



抽水蓄能促进中国风光发电电能消纳研究

世界资源研究所

2020 年 10 月

目录

报告摘要.....	1
1. 导言.....	1
2. 中国风电、光伏发电发展概况.....	2
2.1 中国风电与光伏发电现状及展望.....	2
2.2 中国风电与光伏发电消纳概况.....	3
3. 发电储能技术分析.....	7
3.1 储能技术的应用与发展.....	7
3.2 主要储能技术对比.....	9
3.2.1 技术性能对比.....	9
3.2.2 环境效益对比.....	12
4. 中国抽水蓄能电站发展现状、机遇与挑战.....	13
4.1 抽水蓄能发展现状.....	13
4.2 抽水蓄能面临的机遇与挑战.....	17
4.2.1 经济效益对抽水蓄能发展的影响.....	17
4.2.2 政策机制对抽水蓄能发展的影响.....	18
4.2.3 生态环境对抽水蓄能发展的影响.....	21
5. 国际抽水蓄能发展经验及启示.....	24
5.1 美国抽水蓄能发展经验.....	24
5.1.1 美国抽水蓄能电站经济效益分析.....	24
5.1.2 美国抽水蓄能电站环境效益分析.....	25
5.2 日本抽水蓄能发展经验.....	25
5.2.1 日本抽水蓄能电站运行机制.....	26
5.2.2 日本抽水蓄能电站环境效益分析.....	27
5.3 国际经验对中国抽水蓄能发展的借鉴意义.....	28
6. 抽水蓄能促进风光发电电能消纳案例研究：蒙西.....	32
6.1 蒙西发展概况.....	32
6.1.1 蒙西发展现状.....	32
6.1.2 蒙西抽水蓄能发展面临的挑战.....	34
6.2 蒙西本网消纳风能及光伏发电电能情景分析.....	36
6.2.1 方法学介绍.....	36
6.2.2 蒙西电网 2035 年电力（调峰）平衡.....	38

6.2.3 敏感性分析.....	40
6.2.4 蒙西抽水蓄能开发对本网消纳风能和光伏发电电能影响效果综合分析.....	41
6.3 蒙西风能及光伏发电电能外送情景分析.....	42
6.3.1 方法学介绍.....	42
6.3.2 外送情景分析.....	43
6.3.3 蒙西风能及光伏发电电能外送综合分析.....	45
6.4 蒙西抽水蓄能和锂电池储能全生命周期成本收益分析.....	46
6.4.1 方法学介绍.....	46
6.4.2 基础情景分析.....	47
6.4.3 敏感性分析.....	47
6.5 情景分析基本结论.....	49
7. 政策建议.....	51
附录 1 2035 年蒙西电网负荷水平及特性.....	53
附录 2 蒙西电网风电发展设想.....	54
附录 3 蒙西电网光伏发电发展设想.....	55
附录 4 抽水蓄能及锂电池储能基准参数.....	56
参考文献.....	58

图目录

图 1 2010-2050 年中国风电及光伏发电发展规模及展望	2
图 2 全国风能资源与弃风严重地区分布情况（2019）	3
图 3 全国太阳能资源与弃光严重地区分布情况（2019）	4
图 4 2020 年风电投资监测预警	5
图 5 2020 年光伏发电市场环境监测评价	5
图 6 储能技术的应用	7
图 7 2019 年全球电力储能累计装机规模	8
图 8 2019 年中国电力储能累计装机规模	8
图 9 2010-2030 年全球抽水蓄能发展规模及展望	13
图 10 2010-2050 年中国抽水蓄能发展规模及展望	14
图 11 中国各省（区、市）抽水蓄能电站装机情况（2019）	14
图 12 中国各省（区、市）抽水蓄能“十三五”装机规模达成情况	16
图 13 中国各省（区、市）抽水蓄能“十三五”开工规模达成情况	16
图 14 抽水蓄能利益相关方分析——全国准市场化情景（2019）	17
图 15 “十二五”“十三五”中国抽水蓄能重要政策	19
图 16 中国已投运抽水蓄能电站分布与水压力	22
图 17 中国在建及待建抽水蓄能电站分布与水压力	23
图 18 日本电力市场主要利益相关方分析	27
图 19 蒙西地区风能资源概况	32
图 20 蒙西地区太阳能资源概况	33
图 21 蒙西发电结构（2019）	33
图 22 蒙西地区抽水蓄能电站装机情况	34
图 23 蒙西抽水蓄能利益相关方分析（2019）	35
图 24 2035 年蒙西电网年负荷特性曲线	53
图 25 2035 年蒙西电网典型日负荷特性曲线	53

表目录

表 1 主要储能技术参数对比	10
表 2 储能电站环境效益综合对比	12
表 3 美国抽水蓄能经济效益的挑战与对策	25
表 4 国际典型国家抽水蓄能发展经验	29

表 5 蒙西电网电力（调峰）平衡基础资料（单位：万千瓦）	38
表 6 蒙西电网 2035 年电力（调峰）平衡表（单位：万千瓦）	38
表 7 蒙西电网 2035 年电力（调峰）平衡敏感性分析（单位：万千瓦） ..	40
表 8 外送情景方案及其分析比较表	43
表 9 抽水蓄能和锂电池储能社会收益成本分析	47
表 10 抽水蓄能（两部制电价）敏感性分析	48
表 11 抽水蓄能（辅助服务市场）敏感性分析	49
表 12 锂电池储能敏感性分析	49
表 13 基准情景下抽水蓄能和锂电池储能商业收益成本分析	49
表 14 蒙西风电基地月平均出力统计表（占装机容量比重）	54
表 15 蒙西风电基地各月高峰时段保证出力（占装机容量比重）	54
表 16 光伏电站逐月平均出力（占装机容量之比）	55
表 17 光伏电站某日出力过程（占装机容量之比）	55
表 18 抽水蓄能基准参数	56
表 19 锂电池储能基准参数	57

报告摘要

2020 年 9 月，习近平主席在第七十五届联合国大会提出，中国将采取更加有力的政策和措施，力争于 2030 年前二氧化碳排放达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。为了实现这一目标，中国正在大力推进可再生能源的开发利用，加快调整能源结构。“十二五”、“十三五”期间，中国的风电及光伏发电装机规模显著提高，2019 年占全国发电装机总规模的 21%，提前达到“十三五”规划的 16% 的目标。为实现 2060 年碳中和目标，预计中国可再生能源占比 2060 年前将达 70% 以上，平均每年新增可再生能源装机不低于 2 亿千瓦。

风光快速发展的同时，仍然面临着消纳挑战。2019 年，全国风光消纳问题主要集中在风光资源丰富的西北地区，其中新疆、甘肃、内蒙古、河北四省弃风电量占全国弃风电量的 90%；西藏、新疆、青海、甘肃四省弃光电量占全国弃光电量的 87%。在风光发展不平衡不充分的矛盾日益凸显的背景下，国家出台了一系列政策要求加速储能发展，以促进风光消纳。

抽水蓄能是目前应用最广泛、最为成熟的储能方式之一。由此，本研究梳理了当前中国抽水蓄能发展的现状及政策，特别是以蒙西为例，评估了抽水蓄能促进蒙西风光消纳的潜力；并深入分析中国风光发电及以抽水蓄能为代表的储能行业发展面临的挑战与机遇，总结发达国家抽水蓄能发展相关经验，并结合中国国情，提出相应的解决方案和切实可行的政策建议，从而进一步推进中国可再生能源发展。研究的主要发现包括以下几点：

- **储能是确保可再生能源电力稳定运行的关键解决方案，对储能技术的选择需要明确其在不同应用场景中的功能与定位。**

中国储能产业在“十三五”期间进入高速发展阶段，但抽水蓄能等灵活调节电源占全国总装机比例仍不到 6%，其中抽水蓄能长期占比不足 2%，与 5-10% 的抽水蓄能合理占比存在一定差距。在消纳约束趋紧的形势下，截止到 2020 年 6 月，全国已有 11 个省份¹出台政策要求新增风电、光伏项目配置 5%（如内蒙古）到 20%（如湖南、山东、新疆等）的储能，以带动当地新能源产业发展。研究通过对目前市场主要应用的几种储能技术发现，抽水蓄能是目前应用最为成熟的储能技术，技术成本相对较低且安全性相对较高，可以应用于跨区域大电网中，主要解决大时间、大区域的系统调峰；电化学储能

¹ 包括河南、湖南、内蒙古、新疆、江西、安徽、湖北、山西、山东、青海、辽宁。

整体处于示范和部署阶段,但发展快,反应灵活,可以在微网和分布式电网中发挥作用。随着关键性技术的突破,其他储能技术升级、经济性不断提升,抽水蓄能的竞争力有可能下降。

- **中国抽水蓄能目前发展速度低于预期。**

截至 2019 年底,中国已建成抽水蓄能装机容量 3028 万千瓦、开工容量 5223 万千瓦,与“十三五”规划的装机规模 4000 万千瓦、开工规模 6000 万千瓦的目标相比,发展速度低于预期。“十四五”是西北抽水蓄能发展的关键时期。“十四五”、“十五五”期间,西北投运的抽水蓄能电站将增加三倍以上,主要集中在陕西、新疆、内蒙古、甘肃、宁夏及青海。据预测,2035 年中国抽水蓄能需求规模约为 1.4-1.6 亿千瓦;但受建设周期长、盈利机制不完善、站点生态资源等相关因素的影响,2035 年中国抽水蓄能总装机规模将到 1.2 亿千瓦,与需求存在 2 千万千瓦以上的差距,需要综合规划与协调不同储能技术以满足需求。

- **抽水蓄能发展滞后主要面临经济效益、政策机制、及生态环境三方面的挑战。**

- 缺乏共赢商业模式、商品化和市场化不足是抽水蓄能面临的核心问题。当前全国电力市场改革进度不一,抽水蓄能电站营利的方式也分多种,尚未形成行业或国家规范,存在落实不足、成本难以疏导的问题。以蒙西为例,呼和浩特抽水蓄能电站采用两部制电价,但因蒙西尚未实施电量峰谷电价,且容量电价存在核定不足,电站盈利困难。
- 中国现有政策机制存在不足,抽水蓄能面临着缺乏产业机制系统性方案、缺乏配套管理规范及标准体系、激励政策不够完备等问题,具体反应在蒙西地区储能市场有限且缺乏对接机制、当地企业因缺乏配套规范及调度评估而对储能应用缺乏动力等方面。
- 国家正在推进生态保护红线制度,构建国家生态安全格局,部分抽水蓄能规划站点落在有关省份划定生态红线区内(如蒙西美岱抽水蓄能电站),直接影响了项目可行性和核准工作进展。此外,抽水蓄能发展还受“电调服从水调”原则的影响。全国约有 36% (1092 万千瓦) 的已建抽水蓄能电站已处于高及极高水压力地区,可能面临水资源稀缺而带来的风险。严格的水资源管理也将对抽水蓄能发展形成制约。
- “十四五”规划、电力市场化改革、储能行业标准化建设、“风光水火储一体化”及“源网荷储一体化”为中国抽水蓄能及整个储能行业提供发展机遇。

- “十四五”将成为储能应用的关键时期，多个国家规划²都将储能列入其中。国家能源局也于近期启动了全国新一轮抽水蓄能中长期规划编制工作。据预测，“十四五”期间抽水蓄能将持续较快发展，投产规模约 500-600 万千瓦，开工 3000-4000 万千瓦。蒙西也计划将储能作为“十四五”专项规划，从电网侧、负荷侧、发电侧全面部署储能，包括调研“十四五”新的抽水蓄能站点。
- 电力市场化改革及辅助服务市场建设为抽水蓄能实现商品化、市场化提供路径。到 2019 年，全国已有 14 个地区³启动了电力辅助服务市场试点，但仍面临着产品单一、费用分摊不尽合理、定价交易机制不健全等问题。未来抽水蓄能等储能项目无门槛、平等地参与到电力市场竞争中，实现调峰发电和辅助服务经济效益是市场建设的趋势。
- 储能标准化建设对抽水蓄能及储能行业发展发挥支撑作用。2020 年，中国政府配套出台了一系列政策⁴，加速推动储能标准化建设。未来储能的发展，需要在安全性、成本、性能等各个方面确立标准、实现均衡，推动行业有序发展。
- “风光水火储一体化”及“源网荷储一体化”带动储能行业发展。“风光水火储一体化”强调电源侧的灵活利用，“源网荷储一体化”侧重发挥负荷侧调节能力，两者都强调了储能的必要性。配套储能以带动当地新能源产业发展是目前众多地方政府的选择。由于缺乏成本疏导及统筹调度方案，目前这种模式仍面临着成本分摊不尽合理、难以推广的挑战，发电企业多为新能源指标而被动配置储能。但从长远角度看，充分发挥储能电源侧、电网侧、负荷侧的多元化建设，将有利于激发市场活力，创造良好的产业生态链。
- **发达国家在应对抽水蓄能发展面临挑战方面的经验，对中国抽水蓄能的发展具有一定借鉴作用。**

分析建议允许储能公平参与不同市场，提供多种服务并实现多元化市场收益；持续优化监管框架，完善涉及抽水蓄能的产业政策和法律法规；加快建设区域性和全国性辅助服务市场，细化辅助服务产品种类，逐步认可抽水蓄能在整个电力系统的价值；加快推进标准化建设，推进储能市场化。

² 《能源发展“十四五”规划》、《电力“十四五”规划》、《能源技术创新“十四五”规划》、《可再生能源“十四五”规划》等。

³ 东北、华北、华东、西北、福建、山西、山东、新疆、宁夏、广东、甘肃、重庆、江苏、蒙西。

⁴ 《关于加强储能标准化工作的实施方案》、《2020 年国家标准立项指南》、《2020 年能源工作指导意见》等。

- 因网制宜配套建设抽水蓄能电站，建立风光火储联合运行机制，可以有效促进电网就地消纳风光、提高外送输电通道的利用率，取得良好的经济效益。

为了识别抽水蓄能促进风光发电电能消纳的潜力，研究以蒙西为例开展深入分析和研究。结果表明，配套建设抽水蓄能电站作为大规模储能技术的灵活调节电源，可以有效提高蒙西电网就地消纳风电的能力以及外送输电通道的技术经济性。但抽水蓄能电站建设周期较长，需要落实各项建站条件，并科学论证就地消纳与电源打捆外送融入大电网消纳的组合方案。此外，分析还表明，蒙西抽水蓄能目前主要依靠容量电价收益，在当前政策市场环境下，确保抽水蓄能经济性的核心是解决容量电价的成本疏导问题。

储能是未来提升电力系统灵活性、经济性、安全性和解决大规模新能源消纳的重要手段。加快储能技术推广应用，把储能融入电力系统发、输、用各环节，加强统筹规划和科学布局，对于保障电力可靠供应和构建清洁、高效、安全、可靠的电力能源体系具有重大意义。综上所述，研究提出以下政策建议：

- **加强系统灵活调节电源配套统一规划，确保系统充足的灵活电源调节能力**

合理定位抽水蓄能和其他储能技术的发展方向，明确不同储能技术在不同应用场景中的功能与定位，将储能纳入电力发展统筹规划，加强顶层设计，系统引导多种储能技术有序协调发展，确定发展规模、合理布局、接入范围和建设时序，并滚动调整。

- **完善和确保抽水蓄能价格机制落实，健全系统辅助服务市场建设**

全面落实加快抽水蓄能开发和确保抽水蓄能正常运营的各项精细化措施、政策，探索抽水蓄能等储能参与辅助服务交易的市场主体定位和平等竞争规则，实现辅助服务产品化，通过市场机制或其他交易机制提供合理的经济补偿，实现抽水蓄能电站的正向经济性；打破省间交易壁垒，建立跨省跨区调峰辅助服务交易机制，提高跨区输电通道运行方式灵活性，通过市场化手段实现省间和区域间调峰能力互济，提高灵活性资源优化配置能力。

- **加快推进“风光水火储一体化”和受电端电网“源网荷储一体化”的协调发展**

加强国家综合规划，以能源清洁发展战略为中心，以市场消纳为核心，全面考虑资源禀赋、开发条件、技术经济等因素，统筹规划各类电源开发，优化配套抽水蓄能等储能设施，科学论证并严格控制煤电规模，多能源品种发电互相补充，强化电源灵活调节作用，减轻送受端系统的调峰压力，因网施策，多措并举，远近结合，构建源网荷高度融合、多向互动的新一代电力系统，从根本上解决风能、太阳能发电高质量发展和充分高效利用问题。

- **综合考虑生态环境与自然资源要求**

在符合国家生态红线、资源（特别是水资源）承载力要求前提下，建议未来抽水蓄能建设和发展加强技术创新与因地制宜的设计，科学处理好开发与生态保护红线及资源的关系：优化抽水蓄能电站设计方案，做好各站点的勘测设计前期工作，合理布局，将电站建设和运行对当地生态环境的负面影响降到最低，并力争实现正环境效益；从水利水电工程建设原则要求和科技研发两个方面激励促进创新抽水蓄能电站的规划设计思路，应用抽水发电转换率高性能的机组提升抽水蓄能电站整体效率。

- **建议西部地区（如蒙西地区）统筹规划风能、太阳能发电基地及其电力送出配套工程和配套抽水蓄能工程的建设**

中国西部地区风能和太阳能资源丰富，具有集中大规模开发的技术经济优势，但地区电网规模相对较小，本网消纳风电及光伏发电的合理规模有限。以蒙西为例，在上述四条政策建议的基础上，建议统筹规划风光发电基地及其电力送出配套工程和配套抽水蓄能工程的建设，并同步实施；在当地电网就地充分消纳的基础上，扩大电力市场，科学论证新建输电通道远距离外送工程的合理落点，切实落实具体消纳方案，实现能源流向合理、大范围内的能源资源优化配置。此外，建议加速和优先处理抽水蓄能电站容量电价的核定与分摊机制，保障电站的日常维护和运营成本，实现经济价值；加快建设辅助服务市场，并同步建立跨省跨区调峰辅助服务交易机制，促进地区抽水蓄能及整个储能行业的健康发展。

1. 导言

2020 年 9 月，习近平主席在第七十五届联合国大会提出，中国将采取更加有力的政策和措施，力争于 2030 年前二氧化碳排放达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。为了实现这一目标，中国正在大力推动可再生能源发展。风能和太阳能发电作为主要的非水电可再生能源，是可再生能源发展的重要力量。中国风能、太阳能资源丰富，大力开发利用风电与光伏发电，对于应对气候变化、缓解能源资源约束、加快生态文明建设具有战略意义。然而，目前风光消纳利用仍是困扰中国部分地区可再生能源发展的主要问题之一。

储能技术是解决风能和太阳能发展瓶颈、促进风光电能消纳的重要手段之一。其中，抽水蓄能是应用最为广泛的大规模储能设备之一。2017 年，中国的抽蓄发展规模已居世界首位，成为了全球抽蓄发展的引擎。2020 年能源安全保障工作指导意见里也明确强调，要积极推动抽蓄电站建设。抽水蓄能已经成为关乎能源安全、落实“六保”的因素。然而，抽水蓄能的发展仍面临经济、环境及政策方面的挑战。

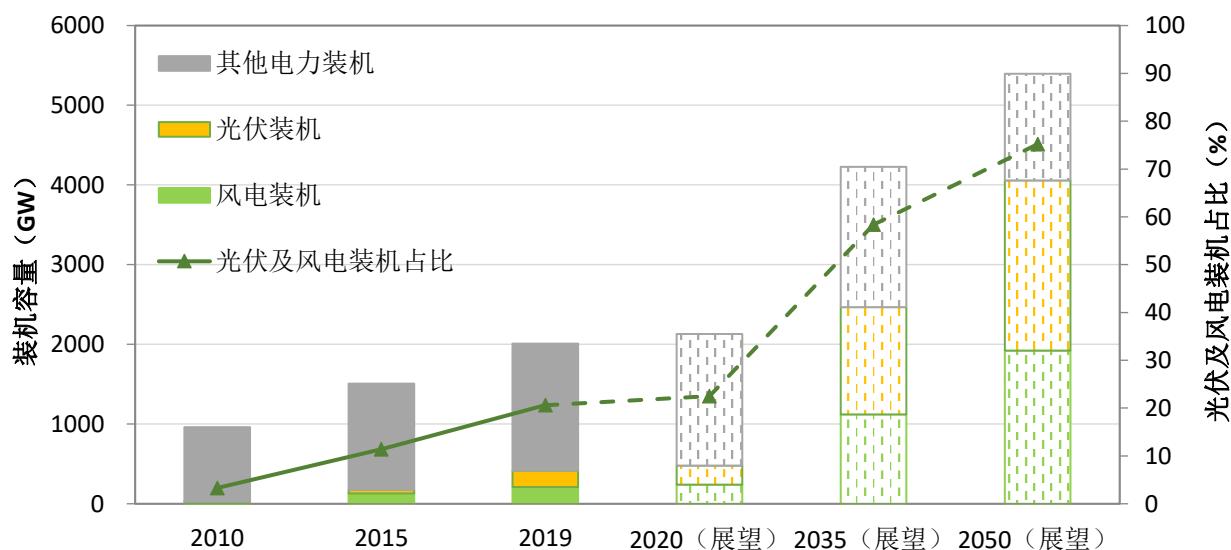
在此背景下世界资源研究所（美国）北京代表处在能源基金会的支持下，开展“抽水蓄能促进中国风光发电电能消纳研究”课题，旨在探讨中国（特别是西北地区和内蒙古自治区）抽水蓄能提高风光电能消纳的能力，通过现状梳理、未来发展前景评估、技术对比、技术政策以及国际典型案例研究，分析中国风光发电发展及抽水蓄能发展面临的挑战与机遇，提出相应的解决方案和切实可行的政策建议，从而进一步推进中国可再生能源发展。

2. 中国风电、光伏发电发展概况

2.1 中国风电与光伏发电现状及展望

2020年9月，习近平主席在第七十五届联合国大会提出，中国将采取更加有力的政策和措施，力争于2030年前二氧化碳排放达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。为了实现这一目标，中国正在大力推进可再生能源的开发利用，加快调整能源结构。中国风能、太阳能资源丰富，技术可开发量分别超过35亿千瓦、100亿千瓦（全球能源互联网发展合作组织2020）。大力开发利用风电与光伏发电，对于应对气候变化、缓解能源资源约束、加快生态文明建设具有战略意义。

“十二五”、“十三五”期间，中国的风电及光伏发电装机规模显著提高（见图1）。2019年，中国风电及光伏发电装机规模已占全国发电装机总规模的20.6%，提前达到“十三五”规划的15.8%的目标，是“十一五”风光装机的十二倍。



注：其他电力装机指中国发电装机总容量减去光伏发电及风电装机容量的剩余装机容量。

数据来源：国家能源局和国家发展改革委历年统计数据；国家能源局2016-2019年度全国可再生能源电力发展监测评价报告。

图1 2010-2050年中国风电及光伏发电发展规模及展望

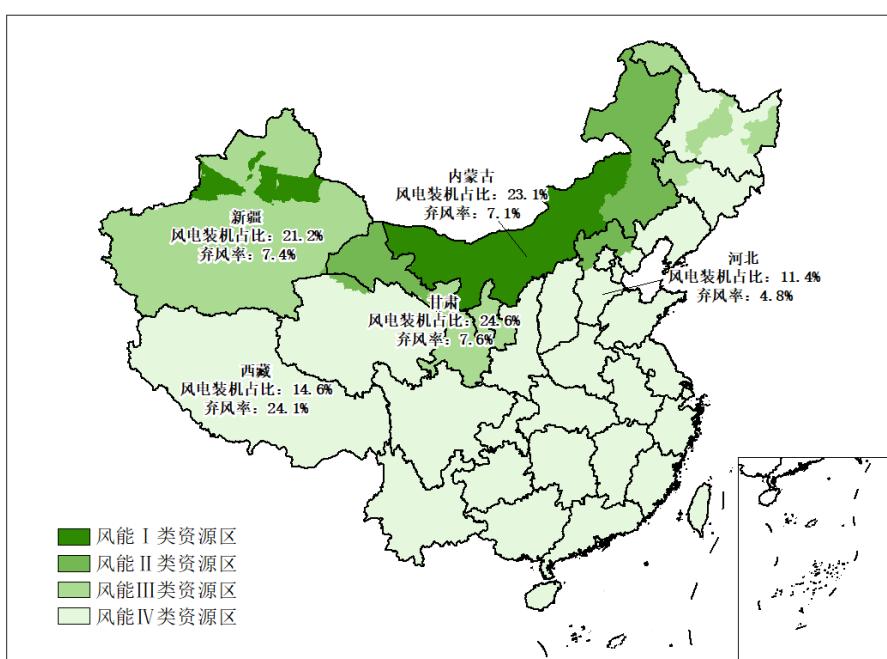
然而，目前中国风能、太阳能的开发利用还很低。2019年，全国风电装机2.1亿千瓦（占比10.4%）、光伏发电装机2.05亿千瓦（占比10.2%）。同年，全国发电量7.3万亿千瓦时，其中风电（4057亿千瓦时）占比5.6%，光伏发电（2243亿千瓦时）占比3.1%（国家能源局，2019年可再生能源并网运行情况2020）。中国正在争取2060年前实现碳中和，预计2060年前可再生能源占比将达70%以上，平均每年新增可再生能源装机不低于2亿千瓦（李晓红2020）。根据国家可再生能源发展中心展望，2050年中国风

光累计装机有望达到全国电力总装机的 75% (见图 1)。未来, 可再生能源发电将逐步成为中国的主导电源。

2.2 中国风电与光伏发电消纳概况

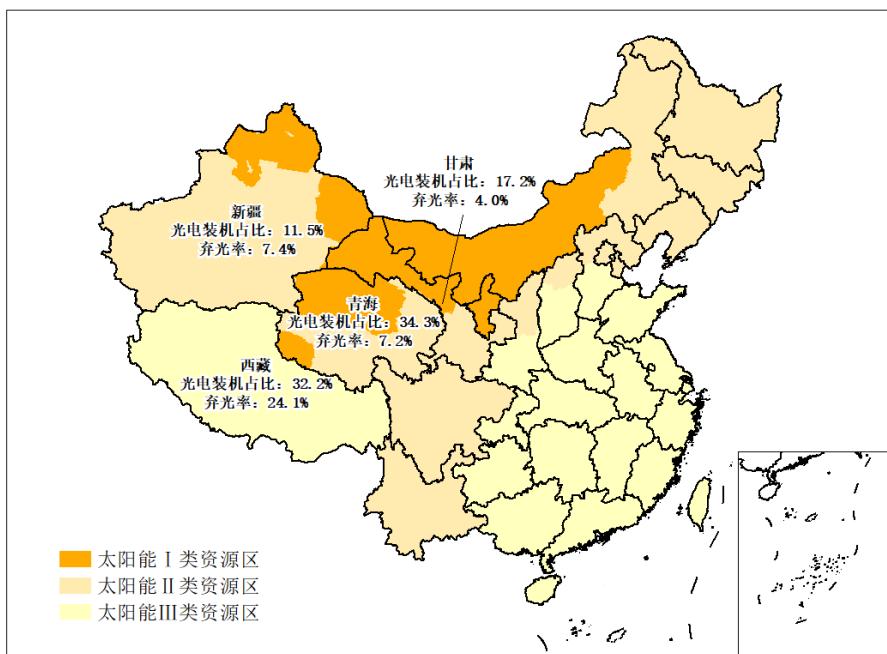
中国正在大力推动风光发展的同时, 由于风光发电受自然条件、天气等诸多因素制约, 输出功率具有明显的波动性、间歇性和随机性, 往往造成其电能在电力系统中存在消纳困难。

2019 年, 全国 15 个省区存在弃风现象, 弃风电量达 169 亿千瓦时。其中, 弃风率超过 4% (全国平均弃风率) 的地区包括新疆 (14.0%)、甘肃 (7.6%)、内蒙古 (7.1%)、河北 (4.8%); 四省 (区) 弃风电量合计 152.1 亿千瓦时, 占全国弃风电量的 90.2%; 全国光伏发电弃光电量 46 亿千瓦时, 光伏消纳问题主要出现在西北地区, 包括西藏 (弃光率 24.1%)、新疆 (弃光率 7.4%)、青海 (弃光率 7.2%)、甘肃 (弃光率 4.0%); 四省弃光电量占全国的 87% (国家能源局, 国家能源局发布 2019 年风电、光伏并网运行情况 2020)。由于新冠疫情影响, 社会用电负荷下降、供应链中断等等, 2020 年中国的弃风弃光率可能有所上升。



数据来源: (国家发展改革委, 关于完善风力发电上网电价政策的通知 2009); (国家能源局, 2019 年可再生能源并网运行情况 2020)

图 2 全国风能资源与弃风严重地区分布情况 (2019)



数据来源：(国家发展改革委，关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知 2013); (国家能源局，国家能源局发布 2019 年风电、光伏并网运行情况 2020)

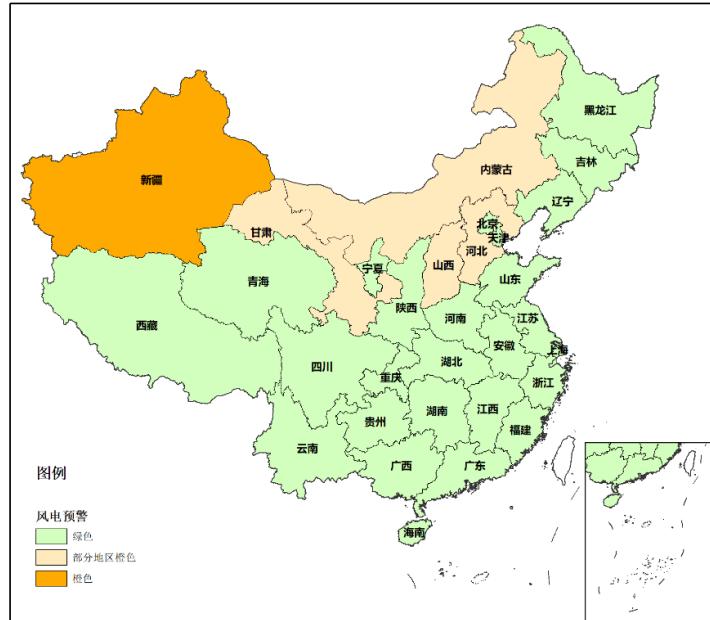
图 3 全国太阳能资源与弃光严重地区分布情况（2019）

如图 2 图 3 所示，弃风弃光严重地区优质风能和太阳能资源丰富。2019 年弃风严重的四省（新疆、甘肃、内蒙古、河北）I类风能资源占全国I类风能资源的 100%（总共 91.8 万平方千米）；四省II类风能资源占全国II类风能资源的 97.4%（四省共 82 万平方千米）；弃光严重的四省（西藏、新疆、青海、甘肃）I类太阳能资源占全国I类太阳能资源的 52.6%（四省共 93.2 万平方千米）；四省II类太阳能资源占全国II类太阳能资源的 41.7%（四省共 184.9 万平方千米）。随着风光发电的发展，这些地区风光装机将进一步提升，发展不平衡不充分的矛盾将日益凸显。

与此同时，风光消纳问题也成为制约行业健康可持续发展的瓶颈。为了遏制风光过度投资但无法消纳的问题，合理推进风光项目开发利用建设，国家能源局于 2016、2017 年先后出台了风电、光伏发电监测预警机制⁵。如图 4、图 5 所示，2020 年风电投资预警及光伏发电市场环境监测评价呈橙色区域，须控制新增项目（国家能源局，关于发布《2020 年度风电投资监测预警结果》和《2019 年度光伏发电市场环境监测评价结果》

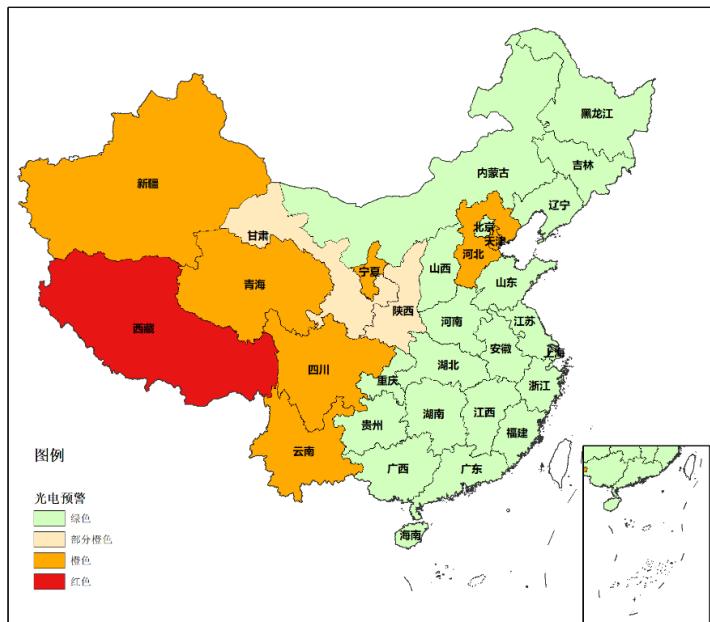
⁵ 《国家能源局关于建立监测预警机制促进风电产业持续健康发展的通知》；《国家能源局关于建立市场环境监测评价机制引导光伏产业健康有序发展的通知》

的通知 2020), 但利用跨区输电通道外送项目、及落实本地消纳措施的平价项目除外(全国新能源消纳监测预警中心 2020)。这表明了中国目前可再生能源发展, 落实重点区域消纳是关键。



数据来源: (国家能源局, 关于发布《2020 年度风电投资监测预警结果》和《2019 年度光伏发电市场环境监测评价结果》的通知 2020)

图 4 2020 年风电投资监测预警



数据来源: (国家能源局, 关于发布《2020 年度风电投资监测预警结果》和《2019 年度光伏发电市场环境监测评价结果》的通知 2020)

图 5 2020 年光伏发电市场环境监测评价

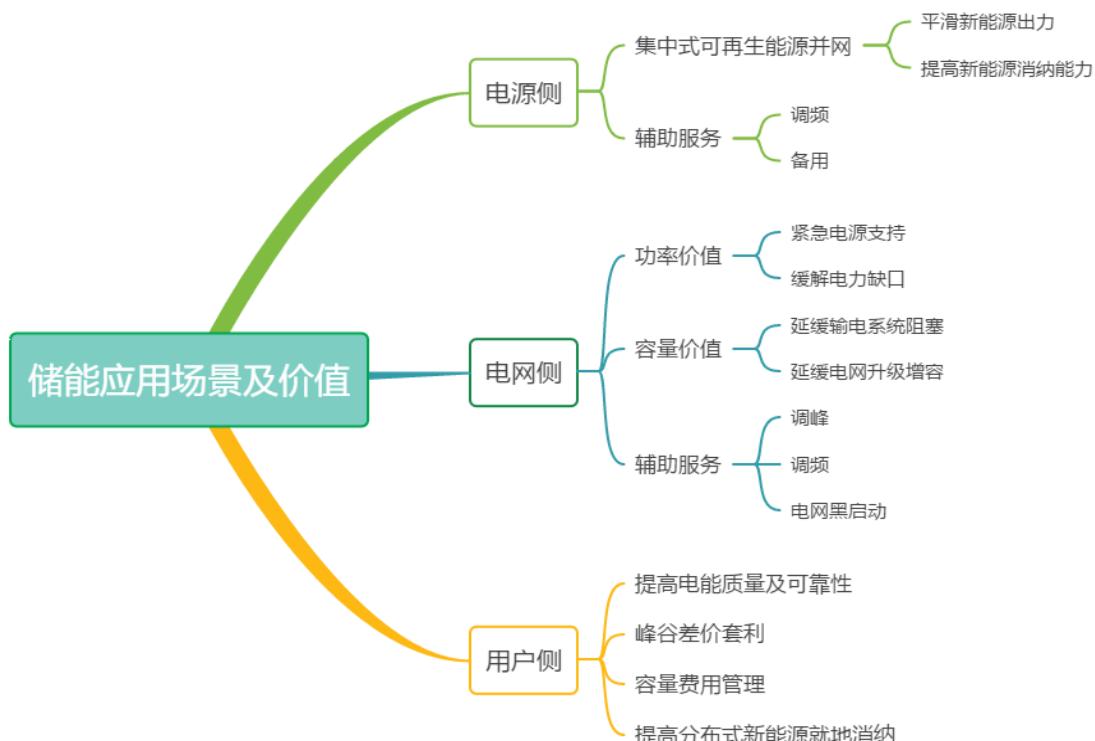
应对风电、光伏发电等清洁能源消纳的积极措施之一是配套建设相当规模灵活调节电源，提高系统调节能力。灵活调节电源包括储能技术、煤电灵活性改造、天然气发电等，其中，储能是解决可再生能源并网消纳的重要手段之一。2017 年中国大规模储能技术及应用发展的首个指导性政策《关于促进储能产业与技术发展的指导意见》发布以来，国家各部委和地方都在陆续出台政策文件⁶，支持推进储能行业发展，提升可再生能源利用水平。

⁶ 《解决弃水弃风弃光问题实施方案》；《贯彻落实<关于促进储能技术与产业发展的指导意见>2019-2020 年行动计划》、《鼓励外商投资产业目录（2019 年版）》、《关于加强储能标准化工作的实施方案》、《关于做好 2020 年能源安全保障工作的指导意见》等。

3. 发电储能技术分析

3.1 储能技术的应用与发展

电力储能作为确保间歇性可再生能源电力稳定运行的关键解决方案 (IRENA (International Renewable Energy Agency) 2020), 在电力系统的不同环节和不同场景下发挥着不同的作用 (见图 6)。

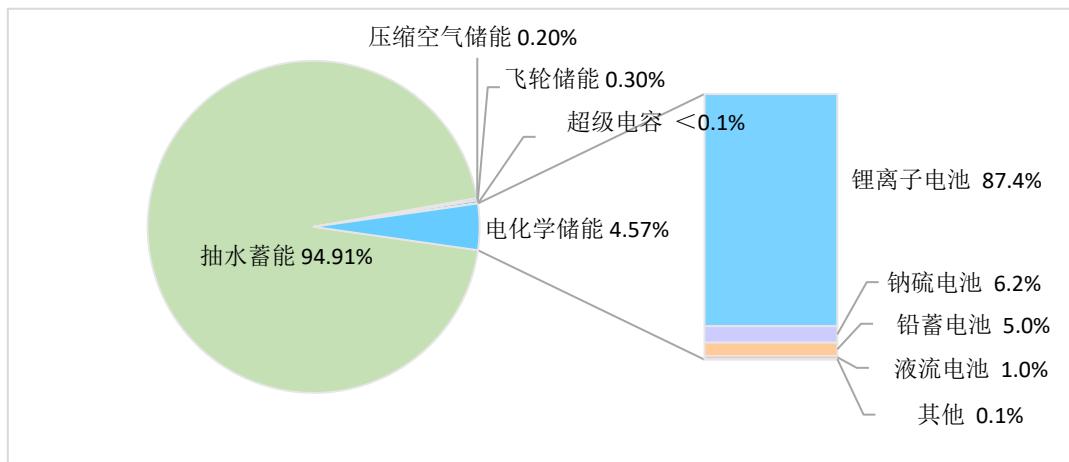


信息来源: (杨永明 2018); (徐志成 和 王芃 2020)

图 6 储能技术的应用

目前市场主要应用的电力储能技术可以分为三大类: 机械储能 (包括抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能)、电磁储能 (包括超导储能、超级电容储能) 和电化学储能 (包括锂离子电池、钠硫电池、铅酸电池、铅碳电池、镍镉电池、锌溴电池、液流电池等) (杨永明 2018)。氢储能作为化学储能的前瞻技术, 发展前景也备受关注。

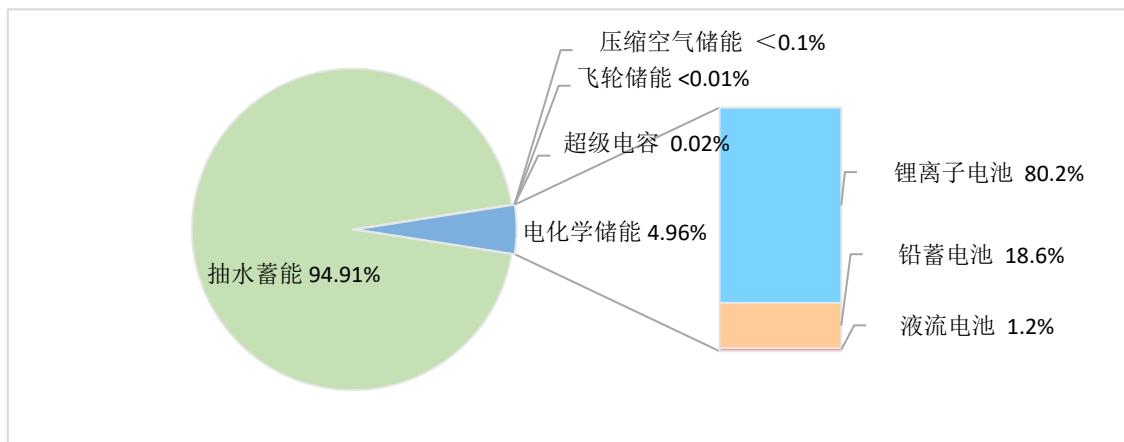
2019 年, 全球已投运电力储能项目累计装机规模达 183.1GW (中关村储能产业技术联盟 2020), 其中抽水蓄能占 94.9%, 是目前投入规模最大的储能技术; 其次是电化学储能, 占 4.6%, 如图 7 所示。



数据来源：(中关村储能产业技术联盟 2020)

图 7 2019 年全球电力储能累计装机规模

得益于储能系统成本的下降和政策推动，中国储能产业在“十三五”期间进入发展阶段。中国已投运电力储能项目累计装机规模从 2016 年的 24.3GW，增加到 2019 年的 32.3GW (中关村储能产业技术联盟 2020)，占全球市场的 17.6%；其中抽水蓄能占 94.9%，电化学储能，约占 5%，如图 8 所示。



数据来源：(中关村储能产业技术联盟 2020)

图 8 2019 年中国电力储能累计装机规模

虽然中国储能市场颇具规模，但从整个电源结构来看，中国抽水蓄能等灵活调节电源占全国总装机比例仍然非常低，不到 6% (中电联理事会 2019)；而欧美一些发达国家，例如西班牙、德国、美国，灵活调节电源的占比分别可以达到 34%、18%、49% (中电联理事会 2019)。可再生能源的快速健康发展，需要持续构建电力储能体系，加强电力系统灵活调节能力。

3.2 主要储能技术对比

3.2.1 技术性能对比

不同储能技术，在成本、效率、规模、安全、性能等方面各有优劣；在具体应用中，储能电站建设要求、适用规模、储能目的也各有差异（见表 1）。

综合来看，抽水蓄能是目前应用最为成熟的储能技术，技术成本目前最低且安全性高（见表 1），可以应用于跨区域大电网中，主要解决大时间尺度和大区域范围的系统调峰；电化学储能整体处于示范和部署阶段，但发展快，反应灵活，可以在微网和分布式电网中发挥作用（王雪辰 和 郑徐光 2019），更多解决小时间尺度、局部地区的系统功率平衡问题；氢储能、压缩空气储能、超导储能等技术仍处于研发阶段，具有一定潜力。随着技术进步，新材料制备、系统集成、能量管理等核心关键技术的突破，其他储能技术升级、成本下降，经济性将不断提升，抽水蓄能的竞争能力慢慢下降。

表 1 主要储能技术参数对比

类别	名称	2020 年技术成本 (USD/kwh)	比能量/(W·h·kg ⁻¹)	典型额定功率 (MW)	放电时间	能量转换效率 (%)	循环次数/服役年限	安全性	响应速度	其他	应用范围
物理储能	抽水蓄能	21	0.5-1.5	100-5000	4-20h	75-80	>50 年	高	秒级	技术成熟	大电网调峰；系统备用；频率控制
	压缩空气储能	53	30-60	10-300	1-20h	75	30-50 年	差	分钟级	综合利用效率高	大规模；电力调峰和系统备用
	飞轮储能	3000	5-130	0.005-1.5	30s-15min	>95	百万次	差	毫秒级	噪音大	电网调峰调频、电能质量保障（蓄电池系统补充）
电磁储能	超导储能	320	0.5-5	0.01-1	2s-5min	90%-95%	≥100000 次	—	毫秒级	维护困难	输配电网稳定、电能质量控制、不间断电源设备（UPS）
	超级电容器储能	>300	—	0.01-1	1-30s	95%	≥50000 次	一般	毫秒级	维护困难；续航能力差	短时间、大功率的负载平滑和电能质量峰值
电化学储能	锂离子电池	300-350；下降速度快	150-250	<100	0.5-8h	90-95	3000-15000 次	高 ⁷	百毫秒级	放电时间长；无记忆	电能质量、备用电源、UPS、便携式移动设备

⁷ 锂离子电池分为磷酸铁锂、锰酸锂、钴酸锂、三元锂电池，此处以最广为应用、最具代表性的磷酸铁锂为例。

类别	名称	2020 年技术成本 (USD/k wh)	比能量/ (W h·kg- 1)	典型额定 功率 (MW)	放电时间	能量转换 效率 (%)	循环次数 /服役年 限	安全性	响应速度	其他	应用范围
	铅酸电池	124	30-50	<100	1min-3h	75%	500-1200 次	差	百毫秒级	无记忆； 回收性好	电能质量、频率控制、 可再生储能、电动汽车 能源
	液流电池	高	40- 130	<100	1-20h	75-85	10000- 15000 次	较高	百毫秒级	储能密度 高	电能质量、备用电源、 可再生储能
	钠硫电池	304	150- 240	0.1-100	0.7-8h	80-90	4500 次	高温环 境存在 安全隐 患	百毫秒级	材料要求 高	负荷调频、调峰、改善 电能质量

注：

- a. 比能量：指单位质量储能器件（电池）对外输出的能量（算式：比能量=电压*电流*该状态下所能持续放电的时间/质量）；
- b. 放电时间：储能器件（电池）持续放出电能的时间，取决于放电电流和放电余量；
- c. 能量转换效率：储能器件储存的能量相对其输入能量的比值；
- d. 循环次数：一定放电条件下，储能器件（电池）工作至某一容量规定值之前所能承受的循环周期的次数（蓄电池一次充电和放点成为一次循环）；
- e. 响应速度：储能器件工作的反应时间。

数据来源：国网能源研究院、南方电网、新时代证券研究所网站信息整理

3.2.2 环境效益对比

依照中国《环境影响评价法》规定，所有建设可能会对环境产生影响的项目（包括能源相关的专项计划）应当依法进行环境影响评价（全国人民代表大会常务委员会 2018）。在环境效益方面，现有的储能技术对环境都存在一定影响，例如电化学储能最大的问题是缺乏有效消防手段预防，具有发生爆炸、燃烧等安全风险问题，容易威胁电网设备安全和污染周围大气生态环境（胡静，以及其他人 2020）。抽水蓄能主要对区域生态环境存在影响，包括水文情势改变、施工期水土流失隐患、运行期可能的水库渗漏⁸（潘文国 和 杨彪 2019）、以及物种变化等，需要注意植被和物种配置，并保证动物的顺利迁移。表 2 对目前建设规模最大的抽水蓄能、电化学储能中占比最高的锂电池、传统铅酸电池和相全钒液流电池进行了环境效益对比。

表 2 储能电站环境效益综合对比

抽水蓄能		锂电池	铅蓄电池	全钒液流电池
大气环境	爆破粉尘、施工扬尘	施工扬尘	铅烟、铅尘以及硫酸雾	施工行为产生的短期扬尘，影响小
水环境	影响水文、施工期污废水排放处理后回用	废水集中处理，影响较小	废水集中排放，影响较小	生活污水及生产废水
声环境	施工噪声，采取措施可达标	施工噪声、电气设备噪声，采取措施可达标	施工噪声、电气设备噪声，采取措施可达标	施工噪声；电磁噪声、空气动力性噪声，采取措施可达标
固体废弃物	生产生活垃圾，妥善处理不会造成二次污染	厂区生活垃圾、污水处理站污泥，妥善处理不会造成二次污染	生产生活垃圾，妥善处理不会造成二次污染	生产生活垃圾，妥善处理不会造成二次污染
生态系统	影响周围水生、陆生生态系统稳定性及多样性；建成后反哺生态	电磁辐射和废电解液处理问题	改变土地功能；高空排放影响土壤环境	运行过程中会产生腐蚀性液体，发生泄漏将对周边环境产生严重影响；生产用品易燃易爆，也会对生态环境存在一定威胁
环境风险	施工期爆破风险、渣场山体滑坡风险、外来物种入侵风险、溃坝等	电磁辐射和废电解液处理问题	铅中毒硫酸泄漏	电磁辐射和废电解液处理问题

信息来源：中国电建集团储能项目、地方环境保护厅、环境保护设计院环境影响报告书整理

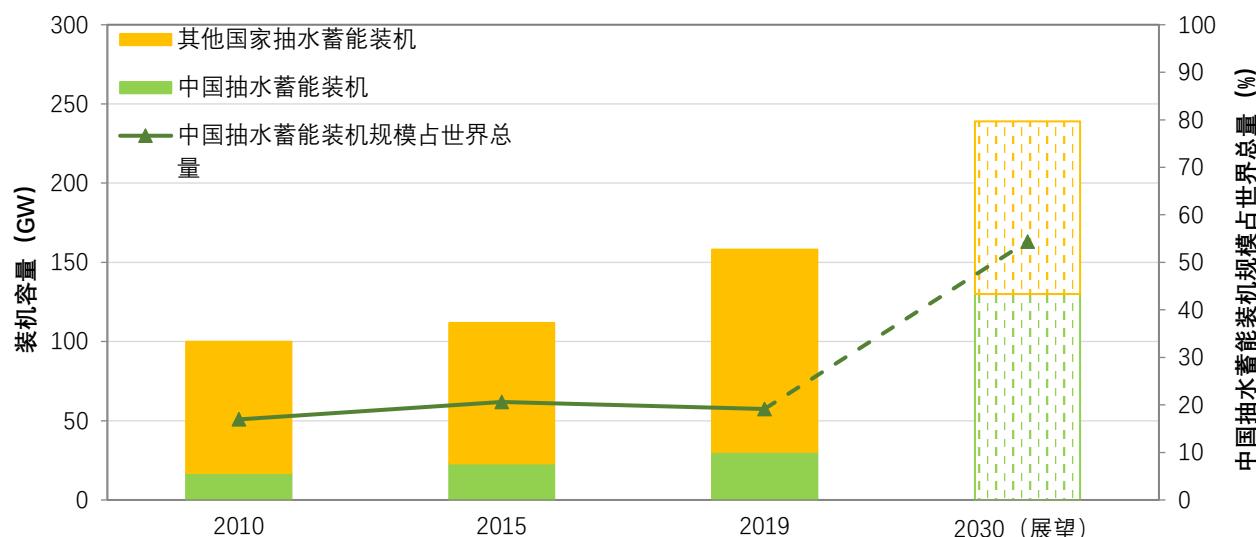
⁸ 有关研究通过随机抽样法对国内所发生的约 1000 起抽水蓄能工程事故原因分析发现，由于上水库渗漏影响导致电站周围土质环境变化约占总事故 30%左右。

4. 中国抽水蓄能电站发展现状、机遇与挑战

4.1 抽水蓄能发展现状

通过对比主要储能技术可以看出（详见 3.2 主要储能技术对比），抽水蓄能电站作为解决风能和太阳能发展瓶颈、促进风光电能消纳的大规模储能设备，目前仍具有竞争优势。

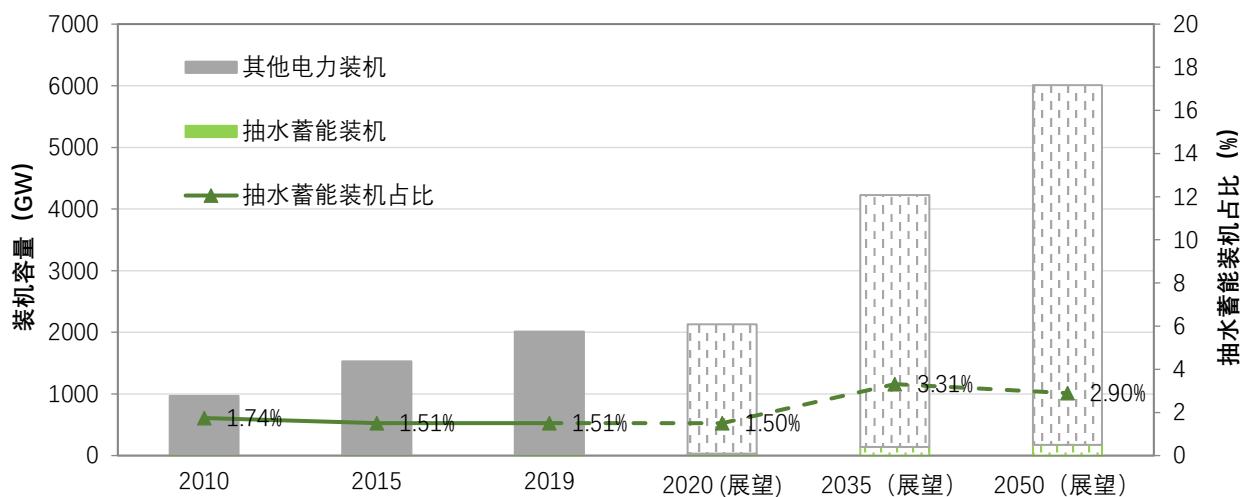
从全球发展来看，全球抽水蓄能发展规模保持增长的趋势。根据预测，2030 年全球抽水蓄能装机增长幅度将达到 40%-50% (IRENA 2017)；其中 2017 年开始，中国的抽水蓄能发展规模已居世界首位，成为全球抽水蓄能发展的引擎。截至 2019 年底，中国抽水蓄能装机规模已达世界总量的 19%（见图 9）。



数据来源：IRENA、IEA (International Energy Agency)、国家发展改革委、国家能源局官方统计数据整理

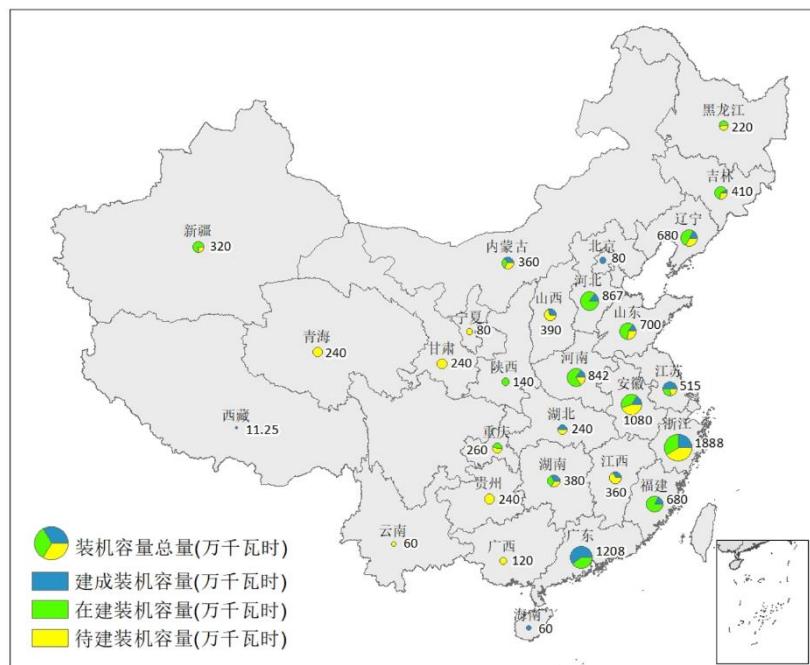
图 9 2010-2030 年全球抽水蓄能发展规模及展望

虽然中国抽水蓄能规模保持增长趋势，但其占全国电力总装机的比重仍长期不足 2%（见图 10）。研究表明，综合考虑抽水蓄能电站建设条件及电网发展状况，中国抽水蓄能的合理比例应保持电力总装机的 5-10% (郑徐光 2018)。目前中国抽水蓄能发展存在一定差距。



数据来源：国家发展改革委、国家能源局官方统计数据整理

图 10 2010-2050 年中国抽水蓄能发展规模及展望



数据来源：根据国家能源局大坝安全监察中心、中国电建集团及地方政府网站信息整理

图 11 中国各省 (区、市) 抽水蓄能电站装机情况 (2019)

截至 2019 年底，全国已建成 31 个抽水蓄能电站，建成装机容量 3028 万千瓦；36 个抽水蓄能电站开工建设，共装机容量 5223 万千瓦，其中按相关项目规划，69% (3623 万千瓦) 以上的装机容量将于“十四五”期间完工投运；33 个抽水蓄能电站已通过可研性研究或获批建设，待建装机容量 4200 万千瓦（见图 11）。

从建设布局和进度来看（见图 12、图 13）：1) 超过三分之一的已投运抽水蓄能装机规模位于华东地区；其中，47%的已投运抽水蓄能电站建立早于 2010 年（“十一五”末期），主要为了配合以火电为主的华东电网调峰需求（陈龙翔 2020）；2) “三北”地区⁹已建抽水蓄能装机规模约占全国的 23%，但东北和华北抽水蓄能装机规模及开工规模均未完成“十三五”规划目标；3) 弃风弃光问题集中的西北地区“十三五”期间并未设置抽水蓄能装机规模目标，而是计划开工 600 万千瓦抽水蓄能电站。截止 2019 年底西北抽水蓄能开工 380 万千瓦，仅完成 63%左右的目标。根据规划，“十四五”期间西部地区将有 260 万千瓦¹⁰装机容量投运，120 万千瓦¹¹2026 年完成建设，760 万千瓦¹²规划正在推进当中，预计“十四五”“十五五”期间，西北投运的抽水蓄能电站将增加三倍以上。

总体而言，与《水电发展“十三五”规划》规定的“十三五”期间全国抽水蓄能开工规模 6000 万千瓦、抽水蓄能装机规模达 4000 万千瓦（国家能源局，水电发展“十三五”规划 2016）的目标相比，中国抽水蓄能发展速度低于预期。2019 年全国人大常委会执法检查组关于检查可再生能源法实施情况的报告中也提出，中国目前灵活性电源比例不尽合理，蓄能电站规划建设滞后，不利于可再生能源消纳，建议推进抽水蓄能等储能电站建设，提高电力系统调峰调频能力（丁仲礼 2019）。值得关注的是，随着西部抽水蓄能的开发建设，“十四五”也成为西北抽水蓄能发展的关键时期。

据预测，2035 年中国抽水蓄能需求规模约为 1.4-1.6 亿千瓦；但受建设周期长、盈利机制不完善、站点生态资源等相关因素的影响，2035 年中国抽水蓄能总装机规模将到 1.2 亿千瓦（彭才德 2020），与需求存在 2 千万千瓦以上的差距，需要综合规划与协调不同储能技术以满足需求。

⁹ 华北、东北、西北。

¹⁰ 包括陕西镇安 140 万千瓦和新疆阜康 120 万千瓦。

¹¹ 新疆哈密抽水蓄能电站。

¹² 蒙西乌海 120 万千瓦，甘肃昌马 120 万千瓦，甘肃盘道山 120 万千瓦，新疆阿克陶 80 万千瓦，宁夏牛首山 80 万千瓦，青海贵南哇让 240 万千瓦。



数据来源:

- 中国各省(区、市)抽水蓄能装机规模数据: 国家能源局大坝安全监察中心、中国电建集团及地方政府网站信息整理
- 中国“十三五”抽水蓄能装机规模目标: (国家能源局, 水电发展“十三五”规划 2016)

图 12 中国各省(区、市)抽水蓄能“十三五”装机规模达成情况



数据来源:

- 中国各省(区、市)抽水蓄能开工规模数据: 国家能源局大坝安全监察中心、中国电建集团及地方政府网站信息整理
- 中国“十三五”抽水蓄能开工规模目标: (国家能源局, 水电发展“十三五”规划 2016)

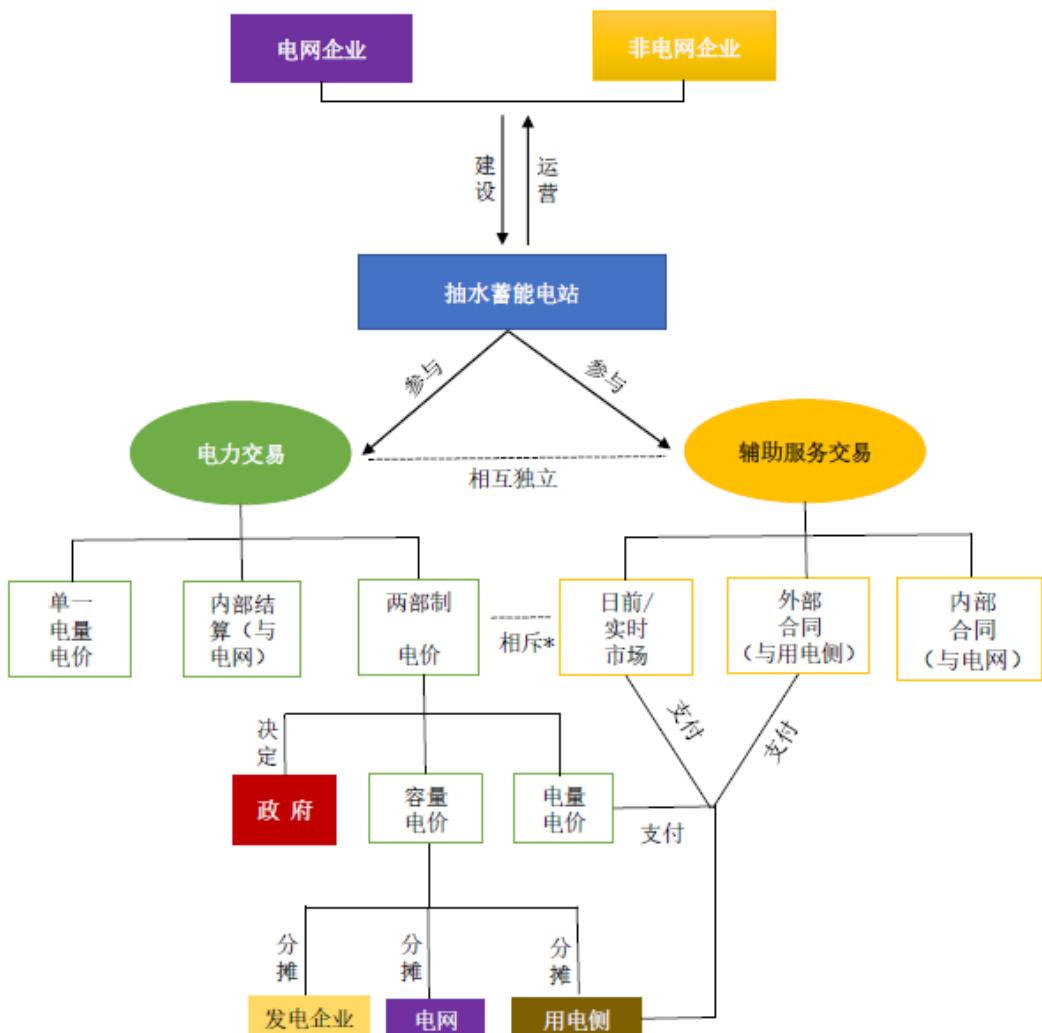
图 13 中国各省(区、市)抽水蓄能“十三五”开工规模达成情况

4.2 抽水蓄能面临的机遇与挑战

根据“十三五”规划实施情况，抽水蓄能电站投产和开工规模都低于预期目标，挑战与机遇并存。

4.2.1 经济效益对抽水蓄能发展的影响

缺乏共赢商业模式、市场化电价未形成、投资效益不高是抽水蓄能发展的核心问题。图 14 展示了在当前电力系统下，抽水蓄能电站从建设到运营过程中所涉及到的相关利益方。在当下全国电力市场改革进度不一的情况下，抽水蓄能电站营利的方式也分多种，尚未形成行业或国家规范。



注：由于容量电价已对储能的辅助服务价值进行经济补偿，再次参与辅助服务交易将导致双重付费，因此某些地方不允许执行两部制电价的抽水蓄能电站参与辅助服务市场交易，如福建、蒙西等。

信息来源：(国家能源局华北监管局 2019);(缪晓丹, 朱朱 和 谢会玲 2019)

图 14 抽水蓄能利益相关方分析——全国准市场化情景 (2019)

如图 14 所示，抽水蓄能电站同时参与电力交易和辅助服务交易。现行的电力交易电价机制主要有单一电量电价（如十三陵和回龙等抽水蓄能电站）、电网内部结算（潘家口、响水涧和蒲石河等抽水蓄能电站）、和两部制电价（呼和浩特、天堂、沙河等抽水蓄能电站）（赵增海，以及其他人 2016）。2014 年国家发展改革委规定新投产或已投产但未核定电价的抽水蓄能电站实施两部制上网电价¹³（国家发展改革委，关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关的通知 2014）；辅助服务交易的方式主要有（与用电侧和发电企业）签订外部合同、（与电网）签订内部合同和辅助服务市场交易。

实际运营中，抽水蓄能电站上商品化和市场化不足，成本疏导困难：

- **商品化不足：**两部制电价实施的主要目的是为了充分发挥抽水蓄能电站综合效益，吸引社会资本投资，促进行业发展。然而目前两部制电价落实不足，容量电费核算难，影响企业积极性。由于抽水蓄能服务的是整个电力系统，需要明确各方承担的责任以计算效益。
- **市场化不足：**抽水蓄能电站目前投资主体较为单一，70%以上的已建成抽水蓄能电站由电网投资运营，营利与整个电网运营进行捆绑计算。这种模式固然可以充分发挥抽水蓄能在系统中的作用，但在开发上却不利于市场化。一方面，抽水蓄能商品化不足，经济效益难以精确量化，无法吸引足够的电网企业之外的社会资本；另一方面，新修订《输配电定价成本监审办法》明确提出抽水蓄能电站等不得计入输配电定价成本，使得电网企业收益产生影响，增加其对储能投资的不确定性。因此，抽水蓄能发展受到制约。

4.2.2 政策机制对抽水蓄能发展的影响

国家政策对抽水蓄能发展发挥着重要作用。政策的变动，直接决定了抽水蓄能收益的确定性及投资的风险性，从而影响其经济效益。“十二五”“十三五”期间，中国政府出台了一系列政策，加速抽水蓄能发展，见图 15：“十二五”期间，国家共批复了 22 个地区抽水蓄能电站选点规划，2014 年更是要求各省（区、市）将抽水蓄能规划纳入当地能源发展规划当中（国家发展改革委，关于促进抽水蓄能电站健康有序发展有关问题的意见 2014）；“十三五”期间，国家进一步推进抽水蓄能发展，对 2016-2020 年抽水蓄能发展规划了目标（国家能源局，水电发展“十三五”规划 2016），并要求明确 2025 年的抽水蓄能站点（国家发展改革委，科技部，以及其他人 2019）；2020 年，推动抽水蓄能电站建设被列入中国能源安全保障工作的意见之一（国家发展改革委 和 国家能源局，关

¹³ 两部制电价包括容量电价弥补固定成本及准许收益、及电量电价弥补抽发电损耗等变动成本。

于做好 2020 年能源安全保障工作的指导意见 2020), 成为关乎能源安全、落实“六保”¹⁴的因素之一。

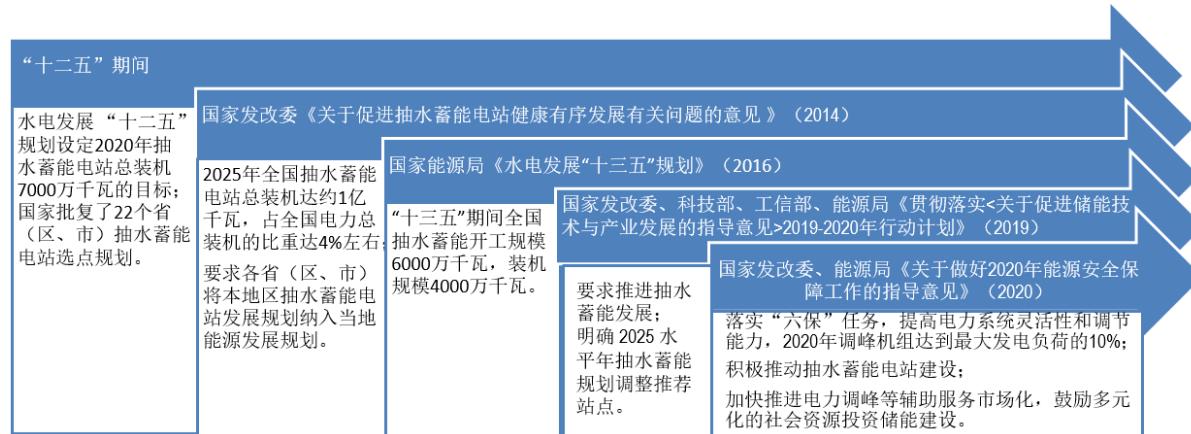


图 15 “十二五”“十三五”中国抽水蓄能重要政策

然而，中国抽水蓄能仍然面临着三大政策挑战：

- **缺乏储能产业机制性方案：** 虽然国家加大了对储能的重视，但仍缺乏针对储能的顶层设计 (王继业 2020) 及足够有力的支撑政策 (李建林 和 杜笑天 2019)；目前中国尚未有储能产业机制系统的方案 (陈海生, 凌浩恕 和 徐玉杰 2019)，具体体现在储能规划缺乏统一布局、储能商业模式仍不清晰、峰谷电价套利模式单一、回收期较长等等。
- **缺乏配套管理规范及标准体系：** 抽水蓄能服务的对象往往是整个电力系统，建设与管理需要先明确其不同应用场景中的功能与定位，才能做到因地制宜，充分发挥抽水蓄能的作用。但由于缺乏明确规定，抽水蓄能电站的调用难以进行精确评价 (樊桐杰 2020)；此外，技术标准的缺失，使得部分储能技术应用效果与安全运行水平存在不足 (王继业 2020)，也使得企业对储能的应用缺乏内在动力。
- **激励政策不够完备：** 现阶段，中国缺乏储能的配套激励政策 (李建林 和 杜笑天 2019)，同样导致了导致利益相关方缺乏对储能应用的动力。国家在政策上¹⁵虽然支持对供电企业公平、无歧视开放供电市场，但在抽水蓄能商品化不足、投资效益不高的前提下，如不制定合理的激励政策，很难从根本上调动企业积极性，推动市场化运行。

¹⁴ 保居民就业、保基本民生、保市场主体、保粮食能源安全、保产业链供应链稳定、保基层运转。

¹⁵ 《关于进一步做好抽水蓄能电站建设的通知》、《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》等。

同时，中国抽水蓄能的发展也面临着众多政策机遇：

- **电力市场化改革及辅助服务市场建设为抽水蓄能实现商品化、市场化提供路径：**电力市场化改革对于提高储能产业活力和整体竞争力具有非常重要的意义 (国家发展改革委 和 商务部, 鼓励外商投资产业目录 (2019 年版) 2019)。目前中国无论是取消对于发电企业的限制，还是禁止抽水蓄能电站成本计入输配电定价成本，都是为了逐步放开储能市场环境，鼓励不同主体进行投资。建立公平竞争的市场环境，也是现阶段储能政策的一项趋势，储能能不能体现价值与电改密切相关；从 2014 年东北首个电力调峰辅助服务市场启动，到 2019 年，全国已有 14 个地区¹⁶启动了电力辅助服务市场试点 (袁家海 和 席星璇 2020)。合理的辅助服务市场机制可以给予市场主体正确的经济激励。虽然目前辅助服务市场试点面临着产品单一、费用分摊不尽合理、定价交易机制不健全等问题 (袁家海 和 席星璇 2020)，但从长远来看，随着电力改革深入，两部制电价将被电力现货市场联动辅助服务市场替代 (赵增海, 以及其他 2016)，抽水蓄能等储能项目将无门槛、平等地参与到两个电力市场中竞争，实现调峰发电和辅助服务经济效益。
- **储能标准化加快建设对抽水蓄能及储能行业发展发挥支撑作用：**2019 年，国家发展改革委、科技部、工信部、能源局联合发布《贯彻落实<关于促进储能技术与产业发展的指导意见>2019-2020 年行动计划》，明确提出要推进抽水蓄能发展、完善储能标准体系建设，包括储能电站环保要求、全生命周期效益评估等 (国家发展改革委, 科技部, 以及其他 2019)。2020 年，政府也配套出台了一系列政策¹⁷，聚焦储能标准体系，希望发挥标准化对产业的支撑引领作用。未来储能的发展，需要在安全性、成本、性能等各个方面实现均衡 (樊桐杰 2020)，确立标准将有效推动行业有序发展。
- **“十四五”将成为储能应用的关键时期：**“十三五”规划明确提出要将抽水蓄能作为重点任务之一 (国家能源局, 2016)。政府也在“十三五”期间出台了一系列政策推动中国的储能产业发展及市场建设。然而，截止 2019 年年底，抽水蓄能发展规模与规划仍有差距。“十四五”时期，可再生能源装机规模将进一步增长，调峰需求也将随之增大。目前，“能源发展‘十四五’规划”、“电力‘十四五’规划”、“能源技术创新‘十四五’规划”、“可再生能源‘十四五’规划”等都将储能列入其中，部分规划还设置了储能专题进行研究 (中关村储能产业技术联盟, “十四五”时期我国储能产业发展展望 2020)。据预测，“十四五”期间抽水蓄能也将持续较快发展，投产规模约 500-600 万

¹⁶ 东北、华北、华东、西北、福建、山西、山东、新疆、宁夏、广东、甘肃、重庆、江苏、蒙西。

¹⁷ 《关于加强储能标准化工作的实施方案》、《2020 年国家标准立项指南》、《2020 年能源工作指导意见》等。

千瓦,开工3000-4000万千瓦(彭才德 2020)。未来“十四五”将成为储能应用的关键时期。

- **“风光水火储一体化”及“源网荷储一体化”带动储能行业发展:** 2020年8月,国家发展改革委和能源局发布《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见(征求意见稿)》,希望进一步促进统筹优化,提升能源电力利用效率和发展质量。其中,“风光水火储一体化”强调电源侧的灵活利用,“源网荷储一体化”侧重发挥负荷侧调节能力,两者都强调了储能的必要性;与此同时,在消纳约束趋紧的形势下,配套储能以带动当地新能源产业发展,成为众多地方政府的选择。截止到2020年6月,全国已有11个省份¹⁸出台政策要求新增风电、光伏项目强制匹配储能(国际能源网 2020)。虽然目前“新能源+储能”匹配模式仍面临着成本分摊不尽合理、难以推广的挑战(姚金楠 和 贾科华 2020),但从长远角度看,充分发挥储能电源侧、电网侧、负荷侧的多元化建设,创造多方共赢的商业模式,将有利于激发市场活力,创造良好的产业链。

4.2.3 生态环境对抽水蓄能发展的影响

2017年出台的《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》提出,到2020年全面完成全国生态保护红线¹⁹划定,基本建立生态保护红线制度,维护国家和区域的基本生态安全。截止到2019年底,初步划定的全国生态保护红线面积约占陆域国土面积的25%(生态环境部 2020)。生态保护红线原则上按禁止开发区域的要求进行管理,严禁不符合主体功能定位的各类开发活动,严禁任意改变用途,确保生态功能不降低、面积不减少、性质不改变(中共中央 和 国务院 2017)。

中国已建成31个抽水蓄能电站中,80%属于大型水电站²⁰(装机容量大于25万千瓦);36个在建抽水蓄能电站及33个待建抽水蓄能电站,也均属于大型水电站。大型抽水蓄能电站对地形、水资源、土地规划、移民条件都有一定要求。目前,中国部分抽水蓄能规划站点落在有关省份划定生态红线区内(如蒙西美岱抽水蓄能电站,详见6.1蒙西发展概况),存在环境敏感制约因素,直接影响了项目可行性和核准工作进展。

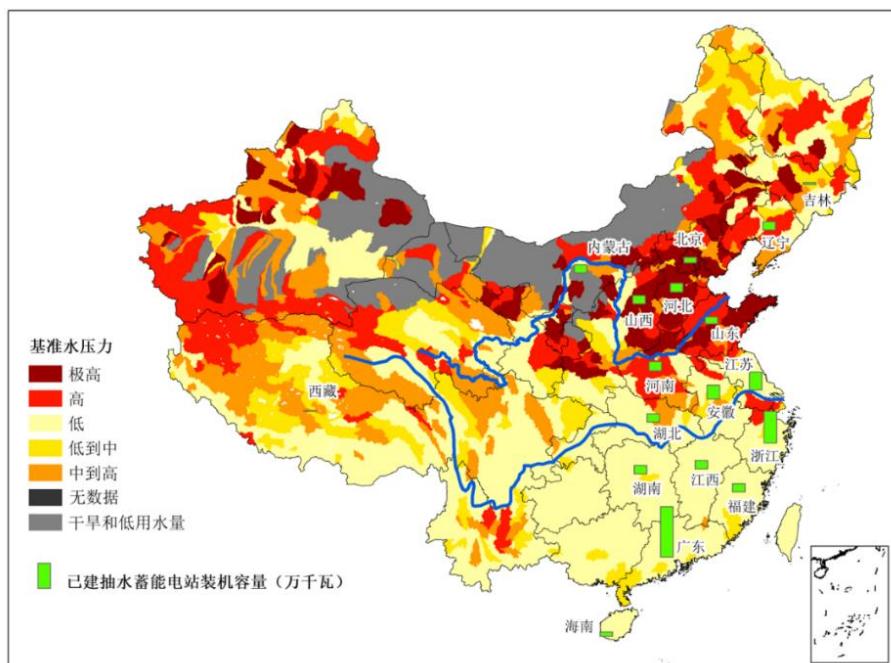
此外,全国范围内约有36.1%(1092万千瓦)的已建抽水蓄能电站已处于高及极高

¹⁸ 包括河南、湖南、内蒙古、新疆、江西、安徽、湖北、山西、山东、青海、辽宁。

¹⁹ 指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域,是保障和维护国家生态安全的底线和生命线,通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域,以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

²⁰ 按中国现行标准,装机容量小于5万千瓦的为小型水电站;装机容量5-25万千瓦的,为中型水电站;装机容量大于25万千瓦的为大型水电站(中国水力发电工程学会 2009)。

水压力地区（见图 16、图 17）；41.8%（2185 万千瓦）在建和 18.1%（760 万千瓦）待建抽水蓄能电站同样面临着高或者极高的水压力风险。“兴利服从防洪、区域服从流域、电调服从水调”是中国水利工程运行管理遵循的重要原则（水利部 2016），对于统筹水资源开发利用、水环境生态保护和发电等多重效益具有重要意义（陈雷 2017）。在此原则下，位于高水压力地区的抽水蓄能电站可能面临水资源稀缺而带来的风险。

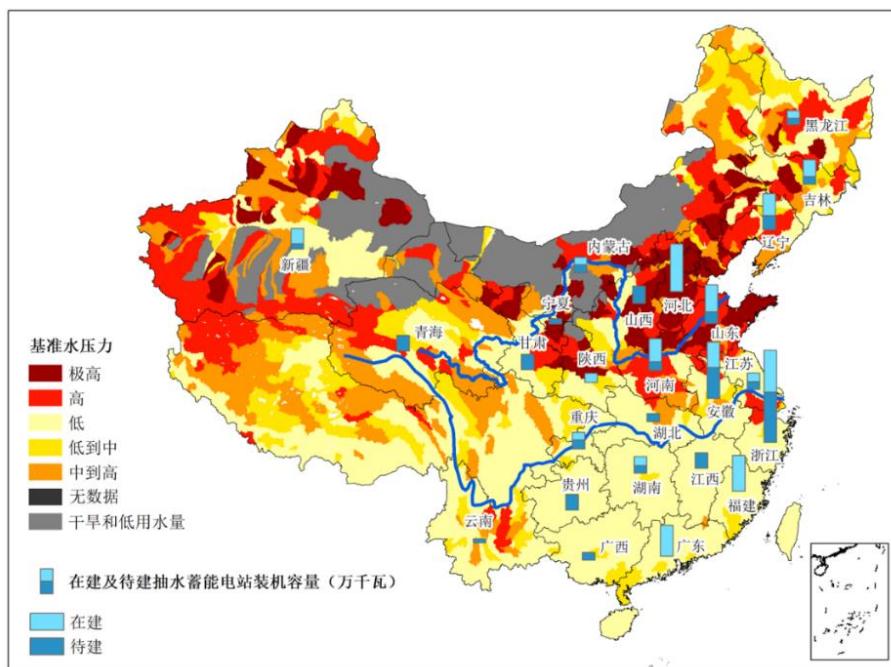


注：基准水压力等于年取水量（生活用水、工业用水和农业用水的总和）除以可用地表水量的平均值。高水压力及极高水压力地区，可再生淡水资源极其稀缺，自然现象、其他用水户的竞争、政治压力或监管措施等都可能造成水资源供应的中断 (ISciences 2011)。

数据来源：

- 中国已投运抽水蓄能电站数据：国家能源局大坝安全监察中心、中国电建集团及地方政府网站信息整理
- 中国基准水压力数据：(Wang, Zhong 和 Long 2016)

图 16 中国已投运抽水蓄能电站分布与水压力



数据来源：

- 中国在建及待建抽水蓄能电站数据：国家能源局大坝安全监察中心、中国电建集团及地方政府网站信息整理
- 中国基准水压力数据：(Wang, Zhong 和 Long 2016)

图 17 中国在建及待建抽水蓄能电站分布与水压力

5. 国际抽水蓄能发展经验及启示

2019 年，抽水蓄能装机规模排名前三的国家包括中国（3028 万千瓦），日本（2760 万千瓦）、美国（2290 万千瓦）。因此研究选取了美国和日本作为典型国家进行分析。两国均抽水蓄能发展历史悠久，美国已完成电力市场自由化，仅少数电力市场仍处于部分自由化阶段，日本目前电力市场处于部分自由化阶段 (Barbour, 以及其他 2016)。通过详细分析这两个国家的抽水蓄能经验，可为中国未来抽水蓄能发展提供一定参考依据。

5.1 美国抽水蓄能发展经验

60 年代到 80 年代前期，美国大规模批准和建设抽水蓄能发电站，为日益增长的核能发电提供调峰服务。80 年代后期，由于核电产能下降以及市场不确定性的增加，美国的抽水蓄能电站建设接近停滞 (Yang 和 Jackson 2011)。最近几年，随着联邦及州政府出台应对气候变化的方案，美国对清洁能源发电的硬性需求持续增长。对辅助服务的需求和稳定储能方式的探索使得美国再次将目光投向抽水蓄能 (Victor, 以及其他 2019)。

5.1.1 美国抽水蓄能电站经济效益分析

1996 年起，美国开始对垂直一体化的公用事业进行体制改革。联邦能源管理委员会(FERC)要求各州在发电、输电和配电的各个环节都进行自由公平竞争，建立开放的电力批发和零售市场，规定厂网分开经营，开放输电网络，实行电网收费服务等原则。北美地区（美国和加拿大）形成了 9 个区域输电组织和独立系统运营商（RTO/ISO），分别组织建立现货电能量市场和辅助服务市场 (陈中飞, 以及其他 2018)。抽水蓄能电站按照电力现货市场规则同时参与能量市场和辅助服务市场竞争与买卖，实现收益最大化：

- 能量市场：通过实行二部制电价，实时变动反映抽水蓄能供电价格；
- 辅助服务市场：抽水蓄能电站参与调频、调峰、备用等辅助服务产品竞价，维护和保障电网和电力输送稳定。参与辅助服务市场的收益占抽水蓄能电站总收益的三成到七成不等，对于电站实现收支平衡甚至实现正盈利非常重要 (王科, 以及其他 2019) (黄业斌, 以及其他 2006)。

然而，美国抽水蓄能行业同时面临着电力（尤其是辅助服务市场）市场化、商品化不足的挑战，如表 3 所示。克服抽水蓄能在融资环节上的劣势不仅仅需要电力市场的努力，更需要公共和私有部门整体融资环境从注重短期收益到合理评估长期回报的转变从而实现系统化变革。因此，美国也正在通过研究探讨，推动联邦和地方立法进一步开发辅助服务市场、建立全国通用的方法框架来评价（尚未商品化）的储能和容量产品价

值等 (National Hydropower Association 2018) (Ela, 以及其他人 2013) (Victor, 以及其他人 2019)。

表 3 美国抽水蓄能经济效益的挑战与对策

挑战	对策
PSH的附加价值并未商品化, 获得市场认可 (如黑启动)	进一步开发市场, 允许所有满足电网需求的灵活资源提供服务 (包括快速响应和黑启动)。
缺乏长期市场及商品, PSH的长期稳定性并未市场化	开发长期市场和产品, 认可大容量储能技术 (即 PSH) 在国内电网中起到的能源安全作用。如CAISO 最近展开将储能装置定义为输电资产的尝试, 但尚未制定长期战略。
电力市场尚未施行多年价格锁定 (multi-year price lock-in), 加之融资市场追逐短期回报, PSH在融资市场无法正确估值, 无法吸引投资商。	<ul style="list-style-type: none"> 电力市场: 逐步考虑实时多年价格锁定 (新英格兰电力市场已实施) 融资市场: 建立以项目生命周期为成本和收益为基础的经济模型, 考虑PSH为整个电网提供的关键支持服务来评估项目 FERC: 要求FERC建立一套通用的方法框架用以评估储能和容量产品的价值 整体环境: 从注重短期收益过渡到长期稳定价值

信息来源: (万正喜 和 胡云梅 2019); (张富强, 以及其他人 2018); (Uria-Martinez, 以及其他人 2018)

5.1.2 美国抽水蓄能电站环境效益分析

美国抽水蓄能电站的发展一直受到环境影响的制约, 许多项目甚至在初步可行性研究阶段就因当地政府和环保团体的反对而早早了结 (Yang 和 Jackson 2011)。抽水蓄能环境效益的争议还直接导致美国抽水蓄能项目繁冗的许可申请流程。一个抽水蓄能电站在美国需要长达10年才能投入运营, 包括3到5年联邦和项目所在州的环境合规调查, 以及3至5年的建设期。因此, 很少有金融机构愿意为这样的长期项目提供资金, 从而影响了抽水蓄能在美国的发展 (National Hydropower Association 2018)。近年来, 美国不断尝试通过创新降低抽水蓄能电站运行对当地的负面影响, 实现正环境效益, 例如引入闭环系统设计 (Closed-loop System) (National Hydropower Association 2018)。FERC也认可了闭环设计下的抽水蓄能电站对环境影响较小, 考虑将闭环抽水蓄能项目的许可流程缩短至两年 (Federal Energy Regulatory Commission 2017)。此外, 美国的埃尔希诺湖抽水蓄能电站及马尔昆尼农场抽水蓄能电站等, 也通过因地制宜的创新设计力图实现正环境效益, 为未来的抽水蓄能电站建设开启新的思路。

5.2 日本抽水蓄能发展经验

日本是抽水蓄能电站开发较早的国家之一, 1931 年便建成第一座 14 MW 装机容量

的抽水蓄能电站 (唐瑱, 高苏杰 和 郑爱民 2007)。20 世纪 50 年代以前, 日本以利用天然湖泊兴建的调节性能好的小型抽水蓄能电站为主, 用来弥补常规电站枯水季节出力的不足。1955 年以后, 随着日本火电与核电的大量投入运行, 能够满足瞬间启动容量、事故备用容量以及尖峰调整需要的抽水蓄能也得到了快速发展 (Lamb 2010)。2000 年后, 受经济发展放缓及福岛核事故后核电产业缩减的影响, 日本抽水蓄能电站建设相对减少 (唐瑱, 高苏杰 和 郑爱民 2007)。近几年, 随着日本对可再生能源的重视, 抽水蓄能电站规划也从以连接核电站和电力消费地为重点, 转向分散在光伏电站和风电站附近 (Econews 2018)。

5.2.1 日本抽水蓄能电站运行机制

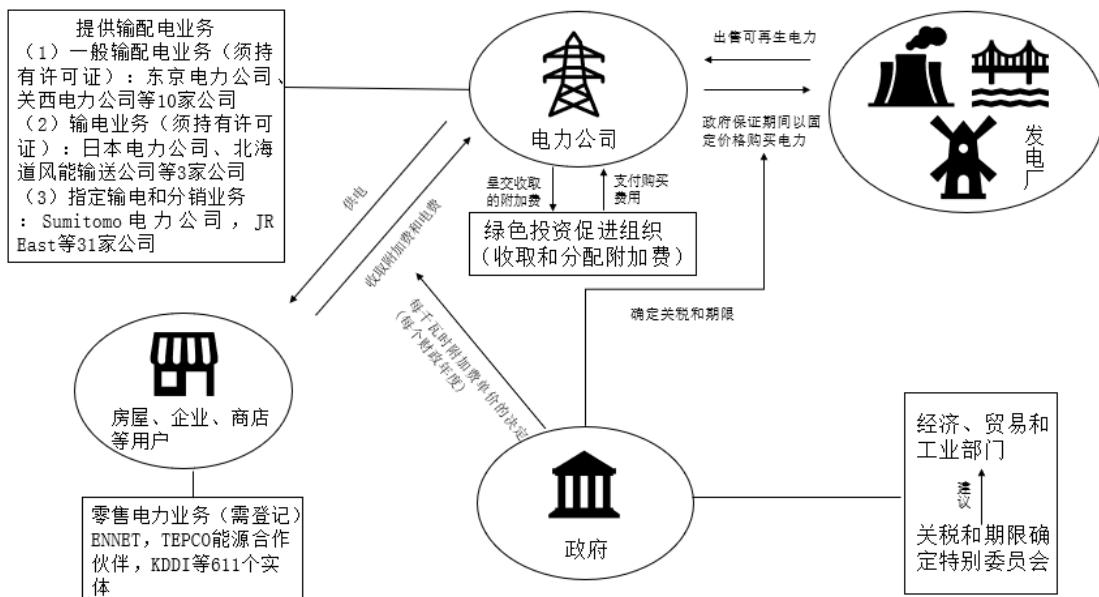
目前日本的电力市场已通过 2013 年开始的电力系统改革, 实现部分自由化, 由跨区域输电运营商协调组织(OCCTO)负责管理不同服务领域的供需, 并通过电力和天然气市场监督委员会加强对自由化电力市场的监督 (Japan Electric Power Information Center 2020)。日本还正在推进从法律上将输电和分销与垂直一体化的企业分开 (Japan Electric Power Information Center 2020)。然而, 日本仍存在区域垄断、私营垂直一体化公用事业及高昂的传输接入费, 使得日本独立发电商 (IPP) 占比仍较低 (George, Ihle 和 Wataru 2016)。因此, 日本的大多数抽水蓄能项目仍采用服务成本商业模式²¹, 以确保成本回收。

日本抽水蓄能电价机制主要有两种:

- 租赁制: 日本独立电源开发商的抽水蓄能项目目前全部采用了租赁模式 (Lamb 2010), 抽水蓄能电站由独立发电企业建造, 电网运营者向抽水蓄能电站支付年租赁费²²以获得电站使用权, 并在使用期间对电站进行考核奖惩 (崔继纯, 以及其他 2007)。
- 内部核算制: 主要应用于以日本电力公司为代表的发、输、配、售一体的公司旗下的抽水蓄能电站。抽水蓄能电站作为公司内部下属单位, 服从公司统一的运行调配, 实行内部核算 (Lamb 2010)。

²¹ 服务成本商业模式: 项目成本按照规范的方式支付, 通常是为了支付项目的运营成本加上商定(与监管机构)的项目资本成本回报率。这种商业模式常用于垄断供应商, 可能存在不公平竞争的情况。因此, 这种运营模式的挑战在于找到一种政策机制, 既能保障对储能行业的投资, 又能控制市场滥用的可能性 (Barbour, 以及其他 2016)。这种模式的典型国家有日本等。

²² 租赁费包括电站总成本 (不含抽水用电费)、利润、偿还贷款本金、投资者回报和税金等



信息来源: (Japan Electric Power Information Center 2020)

图 18 日本电力市场主要利益相关方分析

图 18 展示了抽水蓄能参与日本电力市场主要涉及到的利益相关者。在上网电价补贴政策 (FIT)下, 发电厂出售电力给电力公司; 电力公司运输/分配电力到具体零售方和个体用户, 并向用户收取电费及附加费; 附加费将由电力公司转给“绿色投资促进组织”, 用于成本调整; 经济, 贸易和工业部门, 将决定每年的电力供应来源、购买价格和购买期限 (Japan Electric Power Information Center 2020)。

5.2.2 日本抽水蓄能电站环境效益分析

日本环境机构、地方当局及公民团体都会参与到整个环境影响评估过程中。此外, 与电力有关的项目, 如发电厂建设, 还须经济、贸易和工业部的意见 (Ministry of Economy, Trade and Industry 2017)。环境影响评估步骤的增加, 导致了抽水蓄能项目筹备时间的延长。因此, 中小型电站成为日本近年来建设的首选 (New Energy and Industrial Tech Development Org 2014)。日本环境部根据《自然公园法》判定中小型水电站 (含抽水蓄能点站) 只需进行文献调查和听取调查即可 (New Energy and Industrial Tech Development Org 2014)。

此外, 日本政府还通过促进中小型非常规抽水蓄能电站提高环境效益。例如海洋抽水蓄能在减少二氧化碳排放和促进就业及地方发展建设的基础上, 还能够减少对生物多样性的破坏, 节省建设投资, 有利于电力系统的运行 (McLean 和 Kearney 2014)。然而, 海水腐蚀、海洋生物附着、风力作用下海水扩散等问题也给海水抽水蓄能带来挑战 (国家能源局, 关于发布海水抽水蓄能电站资源普查成果的通知 2017)。日本正通过积极研

发新的技术，例如循环型波力抽水蓄能发电系统，应对这些挑战。

5.3 国际经验对中国抽水蓄能发展的借鉴意义

抽水蓄能电站的特性，使得其在全球发展，都面临着相似的环境生态、规则政策和市场歧视等方面的挑战，包括对抽水蓄能附加价值认识不充分、市场化和商品化不足、受地域环境限制、缺乏长期收益量化等。本研究还选取了抽水蓄能发展具有一定代表性的德国和西班牙，对两国经验进行了梳理，见表 4。

综合来看，中国可以从四大方向借鉴国际经验，促进抽水蓄能及整个储能产业发展：1) 允许储能公平参与不同市场，提供多种服务并实现多元化市场收益；2) 持续优化监管框架，完善涉及抽水蓄能的产业政策和法律法规；3) 加快建设区域性和全国性辅助服务市场，细化辅助服务产品种类，逐步认可抽水蓄能在整个电力系统的价值；4) 加快推进标准化建设，推进储能市场化。

表 4 国际典型国家抽水蓄能发展经验

典型国家	2019年抽水蓄能规模	抽水蓄能发展特点	抽水蓄能面临的挑战	应对政策与措施			对中国的借鉴意义
美国	2290 万千瓦, 全球第三	<ul style="list-style-type: none"> 发展早、规模大; 抽水蓄能经历了一个“起落起”的发展过程, 近几年重新得到关注; 	<p>经济效益</p> <p>体制机制</p> <p>生态环境</p>	<ul style="list-style-type: none"> 自由竞争模式: 抽水蓄能电站按照电力现货市场规则同时参与能量市场和辅助服务市场, 与其他参与者竞争提供电力和辅助服务, 实现收益最大化; 开发新的辅助服务产品, 增加市场收益; 通过激励政策促进储能投资, 从而促进不同规模上可再生能源发电的部署; 	<ul style="list-style-type: none"> 允许所有满足电网需求的灵活资源提供服务; 9个区域输电组织和独立系统运营商 (RTO/ISO), 分别组织建立现货电能量市场和辅助服务市场; 整体融资环境正在从注重短期收益到合理评估长期回报的转变, 逐步考虑实时多年价格锁定; 	<ul style="list-style-type: none"> 通过技术降低抽水蓄能电站运行对当地的负面影响, 实现正环境效益; 因地制宜的创新设计; 	<ul style="list-style-type: none"> 建议通过立法和调整市场规则, 完善涉及抽水蓄能的产业政策和法律法规, 逐步建设公平开放的电力市场, 允许抽水蓄能充分参与市场竞争; 建议加快建设区域性和全国性辅助服务市场, 细化辅助服务产品种类, 逐步增加服务产品多样性, 逐步认可抽水蓄能提供辅助服务和能源安全的市场价值;
日本	2760 万千瓦, 全球第二 (仅次于中国)	<ul style="list-style-type: none"> 开发较早, 近几年重新得到关注; 抽水蓄能电站规划从以连接核电站和电力消费地为重点, 转向分散在光伏电站和 	<p>经济效益</p> <p>体制机制</p>	<ul style="list-style-type: none"> 租赁制(独立电源开发商)和内部核算制(发、输、配、售一体的公司)并行; 电力公司运输/分配电力到具体零售方和个体用户, 并向用户附加费, 用于“绿色投资促进组织”调整成本 	<ul style="list-style-type: none"> 设立跨区域输电运营商协调组织(OCCTO), 统筹规划跨区供需/电网运行规划, 确保输电和配电的中立性; 通过电力和天然气市场监督委员会加强对自由化电力市场的监督; 	<ul style="list-style-type: none"> 抽水蓄能电站具有覆盖发电厂、电网企业和用电户在内的整个电力系统的价值, 其电价机制应综合考虑电量效益和容量效益, 实现成本在收益主体间的合理分摊; 优化非市场电价机制, 探索租赁制付费模式, 结合抽水蓄能电站在电力系统中的功能和收益主体, 对租赁制进行合理分摊, 并根据其实际运营情况开展实时审核; 	

典型国家	2019年抽水蓄能规模	抽水蓄能发展特点		抽水蓄能面临的挑战	应对政策与措施	对中国的借鉴意义
		抽水蓄能发展特点	抽水蓄能面临的挑战			
德国	640 万千瓦, 全球第四	抽水蓄能占全国储能系统 94%; 能源结构高比例可再生能源, 重视能源系统灵活性	风电站附近; 生态环境	生态环境	<ul style="list-style-type: none"> 日本环境机构、地方当局及公民团体都会参与整个环评估过程; 促进中小型及非常规抽水蓄能电站提高环境效益; 积极研发新的技术; 	
				经济效益	<ul style="list-style-type: none"> 高容量电价(每年 6 万欧元/兆瓦)是主要驱动因素; 抽蓄还利用现货市场价差获利, 但差价正逐年降低; 储能多元化应用有效改善商业模式, 例如光伏与储能相结合降低了自发自用的发电成本; 用户侧项目正快速发展, 尤其是商业和工业领域; 与电网侧储能建设相比, 经营者能灵活选择商业模式, 在于为用户节省联网和电网费用 	<ul style="list-style-type: none"> 建议允许储能参与不同市场, 提供多种服务并实现多元化市场收益; 直接补贴对市场早期培育有益, 但更重要的是监管框架的统一和优化; 建议加快推进电力现货市场建设, 完善容量补偿机制或容量市场; 标准化是批量生产的先决条件, 还可以避免国际贸易技术壁垒, 降低市场准入门槛;
				体制机制	<ul style="list-style-type: none"> 2012 年起, 德国通过“储能资助倡议”对储能进行了超过 2 亿欧元的补贴, 但补贴金不应被视为长远支持方案; 为创新技术提供欧盟排放交易体系(EU ETS)下的创新基金; 规定了输电和配电运营商除特殊情况不应拥有或运营储能设备, 提高储能竞争力; 禁止将储能和其他技术区别对待; 优化监管框架以提高运营商收益 2016 年出台《德国储能标准化路线图》, 为储能规范化、规模化铺路 	
				生态环境	<ul style="list-style-type: none"> 积极探索废煤矿等非常规抽水蓄能电站建设; 积极研发新的技术; 	

典型国家	2019年抽水蓄能规模	抽水蓄能发展特点		抽水蓄能面临的挑战		应对政策与措施	对中国的借鉴意义		
		抽水蓄能占全国储能系统	经济效益	体制机制	生态环境				
西班牙	610万千瓦, 全球第五	占全国储能系统 91%	经济效益	主要利用峰谷价差及热备用服务收益	体制机制	<ul style="list-style-type: none"> 全国分 7 个电业管理区, 由西班牙电业联合会进行协调 (由 21 家电力公司联合组成); 欧洲修订电力方案 (2019/944) 规定了系统输电和配电运营商除特殊情况不应拥有或运营储能设备, 提高储能竞争力; 	生态环境	要求公共事业公司最大限度地利用现存的大坝和水库	欧洲电力市场的协调, 以及联网水平的提高, 使得电力市场价差在逐步减少;

信息来源: 课题组整理。

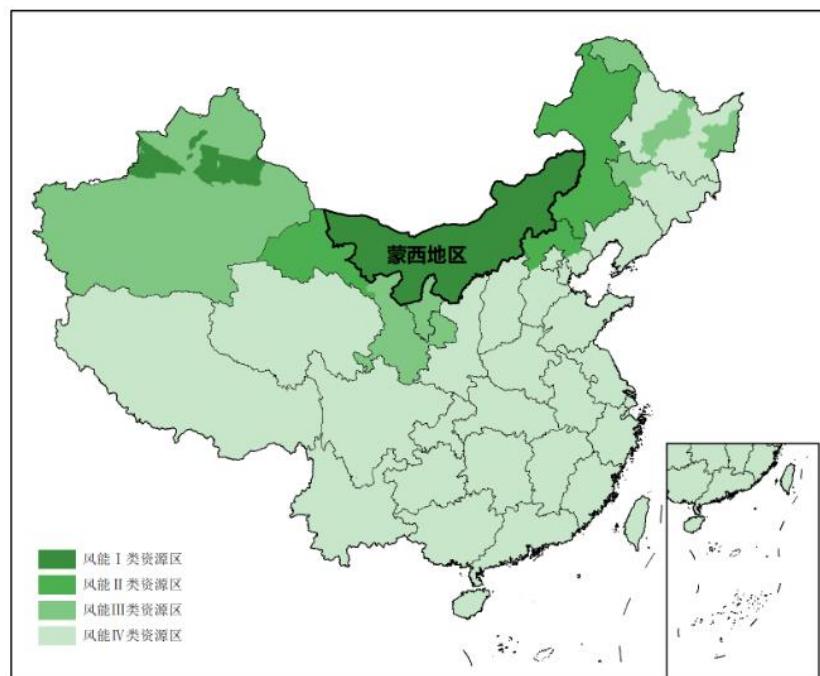
6. 抽水蓄能促进风光发电电能消纳案例研究：蒙西

6.1 蒙西发展概况

6.1.1 蒙西发展现状

蒙西地区指内蒙古自治区西部，包括呼和浩特市、包头市、鄂尔多斯市、乌兰察布、巴彦淖尔、乌海、阿拉善、和锡林郭勒盟，共八个盟市，总面积约 71 万平方千米，占全自治区土地面积的 59.1%。蒙西电网由内蒙古电力(集团)有限责任公司负责建设运营。2018 年，蒙西地区生产总值占内蒙古自治区的 73%，发电量占全自治区的 74%，是内蒙古自治区重要的经济引擎 (内蒙古自治区人民政府 2020)。

蒙西地区风能资源总储量约为 70 亿千瓦，距地面 70 m 和 100 m 高度层的风能资源技术开发量分别约为 10 亿千瓦和 15 亿千瓦，占国家 I 类风能资源的 82%，是中国规划发展的八大风电基地中最大的风电基地。

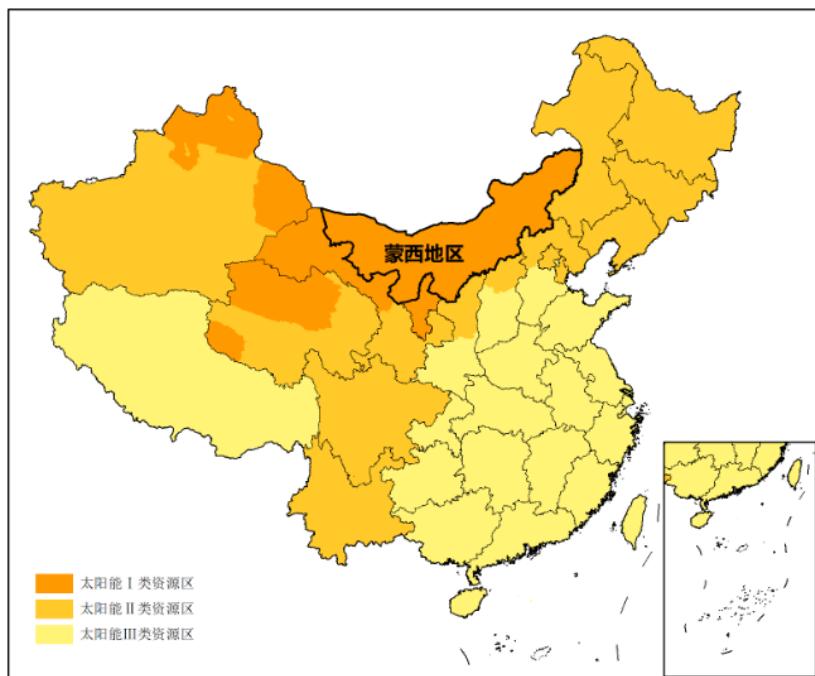


资料来源：(国家发展改革委，关于完善风力发电上网电价政策的通知 2009)

图 19 蒙西地区风能资源概况

内蒙古地区太阳能资源丰富，太阳能总辐射为年 1300-1740 千瓦时/平方米，仅次于西藏，居全国第二，全区太阳能分布特点自东向西递增。蒙西地区占全国 I 类太阳能资源的 42% (如图 20 所示)，其中阿拉善盟、鄂尔多斯市和巴彦淖尔市等地区太阳能

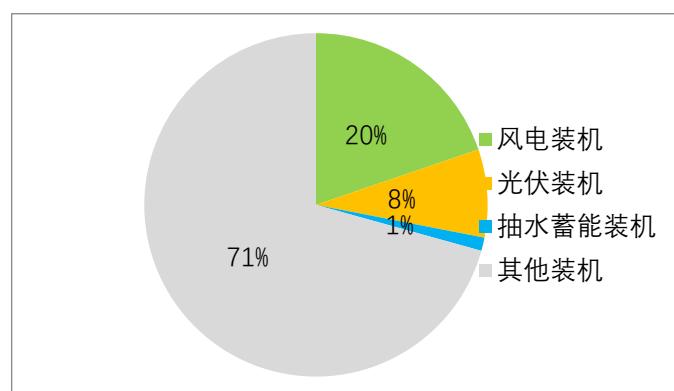
资源较好，太阳能总辐射为年 1700-1740 千瓦时/平方米。



资料来源: (国家发展改革委, 关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知 2013)

图 20 蒙西地区太阳能资源概况

2019 年, 蒙西风电累计装机容量达 1896 万千瓦, 光伏发电累计装机容量已达 795 万千瓦 (内蒙古自治区能源局 2020), 分别是“十二五”末期的 1.3 倍和 1.9 倍, 风光装机占蒙西电力总装机的 28% (见图 21)。预计 2020 年, 蒙西地区风电装机容量将达 1985 万千瓦, 超过“十三五”规划风电规模 (1700 万千瓦) 的 1.2 倍 (国家发展改革委 和 国家能源局, 电力发展“十三五”规划 (2016-2020 年) 2016); 2020 年蒙西光电装机容量将达 1000 万千瓦 (内蒙古电力公司 2020), 占“十三五”规划光伏发电规模 (1200 万千瓦) 的 83%。

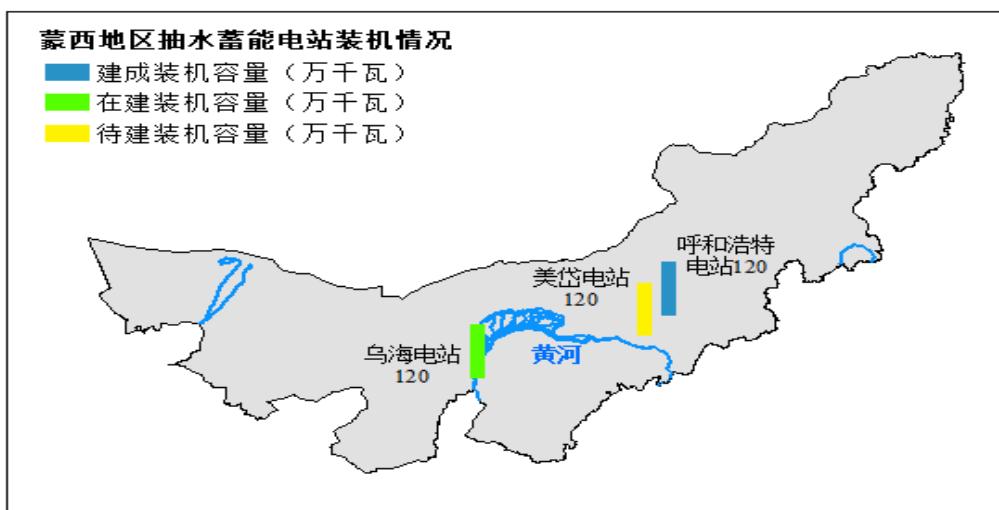


数据来源: 由国家能源局大坝安全监察中心、内蒙古政府网站、内蒙古自治区能源局官网信息整理。

图 21 蒙西发电结构 (2019)

风光装机增长的同时，2019年蒙西地区弃风率达9.2%，是全国平均弃光率的2.3倍；弃光率则为2%，和全国平均弃光率持平（内蒙古自治区人民政府2020）。2020年，蒙西被列入风电投资监测橙色预警地区，须暂停新增风电项目（国家能源局，关于发布《2020年度风电投资监测预警结果》和《2019年度光伏发电市场环境监测评价结果》的通知2020），以落实本地消纳为首要任务。

如图21所示，蒙西抽水蓄能装机容量120万千瓦，占蒙西电力总装机的1%，占风光装机的4%。蒙西抽水蓄能资源丰富，根据有关抽水蓄能电站站点资源普查资料，蒙西地区具备一定条件的抽水蓄能电站有36个，总装机规模超过4000万千瓦。按地域上划分：呼和浩特市8个，包头市5个，乌兰察布市11个，乌海市2个，锡林浩特市2个，巴彦淖尔盟8个。然而，位于蒙西的呼和浩特抽水蓄能电站是目前内蒙古自治区唯一在运营的抽水蓄能电站，装机容量120万千瓦，提供调峰调频等综合服务；2）乌海抽水蓄能电站（120万千瓦）及美岱抽水蓄能电站（120万千瓦）被列入国家“十三五”期间重点项目，目前乌海抽水蓄能电站已通过可研性研究，预计“十四五”期间开工建设，而美岱抽水蓄能电站仍在规划中，尚未开工，进展落后于“十三五”规划，见图22。目前，蒙西正在计划将储能作为“十四五”专项规划，从电网侧、负荷侧、发电侧全面部署储能，包括调研“十四五”新的抽水蓄能站点。



资料来源：根据国家能源局大坝安全监察中心、中国电建集团及地方政府网站信息整理。

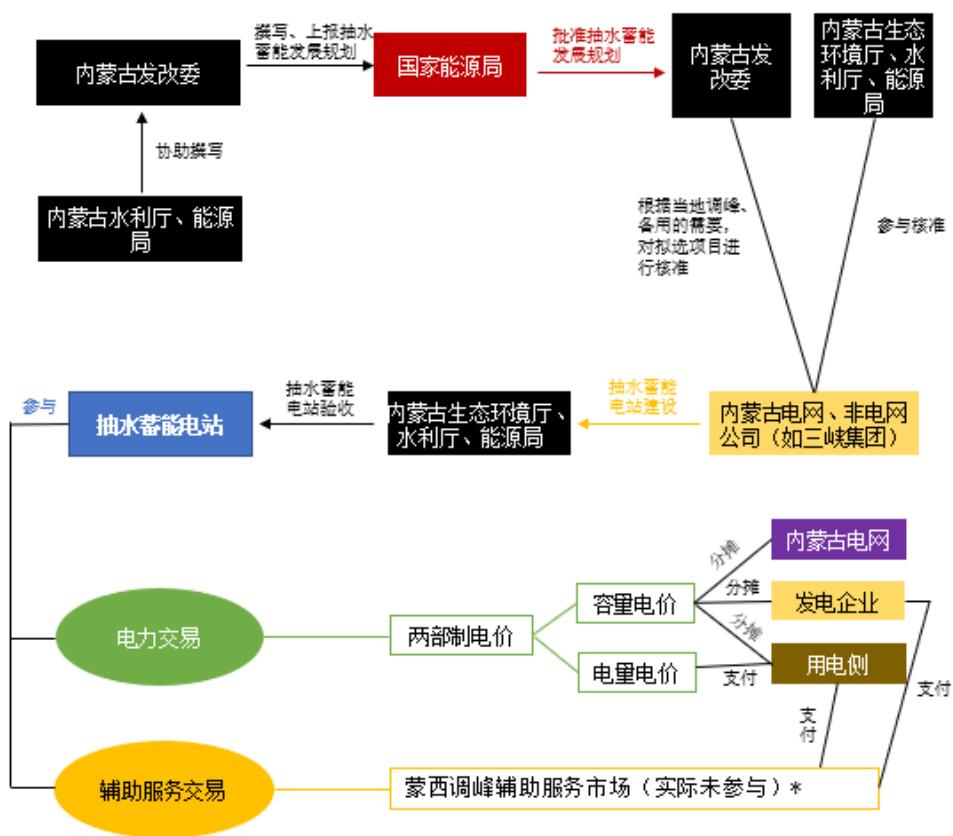
图22 蒙西地区抽水蓄能电站装机情况

6.1.2 蒙西抽水蓄能发展面临的挑战

蒙西抽水蓄能发展同样面临着来自经济效益、政策机制、以及生态环境的挑战。

经济效益方面，目前蒙西呼和浩特抽水蓄能电站采用两部制电价，其中电量电价主要由用电侧支付，容量电价由发电企业、电网、及用户侧三方分摊（见图23）。1）电

量电价上，2019 年蒙西尚未实施电量峰谷电价，呼和浩特抽水蓄能电站抽水电价是上网电价的 75%，根据抽水蓄能“抽三补四”的特点，发电收入与抽水成本基本持平；2) 容量电价上，目前呼和浩特抽水蓄能电站全部收益来源于容量电费，而容量电费核定不足是造成呼和浩特抽水蓄能电站亏损的主要原因之一²³。同时，单一容量电价收益来自固定容量电费，与机组利用率基本无关，使得电站缺乏发电积极性；3) 目前，蒙西已开始电力调峰辅助服务市场试点，但由于两部制电价已包括部分对储能的辅助服务的经济补偿，因此呼和浩特抽水蓄能电站暂未参与试点交易；4) 此外，由于预算不足、资金短缺等原因，呼和浩特抽水蓄能电站运行和维护费用不足，设备存在隐患，部分机组未投入使用²⁴。



注：呼和浩特抽水蓄能电站因使用两部制电价获得经济补偿，暂时不参与辅助服务市场运行。

来源：由北极星储能网、国家能源局、江西省人民政府网站等信息整理

图 23 蒙西抽水蓄能利益相关方分析 (2019)

²³ 根据 2015 年-2018 年呼和浩特抽水蓄能电站成本监审，内蒙古发改委暂定电站的容量电价为每年 6 亿元；但按照国务院关于两部制电价的规定，呼和浩特抽水蓄能电站的核定容量电费应为每年 7.5 亿（含税）。

²⁴ 根据 2020 年 10 月 14-16 日实地调研资料整理。

政策机制方面，蒙西抽水蓄能发展同样面临着缺乏产业机制系统性方案、缺乏配套管理规范及标准体系、激励政策不够完备等问题。1) 蒙西地区辅助服务市场有限，难以匹配储能市场的发展，因此还需要考虑合理的跨区机制；2) 由于技术标准缺失，蒙西部分电化学储能应用效果与安全水平不足，难以支撑储能配置的需求。缺乏配套规范，也使得抽水蓄能等储能的调度难以精准评估，使得企业对储能的应用缺乏内在动力；3) 根据 2020 年内蒙古《2020 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知(征求意见稿)》，要求光伏电站配置储能容量不低于 5%。然而目前落实机制不明确，发电企业被动按照政府要求配置储能，缺乏相关参数规定、成本疏导、及统筹调度方案；4) 此外，由于蒙西风光消纳存在困难，蒙西对发电企业采取上网限电政策，影响了发电企业盈利。因此，蒙西发电企业正在积极考虑如何通过拓展市场增强自身消纳能力。但受市场定位限制，发电企业难以参与后端市场，缺乏对接机制。

生态环境方面，内蒙古目前正在调整优化生态保护红线（内蒙古自治区人民政府 2020），确定方案尚未出台。依照相关参考数据，内蒙古 2018 年划定生态保护红线区域 53.1 万平方公里，约占全自治区国土面积的 44.9%，全国第三²⁵（刘皓 2020），对部分抽水蓄能规划站点形成制约。以美岱抽水蓄能电站为例。美岱抽水蓄能电站规划 120 万千瓦，是“十三五”抽水蓄能电站重点开工项目之一（国家发展改革委 和 国家能源局，电力发展“十三五”规划（2016-2020 年） 2016）。然而，美岱抽水蓄能电站位于蒙西大青山生态自然保护区南坡，根据《内蒙古自治区大青山国家级自然保护区条例》，在保护区外围建设的项目，不得影响保护区内的环境质量和生态功能（内蒙古自治区人大常委会 2013）。2017 年《生态保护红线划定指南》里也明确严禁不符合主体功能定位的各类开发活动（生态环境部 和 国家发展改革委，生态保护红线划定指南 2017）。美岱抽水蓄能电站建设项目因此停滞，“十三五”末期仍处于规划阶段。水资源方面，目前运行的呼和浩特抽水蓄能电站依托天然水库，年平均用水量约 700 万方，仅占呼和浩特市 2019 年工业用水量的 6%，总用水量的 1%。然而，蒙西抽水蓄能继续发展，除去依托天然水库的选点，还是以黄河补水为主。当前，黄河流域水资源面临供需矛盾，国家战略落地及生态文明建设等还将驱动新的用水需求（王煜，以及其他 2019），因此黄河流域水资源管理将可能对蒙西抽水蓄能发展形成制约。

6.2 蒙西本网消纳风能及光伏发电电能情景分析

6.2.1 方法学介绍

研究采用了电力调峰平衡分析的方法对蒙西电网本地区的消纳情况进行计算。通过

²⁵ 第一是西藏，划定的生态保护红线区域占西藏自治区国土面积的 46.5%；第二是青海，划定的生态保护红线区域占全省国土面积的 45%。

电力电量平衡，确定电力市场空间、电力流、调峰电源需求，是开展电源规划和电网规划和电气计算的基础。考虑近期抽水蓄能电站发展的确定性和远景调峰储能技术发展等的不确定性，研究规划水平年采用 2035 年，分析蒙西电网的需求及供需平衡。情景分析共考虑了 4 个抽水蓄能装机方案，研究不同抽水蓄能规模对消纳风电的影响，包括：

- 情景 1：抽水蓄能维持现有规模，即呼和浩特抽水蓄能电站（装机 120 万千瓦）；
- 情景 2：抽水蓄能装机 360 万千瓦，包括乌海（120 万千瓦）、美岱（120 万千瓦）两个站点；综合蒙西抽水蓄能电站实际建设情况，360 万千瓦抽水蓄能装机规模最接近 2035 年的抽水蓄能发展设想；
- 情景 3：抽水蓄能装机 600 万千瓦；研究蒙西电网就地消纳风能、光伏发电的能力，探讨其中是否存在规律可循。
- 情景 4：抽水蓄能装机 1200 万千瓦；

情景 3 和情景 4 的设立主要为了研究蒙西电网就地消纳风能、光伏发电的能力，探讨其中是否存在规律可循。研究不同抽水蓄能规模对消纳风电影响的评判原则为在既定的基础条件下，全网实现电力（调峰）平衡，不缺电、不弃风、不弃光，比较不同情景消纳风电的装机规模和需要的煤电装机规模。

基础参数设置如下（详见表 5）：

- 预测 2035 年蒙西电网系统最高负荷 6000 万千瓦，最小负荷率 0.62（参考附录 1 2035 年蒙西电网负荷水平及特性）；
- 2035 年蒙西电网系统电源结构如下：
 - 蒙西电网常规水电资源匮乏，开发潜力较小，预计 2035 年水电装机容量 81 万千瓦，维持现有规模，可利用容量 81 万千瓦，调峰能力 100%；
 - 供热机组装机容量 750 万千瓦，调峰幅度 10%；
 - 抽水蓄能最大抽水负荷（能力）等于装机容量，抽水蓄能机组调峰能力相当于装机容量的两倍；
 - 常规煤电装机按电力平衡需要确定；发电机组最小技术出力 55%（调峰能力 45%）；
 - 风电装机容量通过电力（调峰）平衡确定，在全网电力平衡的基础上进行调峰平衡，在保证电厂安全运行的前提下实现风电不弃风，反推算相应的风电建设规模。风电具有突出的反调峰发电特性，风能发电尖峰电量出现概率低、持续时间短，全额消纳需付出额外成本，降低系统整体经济性。本研究风电在高峰

负荷时段的出力（保证出力）取 5%，在低谷负荷时段的上网容量取 40%（参考附录 2 蒙西电网风电发展设想）。

- 光伏发电效益在白天起作用，因系统最大负荷出现在晚上 19:00-22:00，因此在电力平衡中，光伏发电的可利用容量为 0；在系统负荷小方式（每天后半夜）时光伏发电出力亦为 0；所以，光伏发电在负荷高峰和低谷时（均在晚上）对电力（调峰）平衡没有影响；经计算，蒙西电网在不弃风、不弃光的原则下消纳光伏发电合理装机规模可取 1600 万千瓦左右（参考附录 3 蒙西电网光伏发电发展设想）。

表 5 蒙西电网电力（调峰）平衡基础资料（单位：万千瓦）

	项目	2035 年
一	系统最高负荷	
	全社会用电最高负荷	6000
	最小负荷率	0.62
二	系统电源装机容量	
1	水电	81
	水电可利用容量	81
	小方式出力	0
2	常规煤电	
	机组最小技术出力（%）	55
3	供热机组	750
	可利用容量	750
	机组最小技术出力（%）	10
4	抽水蓄能	360
	最大抽水负荷（能力）	-360
5	风电装机容量	
	大方式可利用容量（%）	5
	小方式发电出力（%）	40
6	光伏发电	1600
	可利用容量	0
	小方式发电出力	0

6.2.2 蒙西电网 2035 年电力（调峰）平衡

蒙西电网 2035 年电力（调峰）平衡分析结果如表 6 所示。

表 6 蒙西电网 2035 年电力（调峰）平衡表（单位：万千瓦）

序	项目	情景一	情景二	情景三	情景四
一	系统最高负荷	6000	6000	6000	6000
1	基荷	3720	3720	3720	3720
2	峰荷	2280	2280	2280	2280

序	项目	情景一	情景二	情景三	情景四
二	系统备用容量	900	900	900	900
1	负荷及旋转事故备用	480	480	480	480
1)	负荷备用	180	180	180	180
2)	旋转事故备用	300	300	300	300
2	停机事故备用	240	240	240	240
3	检修备用	180	180	180	180
三	系统需要容量	6900	6900	6900	6900
四	电源装机容量	8814	9762	10711	13085
1	水电	81	81	81	81
2	常规煤电	5940	5650	5360	4630
3	供热机组	750	750	750	750
4	抽水蓄能	120	360	600	1200
5	风电	322	1321	2320	4824
6	光伏发电	1600	1600	1600	1600
五	电源利用容量	6900	6900	6900	6900
(一)	水电利用容量	81	81	81	81
1	工作容量	81	81	81	81
1)	基荷	0	0	0	0
2)	峰荷	81	81	81	81
2	备用容量	0	0	0	0
(二)	供热机组利用容量	750	750	750	750
1	工作容量	750	750	750	750
1)	基荷	675	675	675	675
2)	峰荷	75	75	75	75
2	备用容量	0	0	0	0
(三)	抽水蓄能利用容量	120	360	600	1200
1	峰荷	120	360	600	1200
2	备用容量	0	0	0	0
3	小方式抽水负荷	(120)	(360)	(600)	(1200)
4	最大抽水负荷(能力)	(120)	(360)	(600)	(1200)
(四)	风电利用容量	16	66	116	241
1	峰荷	16	66	116	241
2	小方式出力	129	529	928	1930
3	小方式可发电(能力)	129	529	928	1930
4	弃风电力	0	0	0	0
(五)	光伏发电	0	0	0	0
1	大方式发电出力	0	0	0	0
2	小方式发电出力	0	0	0	0
(六)	煤电利用容量	5933	5643	5353	4628
1	开机容量	5520	5230	4940	4210
1)	工作容量	5033	4743	4453	3728
	基荷	3036	2877	2717	2316

序	项目	情景一	情景二	情景三	情景四
	峰荷	1997	1867	1736	1413
2)	负荷及旋转事故备用	480	480	480	480
3)	富余空闲容量	7	7	7	2
2	机组最小技术出力	3036	2877	2717	2316
3	停机事故备用	240	240	240	240
4	检修备用	180	180	180	180
七	电力盈(+)亏(-)	7	7	7	2
八	调峰盈(+)亏(-)	0	0	0	0

注：系统负荷备用按省网最大负荷3%计算；旋转事故备用按省网最大负荷5%计算；停机事故备用按省网最大负荷4%计算；检修备用按蒙西省网最大负荷3%计算。

从表6结果可以看出，系统每增加100万千瓦抽水蓄能容量，可以增加消纳风电规模约416万千瓦，并且相应可替代煤电装机121万千瓦。

6.2.3 敏感性分析

考虑到技术发展及现有煤电机组技术改造，研究将煤电最小技术出力从0.55降低到0.5；同时，考虑风电可利用特性的不确定性，研究将风电最大发电出力率（系统低谷负荷时段）从40%提高到50%，对蒙西电网2035年电力（调峰）平衡进行敏感性分析，结果如表7所示。

表7蒙西电网2035年电力（调峰）平衡敏感性分析（单位：万千瓦）

序	项目	情景一	情景二	情景三	情景四
一	系统最高负荷	6000	6000	6000	6000
1	基荷	3720	3720	3720	3720
2	峰荷	2280	2280	2280	2280
二	系统备用容量	900	900	900	900
1	负荷及旋转事故备用	480	480	480	480
1)	负荷备用	180	180	180	180
2)	旋转事故备用	300	300	300	300
2	停机事故备用	240	240	240	240
3	检修备用	180	180	180	180
三	系统需要容量	6900	6900	6900	6900
四	电源装机容量	9301	10021	10741	12541
1	水电	81	81	81	81
2	常规煤电	5910	5630	5360	4660
3	供热机组	750	750	750	750
4	抽水蓄能	120	360	600	1200
5	风电	840	1600	2350	4250
6	光伏发电	1600	1600	1600	1600
五	电源利用容量	6900	6900	6900	6900
(一)	水电利用容量	81	81	81	81
1	工作容量	81	81	81	81

序	项目	情景一	情景二	情景三	情景四
1)	基荷	0	0	0	0
2)	峰荷	81	81	81	81
2	备用容量	0	0	0	0
(二)	供热机组利用容量	750	750	750	750
1	工作容量	750	750	750	750
1)	基荷	675	675	675	675
2)	峰荷	75	75	75	75
2	备用容量	0	0	0	0
(三)	抽水蓄能利用容量	120	360	600	1200
1	峰荷	120	360	600	1200
2	备用容量	0	0	0	0
3	小方式抽水负荷	(120)	(360)	(600)	(1200)
4	最大抽水负荷(能力)	(120)	(360)	(600)	(1200)
(四)	风电利用容量	42	80	118	213
1	峰荷	42	80	118	213
2	小方式出力	420	800	1175	2125
3	小方式可发电(能力)	420	800	1175	2125
4	弃风电力	0	0	0	0
(五)	光伏发电	0	0	0	0
1	大方式发电出力	0	0	0	0
2	小方式发电出力	0	0	0	0
(六)	煤电利用容量	5907	5629	5351	4656
1	开机容量	5490	5210	4940	4240
1)	工作容量	5007	4729	4451	3756
	基荷	2745	2605	2470	2120
	峰荷	2262	2124	1981	1636
2)	负荷及旋转事故备用	480	480	480	480
3)	富余空闲容量	3	1	9	4
2	机组最小技术出力	2745	2605	2470	2120
3	停机事故备用	240	240	240	240
4	检修备用	180	180	180	180
七	电力盈(+)亏(-)	3	1	9	4
八	调峰盈(+)亏(-)	0	0	0	0

注：系统负荷备用按省网最大负荷3%计算；旋转事故备用按省网最大负荷5%计算；停机事故备用按省网最大负荷4%计算；检修备用按蒙西省网最大负荷3%计算。

从表7结果可以看出，当煤电最小技术出力为0.5、风电最大发电出力率(系统低谷负荷时段)50%时，系统每增加100万千瓦抽水蓄能容量，可以增加消纳风电规模约315万千瓦，并且相应可替代煤电装机115万千瓦。

6.2.4 蒙西抽水蓄能开发对本网消纳风能和光伏发电电能影响效果综合分析

表6表7表明，等量的抽水蓄能装机增量所能增加消纳风能的效果基本一致，具

有显著的规律性。在不同抽水蓄能规模、不同的煤电调峰能力、不同风电发电容量的 8 个组合情景下，系统每增加 100 万千瓦抽水蓄能容量，可以增加消纳风电规模约 315-416 万千瓦，并且相应可替代煤电装机 115-121 万千瓦。建设抽水蓄能可以有效地促进风电消纳并替代煤电装机。至于蒙西电网消纳风能和光伏发电的合理规模，则应通过深入的技术经济论证慎重决策，研究情景不能作为实际实施规划的依据。

6.3 蒙西风能及光伏发电电能外送情景分析

6.3.1 方法学介绍

蒙西风电和光伏发电外送情景分析以外送风电为中心，按不同电源及其不同规模的组合拟定情景方案，分析比较输电方案的技术经济合理性。蒙西地区电力外送，受电地区除电力市场较大的华北电网之外，大部分将远距离输送到华中、华东等能源资源缺乏区域。

研究优选采用技术经验成熟、且比较安全稳定的特高压直流输电作为远距离大容量输电手段。蒙西风光外送规模大，单回路输电工程容量不应太小，以减少输电回路数。输电工程规模则根据各外送情景方案的电源组合及其发电特性，按电源送出需要确定。

考虑到风电上网容量比率的不确定性，研究分析了三大类情景：

- 情景 1：考虑风电上网容量为装机容量的 60%，最小上网容量取 5%，实际外送风电容量 600 万千瓦所对应的风电装机容量规模为 1000 万千瓦；
- 情景 2：考虑风电上网容量为装机容量的 50%，最小上网容量取 5%，实际外送风电容量 500 万千瓦所对应的风电装机容量规模为 1000 万千瓦；
- 情景 3：考虑风电上网容量为装机容量的 55%，最小上网容量取 5%，实际外送风电容量 550 万千瓦所对应的风电装机容量规模为 1000 万千瓦。

同时，研究配合考虑了八个输电方案，比较其年输电利用小时数，包括：

- 纯风电 1000 万千瓦；
- 风电 1000 万千瓦+光伏 300 万千瓦；
- 风电 1000 万千瓦+抽水蓄能 100 万千瓦；
- 风电 1000 万千瓦+光伏 200 万千瓦+抽水蓄能 100 万千瓦；
- 风电 1000 万千瓦+光伏 200 万千瓦+抽水蓄能 200 万千瓦+煤电 200 万千瓦；
- 风电 1000 万千瓦+光伏 200 万千瓦+煤电；

- 风电 2000 万千瓦+光伏 400 万千瓦+抽水蓄能；
- 风电 2000 万千瓦+光伏 400 万千瓦+抽水蓄能+煤电 200 万千瓦。

基础参数设置如下：

- 有关单位研究表明，借风电送出通道补充送光伏电量，在风电上网率为 60%-70%时，弃光率不大于 10%的可送光伏装机容量约为风电装机容量的 20%左右。因此，系统每输送 1000 万千瓦装机容量的风电可以利用其互补作用补充输送太阳能发电装机规模约 200 万千瓦。
- 光伏发电装机利用小时按 1600 小时、打捆煤电最小技术出力按 50%计算；
- 有效容量为系统运行最大负荷时段输电容量；有效容量=风电保证出力+抽水蓄能发电出力+煤电发电出力；太阳能在系统高峰负荷时段和负荷低谷时段均不发电。

6.3.2 外送情景分析

根据各方案的电源发电容量及输电规模，研究计算出输电工程的年利用小时，如下表 8 所示。

表 8 外送情景方案及其分析比较表

输电方案	容量配套 (万千瓦)				输电容量 (万千瓦)	有效容量 (万千瓦)	年输电小时数 (小时)
	风电上网容量	光伏	抽水蓄能	煤电			
情景 1：风电上网容量为装机容量的 60%，最小上网容量取 5%							
1 纯风电	600	0	0	0	600	50	3800
2 风电+光伏	600	300	0	0	600	50	4600
3 风电+抽水蓄能	600	0	100	0	500	150	4500
4 风电+光伏+抽水蓄能	600	200	100	0	500	150	5100
5 风电+光伏+抽水蓄能+煤电	600	200	200	200	500	450	6800
6 风电+光伏+煤电	600	200	0	400	800	450	5500
7 风电+光伏+抽水蓄能	1200	400	400	0	800	500	6300
8 风电+光伏+抽水蓄能+煤电	1200	400	500	200	800	800	7300
情景 2：考虑风电上网容量为装机容量的 50%，最小上网容量取 5%							
1 纯风电	500	0	0	0	500	50	4200
2 风电+光伏	500	300	0	0	500	50	5100
3 风电+抽水蓄能	500	0	100	0	400	150	5100
4 风电+光伏+抽水蓄能	500	200	100	0	400	150	5900

输电方案		容量配套(万千瓦)				输电容量(万千瓦)	有效容量(万千瓦)	年输电小时数(小时)
		风电上网容量	光伏	抽水蓄能	煤电			
5	风电+光伏+抽水蓄能+煤电	500	200	200	200	450	450	7900
6	风电+光伏+煤电	500	200	0	600	800	650	6400
7	风电+光伏+抽水蓄能	1000	400	200	0	800	300	5900
8	风电+光伏+抽水蓄能+煤电	1000	400	300	200	800	600	7000
情景 3：考虑风电上网容量为装机容量的 55%，最小上网容量取 5%								
8	风电+光伏+抽水蓄能+煤电	1100	400	400	200	800	700	7200

情景 1 中：

- 方案 1 纯送风电，输电年利用小时低，系统高峰负荷时提供的有效容量很少，送电功率对受电端系统是一个典型的反调节电源，受端系统必须配置足够的调峰电源；
- 方案 2 风电与光伏发电打捆，在方案 1 基础上提高了输电利用小时；
- 方案 3 有抽水蓄能调节，在方案 1 基础上输电规模减少，相应输电利用小时提高；
- 方案 4 在方案 3 基础上打捆部分光伏发电，提高了输电利用小时；
- 方案 5 在方案 4 基础上增加抽水蓄能规模，打捆部分煤电，输电利用小时提高，并改善了外送电源的反调节特性；
- 方案 6 为煤电与新能源打捆外送的情况，不配套抽水蓄能，与方案 1-5 比较，在输送同样的风电和光伏发电情况下，需要扩大输电工程规模；
- 方案 7 在方案 1-6 基础上风电外送容量扩大了一倍，增加光伏发电和抽水蓄能规模，输电利用小时维持比较高的水平；
- 方案 8 在方案 7 基础上增加抽水蓄能规模，并打捆部分煤电，显著提高了方案的输电利用小时，基本消除了外送电源的反调节问题；
- 方案 7-8 与方案 6 比较，因配套了抽水蓄能，在相同的输电规模下，送出风电、光伏发电容量增加了一倍。

情景 2 风电送出电量稍有所减少，但方案 1-5 因输电规模都比情景 1 相应方案减

少，输电利用小时总体提高；方案 6 与情景 1 中对应的方案 6 相比，因多送了煤电而输电利用小时提高；方案 7-8 因与情 1 中对应的方案 7-8 的输电电量有所减少，故输电利用小时相应减少。

情景 3 计算了方案 8 的情况，抽水蓄能规模 400 万千瓦，输电利用小时约 7200 小时。

6.3.3 蒙西风能及光伏发电电能外送综合分析

通过表 8 比较分析，可以得出：

- 输电系统单纯输送风电，不仅效率低下，输电特性也不理想；
- 风电打捆光伏发电，发电特性具有一定的互补作用，输电利用小时提高，但也不能改变输电特性的反调峰影响；
- 外送风电配套抽水蓄能电站，能减少输电规模、改善输电特性，大大提高输电技术经济效果；
- 鉴于风能、太阳能发电出力具有明显的间歇性、随机波动性和不可控性，在外送输电方案中，适当打捆煤电，可以提高输电质量和效率，还有效地降低了因大自然条件变化而带来输送电源的不稳定性风险，改善直流输电系统的安全运行特性；
- 如果风电、太阳能发电外送只打捆煤电而不配套抽水蓄能，比较方案 6 与方案 7、方案 8，显而易见，方案 6 因未配套抽水蓄能，在相同的输电规模下，送出风电、太阳能发电容量只及方案 7、方案 8 的一半。
- 为减少输电回路数，蒙西输电通道单回路容量优先选取 800 万千瓦。 ± 800 千伏特高压直流输送 800 万千瓦输电工程已大批量规范化应用，其输电规模对受端系统也是合适的。

综合考虑蒙西风电及光伏发电电能外送情景分析方案，研究推荐采用方案 8，即采用 ± 800 千伏、输电规模 800 万千瓦的特高压直流工程，一回输电通道打捆输送风电装机 2000 万千瓦、光伏发电装机 400 万千瓦、煤电装机 200 万千瓦，对应于风电上网容量 50%-60%，配套建设抽水蓄能规模 300-500 万千瓦，相应替代受端系统电源有效容量 600-800 万千瓦。此输电工程整体技术经济特性好，能为受端系统提供一个安全、高效的优质电源。

6.4 蒙西抽水蓄能和锂电池储能全生命周期成本收益分析

6.4.1 方法学介绍

根据《蒙西电力市场调频和备用辅助服务交易实施细则》，中短期内蒙西市场化的辅助服务商品包括调峰、调频和备用。研究选取了满足这三种服务的抽水蓄能和锂电池储能作为研究对象，采用全生命周期成本收益模型，以 2020 年为基准年，分析每 100 万千瓦调峰容量的两种储能技术在其生命周期的收益成本比率。全生命周期可以体现储能技术对整个电力系统的价值，包括通过代替火电调峰减少碳排放等带来的社会环境效益。

模型公式如下所示：

$$\begin{aligned}
 \text{储能成本收益率} &= \frac{\text{储能总收益}}{\text{储能总成本}} \times 100\% \\
 &= \frac{\text{辅助(调峰)服务收益} + \text{发电收益} + \text{环境社会效益}}{\text{建设成本} + \text{运营成本}} \times 100\%
 \end{aligned}$$

基础参数设置如下（详见附录 4 抽水蓄能及锂电池储能基准参数）：

- 抽水蓄能和锂电池储能生命周期始于 2020 年，即 2020 年开始投入建设；
- 抽水蓄能的建设年限为 6 年，使用年限为 50 年，抽水蓄能机组每年运行 350 天，每天充放电各 10 小时；
- 锂电池储能的建设年限为 1 年，按照生命周期充放电 4900 次，日充放 1 次，每年工作 350 天频率；锂电池储能使用年限假设为 14 年，每天充放电各 5 小时；
- 基准情景中，抽水蓄能设置了两种收益模式，以分析不同成本疏导机制对其经济性的影响：1) 两部制电价收益模型，包括电量电价收益、容量电价收益和社会环境收益；2) 辅助服务市场模型，包括电量电价收益、(调峰) 辅助服务收益和社会环境收益；
- 基础情景下，辅助服务收益只考虑调峰收益，暂不考虑调频和备用。虽然蒙西辅助服务市场运行规则将频和备用作为辅助服务商品，但进行过市场试运行且有数据可依的目前仅有调峰；

- 储能在提供调峰的同时替代了煤电调峰，减少二氧化碳排放。因此研究通过“碳的社会成本”（Social Cost of Carbon），以单位碳排放量价格计量，计算储能技术社会环境收益；
- 蒙西尚无大型锂电池储能电站参考。研究选取锂电池储能电站运营数据丰富的江苏 20MW/80MWH 锂电池储能电站作为技术标准进行计算；两部制销售电价和输配电价仍以蒙西电网和物价局数据为主²⁶。

6.4.2 基础情景分析

表 9 抽水蓄能和锂电池储能社会收益成本分析

	抽水蓄能 - 两部制电价	抽水蓄能 - 辅助服务市场	锂电池
辅助服务收益	¥ 67,615,861.90	¥ 320,822,916.37	
电价收益	¥ 17,649,417,467.36	¥ 7,609,562,085.16	¥ 701,091,053.54
社会环境收益	¥ 2,192,377,964.40	¥ 2,192,377,964.40	¥ 104,060,095.59
收益小结	¥ 19,841,795,431.76	¥ 9,869,555,911.46	¥ 1,125,974,065.51
成本	¥ 14,679,387,276.53	¥ 14,679,387,276.53	¥ 14,350,220,802.49
收益成本比	135.168%	67.234%	7.846%

表 9 分析得出，抽水蓄能维持现行两部制电价，在全生命周期 56 年内（建设期 6 年，使用年限 50 年）收益成本比约为 135%，实现净正收益。在辅助服务市场模型下，抽水蓄能电站的收益成本比仅为 67.23%：一方面，当前蒙西抽水蓄能电站发电收入与抽水成本基本持平，电量效益产生的经济效益不明显；另一方面，蒙西辅助服务市场尚不完善，调峰服务价格较低，不能完全体现调峰服务价值，且产品单一，抽水蓄能的其他辅助服务价值不能得到等价的经济补偿。

相较于抽水蓄能，锂电池储能在其全生命周期 15 年内（建设期 1 年，使用年限 14 年），收益成本比仅为 7.8%。盈利困难的主要影响因素包括当前锂电池储能建设成本较高，且未实施峰谷电价、锂电池储能无法通过足够的电价差收益。

6.4.3 敏感性分析

在基准情景分析的基础上，本研究通过梳理蒙西的电力改革政策和储能技术展望，从储能成本（技术发展）、调峰补贴（辅助服务市场建设）、调峰价格（区域辅助服务市场联动）、峰谷电价（电力现货市场）、和贴现率（经济发展规律）几个方面对参数进行合理调整，展开敏感性分析。

调峰补贴方面，目前，新疆和江苏对符合条件的储能单位进行调峰发电补贴，分别

²⁶ 蒙西抽水蓄能执行的两部制电价数据也经过 2020 年 10 月蒙西调研结果数据核对，无误差。

是 0.55 元/千瓦时和 0.3 元/千瓦时，以经济补偿的方式推动储能市场；山东等省份也在考虑实施类似的补贴政策。本研究将补贴收入加入发电收益，通过对比收益成本率分析补贴是否会对抽水蓄能的经济性造成较大影响，从而进一步评估这一政策的必要性和效力。在两部制电价模型（表 11）及辅助服务市场模型（表 12）下，调峰补贴能够为抽水蓄能提供经济补贴，显著提高抽水蓄能收益成本。

调峰价格方面，在辅助服务市场模型基准情景分析中，本研究采用了 2018-2019 年华北电力调峰辅助服务市场试运行结果。虽然蒙西在 2019 年展开了调峰辅助服务市场的模拟运行并公布了试运行结算结果，但呼和浩特抽水蓄能电站并未参与，调峰单价不尽合理。表 13 表 14 采用了蒙西数据用以对比分析。结果表明，调峰单价对储能经济性可以起到一定作用，但效果不明显；各个情景下，储能的收益成本率仍然低于 100%。

峰谷电价方面，研究采用江苏 2018 年的峰谷电价，对抽水蓄能和锂电池储能收益成本比进行了敏感性分析（见表 15、表 16）。分析结果表明，峰谷电价的实施可以大幅提升储能的经济效益，其中锂电池收益成本比增长近十倍，达到 70%；抽水蓄能的收益成本比也提高了近一倍。

储能成本方面，电化学储能成本的变动是一个不可忽视的因素，因此本研究也针对 2035 年和 2050 年储能技术的预估成本进行了敏感性分析。抽水蓄能技术成熟，未来成本将不会有太大变动，因此 2020-2050 年成本收益变化不明显（见表 17、表 18），锂电池技术则将迎来飞速发展。根据美国可再生能源实验室估计，锂电池的成本在 2030 年将降到 1500 元/千瓦时左右，2050 年将降至约 1092 元/千瓦时 (Cole 和 Frazier 2019)。虽然成本不断下降，但锂电池储能的收益成本率依然远低于 100%（见表 19），充电成本与电量收益仍是决定因素。

为了探索蒙西锂电池储能发展理想的市场、技术和政策情景，本研究将上述几种影响因素组合，进行收益成本分析。结果表明，当锂电池储能成本降至 1092 元/千瓦时（2050 年预估成本）、且实施峰谷电价的情况下，收益成本率将达到 106%，实现净正收益。

表 10 抽水蓄能（两部制电价）敏感性分析

敏感性分析-抽水蓄能		2020年	2035年	2050年	
成本	2020年	135.17%		135.17%	135.17%
	2035年		补贴 0.55元/kwh(新疆)	补贴0.3元/kwh (江苏)	
调峰补贴	无补贴	135.17%		251.01%	198.35%
		135.17%		10.00%	
贴现率	6.00%		3.00%	160.12%	103.88%
		135.17%			

表 11 抽水蓄能（辅助服务市场）敏感性分析

敏感性分析 - 抽水蓄能				
成本	2020年	2035年	2050年	
		67.23%	67.23%	67.23%
调峰补贴	无补贴	补贴 0.55元/kwh(新疆)	补贴0.3元/kwh (江苏)	
		67.23%	183.08%	130.42%
调峰单价	基准情况	115.28元/mw (华北最低平均)	450元/mw (蒙西平均)	
		67.23%	67.14%	68.20%
贴现率	6.00%	3.00%	10.00%	
		67.23%	80.12%	51.36%
峰谷电价	无峰谷电价	峰谷电价(江苏情况)		
		67.23%	164.43%	

表 12 锂电池储能敏感性分析

敏感性分析 - 锂电池				
成本	2020年	2035年	2050年	
		7.85%	9.75%	11.35%
调峰补贴	无补贴	补贴 0.55元/kwh(新疆)	补贴0.3元/kwh (江苏)	
		7.85%	16.97%	12.82%
调峰单价	基准情况	115.28元/mw (华北最低平均)	450元/mw (蒙西平均)	
		7.85%	7.39%	12.55%
贴现率	6.00%	3.00%	10.00%	
		7.85%	8.81%	6.75%
峰谷电价	无峰谷电价	峰谷电价(江苏情况)	峰谷电价(江苏情况) +2050成本	
		7.85%	70.11%	106.55%

以上情景分析均考虑了社会环境效益，但在实际商业活动中，投资主体往往并不会考虑这一部分。为了更好地反映投资方在决策时面临的情景，本研究在基准情景下对抽水蓄能和锂电池储能进行了商业收益成本分析（见表 13）。可以看到，两部制电价下的抽水蓄能依旧保有超过 100%的收益成本率，在当前政策市场环境下，投资抽水蓄能依然能够带来较客观的纯收益。

表 13 基准情景下抽水蓄能和锂电池储能商业收益成本分析

	抽水蓄能 - 两部制电价	抽水蓄能 - 辅助服务市场	锂电池
辅助服务收益		¥ 67,615,861.90	¥ 320,822,916.37
电价收益	¥ 17,649,417,467.36	¥ 7,609,562,085.16	¥ 701,091,053.54
社会环境收益			
收益小结	¥ 17,649,417,467.36	¥ 7,677,177,947.06	¥ 1,021,913,969.91
成本	¥ 14,679,387,276.53	¥ 14,679,387,276.53	¥ 14,350,220,802.49
收益成本比	120.2327%	52.2990%	7.121%

6.5 情景分析基本结论

- 蒙西地区风能和太阳能资源丰富，具有集中开发技术经济优势；积极开发并充分利用蒙西的风电与光伏发电，是中国实施高比例可再生能源发展路径的重要组成部分，对于实现中国清洁能源战略具有重大意义；
- 在蒙西风能和太阳能资源开发的同时，配套建设抽水蓄能电站作为大规模储能技术的灵活调节电源，可以有效提高电网消纳风电的能力和外送输电通道的利用率。蒙

西地区抽水蓄能站点规划普查可开发规模在 4000 万千瓦以上，但建设周期较长，需要做好各站点的勘测设计前期工作，科学处理好开发与环境保护、地区经济发展的关系，落实各项建站条件，合理布局，以满足规划优化比选需要；

- 研究分析结果表明，蒙西风光发电采取就地合理消纳与电源打捆外送相结合的方式是可行的选择。蒙西电网规模相对较小，为降低系统持续安全供电的风险，本网消纳风电及光伏发电的合理规模是有限的。因此在蒙西电网就地充分消纳的基础上，扩大电力市场，建设输电通道外送，是充分利用蒙西丰富的风能和太阳能资源的有效途径。建议加强蒙西优质风光发电资源开发利用的统筹规划，结合受电地区的能源资源、用电水平和负荷特性，科学论证就地消纳与电源打捆外送融入大电网消纳的组合方案，促进能源转型和绿色发展；
- 目前蒙西抽水蓄能盈利，主要依靠容量电价收益。因此，在当前政策市场环境下，确保抽水蓄能经济性的核心是解决容量电价的成本疏导问题。

7. 政策建议

储能是未来提升电力系统灵活性、经济性、安全性和解决大规模新能源消纳的重要手段。加快储能技术推广应用，把储能融入电力系统发、输、用各环节，加强统筹规划和科学布局，对于保障电力可靠供应和构建清洁、高效、安全、可靠的电力能源体系具有重大意义。综上所述，研究提出以下政策建议：

- **加强系统灵活调节电源配套统一规划，确保系统充足的灵活电源调节能力**

随着风电基地等新能源的大规模、大范围开发建设，对电网的承载能力提出更高要求，配套建设相当规模的灵活调节电源，是充分消纳风电和光伏发电的必要条件。应注重全局统筹规划，实现规模、结构和布局的综合优化，探索建立灵活性资源容量市场机制。

建议国家加强不同储能技术的综合规划，合理定位抽水蓄能和其他储能技术的发展方向，明确不同储能技术在不同应用场景中的功能与定位，将储能纳入电力发展统筹规划，加强顶层设计，系统引导多种储能技术有序协调发展，确定发展规模、合理布局、接入范围和建设时序，并滚动调整。

- **完善和确保抽水蓄能价格机制落实，健全系统辅助服务市场建设**

抽水蓄能作为储能在电力体系和电力市场具有多元价值，既体现在能够提供调峰填谷、调频、调相、备用等辅助服务，也是系统一个能提供黑启动、稳定可靠的电源。电力体系和电力市场需同时认可抽水蓄能多元价值。

建议国家全面落实加快抽水蓄能开发和确保抽水蓄能正常运营的各项精细化措施、政策，为促进风光发电的快速发展创造良好条件；摸索抽水蓄能等储能参与辅助服务交易的市场主体定位和平等竞争规则，实现辅助服务产品化，通过市场机制或其他交易机制提供合理的经济补偿，实现抽水蓄能电站的正向经济性。同时，打破省间交易壁垒，建立跨省跨区调峰辅助服务交易机制，提高跨区输电通道运行方式灵活性，通过市场化手段实现省间和区域间调峰能力互济，提高灵活性资源优化配置能力。

- **加快推进“风光水火储一体化”和受电端电网“源网荷储一体化”的协调发展**

为促进中国能源转型、提高非化石能源占比、提高电源开发综合效益和提升电力系统运行效率，建议加快推进电网“风光水火储一体化”和受电端电网“源网荷储一体化”发展的协调配合，加强国家综合规划，以能源清洁发展战略为中心，以市场消纳为核心，全面考虑资源禀赋、开发条件、技术经济等因素，统筹规划各类电源开发，优化配套抽水蓄能等储能设施，科学论证并严格控制煤电规模，多能源品种发电互相补充，强化电

源灵活调节作用，减轻送受端系统的调峰压力，因网施策，多措并举，远近结合，构建源网荷高度融合、多向互动的新一代电力系统，从根本上解决风能、太阳能发电高质量发展和充分高效利用问题。

- **综合考虑生态环境与自然资源要求**

当前，中央及地方政府自然生态保护政策正不断加强。与此同时，抽水蓄能产业也有望在“十四五”加速发展，为促进中国可再生能源发展、实现2030、2060年碳目标做出更大贡献。由此，应有效平衡好产业发展空间与生态资源容量之间的问题。

在符合国家生态红线、资源（特别是水资源）承载力要求前提下，建议未来抽水蓄能建设和发展加强技术创新与因地制宜的设计，科学处理好开发与生态保护红线及资源的关系：优化抽水蓄能电站设计方案，做好各站点的勘测设计前期工作，落实各项建站条件，合理布局，将电站建设、运行对当地生态环境的负面影响降到最低，规避因生态环境红线制约而被迫终止项目的风险，并力争实现正环境效益，从而为未来电站选址和建设开辟新的发展途径；从水利水电工程建设原则要求和科技研发两个方面激励并促进创新抽水蓄能电站的规划设计思路，应用抽水发电转换率高性能的机组提升抽水蓄能电站整体效率。

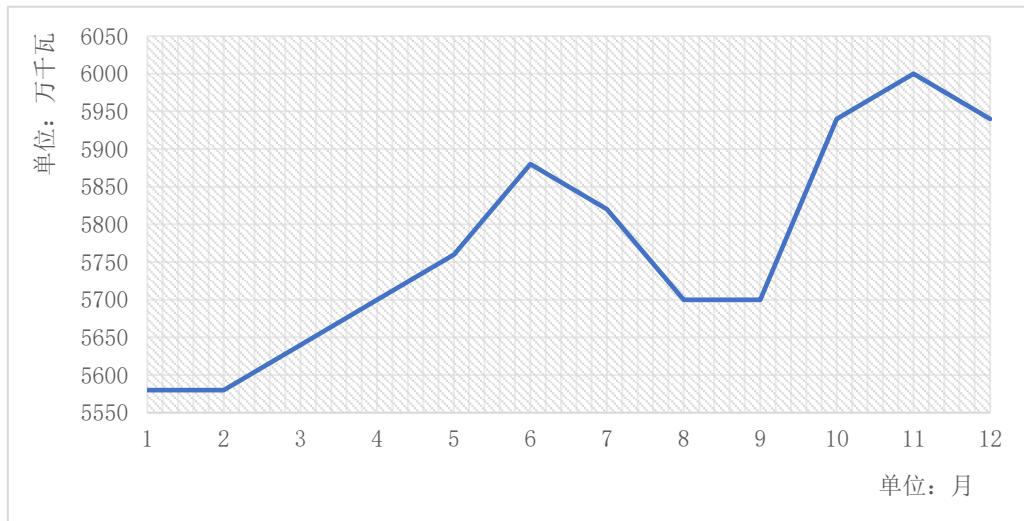
- **建议西部地区（如蒙西地区）统筹规划风能、太阳能发电基地及其电力送出配套工程和配套抽水蓄能工程的建设**

中国西部地区风能和太阳能资源丰富，具有集中大规模开发的技术经济优势，但地区电网规模相对较小，本网消纳风电及光伏发电的合理规模有限。

以蒙西为例，在上述四条政策建议的基础上，建议统筹规划风光发电基地及其电力送出配套工程和配套抽水蓄能工程的建设，并同步实施；在当地电网就地充分消纳的基础上，扩大电力市场，科学论证新建输电通道远距离外送工程的合理落点，切实落实具体消纳方案，实现能源流向合理、大范围内的能源资源优化配置。此外，建议加速和优先处理抽水蓄能电站容量电价的核定与分摊机制，保障电站的日常维护和运营成本，实现经济价值；加快建设辅助服务市场，并同步建立跨省跨区调峰辅助服务交易机制，促进地区抽水蓄能及整个储能行业的健康发展。

附录 1 2035 年蒙西电网负荷水平及特性

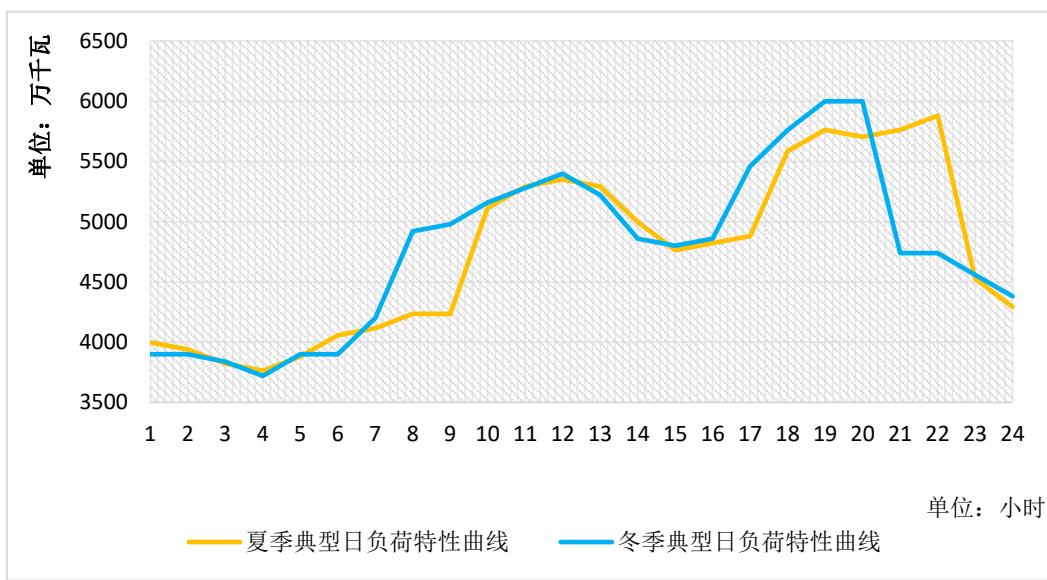
2035 年蒙西电网年负荷特性曲线如图 24 所示，最大负荷出现在冬季。



数据来源：根据蒙西电网历史资料预测。

图 24 2035 年蒙西电网年负荷特性曲线

下图 25 展示了 2035 年蒙西电网典型日负荷特性曲线。蒙西电网冬季典型日最大负荷出现在 18:00-19:00，日最小负荷出现在 4:00；夏季典型日最大负荷出现在 21:00-22:00，日最小负荷出现在 4:00。



数据来源：根据蒙西电网历史资料预测。

图 25 2035 年蒙西电网典型日负荷特性曲线

附录 2 蒙西电网风电发展设想

根据长系列出力过程统计，蒙西风电基地各月平均出力情况如表 14 所示。

表 14 蒙西风电基地月平均出力统计表（占装机容量比重）

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
月平均出力	0.18	0.30	0.31	0.38	0.36	0.19	0.15	0.19	0.19	0.32	0.40	0.47

经计算，蒙西地区风电装机利用小时数约为 2200-2800 小时。

由于风电出力随风速变化，具有不完全随机性，虽然具有一定的可预报性和明显的地理及季节特征，但发电特性仍存在不可控的波动性和间歇性。表 15 显示了蒙西风电基地各月高峰时段保证出力。风电在负荷高峰时段的保证出力是风电参与系统电力平衡的有效容量，风电打捆的规模越大，保证出力越大。在蒙西电网年最大负荷的时段，保证出力为 5%。典型日出力过程选择较为困难，可根据平均出力、保证出力等要素拟定。

表 15 蒙西风电基地各月高峰时段保证出力（占装机容量比重）

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
保证出力	0.03	0.03	0.02	0.02	0.03	0.01	0.01	0.01	0.01	0.04	0.05	0.05

风电场经济上网容量、经济弃风率需通过不同上网容量方案输电费用与减少火电年燃料费及减排效益进行初步经济比较后确定，应综合考虑不同系统特点及新能源消纳的边际成本和效益，以全社会电力供应总成本最低为目标构建风电合理利用率管控体系。

附录 3 蒙西电网光伏发电发展设想

光伏发电与风电在发电特性上有一定的互补性，因此 2035 年蒙西合理的建设规模应结合本网和外送的消纳能力统筹研究确定。蒙西光伏发电装机利用小时数约 1600-1700 小时，月平均出力情况见表 16，冬季日出力过程见表 17。

表 16 光伏电站逐月平均出力（占装机容量之比）

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
出力比值	0.10	0.14	0.17	0.21	0.24	0.21	0.23	0.21	0.19	0.16	0.12	0.10

表 17 光伏电站某日出力过程（占装机容量之比）

时间	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h
出力	0.1	0.2	0.4	0.5	0.6	0.65	0.6	0.4	0.2	0.1

表 17 所示，蒙西地区光伏发电日最大上网容量发生在 12:00-14:00，出力达装机的 60%-65%。12:00-14:00 时段蒙西电网系统负荷率为 0.81-0.91，冬、夏日最小负荷率为 0.62、0.64。经计算，蒙西电网在不弃风、不弃光的原则下消纳光伏发电合理装机规模可取 1600 万千瓦左右。

附录 4 抽水蓄能及锂电池储能基准参数

表 18 抽水蓄能基准参数

	基准	下限	上限
折现率	6.0%	3.0%	10.0%
储能建设年限	6.00	5.00	10.00
储能使用年限	50	30	60
建设和运营成本			
初始总建设成本	¥ 5,662,120,700.00		
初始建设成本 (¥/万千瓦)	¥ 47,184,339.17		
装机容量 (万千瓦)	¥ 120.00		
年运行成本不含抽水电价	¥ 123,720,000.00		
年运行成本不含抽水电价 (¥/万千瓦)	¥ 1,031,000.00		
电网燃煤发电标杆上网电价	¥ 0.28		
抽水电价(电网燃煤发电标杆上网电价75%)	¥ 0.21	¥ 0.31	
年抽水用电量(kwh/万千瓦)	¥ 35,000,000.00		
年抽水电费 (¥/万千瓦)	¥ 7,426,125.00		
年运营成本含抽水电价 (¥/万千瓦)	¥ 8,457,125.00		
增值税税率	13%		
辅助服务收益 (只考虑调峰)			
调峰单价 (¥/MW)	¥ 145.02	¥ 115.28	¥ 450.00
调峰单价 (¥/万千瓦)	¥ 1,450.24	¥ 1,152.77	¥ 4,500.00
调峰容量 (万千瓦)	¥ 100.00		
调峰/发电补贴 (¥/kwh)	¥ 0.30	¥ 0.55	
发电收益 (两部制电价)			
调峰/发电转换率	75.00%	70.00%	80.00%
总容量价值	¥ 1,175,740,000.00		
容量价值 (¥/万千瓦)	¥ 9,797,833.33		
日发电量(kwh/万千瓦)	¥ 75,000.00		
发电商上网价格	¥ 0.28	¥ 1.07	
年电量 (发电) 收益 (¥/万千瓦)	¥ 7,426,125.00		
社会环境收益 (温室气体减排)			
碳的社会成本 (2020 - 2024) (mtCO2)	¥ 286.86		
碳的社会成本 (2025 - 2029) (mtCO2)	¥ 314.18		
碳的社会成本 (2030 - 2034) (mtCO2)	¥ 341.50		
碳的社会成本 (2035 - 2039) (mtCO2)	¥ 375.65		
碳的社会成本 (2040 - 2044) (mtCO2)	¥ 409.80		
碳的社会成本 (2045 - 2049) (mtCO2)	¥ 437.12		
碳的社会成本 (2050 -) (mtCO2)	¥ 471.27		
每吨标准煤发电碳排放 (吨)	¥ 2.62		
每年标准煤节约量 (吨)	¥ 222,100.00		
每年标准煤节约量 (吨/万千瓦)	¥ 1,850.83		

注：抽水蓄能电站抽水电价按燃煤机组标杆上网电价的 75% 执行；

数据来源：(张连保 2010); (高尚 2011); (国家能源局华北监管局, 华北能源监管局关于征求蒙西电力市场调频和备用辅助服务交易实施细则的函 2020); (锡盟发展改革委 2018); (United States Government 2016)

表 19 锂电池储能基准参数

	基准		下限	上限
折现率		6%	3%	10%
储能建设年限		1.00	0.50	2.00
充放电次数		4900.00	3000.00	15000.00
储能使用年限		14.00		
年充放电次数		350.00		
建设和运营成本				
初始建设成本 (¥/kwh)	¥ 2,200.00	¥ 1,092.00	¥ 1,500.00	
初始建设成本 (¥/万千瓦时)	¥ 22,000,000.00			
装机容量 (万千瓦)		2.00		
装机功率 (万千瓦时)		8.00		
总初始建设成本	¥ 176,000,000.00			
初始建设成本 (¥/万千瓦)	¥ 88,000,000.00			
年总维修费用	¥ 160,000.00			
年维修费用 (¥/万千瓦)	¥ 20,000.00			
蒙西2018-2019二部制销售电价 (¥/kwh)	¥ 0.42		¥ 0.31	
蒙西2018-2019二部制销售电价 (¥/mwh)	¥ 4,208.00		¥ 3,139.00	
年充电电量 (mwh)		2800.00		
年总充电电费	¥ 11,782,400.00			
年充电电费 (¥/万千瓦)	¥ 5,891,200.00			
收益税率		32%		
辅助服务收益 (只考虑调峰)				
调峰单价 (¥/MW)	¥ 145.02	¥ 115.28	¥ 450.00	
调峰单价 (¥/万千瓦)	¥ 1,450.24	¥ 1,152.77	¥ 4,500.00	
调峰容量 (万千瓦)			100.00	
发电补贴 (¥/kwh)	¥ 0.30		¥ 0.55	
发电收益				
调峰/发电转换率		92%	90%	95%
蒙西2018-2019二部制输配电价 (¥/kwh)	¥ 0.09		¥ 1.07	
蒙西2018-2019二部制输配电价 (¥/mwh)	¥ 865.90		¥ 10,697.00	
年总发电收益	¥ 2,218,435.80		¥ 27,405,714.00	
年发电收益 (¥/万千瓦)	¥ 1,109,217.90		¥ 13,702,857.00	
社会环境收益 (温室气体减排)				
碳的社会成本 (2020-2024) (mtCO2)	¥ 286.86			
碳的社会成本 (2025-2029) (mtCO2)	¥ 314.18			
碳的社会成本 (2030-2034) (mtCO2)	¥ 341.50			
每吨标准煤发电碳排放 (吨)		2.62		
每吨标准煤发电量 (kwh)		3000.00		
每年标准煤节约量 (吨/万千瓦)		133.33		

注：锂电池储能充电费用按照 2018-19 蒙西二部制销售电价计算；

数据来源：(李广洋, 牛涛 和 闵玲 2019); (薛金花, 以及其他人 2016); (傅旭, 以及其他人 2020); (锡盟发展改革委 2018); (Cole 和 Frazier 2019); (United States Government 2016)

参考文献

- Barbour Edward, Wilson GrantI.A., Radcliffe Jonathan, Ding Yulong, and Li Yongliang. 2016. "A Review of Pumped Hydro Energy Storage Development in Significant International Electricity Markets." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 421-432.
- Cole J Wesley, and Frazier Allister. 2019. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage. Technical Report: National Renewable Energy Lab.
- Econews. 2018. "揚水発電所の新たな価値 再エネ大量導入時代に向けた役割." エコニュース Web マガジン. 访问日期: 2020 年 10 月 1 日.
https://econews.jp/newspaper/frontline/frontline_52.html.
- Ela E., Kirby B., Botterud A., Milostan C., Krad I., and Koritarov V. 2013. The Role of Pumped Storage Hydro Resources in Electricity Markets and System Operation. Conference Paper, National Renewable Energy Laboratory.
- Federal Energy Regulatory Commission. 2017. "Report On The Pilot Two-Year Hydroelectric Licensing Process For Non-Powered Dams And Closed-Loop Pumped Storage Projects And Recommendations Pursuant To Section 6 Of The Hydropower Regulatory Efficiency Act Of 2013."
- George R.Glenn, Ihle Hans-Martin, and Wataru Miura. 2016. "Electricity Market Reform in Japan." *Fortnightly Magazine*.
- IRENA (International Renewable Energy Agency). 2020. "Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability."
- IRENA. 2017. "Electricity Storage And Renewables: Costs and Markets to 2030."
- ISciences. 2011. "Freshwater Sustainability Analyses: Interpretive Guidelines."
- Japan Electric Power Information Center. 2020."The Electric Power Industry in Japan 2020."
- Lamb John. 2010. The Greening of IT: How Companies Can Make a Difference for the Environment.
- McLean Eoin, and Kearney Derek. 2014. "An Evaluation of Seawater Pumped Hydro Storage for Regulating the Export of Renewable Energy to the National Grid." *Energy Procedia* 152-160.
- Ministry of Economy, Trade and Industry. 2017. Cabinet Decision On The Cabinet Order For The Partial Revision Of The Order For Enforcement Of The Act On Special Measures Concerning Procurement Of Electricity From Renewable Energy Sources By Electricity Utilities.
- National Hydropower Association. 2018. "2018 Pumped Storage Report."
- New Energy and Industrial Technology Development Organization. 2014. NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版.
- United States Government. 2016. Technical Support Document: Technical Update of the Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866.
- Uria-Martinez Rocio, Johnson Megan, O'Connor Patrick, Samu M.Nicole, Witt M.Adam, Battey Hoyt, Welch Timothy, Bonnet Marisol, and Wagoner Sarah. 2018. 2017 Hydropower Market Report. Technical Report, Oak Ridge National Laboratory Hydropower.

- Victor G.David, Davis N.Kevin, Haag Thomas, Flake Scott, Bousquet Gary, and Wiborg Lan. 2019. Pumped Energy Storage: Vital to California's Renewable Energy Future. White Paper, San Diego County Water Authority.
- Wang Jiao, Zhong Lijin, and Long Ying. 2016. Baseline Water Stress: China. Technical Note, Beijing: World Resources Institute.
- Yang Chi-Jen, and Jackson B.Robert. 2011. "Opportunities and Barriers to Pumped-hydro Energy Storage in the United States." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 839-844.
- 陈海生, 凌浩恕, 和 徐玉杰. 2019. “能源革命中的物理储能技术.” 中国科学院院刊 450-459.
- 陈雷. 2017. “适应新常态 落实新理念 全面加快“十三五”水利改革发展.” 中国水利 1-5.
- 陈龙翔. 2020. “抽水蓄能发展历史与现状.” 北极星水力发电网. 6月 11 日. 访问日期: 2020 年 10 月 1 日. <http://news.bjx.com.cn/html/20200611/1080445.shtml>.
- 陈中飞, 荆朝霞, 陈达鹏, 和 谢文锦. 2018. “美国调频辅助服务市场的定价机制分析.” 电力系统自动化 1-10.
- 崔继纯, 刘殿海, 梁维列, 谢枫, 和 陈宏宇. 2007. “抽水蓄能电站经济环保效益分析.” 中国电力 5-10.
- 丁仲礼. 2019. “全国人民代表大会常务委员会执法检查组关于检查《中华人民共和国可再生能源法》实施情况的报告.” 全国人民代表大会. 12 月 24 日. 访问日期: 2020 年 10 月 1 日. <http://www.npc.gov.cn/npc/kzsnyfzfjc005/201912/cdbf1bebad4b41f4a48bef8b4f6aa716.shtml>.
- 樊桐杰. 2020. “储能标准化建设迫在眉睫.” 中国能源报. 3 月 25 日. 访问日期: 2020 年 10 月 1 日. http://www.cnenergynews.cn/chuneng/2020/03/25/detail_2020032570552.html.
- 傅旭, 李富春, 杨欣, 和 杨攀峰. 2020. “基于全寿命周期成本的储能成本分析.” 分布式能源 34 - 38.
- 高尚. 2011. “呼市抽水蓄能电站项目财务和经济效益评价.” 华北电力大学.
- 国际能源网. 2020. “多地新能源+储能成标配, 抽水蓄能或解成本高难题! .” 6 月 19 日. 访问日期: 2020 年 10 月 1 日. <https://www.in-en.com/article/html/energy-2292647.shtml>.
- 国家发展改革委. 2014. 关于促进抽水蓄能电站健康有序发展有关问题的意见.
- 国家发展改革委. 2013. 关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知.
- 国家发展改革委. 2014. 关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关的通知.
- 国家发展改革委. 2009. 关于完善风力发电上网电价政策的通知.
- 国家发展改革委, 和 国家能源局. 2016. 电力发展“十三五”规划（2016-2020 年）.
- 国家发展改革委, 和 国家能源局. 2020. 关于做好 2020 年能源安全保障工作的指导意见.
- 国家发展改革委, 和 商务部. 2019. 鼓励外商投资产业目录（2019 年版）.
- 国家发展改革委, 科技部, 工业和信息化部, 和 国家能源局. 2019. 贯彻落实《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》2019-2020 年行动计划.
- 国家能源局. 2020. “2019 年可再生能源并网运行情况.” 中国电力知库. 3 月 9 日. 访问日期: 2020 年 10 月 1 日. <http://data.pkthinker.com/static/dist/html/details2.html?591d14ec-25d8-4eff-b950-c92bb2125633>.
- 国家能源局. 2020. 关于发布《2020 年度风电投资监测预警结果》和《2019 年度光伏发电市场环境

监测评价结果》的通知.

国家能源局. 2017. 关于发布海水抽水蓄能电站资源普查成果的通知.

—. 2020. “国家能源局发布 2019 年风电、光伏并网运行情况.” 国家电力需求侧管理平台. 3 月 1 日. 访问日期: 2020 年 10 月 1 日.

http://dsm.ndrc.gov.cn/dsm_portalweb/rest/siteChannels/4801.html.

国家能源局. 2016. 水电发展“十三五”规划.

国家能源局华北监管局. 2019. 华北能源监管局关于华北电力调峰辅助服务市场试运行情况的公告.

国家能源局华北监管局. 2020. 华北能源监管局关于征求蒙西电力市场调频和备用辅助服务交易实施细则的函.

胡静, 黄碧斌, 蒋莉萍, 冯凯辉, 李琼慧, 和 许钊. 2020. “应电力市场环境下的电化学储能应用及关键问题.” 中国电力 100-107.

黄业斌, 刘国刚, 文福拴, 钟志勇, 和 黄杰波. 2006. “电力市场环境下抽水蓄能电站的运营模式与效益分析.” 电力科学与工程.

李广洋, 牛涛, 和 闵玲. 2019. “储能电站经济性及发展现状分析.” 电气化铁道 1-4,9.

李建林, 和 杜笑天. 2019. “储能产业政策与市场发展的演进与效果.” 北极星储能网. 12 月 12 日. 访问日期: 2020 年 10 月 1 日. <http://chuneng.bjx.com.cn/news/20191212/1027830.shtml>.

李晓红. 2020. ““碳中和”目标推动可再生能源进入“倍速发展”阶段.” 中国经济时报.

刘皓. 2020. 内蒙古生态保护红线内矿业权处置问题研究. 中国地质大学.

缪晓丹, 朱朱, 和 谢会玲. 2019. “福建省抽水蓄能电站运营模式展望.” 能源与环境 9-10,15.

内蒙古电力公司. 2020. 内蒙古电力公司关于发布 2020 年风电、光伏发电新增消纳能力的公告.

内蒙古自治区能源局. 2020. “2019 年全区各盟市电力增速排行.” 内蒙古自治区能源局官方网站. 2 月 26 日. 访问日期: 2020 年 10 月 1 日.

<http://nyj.nmg.gov.cn/index.php?v=show&cid=59&id=763>.

内蒙古自治区人大常委会. 2013. 内蒙古自治区大青山国家级自然保护区条例.

内蒙古自治区人民政府. 2020. 访问日期: 2020 年 10 月 1 日. <http://www.nmg.gov.cn/asnmg/>.

内蒙古自治区统计局. 2020. “内蒙古自治区 2019 年国民经济和社会发展统计公报.”

潘文国, 和 杨彪. 2019. “抽水蓄能电站上水库渗漏对环境的影响.” 区域治理 149-151.

彭才德. 2020. “我国抽水蓄能电站发展成就与展望.” 北极星水力发电网. 8 月 4 日. 访问日期: 2020 年 10 月 1 日. <http://news.bjx.com.cn/html/20200804/1094525.shtml>.

全国人民代表大会常务委员会. 2018. 中华人民共和国环境影响评价法.

全国新能源消纳监测预警中心. 2020. “2020 年风电投资监测预警结果解读.” 北极星风力发电网. 4 月 14 日. 访问日期: 2020 年 10 月 1 日.

<http://news.bjx.com.cn/html/20200414/1063260.shtml>.

全球能源互联网发展合作组织. 2020. “中国“十四五”电力发展规划研究.”

生态环境部. 2020. “2019 中国生态环境状况公报.”

生态环境部, 和 国家发展改革委. 2017. 生态保护红线划定指南.

水利部. 2016. “国家防总召开全国水库安全度汛视频会议.” 中央政府门户网站. 4 月 23 日. 访问日期: 2020 年 10 月 1 日. http://www.gov.cn/xinwen/2016-04/23/content_5067172.htm.

- 唐瑱, 高苏杰, 和 郑爱民. 2007. “国外抽水蓄能电站的运营模式和电价机制.” 中国电力 15-18.
- 万正喜, 和 胡云梅. 2019. “从国外电力市场看我国抽水蓄能电站运营方式.” 抽水蓄能电站工程
建设文集 2019.
- 王继业. 2020. 电力系统储能发展与挑战.
- 王科, 李泽文, 别朝红, 周浩然, 任彦哲, 徐克强, 和 刘起兴. 2019. “抽水蓄能电站的电价机制及
市场竞价模式研究.” 智慧电力 47-55.
- 王雪辰, 和 郑徐光. 2019. “国网能源研究院新能源所时智勇: 电化学储能电网侧应用的机遇和挑
战.” 北极星储能网. 4月 11 日. 访问日期: 2020 年 10 月 1 日.
<http://chuneng.bjx.com.cn/news/20190411/974170.shtml>
- 王煜, 彭少明, 武见, 明广辉, 蒋桂芹, 方洪斌, 和 陈翠霞. 2019. “黄河”八七”分水方案实施 30
年回顾与展望.” 人民黄河.
- 锡盟发展改革委. 2018. 内蒙古西部电网销售电价和 2018-2019 年内蒙古西部电网输配电价公示表.
- 徐志成, 和 王芃. 2020. “能源转型中储能发展的几点认识.” 电力决策与舆情参考.
- 薛金花, 叶季蕾, 陶琼, 王德顺, 桑丙玉, 和 杨波. 2016. “采用全寿命周期成本模型的用户侧电池
储能经济可行性研究.” 电网技术 2471-2476.
- 杨永明. 2018. “全球储能行业发展现状及趋势展望.” 北极星储能网. 11 月 12 日. 访问日期: 2020
年 10 月 1 日. <http://chuneng.bjx.com.cn/news/20181112/941009.shtml>
- 姚金楠, 和 贾科华. 2020. ““新能源+储能”再遇推广难 (记者调查).” 中国能源报. 4 月 20 日.
访问日期: 2020 年 10 月 1 日. http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2020-04/20/content_1983018.htm
- 袁家海, 和 席星璇. 2020. “我国电力辅助服务市场建设的现状与问题.” 北极星售电网. 4 月 16
日. 访问日期: 2020 年 10 月 1 日. <http://shoudian.bjx.com.cn/html/20200416/1063807.shtml>
- 张富强, 刘昌, 姜阶华, 杨岭, 焦冰琦, 徐志成, 和 冯君淑. 2018. “适应电力体制改革的抽水蓄能
电站价格机制研究.” 水力发电.
- 张连保. 2010. “呼和浩特抽水蓄能电站建设项目评价研究.” 华北电力大学.
- 赵增海, 张丹庆, 韩益民, 和 郭大军. 2016. “抽水蓄能电站电价形成机制研究.” 水力发电 94-97.
- 郑徐光. 2018. “我国抽水蓄能电站发展现状及前景.” 电力决策与舆情参考.
- 中电联理事会. 2019. “煤电机组灵活性运行政策研究.”
- 中共中央, 和 国务院. 2017. 关于划定并严守生态保护红线的若干意见.
- 中关村储能产业技术联盟. 2020. ““十四五”时期我国储能产业发展展望.”
- 中关村储能产业技术联盟. 2020. “全球储能市场跟踪报告摘要版.”
- 中国水力发电工程学会. 2009. “大中小型水电站如何划分的.” 5 月 27 日. 访问日期: 2020 年 10
月 1 日. <http://www.hydropower.org.cn/showNewsDetail.asp?nsId=881>