110	6033
水能	347	386	455	533	347	386	455
风能	242	425	1121	1922	507	1763	2636
太阳能	246	485	1346	2135	536	1836	2803
生物质	35	56	55	57	51	54	55
地热能	0.06	0.10	0.45	2.00	0.12	0.60	5.00
海洋能	0.05	0.28	0.88	2.00	0.28	0.87	2.00
化石燃料（%）	55%	44%	24%	12%	43%	18%	9%
非化石燃料（%）	45%	56%	76%	88%	57%	82%	91%
可再生能源（%）	42%	53%	74%	86%	55%	80%	90%

电力部门是以风能和太阳能为核心的能源体系的关键。

8.4 在EDO中对电力和区域供热部门建模

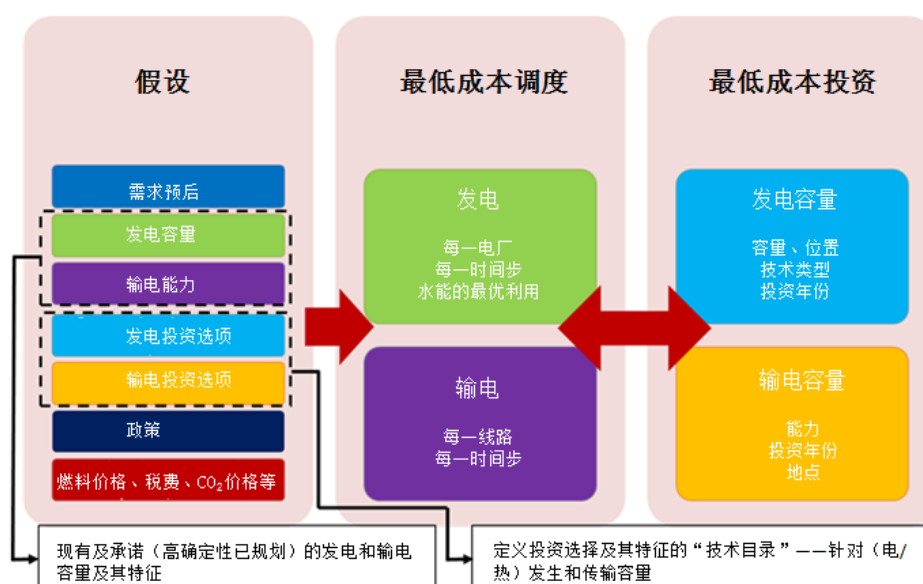
使用CNREC电力和区域供热优化模型（EDO）进行分析。EDO是中国可再生能源分析模型（CREAM）的重要组成部分，决定了如何满足及平衡电力和区域供热需求（源于CREAM最终使用模型）。

EDO是基于Balmorel模型（www.balmorel.com）——一种模拟电力体系和市场的开源经济/技术局部均衡模型。模型通过解决混合整数/线性规划问题、优化电力和区域供热一体化系统得以运行。它综合了扩容模型以及机组组合及经济调度模型。

同时优化的投资、机组组合和调度。

模型优化了现有及规划发电机组的发电。此模型也能够考虑到对发电和输电容量的新增投资以及对现有发电技术的翻修。启用之后，使用模型基于成本最低原则选择投资。

图8-1：运行和投资的同步优化。



基本上，模型通过总成本（包括资本、运营和维护以及燃料成本）最低化，为电力和区域供热部门找出成本最优的解决方案，前提是满足解决方案的约束条件，比如必须实现的具体目标或政策。

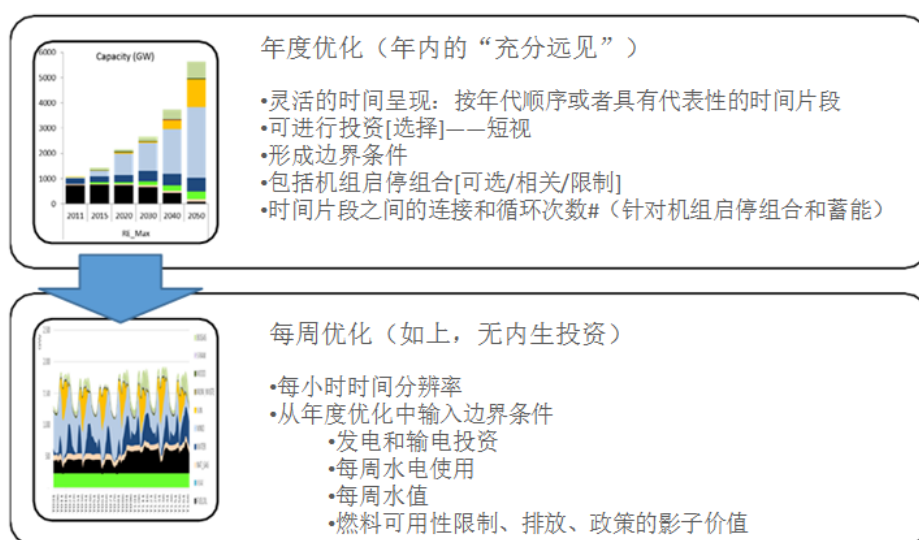
考虑省际电网限制和扩容选择，在省级层面上呈现电力体系。模型包括供应侧的所有相关生产机组，即热能（包括热电联产）、风能、太阳能（包括聚光太阳能）、水能、储电、供热锅炉、蓄热、热泵等。此外，模型也考虑需求侧灵活性的选择，例如源于工业、电动汽车的智能充电以及与区域供热部门完全一体化耦合的选择。

呈现发电、蓄能、电网和消费技术

模型可以呈现中国电力体系每小时调度的现状，以及热电厂和省际电力交易的限制；也可以呈现基于最低成本边际价格优化，在省级、地区或国家电力市场上进行的调度。关键特征与负荷及供应可变性（例如源自于可变可再生能源）的详细呈现以及可在扩容模式下优化运行及高效部署的灵活性和灵活性潜力相关。

模型运行由并行或按顺序解决的一个或多个线性程序构成。总的来说，就是在不预测以后年份的情况下，按顺序解决每一年。有两种可以交互的基本模型。第一种模型是一次审视一整年。此模型下，由用户配置时间分辨率，正常情况下，出于计算的原因，此分辨率会低于完整的每小时分辨率。第二种模型是基于每小时分辨率，一次审视一周。因此，模型运行52次，对应模拟年度内的每一周。第二种模型可以使用第一种模型的结果来设定边界条件，例如容量安装、季节性分配（例如水电），可使用影子价格作为成本修改器，以捕获年度限制的影响。每一模型都可以连续多年运行，为电力和区域供热体系的发展创设路径。第一种（年度）模型中，在投资运行时，模型在一年内安装的容量可在后续年度使用，直到技术寿命终止。

图8-2：EDO运行的流动图。



可在详细运行中测试源于一种情景的投资。

EDO计算产生的结果可用于设置数百万个变量的数量和价格值（影子成本）。为了让这一点在分析内容中具有合理性，必须翻转、过滤和/或聚合数据，以就对所分析的问题提供有意义的见解。其核心在于数据输出可能具有以下特征：

- **发电**和发热，与地理位置内以及每一模拟时间步中的机组相关。
- **电力、热力和一次能源（燃料）消费**——按地理、机组（燃料）和模拟时间步区分。
- **传输**——相连地区之间的电力传输。

- **电价**——可按模拟中的地区和时间步提取和区分。同样的，也可以从中燃料或者CO₂排放许可等因素中或者发生的热量中提取其他限制资源的公平市场价值。
- **投资**——在运行扩容模型版本时，可从外生变量中提取对发电和发热容量、传输和蓄能容量的投资。在影子价格的背景下，可对地点限制的经济租金（例如针对风能）、输电容量及其他容量缺乏进行类似的评估。
- **排放**——发电和区域供热的排放，按地理、机组和时间步区分。

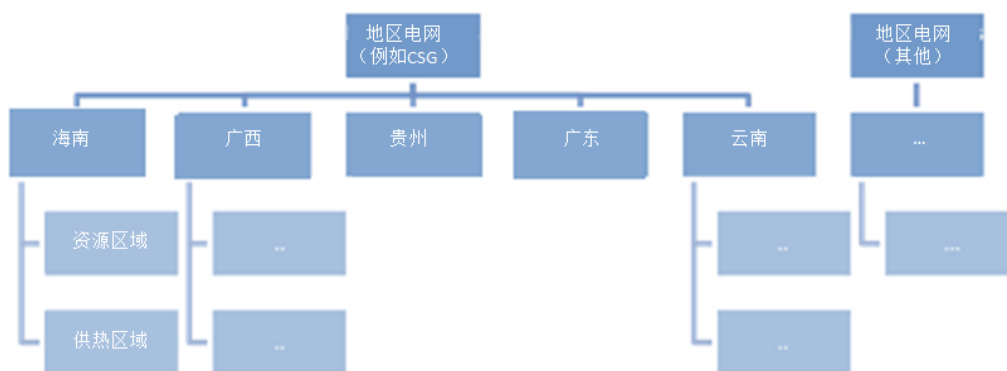
8.5 EDO中的地理拓扑

CREAM-EDO的配置涵盖中国大陆的31个省和自治区，包括4个省级直辖市。因内蒙古分为东蒙和西蒙，所以此模型中总共创立了32个不同地理区域。模型计算每一区域电力及区域供热机组的发电、耗电和储电运行，计算不同省份之间的电力传输。除此类活动之外，模型还计算燃料消耗量、排放量和此系统运行的经济成本。模型为模拟中的每一时间步提供此类数值。这一点非常重要，因为必须在耗电的同时发电，所以在每一时间步上，都必须维持系统中每一点上的供求平衡。时间分辨率可自定义，最多可以细分到每小时。

省级电网呈现。

在省级层面之上，也以EDO呈现地区电网。根据当前电网区域，这些区域为东北、华北、华东、华中、华南和西北。

图8-3：EDO模型下实体图示。



在省级基础上提供电力平衡。在每一省份，通过发电、流入或者流出地区的电力传输或者发电和输电的组合，实现模型内的电力平衡。使用输电进行地区之间的电力交易时，也包括输电限制、损失和成本。如此，可通过模型确定在不同省份进行电力体系基础设施投资的价值，以及与地区电网内不同省份发电及耗电相关的不同成本。

8.6 电网数据和假设

地区电网的任何发电或耗电都与地区电网内各省的总和分不开。但是，地区电网内所有实体可能具有不少相同特征（例如发电机组、需求、价格和税费）。在必要时，由多个省份构成区域电网，以呈

现国家内部输电系统的限制，即限制某一地区向另一地区供应电力的发电能力。在隶属于同意省级电网的不同区域之间，未呈现出任何输电限制。南网及其省级子公司的情况如图8-4所示。

图8-4：中国南方电网覆盖范围图示。地区之间的箭头代表模型内的地区间输电系统。



每一省内又嵌入多个区域。区域可能包含一个或多个发电/储电容量和发电状况，例如风速和太阳辐射。这样就能够呈现不同区域的不同天气条件。这样也能呈现出供热和供冷需求的细分，例如工业供热、城镇供热、县城供热以及乡镇和以下。在此研究中，主要是工业供热类别会影响结果。

可在每一水平上，设定新发电及储电容量的投资限制，例如可再生能源技术。以最大装机设定投资限制，例如该水平上的风力涡轮机或可用燃料潜力。如此可以规定具体区域的投资潜力，例如风力涡轮机和太阳能光伏（PV）。

这种模型结构可优化发电技术的投资和部署，以及省际传输容量的投资。

省际传输限制	- 为了模拟电力系统中发电装机的经济调度，模型考虑了电力系统中最重要传输限制。此种限制为南网覆盖范围内5个省份之间的传输限制。传输限制代表可在不同地区之间流动的最大电量，以容量定义，单位为兆瓦。 - 在模型中，到2020年不同省份之间的传输限制如表8-3所示，单位为吉瓦。
--------	---

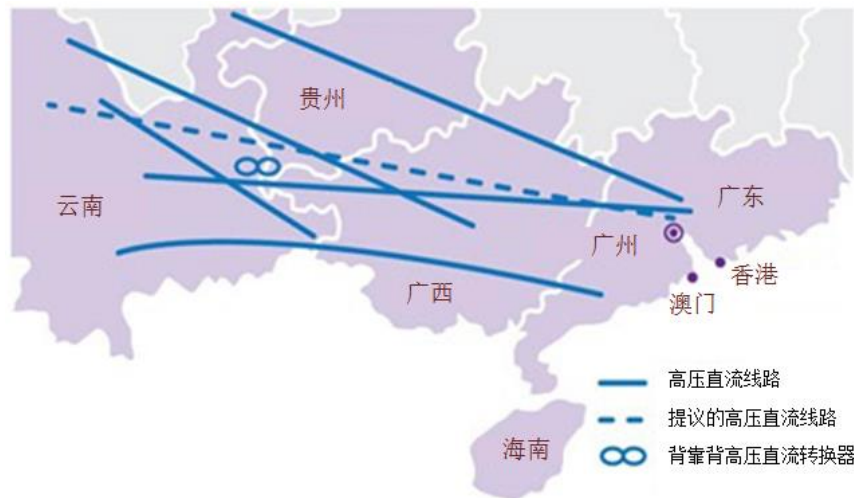
表8-4：模型中包含的传输限制（为从“行”所代表地区到“列”所代表地区的容量），2020年，吉瓦。

输出地区	输入地区				
	广东	广西	贵州	海南	云南
广东	-	14.4	7.4	1.2	25.3
广西	14.4	-	8.0	-	3.8
贵州	7.4	8.0	-	-	-
海南	1.2	-	-	-	-
云南	25.3	3.8	-	-	-

南网区域内省际传输容量的很大一部分来自于国家重点项目，包括云南到广东的直流连接。其中包括2009年完工的云南-广州线路、2013年完工的糯扎渡-广东线路以及2017年完工的云南-广东西北部（深

圳) 线路——均为±800千伏的特高压直流线路。

图8-5：中国南方电网的特高压基础设施¹²。



传输容量投资成本	- 从广东省到海南省，目前有4条并行的500千伏海底电缆，在海口西部着陆。这些电缆提供的总输电容量大约为1200兆瓦。 - 增加地区间传输容量的投资成本如表8-4所示。这些投资成本是粗略成本，其依据是每一兆瓦每一公里的简单成本，加上传输强化两端每一变电站每一兆瓦的成本。
----------	--

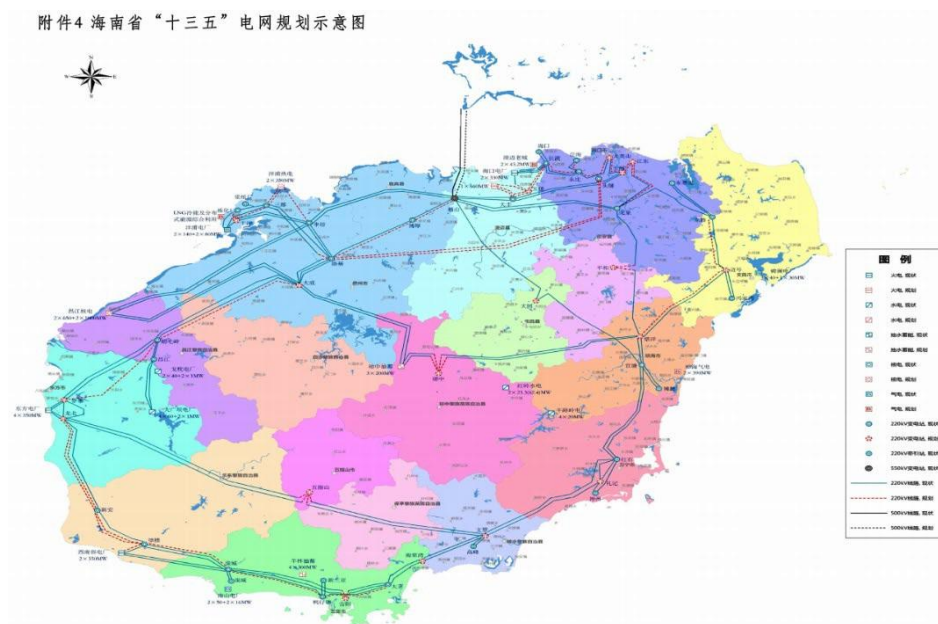
表8-5：提高不同省份之间传输容量的投资成本表，单位百万元/兆瓦。

每兆瓦传输容量的变电站成本（千元/兆瓦）	700
每兆瓦距离的传输容量成本（元/兆瓦/公里）	2500
每兆瓦距离的传输成本（元/兆瓦时/公里）	0.02

海南省的内部电网	海南省的内部传输电网由双路220千伏环岛电网构成，连接主要的工业、商业和旅游负荷中心，例如海口、文昌、琼海、万宁、三亚、东方和儋州，以及省内的大部分热力发电厂。电网还贯穿岛内区域，连接包括五指山在内的城市，建立到水电厂的电网连接。
----------	---

¹² Peter Fairley, “为什么中国南方要拆分自己的电网,” IEEE, 2016年, 访问链接 <https://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/why-southern-china-broke-up-its-power-grid>。

图8-6：按照十三五规划绘制的海南电网图。



此分析中，未应用海南省内的内部电网限制。

8.7 电力需求预测

中国大陆所有地区的电力需求预测是基于CREO 2019——既有政策情景执行的需求侧建模。在此预测中，大陆电力需求到2020年将达到7700太瓦时，到2035年将达到11900太瓦时，到2050年将达到13200太瓦时，而电气化水平将达到54%。其中包括电网损失和发电自用。

整个社会的电力需求由外部提供的最终用途电力需求（基于LEAP模型）加上电网损失、发电的自消费（包括蓄能损失）以及电转热的内源消费构成。最终用途的电力需求如表8-6所示。

基于EPPEI（电力规划设计总院）的输入数据更新海南的电力需求。

表8-6：电力需求预测（不包括电网损失和发电的自消费），太瓦时。

	全国	中国南方电网				
		海南	云南	广西	贵州	广东
2018	6010	29	147	150	130	555
2020	6796	41	169	170	154	617
2025	8469	47	214	222	195	743
2030	9822	61	251	2714	231	833
2035	10762	75	277	306	256	890

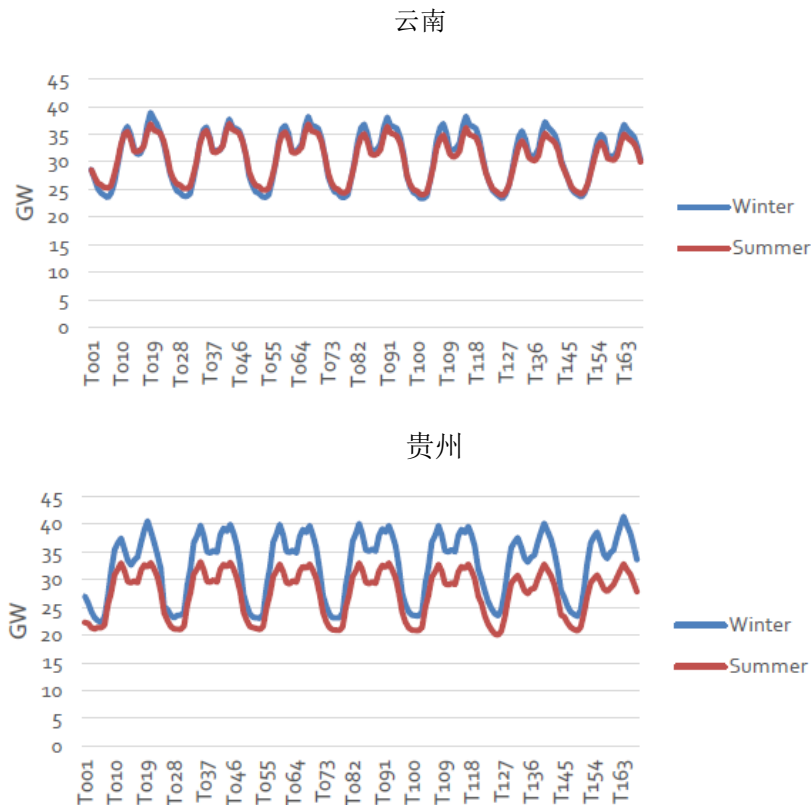
上表包含来自电动汽车的电力需求，按照负荷状况和需求响应潜力单独处理此种需求。CREO既有政策情景中电动汽车的总需求在2020年为20太瓦时，在2035年为377太瓦时，在2050年为946太瓦时。电动汽车（EV）的电力消费也按省份划分，下文表8-7中提供了源自于南网五个覆盖省份的电力需求。

表8-7：电动汽车的电力需求，太瓦时。

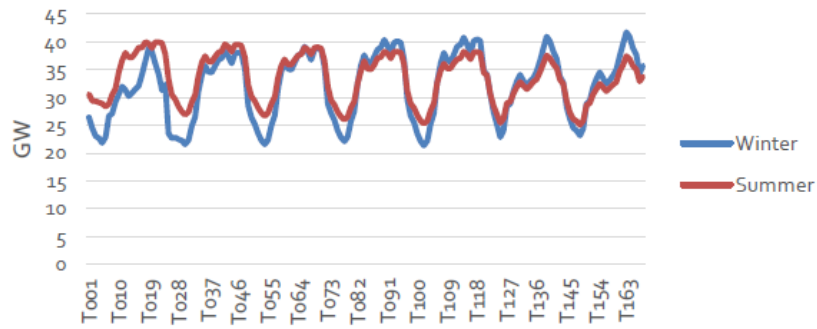
	全国	中国南方电网				
		海南	云南	广西	贵州	广东
2018	7	0.03	0.09	0.17	0.06	1.16
2020	20	0.10	0.30	0.49	0.21	3.13
2025	95	0.54	2.11	2.76	1.48	14.65
2030	220	1.41	6.43	7.38	4.54	33.22
2035	377	2.70	13.62	14.32	9.69	55.66

负荷状况和智能充电	- 省级电力需求是基于由每小时状况聚合而成的时间片段。基于NDRC在2019年发布的典型负荷状况，按照传统用电需求的每小时负荷状况对每一省份进行归类。基于假设的驾驶和停放行为，以电动汽车充电的典型状况作为补充。2030年每小时负荷状况的范例如图8-7所示。 - 到2030年，可对所有电动汽车的充电进行智能化调整。自2030年起引入车辆到电网（V2G），到2050年，50%的电动汽车可提供V2G服务，并在必要时，为电网交付电力。 - 假设到2030年需求响应技术将基于电力市场状况得到广泛应用。到2030年，工业需求响应提供最高8吉瓦的灵活性。到2050年，此数值将提高到14吉瓦。到2030年，工业需求响应提供最高41吉瓦的灵活性。到2050年，此数值将提高到69吉瓦。此外，2025年，铝熔炼厂提供5吉瓦的需求响应灵活容量，到2035和2050年，这一数值分别下降到4吉瓦和3吉瓦。
-----------	--

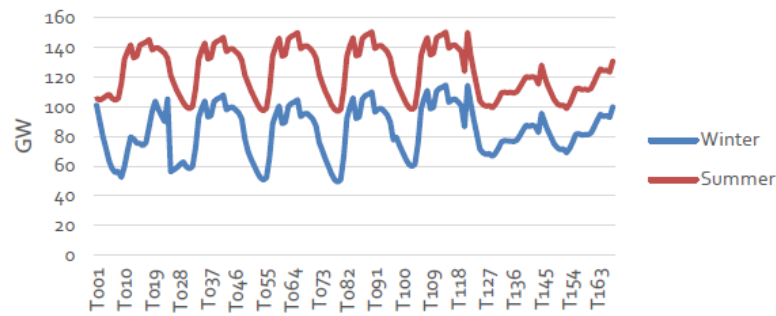
图8-7：2030年冬季和夏季两个典型周的每小时需求状况，针对构成中国南方电网的五个地区，吉瓦。



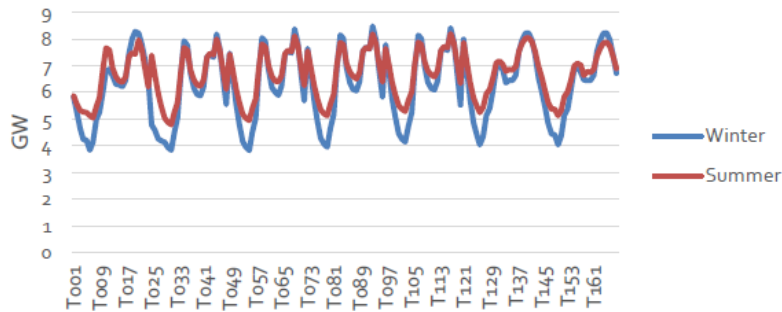
广西



广东



海南



8.8 发电

在EDO模型中，通过不同技术和经济参数呈现发电厂类型（聚合组），例如：

- 技术类型
- 燃料类型
- 容量
- 效率
- 脱硫
- 氮氧化物排放系数
- 可变成产成本
- 固定年度生产成本
- 投资成本

水电	- 中国的水电发展良好，剩余资源的未来开发也已在规划当中，主要集中在四川、云南、西藏和青海。在2050年之前，将逐步开发总计530吉瓦的水电。 - 在南网覆盖地区，云南提供了最大比例的水电装机量。
----	---

表8-8：模拟中假设的水电装机，吉瓦。

	中国大陆	中国南方电网				
		海南	云南	广西	贵州	广东
2018	322	1	67	17	22	8
2020	347	1	67	19	22	8
2025	386	1	70	19	22	8
2030	438	1	76	19	22	8
2035	455	1	82	19	22	8

针对每一省份，设定了发电装机平均应用的年度满负荷运行小时数。

表8-9：模拟中假设的水电满负荷运行小时数。

省份	满负荷小时数
海南	3412
云南	4187
广西	3936
贵州	3708
广东	2183

表8-10：模拟中可能的年度水电发电量，太瓦时。

	中国大陆	中国南方电网				
		海南	云南	广西	贵州	广东
2018	1191	3	279	66	82	18
2020	1266	3	279	74	82	18
2025	1399	3	292	74	82	18
2030	1577	3	317	74	82	18
2035	1626	3	342	74	82	18

海南省的水电集中于昌化江、南渡河和万泉河流域。这些河流上水库的总计蓄水容量超57亿立方米。

根据表8-11，抽水蓄能容量和潜力有限。

8-11：抽水蓄能最低开发和最大容量潜力，吉瓦。

	中国大陆	中国南方电网	
		海南	广东
2018	30.0	0.6	7.3
2020	32.4	0.6	7.3
2025	43.1	0.6	7.3
2030	88.7	1.2	8.5
最大	713	10	68

核能	- 海南的第一个抽水蓄能电站，海南琼中抽水蓄能电站，于2018年全面投产，发电容量为600兆瓦。预计到2030年，将有600兆瓦的附加抽水蓄能容量上线。 - 在建模中，未通过成本最优的扩容进行核电的内源性开发。历史上，推动核电开发主要是为了满足政策目标，政府会提供必要的支持。但是，随着中国核电的高速发展，安全方面的问题和顾虑致使某些更乐观的核电扩容项目停滞不前。在此方面，按照CREO 2019报告中的假设，将采用外源性的方式逐步开发核电，但只考虑沿着海岸的核电地点。如此，到2050年，部署的核电装机将为110吉瓦。 - 在南网覆盖地区，核电安装于广东、广西和海南南——南网的三个沿海省份。
----	---

表8-12：模拟中假设的核电装机，吉瓦。

	中国大陆	中国南方电网		
		海南	广西	广东
2018	44.6	1.3	2.1	13.3
2020	53.3	1.3	3.3	16.1
2025	66.2	3.2	4.5	17.0
2030	78.8	4.4	5.6	18.6
2035	86.8	4.4	6.8	20.2

火电	- 海南的昌江核电站目前有两个发电机组，每个机组的装机约为650兆瓦。昌江核反应堆二期项目是两个“华龙一号”机组，每一机组的总装机为1150兆瓦。按照规划，2020年8月，昌江3号机组开始混凝土浇筑，在2021年6月左右，昌江4号机组开始混凝土浇筑。 - 两个多用途模块式小型压水堆ACP100示范机组——每个的总发电装机为125兆瓦——也正在建设当中。其施工筹备工作始于2019年。 - 今天，热电仍在中国电力体系中占据主导地位，尽管可再生能源发电装机大幅增加，但预计在未来多年内，热电将继续发挥主导作用。
----	--

表8-13：模拟中的火电装机，吉瓦。

	中国大陆	中国南方电网				
		海南	云南	广西	贵州	广东
2018	1142	5	15	23	33	80
2020	1163	5	14	17	32	76
2025	1171	5	10	14	32	63
2030	1139	5	7	14	25	65
2035	1009	4	3	12	17	59

表8-13中列出的容量展示了情景中的装机容量，包括因模型模拟结果建成的外源（现有）和内源装机。表格中包括以煤炭、天然气和生物质为燃料的发电容量。

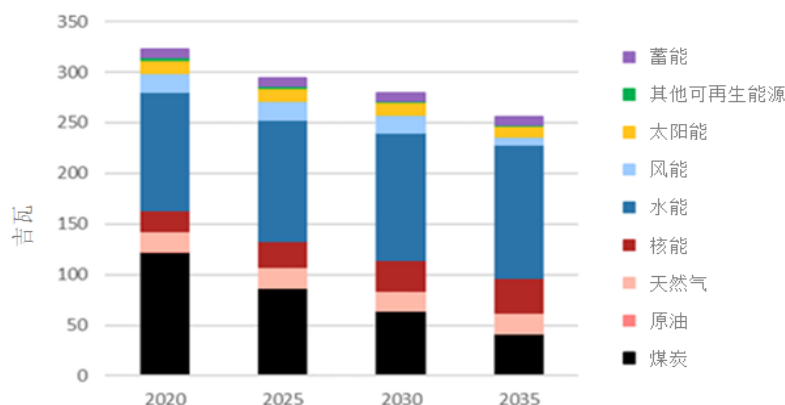
尽管根据模拟，燃煤装机已接近峰值，但为了提高本地空气质量，燃气装机还会增加，尤其是在更加富饶的沿海省份。

表8-14: 模拟中的燃气装机, 吉瓦。

	中国南方电网					
	中国 大陆	海南	云南	广西	贵州	广东
2018	83.7	0.7	0.0	0.4	0.0	19.3
2020	103.9	0.7	0.0	0.4	7.3	20.4
2025	165.1	3.2	0.2	1.4	7.3	24.4
2030	198.1	3.2	0.2	1.4	7.3	32.7
2035	262.7	3.2	0.2	1.4	7.3	32.7

自然退役	目前已安装的热电机组、风电和太阳能装机都具有有限的使用寿命。因此，从基准年开始，外部提供的装机会随着时间的发展而减少（必须以新增装机作为补充）。通过资产类别确定简单程序，比如与更大且通常更新的热电厂相比，较小的热电机组（通常是较老的机组）会被强制提早退役。图中展示了南网地区的外生容量发展。
------	---

图8-8: 中国南方电网外生容量的逐步减少, 吉瓦。



风电和太阳能发电的资源潜力	在模型中，针对不同省份，设定了在技术和经济方面可行的风电及太阳能光伏发电资源潜力。陆上风电的总装机潜力为4900吉瓦，其中有不到2000吉瓦可能以分布式风电的形式开发。海上风电的潜力为217吉瓦（主要考虑近岸区域）。应用级光伏电厂的太阳能光伏资源潜力为2537吉瓦，不同类型的分布式光伏发电为1633吉瓦，包括建筑一体化太阳能光伏和屋顶太阳能光伏。
---------------	--

表8-15: CSG省份的资源潜力, 吉瓦。

	中国南方电网				
	海南	云南	广西	贵州	广东
天然气	-	-	-	-	25.0
煤炭	-	-	-	54.0	75.2
波能	12.9	-	0.4	-	14.0
陆上风电	56.6	141.7	129.3	62.5	92.5
海上风电	8.0	-	1.1	-	38.6
太阳能	79.9	153.4	85.8	84.8	102.0

8.9 燃料成本

煤炭价格	使用CREO 2019中的燃料成本进行分析，最重要的是煤炭和天然气价格。根据国际能源署世界能源展望（2018）中描述的趋势，基于2018年平均市场价格预测既有政策情景下的煤炭价格。
------	--

表8-16：模拟中使用的煤炭价格，元/吉焦。

	全国 平均	海南	云南	广西	贵州	广东
2018	23.2	25.6	21.6	31.8	21.8	27.5
2020	21.3	23.4	19.9	28.7	20.1	25.0
2025	19.9	21.5	18.8	25.7	18.9	22.8
2030	20.4	21.7	19.5	25.1	19.6	22.8
2035	20.9	21.9	20.2	24.6	20.2	22.7

天然气价格	- 广东、广西和海南的煤炭价格普遍高于全国平均价格，而贵州和云南的煤炭交易价格较低。 - 海南通过洋浦经济开发区海南中海油（CNOOC）液化天然气（LNG）接收终端接收天然气。估计处理能力为每年300万吨左右。终端的蓄气能力为48万立方米。
-------	---

表8-17：模拟中使用的天然气价格，元/吉焦。

	全国 平均	海南	云南	广西	贵州	广东
2018	43.8	39.9	41.7	49.0	41.7	53.5
2020	48.1	43.8	45.8	53.9	45.8	58.8
2025	59.0	53.6	56.1	66.0	56.1	72.0
2030	60.2	54.8	57.3	67.4	57.3	73.5
2035	60.9	55.4	57.9	68.1	57.9	74.3

在中国，天然气的价格高于其他替代选择，但扩大燃气使用规模是国家战略的一部分。在CREO既有政策情景中，要求增加天然气消费量，按照十三五规划的规定，到2020年，天然气要占到总能源消费的10%；按照能源生产和消费革命战略的规定，到2030年，天然气要占到总能源消费的15%。照此发展，天然气消费目标将在2040年达到峰值，即6300亿到6500亿立方米。

表8-18：电力部门的最低天然气消费量，吉焦。

	中国大陆	中国南方电网		
		(南部沿海)	海南	CSG-海南
2018	3077	820		
2020	6446	1362	6	654
2025	7325	1905	16	1538
2030	9669	1742	7	1520
2035	3077	820	11	1467

秸秆价格	秸秆价格（农业废弃物）代表用于发热和发电的生物质成本。
------	---

表8-19：模拟中使用的秸秆价格，元/吉焦。

	全国 平均	中国南方电网				
		海南	云南	广西	贵州	广东
2018	24.72	24.23	21.67	22.73	21.13	27.24
2020	26.17	25.65	22.94	24.06	22.36	28.83
2025	29.00	28.43	25.43	26.67	24.79	31.96
2030	31.84	31.21	27.92	29.28	27.21	35.08
2035	33.61	32.94	29.47	32.94	28.72	37.03

碳价假设	基于CREO 2019既有政策情景的假设，中国碳排放权交易制度中的排放成本会发展，并影响优先调度以及电力部门投资技术的选择。电力部门的二氧化碳价格从2020年的每吨50元增长到2030年的每吨100元，此后，假设此价格保持不变（扣除物价因素）。
------	--

8.10 技术目录

为确保有充足的系统发电装机来满足系统负荷，必须投资新建发电装机。

表8-20：主要技术的关键技术数据假设。

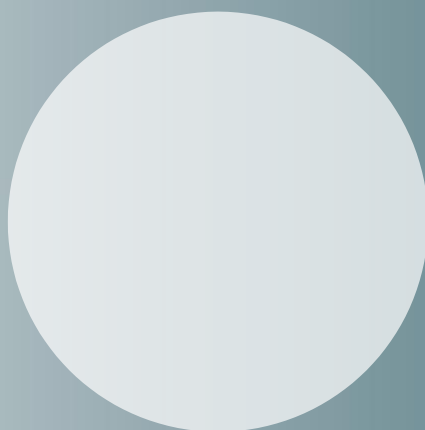
技术类型	年度	效率	投资成本	固定运维	可变运维
单位		%	百万元/兆瓦	千元/兆瓦	元/兆瓦
核能	2020-2050	35%	17	820	29
煤炭-超超临界	2020-2050	43%	3.2	100	4.6
天然气-燃气轮机联合循环	2020-2050	63%	2.6	104	0.1
城市固体废物	2020-2029	26%	16.2	300	87
	2030-2049	27%	13.5	300	87
	2050	28%	11.3	300	87
生物质	2020-2029	33%	8.7	118	8.3
	2030-2049	36%	8.7	118	8.3
	2050	40%	8.7	118	8.3
抽水蓄能	2020-2029	75%	5.3	158	-
	2030-2039	75%	5.4	162	-
	2040-2049	75%	5.6	167	-
	2050	75%	5.7	172	-

注：抽水蓄能的蓄能规模可满足8小时的负荷容量。

风电和太阳能发电的能源发生成本快速下降，这让风电和太阳能发电更具竞争力。因为燃料价格、排放定价以及减少的满负荷运行小时数，化石燃料的发生成本提高。因此，短期内，RE发电的开发成本可能低于燃煤发电。随着能源成本和整合成本的进一步下降，将基于系统成本加速转化规模。

表8-21：典型新兴技术的成本下降。

年度	元/千瓦	风电			太阳能光伏		化学储能
		陆上	分布式发电	海上	应用级	分布式发电	
2020	投资	6900	8250	15000	3600	3420	投资成本为1.5元/瓦时，循环寿命为4000次循环。
	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/瓦时，“分布式发电+蓄能”成本对商业用户具有竞争力。
		142	150	285	67.2	84.5	
2035	投资	6200	7250	8900	2870	2640	投资成本为1元/瓦时。循环寿命为超过10000次循环。
	运维	139	144	277	65.5	87.8	



Danish Energy
Agency

