

中国江苏正迈向高可再生能源的未来



近年来，江苏省在中国能源转型的过程中一直处于前沿地位。在江苏省能源局发布的《江苏省提高电力系统调节能力的指导意见》中，提出了对提高系统灵活性和适应性的多措并举，以此实现电力系统安全、高效、清洁、低碳的发展路径。

在中芬双边能源合作的基础上，瓦锡兰与电力规划设计总院（简称电规总院，EPPEI）共同发起了“增强电力系统灵活性：芬兰经验在江苏的应用”研究项目，旨在通过提高江苏省电力系统灵活性，找到江苏省发展可再生能源（RES）的最佳路径。并对以下三种情况进行了考量——基准、中等可再生能源和高可再生能源。此外还向我们展示了如何通过最佳途径增加可再生能源的使用，降低系统的成本，同时维持系统可靠性。

目录

概要	1
市场背景	3
建立可持续电力系统的最优路径模型	8
电力系统建模结果	12
建议和收益	14
结论	22

近年来江苏一直走在
能源转型的前列。

为了实现这一目标，我们需要灵活的燃气产能来整合可再生能源，提供调峰调频服务。这种产能包括多种电力解决方案，如高效灵活的燃气内燃机（ICE）发电厂以及电池储能等。

尤其值得注意的是，高效内燃机电站具备负荷快速升降能力，这样系统在整合可再生能源时能够满足短期快速响应的需求。



二. 市场背景

江苏省位于中国大陆东海岸，总面积10.7万平方公里，人口8050万。其地处长江经济带，是中国经济发展水平最高的省份之一。2018年，江苏地区生产总值9.26万亿元人民币，年均增长6.7%

装机容量

截至2018年底，江苏省总装机容量126.6吉瓦，种类如下：

- 煤电78.8吉瓦，占全省总装机容量的62.3%
- 燃气发电装机容量15.1吉瓦，抽水蓄能装机容量2.6吉瓦，核电装机容量4.4吉瓦
- 风电装机容量8.6吉瓦（含海上风电装机容量3.0吉瓦，居全国第一），占全省总装机容量的6.8%
- 太阳能发电装机容量13.3吉瓦，占全省总装机容量的10.5%
- 生物质能发电装机容量0.5吉瓦，垃圾发电装机容量1.0吉瓦
- 电网侧储能0.1吉瓦
- 其他类型装机容量（尾气、余热、压力等）2.1吉瓦



图1.2018年总装机容量

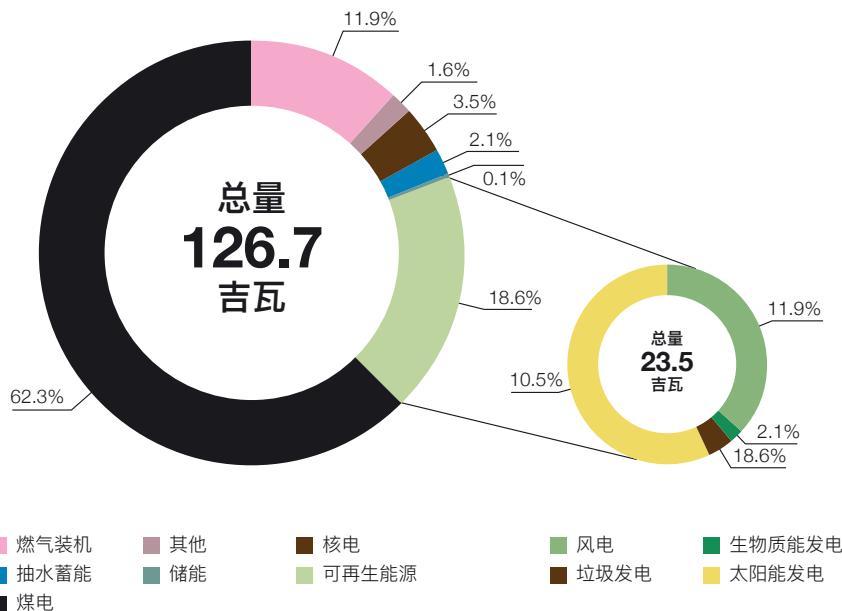
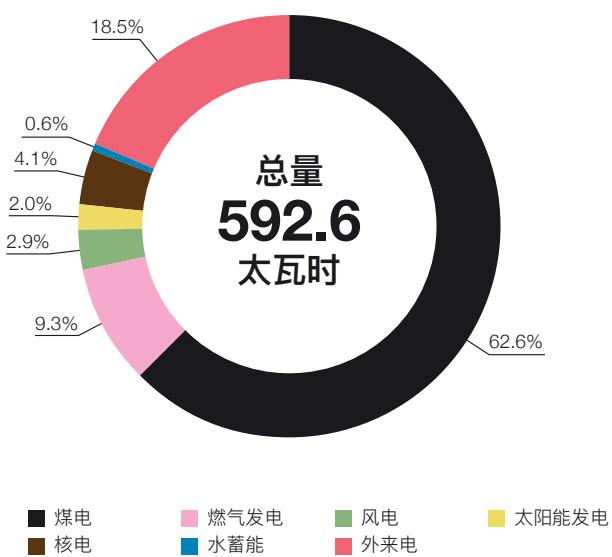
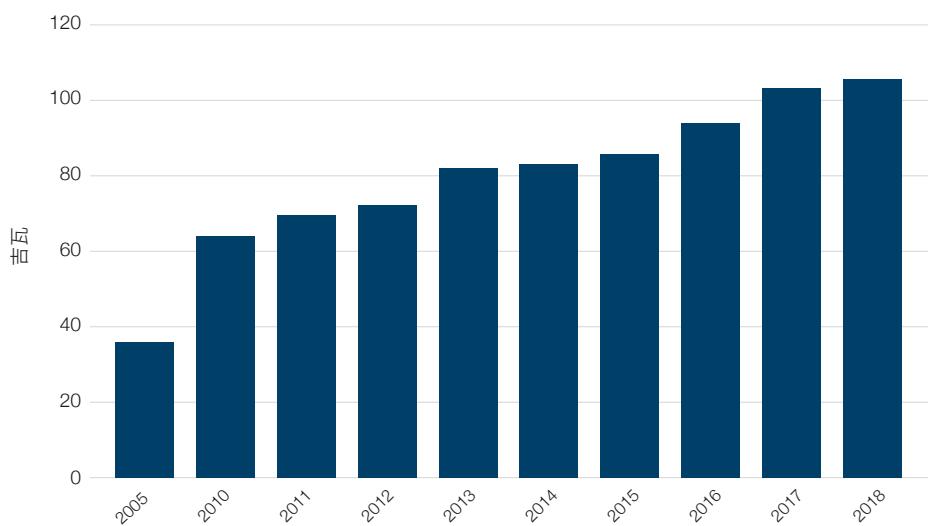


图2.2018年年度发电量



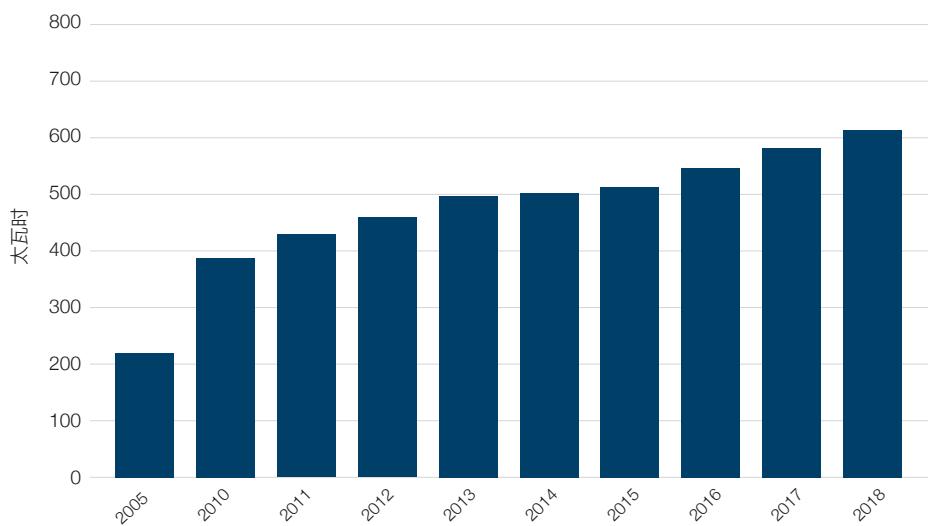
2005年至2018年期间，江苏峰值负荷由35.8吉瓦增加到105.7吉瓦，增长近两倍，年均增长8.7%。2017年，江苏省峰值负荷首次突破100吉瓦，成为国内首个实现这一数字的省级电网。

图3.2005-2018年峰值负荷



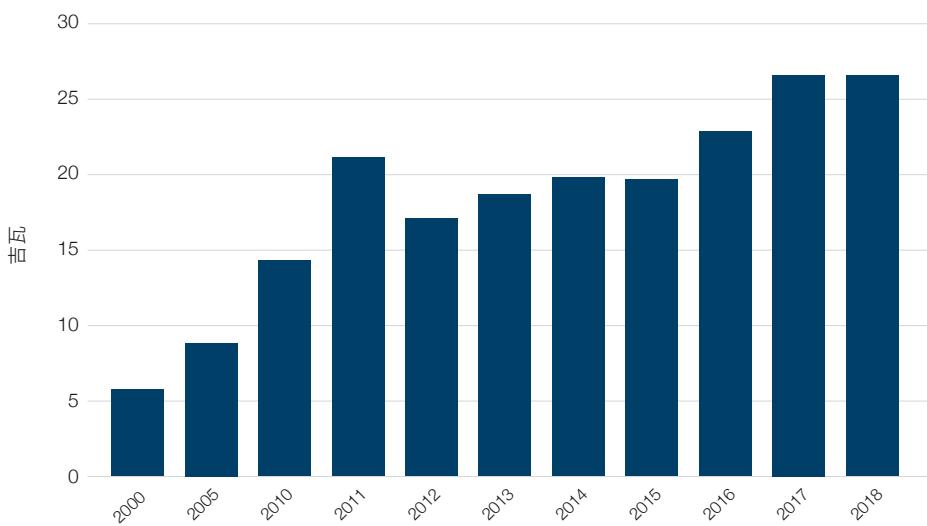
2016年和2017年，受宏观经济复苏和夏季极端高温影响，江苏省全年用电量分别达到545.9太瓦时和580.8太瓦时，同比增长超过6%。2018年，总用电量为612.8太瓦时，较之2019年增长5.5%。

图4.2005-2018年总用电量



江苏地处暖温带和亚热带的过渡地带，四季分明，夏热冬冷。夏季期间，民用和工业用空调显著增加了用电负荷，导致在7、8月份出现了日峰谷最大差值。随着负荷水平逐年升高，年最大峰谷差值呈现出上升趋势。

图5.最大日峰谷差值率

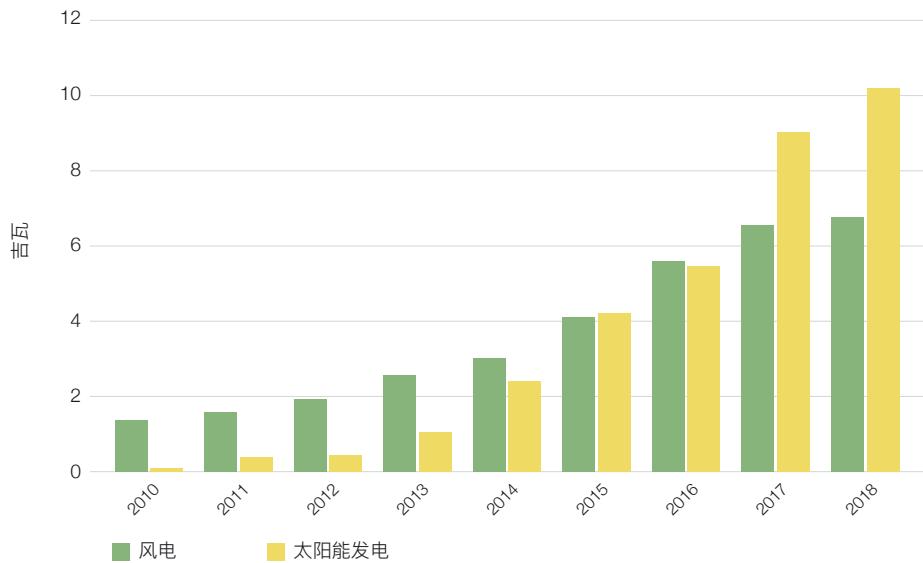


关键性挑战

由于江苏是中国经济发展较领先的省份之一，因此未来其电力需求将出现持续性增长，这也将给供电部门带来如下几个挑战：

- 空间受到严格限制，即除非关闭现有燃煤电厂的等量容量，否则不能建设新的燃煤电厂。未来运行效率低、超过服役期的煤电机组也将陆续关停，江苏电网对区外来电的依存度逐步加大。
- 其次，根据电力电量市场空间分析结果，考虑全省12%备用率，到2026年，江苏省电力需求缺口将达到27吉瓦。为了弥补这一缺口，该省需要增加从其他省份引进电力。然而，由于国家煤电产能削减政策和供应端限制，江苏的引进电力将无法满足其规划容量。
- 第三，用电高峰时段与用气高峰时段在冬季重叠。电力的高需求给系统带来了更大的平衡和峰值压力。同时，由于冬季天然气价格高、西气东输能力有限等因素，制约了燃气轮机机组的利用。

图6.风力发电和太阳能发电装机容量



而这些因素也就意味着，在冬夏两季的用电高峰期，江苏省的供电压力将变得越来越大。为满足省内用电需求，江苏省将重点发展燃气发电、储能、核电、抽水蓄能和多种类型可再生能源等。随着低碳发电转型进程的加快，大量可再生能源并网，不仅给江苏电网供电带来进一步压力，也对全省电力系统运行稳定构成威胁。

可再生能源展望

近年来，江苏省的可再生能源发电装机容量增长迅速。从2010年至2018年，风电装机容量增长了4.8倍，而太阳能发电装机容量则从极低的基数增长到了10吉瓦以上。预计未来风能和太阳能的装机容量将进一步加快。

2018年，江苏太阳能发电和风电装机容量分别达到10.2吉瓦和6.8吉瓦，意味着总装机容量已超过“十三五”规划的18吉瓦的目标。预计到2020年太阳能发电和风力发电的装机容量均将达到15吉瓦，分别超过装机容量目标的88%和50%。预计到2025年太阳能发电装机容量将达到28.0吉瓦，风电装机容量将达到22.0吉瓦。

根据国家发改委能源研究所（ERI）的研究显示，江苏省风电和太阳能发电理论最大容量为风电95吉瓦（含海上风电20吉瓦），太阳能发电90吉瓦。

预计未来风电、太阳能发电装机容量的增长速度将得到进一步提升。

三. 建立可持续电力系统的最优路径模型

关于PLEXOS能源模拟软件

PLEXOS by Energy

Examplar是一款经过验证的能源模拟软件，是供系统运营商、监管机构和规划人员以及公用事业公司、交易员、咨询顾问和制造商使用的能源模拟软件。

瓦锡兰在全球范围内使用PLEXOS进行电力系统建模，既用于长期装机容量开发优化，也用于短期电力调度优化。PLEXOS的目的是根据应用场景的约束条件，为每个场景找到成本最优的解决方案。

分析目的

采用现代建模方法进行供电规划，可以最低的系统总成本以及最优化的系统调度和运行方式准备最佳的装机容量结构。本研究报告采用全尺寸时序调度模型，获得不同情景下的系统调度曲线，进而对使用不同电源进行发电的电厂性能进行分析。

情况预测

- 情况1：**基准（低可再生能源）。在现有发展规划的基础上，到2030年新增风电装机容量30吉瓦，太阳能发电装机容量30吉瓦。
- 情况2：**中等可再生能源。到2030年，新增风电装机容量将达到50吉瓦，太阳能发电装机容量60吉瓦，实现达到国家排放目标和非化石燃料能源消费的目标。《能源生产和消费革命战略(2016-2030)》提出，到2030年，非化石能源发电量将占总发电量的比重应达到50%左右，且各方正致力于将二氧化碳排放量在2030年左右达到峰值。
- 情况3：**高可再生能源。到2030年，江苏省新增风电装机容量为85吉瓦，新增太阳能发电装机容量为80吉瓦，根据发改委能源研究所的研究结果，这将接近发挥江苏省在可再生能源方面的最大潜力。

建模输入

电力需求预测

在经济社会发展的带动下，江苏省的电力需求将保持持续稳定的增长。本研究报告采用了国家电网公司江苏经济研究院的预测结果：

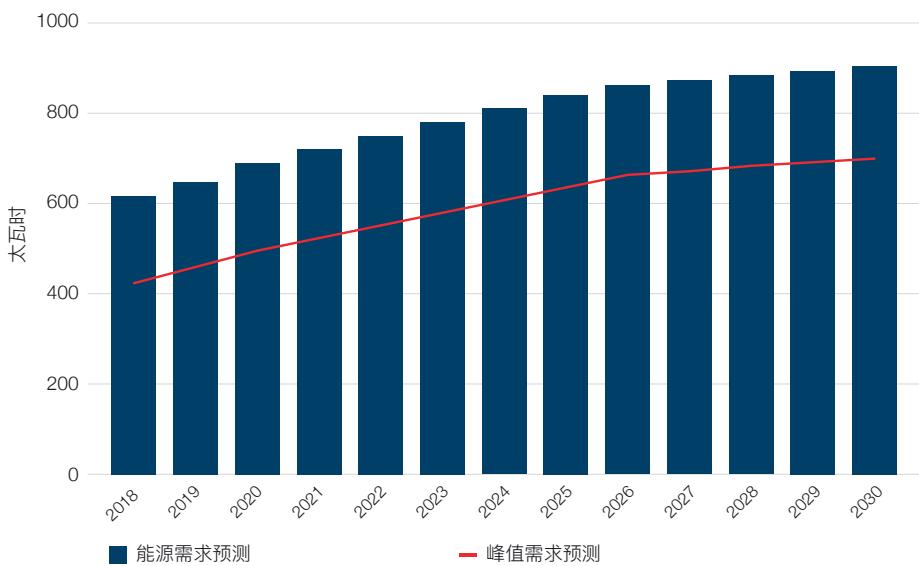
到2025年

- 江苏省用电量将达到84太瓦时，2019-2025年的年均增长率将达到4.4%。
- 2019-2025年，峰值负荷将达到159吉瓦，年均增长率达到6%。

到2030年

- 江苏省的用电量将达到90.5太瓦时，2025-2030年年均增长率将达到1.5%。
- 2025-2030年，峰值负荷将达到175吉瓦，年均增长率达到2%。

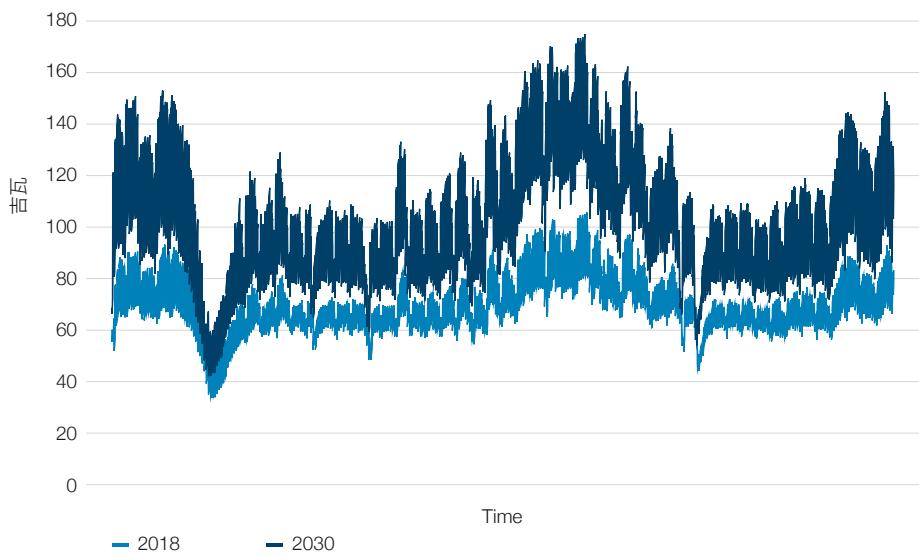
图7.电力需求和峰值需求预测



年负荷曲线

本研究报告以江苏省电网2018年负荷曲线为基础，生成并验证了2019-2030年的年小时负荷曲线。研究得出了年最大负荷、不同季节负荷特性及日峰谷差值。

图8.年负荷曲线预测（最小间隔：1小时）



太阳能发电和风力发电常态概述

建模过程中使用了江苏省典型的年风电和太阳能发电量剖面图。

现有电厂参数

根据江苏现有发电机组的情况，本研究报告所采用的火电机组主要参数如下表1所示。

表1.现有电厂参数（来源：江苏电网）

参数	单位	燃煤机组				燃气机组		
		1000兆瓦	600兆瓦	300兆瓦	阳城等效	非统调机组	可启停燃机	供热机组
最大容量	兆瓦	26,000	23,620	25,973	2,800	6,000	5,486	9,503
最小稳定运行负荷	%	40	40	60	70	80	0	70
热耗率1	吉/兆瓦时	9.0	9.3	10.0	9.3	10.6	10.4	10.4
热耗率2	吉/兆瓦时	8.2	8.5	9.1	8.5	9.7	9.4	9.4
负荷提升费用	元/兆瓦			132				
负荷下降费用	元/兆瓦			132				
固定运维费用	元/千瓦/年			265				
临时运维费用	元/兆瓦时			66				
维修率	%			13				
停机率	%			13				
平均维修时间	小时			336				

备选技术比较

本研究报告对可以提供电力系统灵活性的不同备选技术进行了比较。一些主要参数如下表2所示。

表2.不同备选技术的比较

参数	单位	现存煤电	煤电灵活性改造	燃气联合循环	开式循环机组	内燃机
效率	%	36.6	37	55	33	46
启动成本	元/兆瓦/开启	927	861	397	265	0
启动时间	分钟	180	60	45	10	2
投资成本	元/千瓦	0	397	2979	3310	3641
生命周期	年			20		

可再生能源与电池的学习曲线

根据彭博新能源财经 (BNEF) 的研究，中国和世界各地的可再生能源和电池储能解决方案的成本将出现持续性下降，因此可再生能源将更具竞争力，同时对灵活性的需求也不断增加。

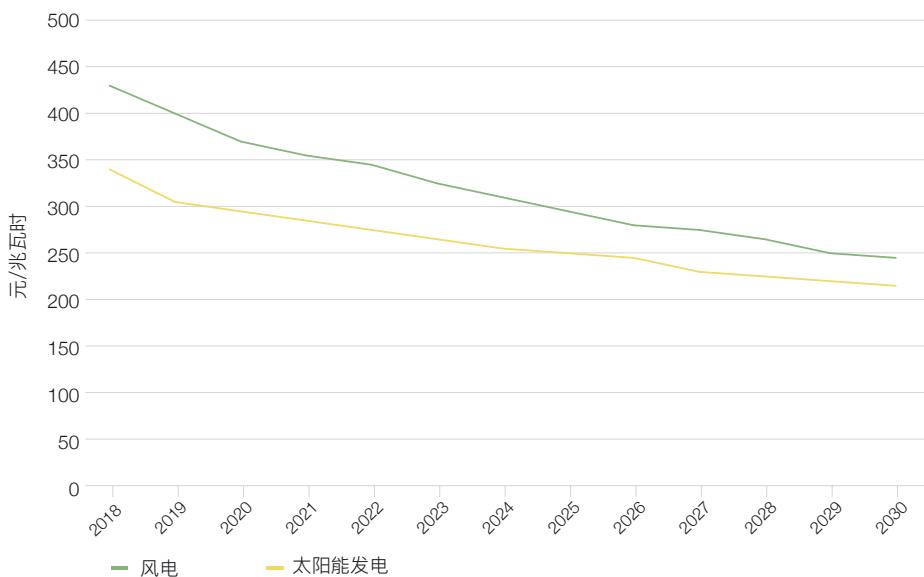


图10.1 可再生能源定价预测（来源：2019年彭博新能源财经的相关内容）

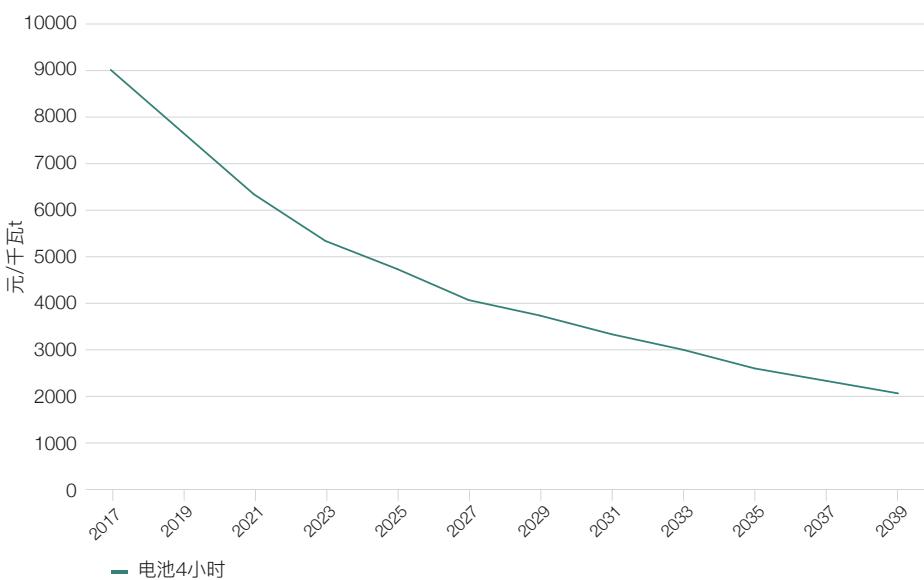
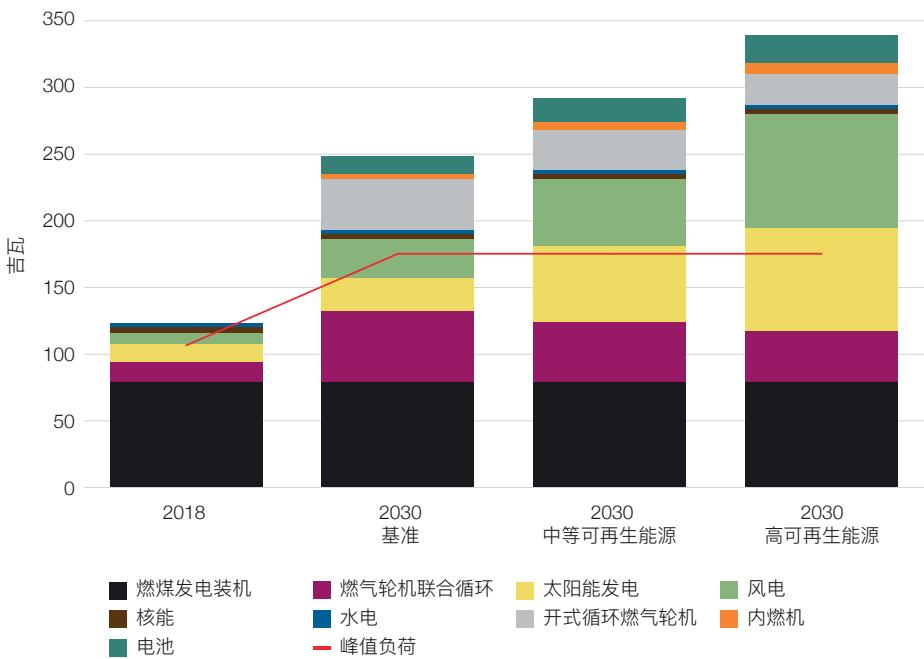


图10.2 电池定价预测（来源：2019年彭博新能源财经的相关内容）

四. 电力系统建模结果

图11.电力系统建模结果



基准（低可再生能源）：

2030年总装机容量将达到248吉瓦。

可再生能源份额

风电加太阳能发电为54吉瓦，占总装机容量的21.8%。

中等可再生能源

2030年总装机容量将达到292吉瓦。

可再生能源份额

风电加太阳能发电为102.3吉瓦，占总装机容量的35%。

高可再生能源

2030年总装机容量将达到340吉瓦。

可再生能源份额

风电加太阳能发电为162.4吉瓦，占总装机容量的47.8%

三种方案的对比

下图为2030年江苏省不同类型电力系统在不同情况下的总装机容量和结构的对比。

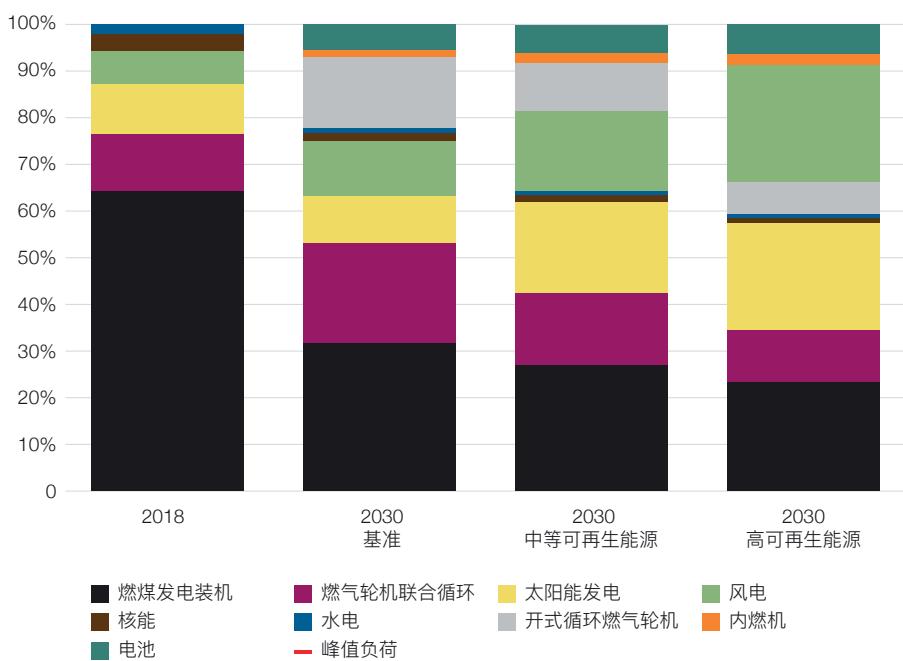


图12.不同类型电力系统总装机容量及结构的对比

在化石能源方面，由于燃煤发电装机容量保持不变，这一比例将继续从2018年的高于60%下降到2030年的约20-30%。燃气发电装机比例（包括非调峰燃气轮机、调峰燃气轮机和可调峰的灵活内燃机电站）在不同情况下的差异很大。在非化石能源方面，核电和抽水蓄能装机容量将不会改变，而根据模拟的情况，风电和太阳能发电的装机容量将呈现显著的增长。与2018年的23.6%相比，基准情况下非化石能源装机容量比例达到30%，中等可再生能源情况下达到45%，高可再生能源情况下将达到56%。

五. 建议和收益

建议

在大规模并入可再生能源发电的背景下，未来对电力的需求以及对系统运行可靠性的需要可以通过以下方式得到满足：

- 在电力系统中建设和并入大规模可再生能源发电，以此来降低系统的成本，同时实现更加具有可持续性的能源生产
- 根据“减煤量”、“等煤量”政策，提升燃煤电厂的灵活性
- 为可再生能源的并入和平衡，增加灵活的发电解决方案，包括高效的燃气内燃机电站和电池储能电站
- 增加所需的峰值容量，包括燃气内燃机电站、燃气轮机和电池储能电站

2019-2030年非化石燃料发电量（按类型）

到2030年，包括调峰燃气轮机、抽水蓄能和灵活内燃机电站在内的可调峰电力来源装机容量在基准情况下将达到58吉瓦，在中等可再生能源情况下将达到56.9吉瓦，在高可再生能源情况下将达到55.7吉瓦，分别占到总装机容量的23%、19%和16%。

可再生能源在未来系统中的份额

根据对2030年江苏省用电量的预测结果，这一数字将达到905太瓦时。引进电量占比保持在26%左右，核电占比3%左右。在基准、中等、高可再生能源情况下，风电和太阳能发电的比例将从2018年的4%分别提高到2030年的11%、20%和30%。到2030年，化石燃料发电的比例将从2018年的72%下降到基准情况的60%，中等可再生能源情况下的51%，高可再生能源情况下的41%。下图13.1-13.3显示了2018-2030年期间每种情况的发电结构。

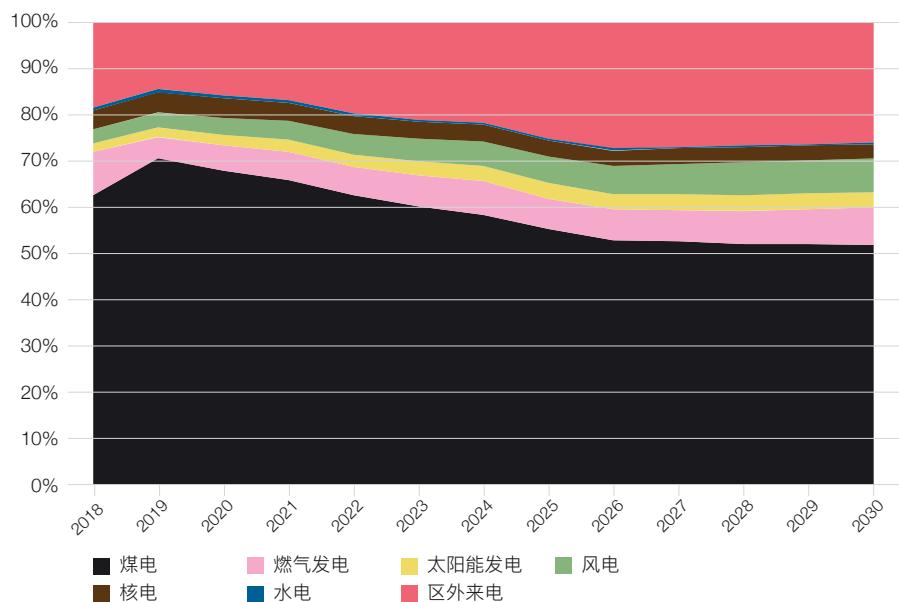


图13.1 2018-2030年基准情况发电结构

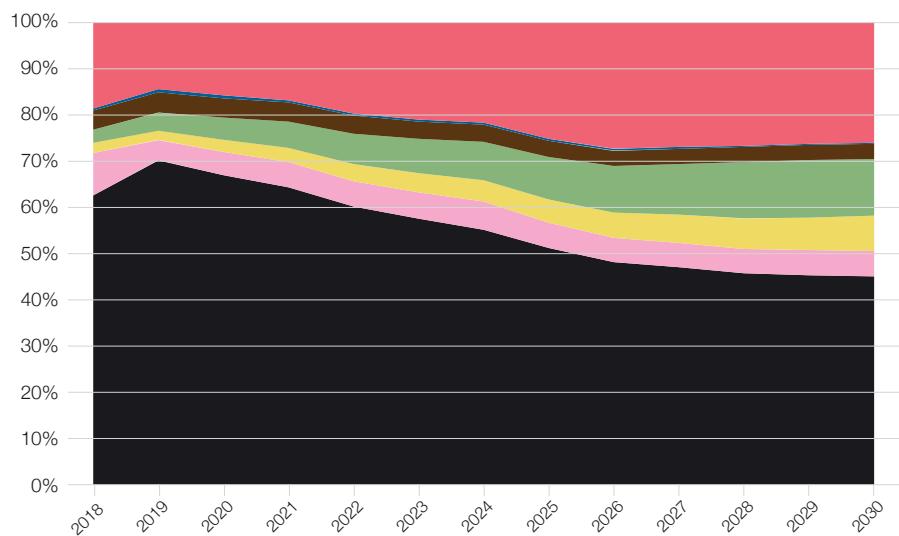
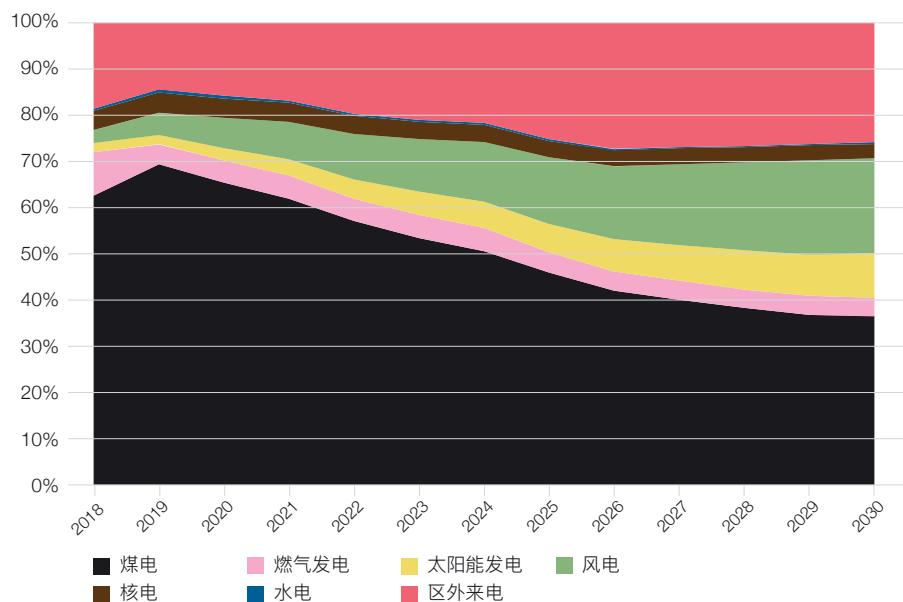


图13.2 2018-2030年中等可再生能源情况下的发电结构

图13.3 2018-2030年高可再生能源情况下发电结构



电力规划设计总院 (EPPEI)

成立于1954年，主要服务于中国政府、金融机构、电力行业以及相关的企业。电力规划设计总院根据国家发展和改革委员会（NDRC）给予的授权，负责对全国各地电力项目进行评估。

电力规划设计总院的政策建议：

- 对现有燃煤发电机组进行灵活性改造，以最小的边际成本挖掘调峰潜力。
- 探索建设各类燃气调峰电站，包括引进灵活内燃机电站，对传统燃气轮机电站进行补充。
- 加强省际、区域电力互联互通，增加清洁能源输送。通过改进短期可再生能源预测，优化电力传输曲线，增强峰值适应性。
- 释放需求侧响应资源的潜力，以缓解电力系统大规模整合可再生能源所带来的挑战。
- 推进现货市场建设，确保可再生能源在竞争激烈的市场中能够优先发电，并通过浮动电价释放系统灵活性的潜力。
- 完善配套服务市场机制，以提供灵活合理回报的方式充分调动发电企业参与调峰调频。。

收益

通过高峰电源和大规模可再生能源的综合应用，可以取得显著的经济效益。基于发电系统的平均电力成本如下图14所示。

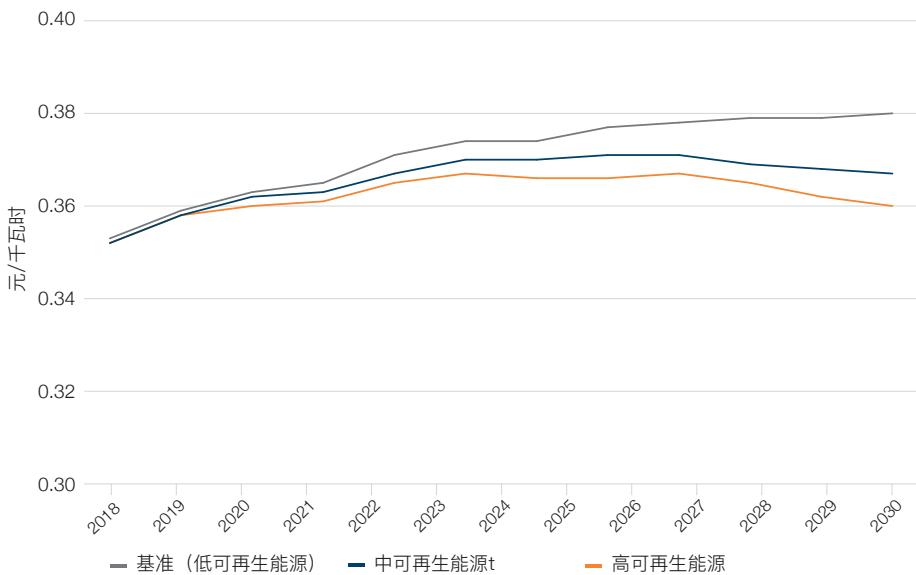


图14.按发电系统计算的平均发电成本 (元/千瓦时)

到2030年，大规模使用廉价可再生能源会令高可再生能源情景下的平均电力成本比基准（低可再生能源）情况低2%。如果逐年比较，高可再生能源情景下的累计成本比基准情况下低640亿元。

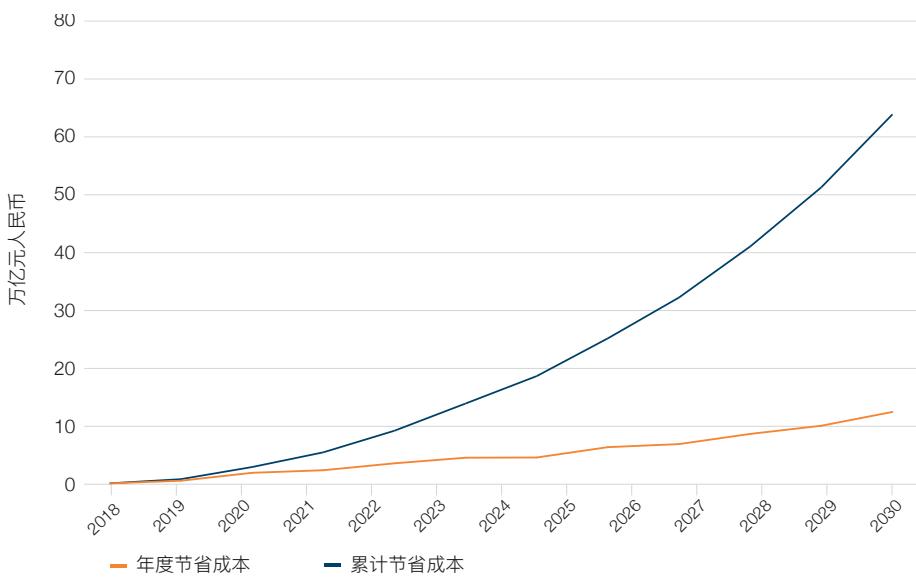
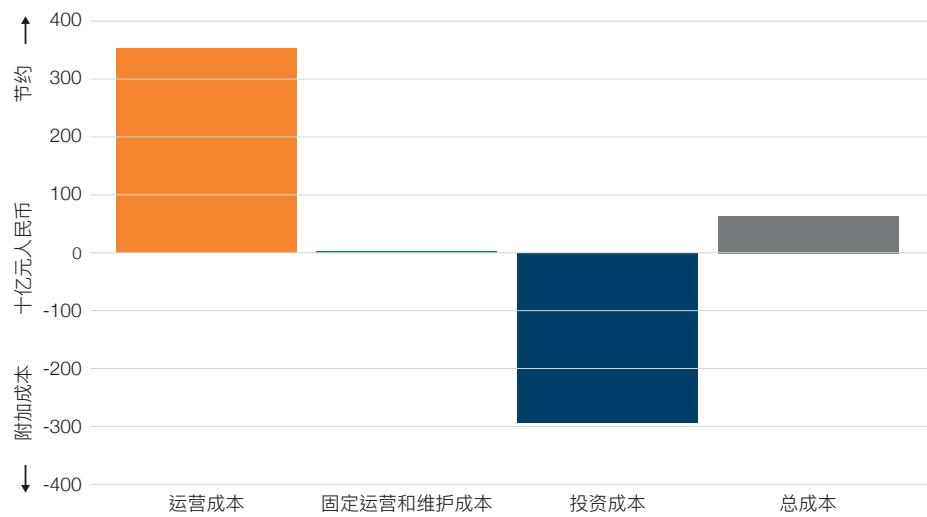


图15.基于高可再生能源的年度和累计节省情况

降低电力平准化成本 (LCOE)

进一步分析高可再生能源和基准（低可再生能源）情况之间的成本差异，可实现以下成本的节约。这些成本分为运营成本（主要包括燃料成本和可变成本）、固定运营和维护成本（FOM）以及投资成本（CAPEX）。

图16.基于高可再生能源情况的节约成本（单位：十亿元人民币）



随着大规模可再生能源的布局，投资支出显著增长。然而，由于可再生能源边际成本较低，对化石燃料的需求也大大减少，运营费用降低，供电的灵活性提高了系统的调节能力，从而降低了运营成本。这意味着在2020年至2030间，发电系统总成本可降低近640亿元人民币，经济效益非常可观。

减排和化石燃料发电

下图显示了三种不同情况下碳排放总量和碳排放强度的逐年比较。

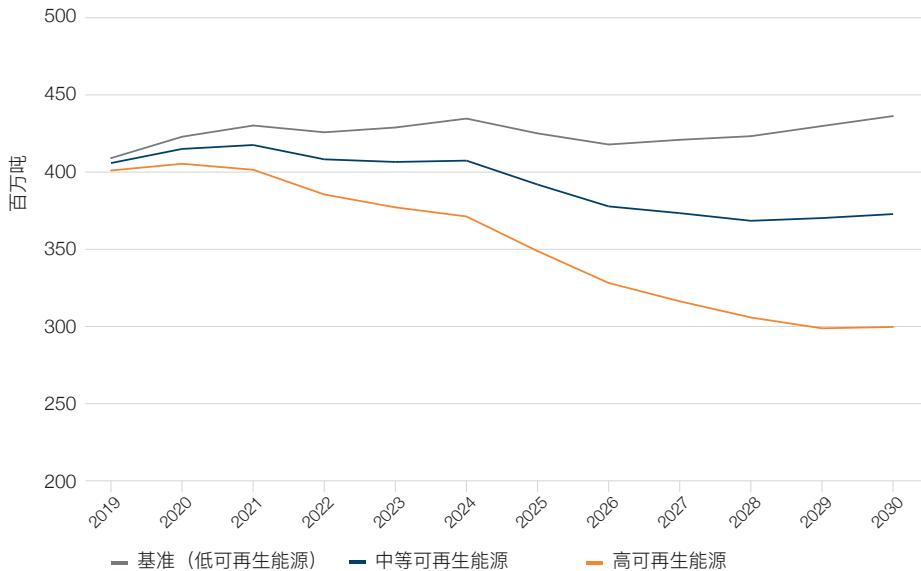


图17.1 三种情况下碳排放总量
(单位: 百万吨) 的逐年比较

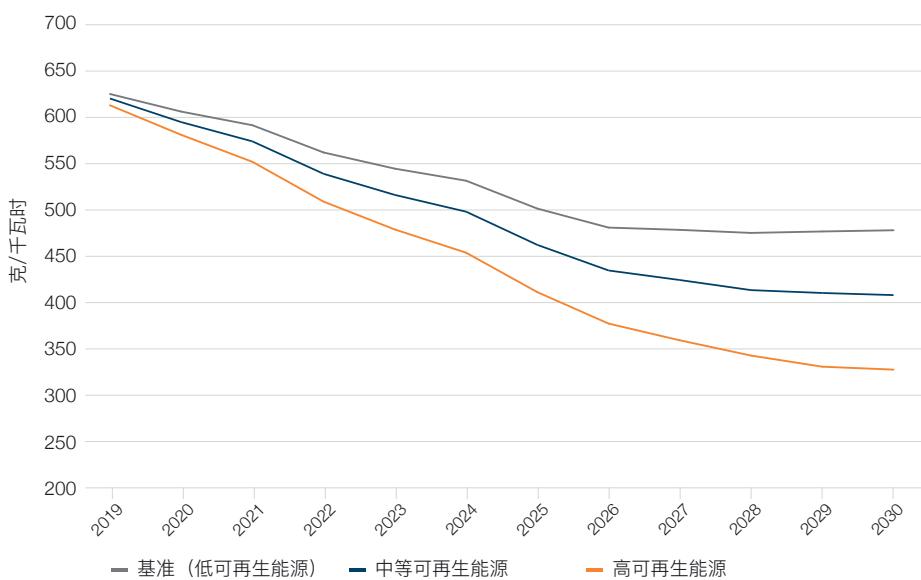
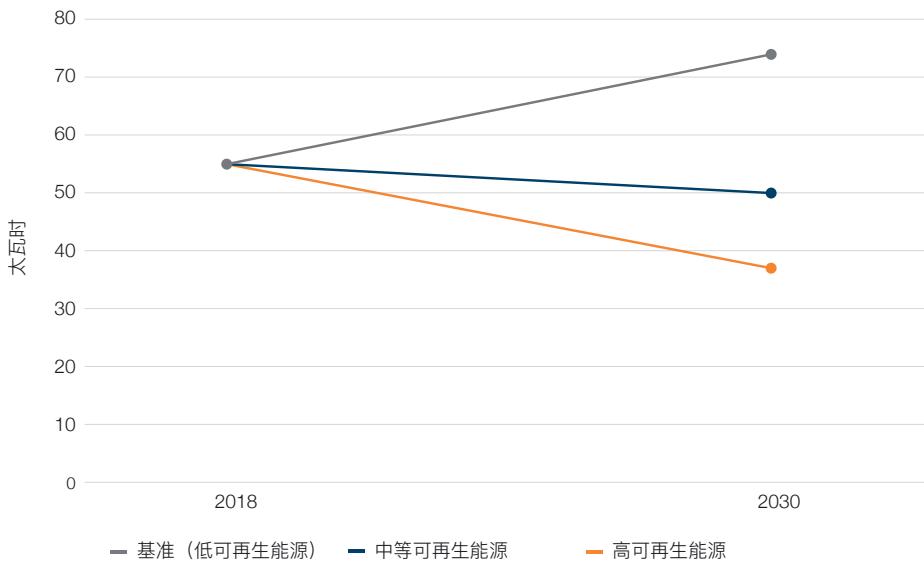


图17.2 三种情况下碳排放强度
(克/千瓦时) 的逐年比较

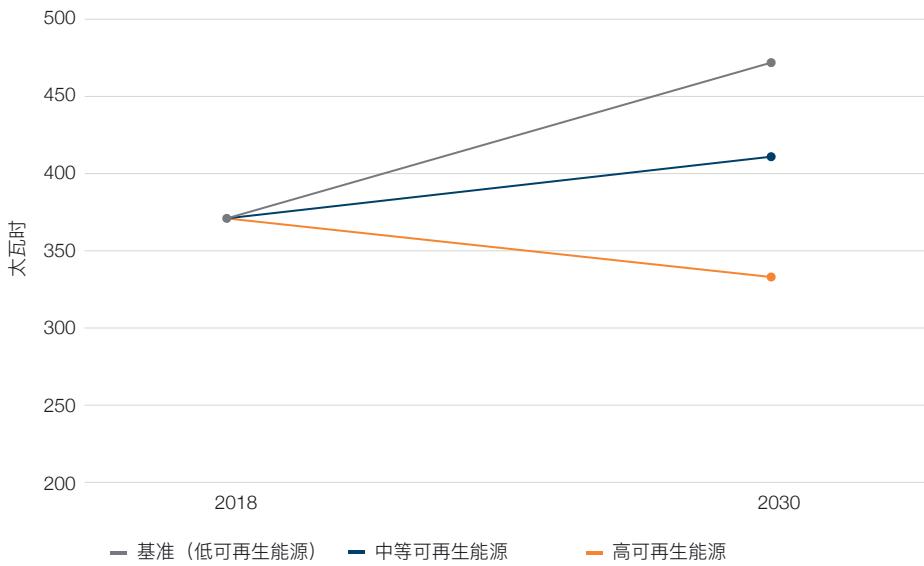
与基准 (低可再生能源) 情况相比，高可再生能源情况下，总碳排放量减少25%以上，碳排放强度降低45%以上。

总体而言，到2030年，随着可再生能源比重的提高，化石能源发电量将相应减少。下方的图18.1和18.2是化石燃料发电装机容量变化的示意图。

**图18.1 化石能源发电、天然气
(太瓦时) 的变化**



**图18.2 化石能源发电量变化，燃煤
发电 (太瓦时)**



在这三种情况下，燃煤发电仍将是发电结构的主要组成部分，并将继续在保障基本负荷方面发挥着关键作用。当可再生能源比例增加时，天然气发电更多起到

调峰作用，随着燃气发电从基荷和中期价值向调峰应用的转变，燃气发电的使用时间也将相应减少。

到2030年，燃煤发电机组的年利用小时数在高可再生能源情况下为4224小时，在中等可再生能源情况下为5215小时，在基准（低可再生能源）情况下为5995小时。燃气发电机组的利用小时数分别为641小时、817小时和1085小时。

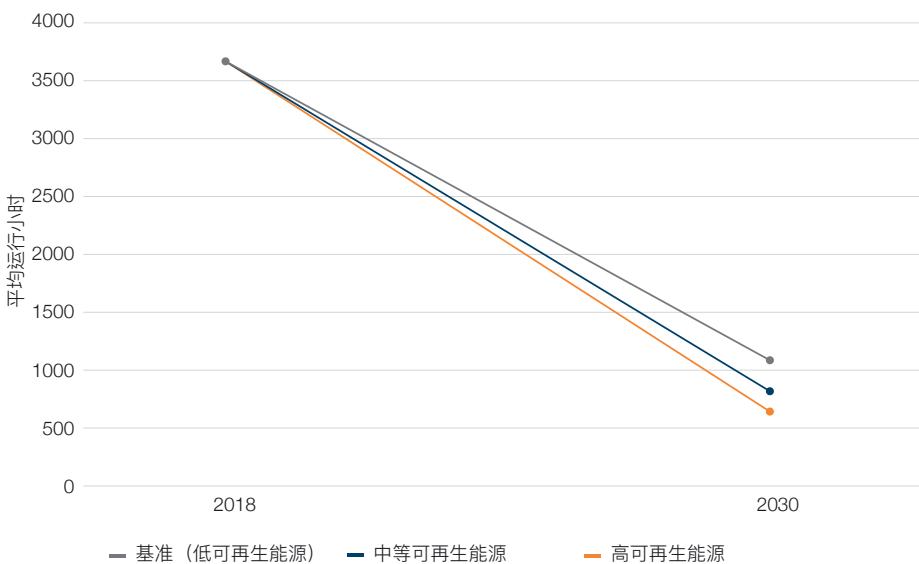


图19.1 燃气年利用小时数的变化情况

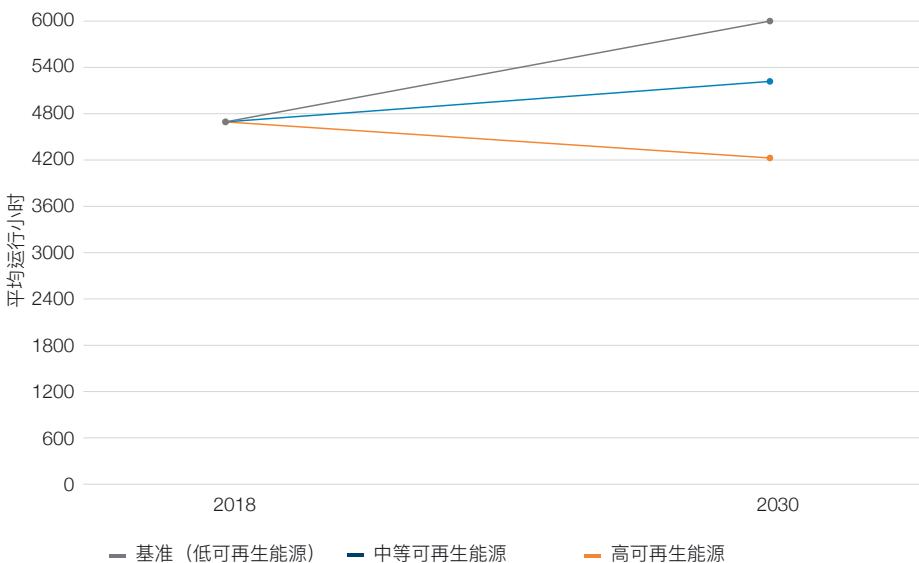


图19.2 燃煤的年利用小时数的变化情况

六. 结论

通过以下方式可有效满足江苏省电力需求，实现电力系统的稳定可靠：

- 大力发展可再生能源
- 建设大规模可再生能源的发电能力，将其并入电力系统
- 对现有燃煤发电机组进行灵活性改造
- 引入更多灵活性解决方案，如灵活的燃气内燃机电站和电池储能电站等

随着可再生能源的增加，化石能源发电量将相应地减少。燃煤机组将用于基荷发电，而燃气发电将主要用于调峰，这意味着随着燃气发电从基础负荷向更多调峰应用转变，其利用小时数将出现减少。

尽管燃煤电厂、联合循环燃气轮机和内燃机电站可以在不同程度上提供灵活性，但灵活内燃机电站的快速响应（2分钟内）为情况多变的风电和太阳能发电提供了出色的平衡和短期快速响应能力。

增加可再生能源并网将有助于大幅降低系统成本。在高可再生能源情况下，非化石能源发电将达到近50%，碳排放将在2030年前达到峰值，碳排放强度将下降约45%。

2030年充分利用可再生能源的高可再生能源情况能带来的好处



累计节约640亿元人民币



碳排放强度降低45%



燃煤发电机组
的使用时长减少1771小时



瓦锡兰能源简介

瓦锡兰引领向100%可再生能源未来的转型。我们通过优化客户的能源系统和对其资产进行长期规划，帮助客户释放能源转型的价值。我们的产品包括灵活内燃机电站、能源管理系统和储能系统，以及确保提供高效率和高性能的全生命周期服务。瓦锡兰在全球180多个国家已交付超过72吉瓦的装机容量。

