

压缩空气储能技术综述

余耀 孙华 许俊斌 曹晨霞 林尧 上海电气集团股份有限公司中央研究院(200070)

余耀（1960年~），男，华东理工大学（在职）毕业，硕士。长期从事能源装备的发展战略研究。

摘要：压缩空气储能优势明显，非常适合大规模储能。描述了大规模储能技术，综述了压缩空气储能的工作原理和应用现状，分析了压缩空气储能的分类和耦合应用方式。

0前言

近年来，我国部分地区多次发生了严重阴霾天气，如何利用清洁能源减少环境污染是我国经济发展长期需要面对的重要问题。新能源的规模应用以及间歇性可再生能源的大规模入网、传统电力峰谷差值的增长，各种能源应用问题也随之出现，而储能技术的应用将为解决这些问题提供非常有效的途径。目前电力储能技术较多，压缩空气储能由于优势明显，未来无疑将成为除抽水蓄能之外最具发展潜力的大规模储能。

1大规模储能技术的选择

电力储能按照技术分类，可分为机械储能（抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能等）、电磁储能（超级电容器等）和电化学储能（铅酸电池、锂离子电池、钠硫电池等）等（见图1）。

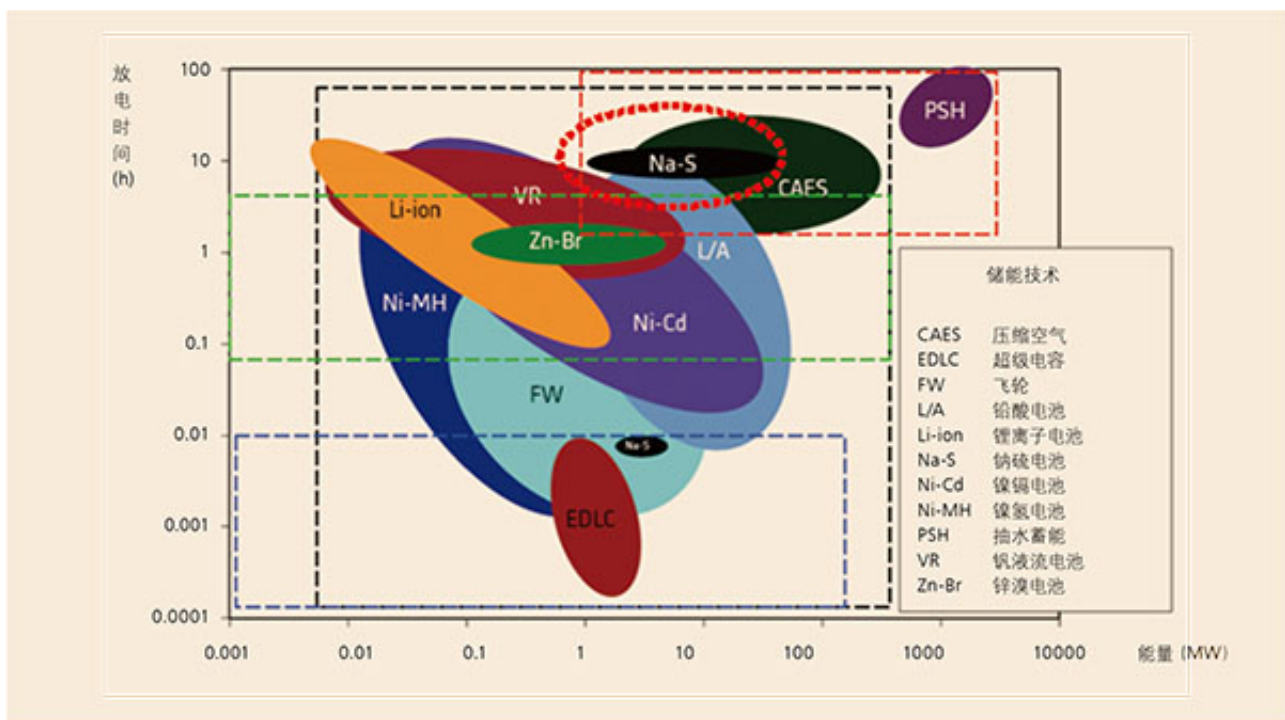


图1 电力储能技术概况

在各种储能技术中，抽水蓄能在规模上最大，达到上GW，技术也最成熟；压缩空气储能次之，单机规模可以达到100MW级别；化学储能规模较小，单机规模一般在MW级别或更小，并且规模越大控制问题越突出。目前为止，已经大规模投入商业应用的大规模储能技术（比如100MW级以上）只有抽水蓄能、压缩空气储能两种。下面对适合大规模储能的抽水蓄能、压缩空气储能的性能特点分别展开详细描述。

1.1抽水蓄能

抽水蓄能需要高低两个水库，并安装能双向运转的电动水泵机组。它利用电能与水的势能转变，将风能、太阳能等可再生资源产生的不可控的电能转变为电网可以接纳的稳定电能或者起削峰平谷的目的（见图2）。

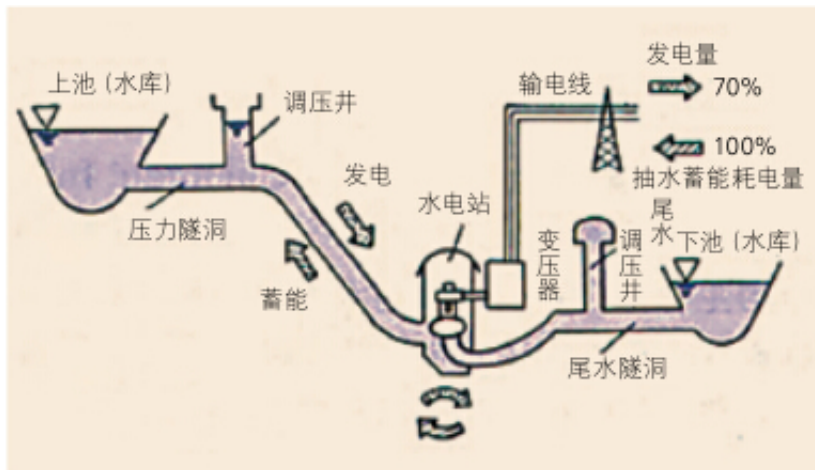


图2 抽水蓄能电站示意

抽水蓄能是在电力系统中技术最成熟、应用最广泛的一种储能技术。截至2011年，我国抽水蓄能总装机容量超过1800万kW，规划2015年达到3000万kW。抽水蓄能可以建造为不同容量，能量释放时间可从几小时到几天，是目前唯一达到GW级的储能技术，同时转化效率较高，综合效率可达70%~85%。其缺点在于需要建设高低两个水库，受到特殊的场地要求选址非常困难，而且厂址一般都远离大规模风电场和太阳能发电场，建设周期也较长，还会带来一定的生态和移民问题。

1.2 压缩空气储能

压缩空气储能是另一种可以实现大容量和长时间电能存储的电力储能系统，是指将低谷、风电、太阳能等不易储藏的电力用于压缩空气，将压缩后的高压空气密封在储气设施中，在需要时释放压缩空气推动透平发电的储能方式。

目前，地下储气站采用报废矿井、沉降在海底的储气罐、山洞、过期油气井和新建储气井等多种模式，其中最理想的是水封恒压储气站，能保持输出恒压气体。地上储气站采用高压的储气罐模式。

压缩空气储能是一种基于燃气轮机的储能技术，技术非常成熟，已经实现大规模商业化应用。压缩空气储能具有容量大、工作时间长、经济性能好、充放电循环多等优点，具体如下：

- (1) 规模上仅次于抽水蓄能，适合建造大型电站。压缩空气储能系统可以持续工作数小时乃至数天，工作时间长；
- (2) 建造成本和运行成本比较低，低于钠硫电池或液流电池，也低于抽水蓄能电站，具有很好的经济性。随着绝热材料的应用仅使用少量或不使用天然气或石油等燃料加热压缩空气，燃料成本占比逐步下降；
- (3) 场地限制少。虽然将压缩空气储存在合适的地下矿井或溶岩下的洞穴中是最经济的方式，但是现代压缩空气储存的解决方法是可以用地面储气罐取代溶洞；
- (4) 寿命长，通过维护可以达到40~50年，接近抽水蓄能的50年。并且其效率可以达到60%左右，接近抽水蓄能电站；
- (5) 安全性和可靠性高。压缩空气储能使用的原料是空气，不会燃烧，没有爆炸的危险，不产生任何有毒有害气体。万一发生储气罐漏气事故，罐内压力会骤然降低，空气既不会爆炸也不会燃烧。

总之，在我国广泛不具备建设抽水蓄能电站自然条件的一些地区，尤其远离消费中心的大型风电场和太阳能发电场，迫切需要研究开发另外一种能够大规模长时间使用的储能技术。由于压缩空气储能优势明显，可以弥补抽水蓄能的先天不足，将是有效解决我国大规模储能问题的重要选择。

2 压缩空气储能概述

2.1 工作原理

压缩空气储能是基于燃气轮机技术发展起来的一种能量存储系统，工作原理非常类似。

燃气轮机装置由压气机、燃烧器（或叫燃烧室）和透平3个主要部分组成（见图3）。燃气轮机的工作原理为：叶轮式压气机从外部吸收空气，压缩后送入燃烧器，同时燃料（气体或液体燃料）也喷入燃烧室与高温压缩空气混合，在定压下进行燃烧。生成的高温高压烟气进入透平膨胀做功，推动动力叶片高速旋转，同时驱动压气机旋转增压空气，燃气轮机装置中约2/3功率用于驱动压气机。

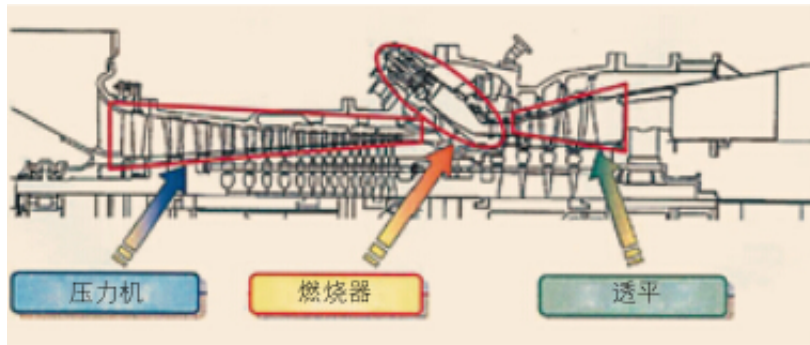


图3 燃气轮机的主要结构

压缩空气储能一般包括5个主要部件：压气机、燃烧室及换热器、透平、储气装置（地下或地上洞穴或压力容器）、电动机/发电机（见图4）。其工作原理与燃气轮机稍有不同的是：压气机和透平不同时工作，电动机与发电机共用一机。在储能时，压缩空气储能中的电动机耗用电能，驱动压气机压缩空气并存储于储气装置中；放气发电过程中，高压空气从储气装置释放，进入燃气轮机燃烧室同燃料一起燃烧后，驱动透平带动发电机输出电能。由于压缩空气来自储气装置，透平不必消耗功率带动压气机，透平的出力几乎全用于发电。

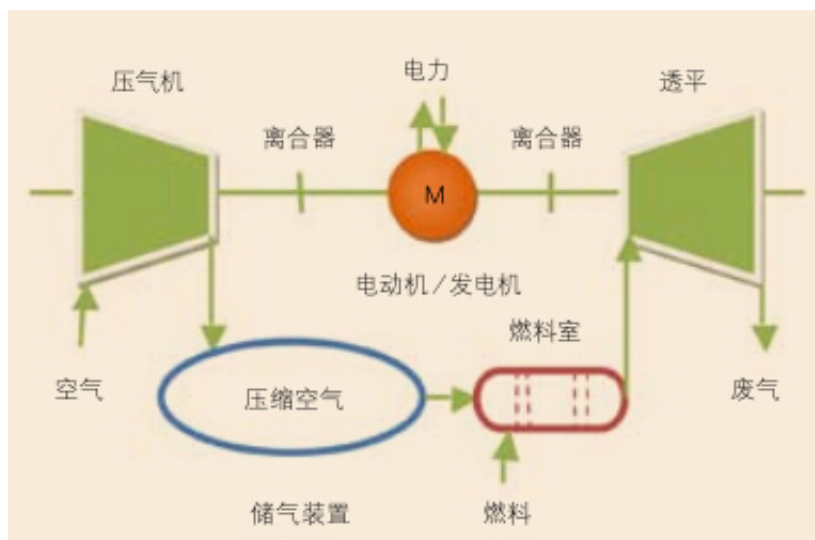


图4 压缩空气储能基本原理

2.2应用现状

压缩空气储能发电已有成熟的运行经验，最早投运的机组已安全运行30多年。目前已有两座大规模压缩空气储能电站投入了商业运行，分别位于德国和美国。

第一座是1978年投入商业运行的德国Huntorf电站。目前仍在运行中，是世界上最大容量的压缩空气储能电站。机组的压缩机功率60MW，释能输出功率为290MW。系统将压缩空气存储在地下600m的废弃矿洞中，矿洞总容积达 $3.1 \times 10^5 \text{m}^3$ ，压缩空气的压力最高可达10MPa。机组可连续充气8h，连续发电2h。该电站在1979年至1991年期间共启动并网5000

多次，平均启动可靠性97.6%。实际运行效率约为42%。

第二座是1991年投入商业运行的美国Alabama州的McIntosh压缩空气储能电站（见图5）。储能电站压缩机组功率为50MW，发电功率为110MW。储气洞穴在地下4

50m，总容积为 $5.6 \times 10^5 \text{m}^3$

，压缩空气储气压力为7.5MPa。可以实现连续41h空气压缩和26h发电，机组从启动到满负荷约需9min。该电站由Alabama州电力公司的能源控制中心进行远距离自动控制。实际运行效率约为54%。



图5 阿拉巴马州麦金托什压缩空气工厂

美国Ohio州Norton从2001年起开始建一座2700MW的大型压缩空气储能商业电站，该电站由9台300MW机组组成。压缩空气存储于地下670m的地下岩盐层洞穴内，储气洞穴容积为 $9.57 \times 10^6 \text{m}^3$ 。

日本于2001年投入运行的上砂川町压缩空气储能示范项目，位于北海道空知郡，输出功率为2MW，是日本开发400MW机组的工业试验用中间机组。它利用废弃的煤矿坑（约在地下450m处）作为储气洞穴，最大压力为8MPa。

瑞士ABB公司（现已并入阿尔斯通公司）正在开发联合循环压缩空气储能发电系统。储能系统发电功率为422MW，空气压力为3.3MPa，系统充气时间为8h，储气洞穴为硬岩地质，采用水封方式。目前除德、美、日、瑞士外，俄、法、意、卢森堡、南非、以色列和韩国等也在积极开发压缩空气储能电站。

我国对压缩空气储能系统的研究开发开始比较晚，大多集中在理论和小型实验层面，目前还没有投入商业运行的压缩空气储能电站。中科院工程热物理研究所正在建设1.5MW先进压缩空气储能示范系统。

3压缩空气储能分类

根据压缩空气储能的绝热方式，可以分为两种：非绝热压缩空气储能、带绝热压缩空气储能。同时根据压缩空气储能的热源不同，非绝热压缩空气储能可以分为无热源的非绝热压缩空气储能、燃烧燃料的非绝热压缩空气储能，带绝热压缩空气储能可以分为外来热源的带绝热压缩空气储能、压缩热源的带绝热压缩空气储能（见图6）。

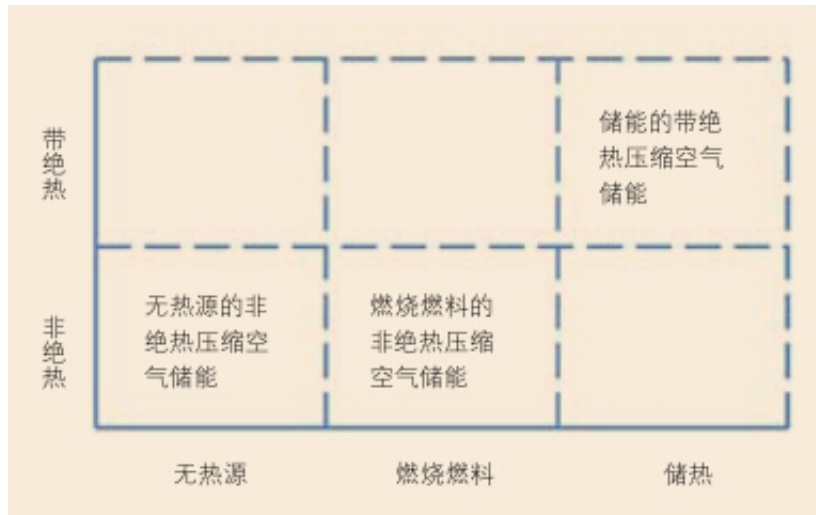


图6 压缩空气储能的分类

3.1无热源的非绝热压缩空气储能

无热源的压缩空气储能系统既不采用燃烧燃料加热，也不采用其他外来热源和绝热装置。

在储能时，电动机带动压气机压缩空气并存于储气装置中；放气发电过程中，高压空气从储气装置释放，驱动透平带动发电机输出电能（见图7）。

无热源的非绝热压缩空气储能优点是结构简单，但系统能量密度和效率较低。因此，它仅应用在微小型系统中，用作备用电源、空气马达动力和车用动力等，不适应大规模储能。

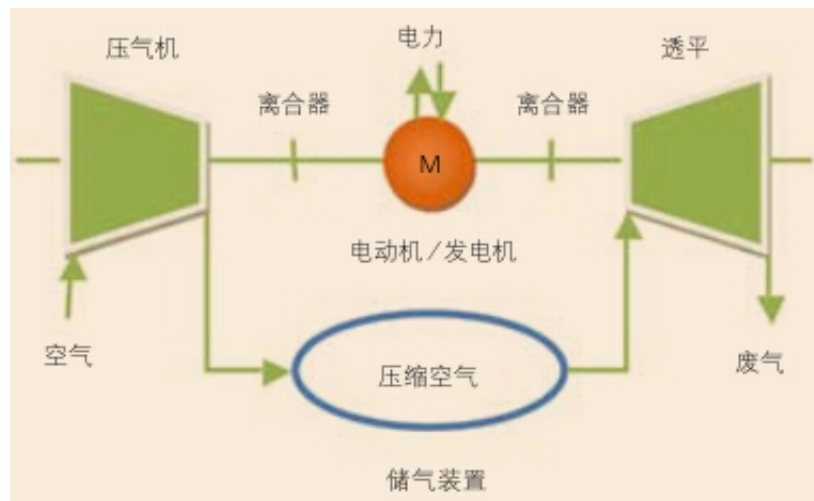


图7 无热源的非绝热压缩空气储能

3.2燃烧燃料的非绝热压缩空气储能

燃烧燃料的非绝热空气压缩蓄能的特点是需要向系统提供较多额外的燃料，放气时加热从储气装置中流出的空气。

典型代表为德国的Huntorf压缩空气储能电站和美国Alabama州的McIntosh压缩空气储能电站。它们与压缩空气储能基本原理相比，压缩过程和膨胀过程为二级，压缩过程包括级间以及级后冷却，膨胀过程包括中间再热结构。

德国的Huntorf压缩空气储能结构见图8。在储能过程中，电动机带动压缩机，空气通过两级压缩成高压空气，同时使用冷却装置，在进入储气装置之前被冷却，然后存于储气装置中。在释能过程中，高压空气从储气装置释放，通过两次补燃，驱动透平带动发电机输出电能。

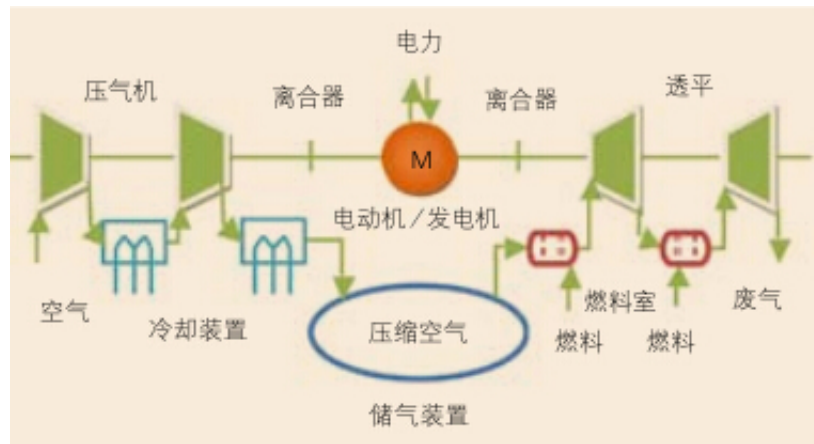


图8 燃烧燃料的非绝热压缩空气储能（不带回热）

美国Alabama州的McIntosh压缩空气储能电站系统结构见图9。它与德国的Huntorf压缩空气储能不同之处在于它是带有余热回收装置的压缩空气储能系统，通过回收涡轮排气中的废热预热压缩空气，从而可以提高系统的热效率。由于具有回热结构，McIntosh电站的单位发电燃料消耗相对于Huntorf电站节省了约25%。



图9 燃烧燃料的非绝热压缩空气储能（带回热）

3.3 外来热源的带绝热压缩空气储能

此类压缩空气储能是通过存储外来热源代替燃料燃烧加热。外来热源可以是太阳能热能、电力、化工、水泥等行业的余热废热等。目前应用最广泛是太阳能热能，太阳能热利用是一种最现实、最有前景、最能够有份额的替代化石能源消耗的太阳能利用方式，通过太阳集热器可以获得550℃以上的高温，但由于太阳能的间歇性和不稳定性，储热装置在太阳能热利用系统中具有先天的需求。

在储能过程中，电动机带动压缩机，压缩成高压空气存于储气装置中，外来热源热能存储在储热装置中。在释能过程中，利用存储的外来热源热能加热压缩空气，驱动透平带动发电机输出电能（见图10）。

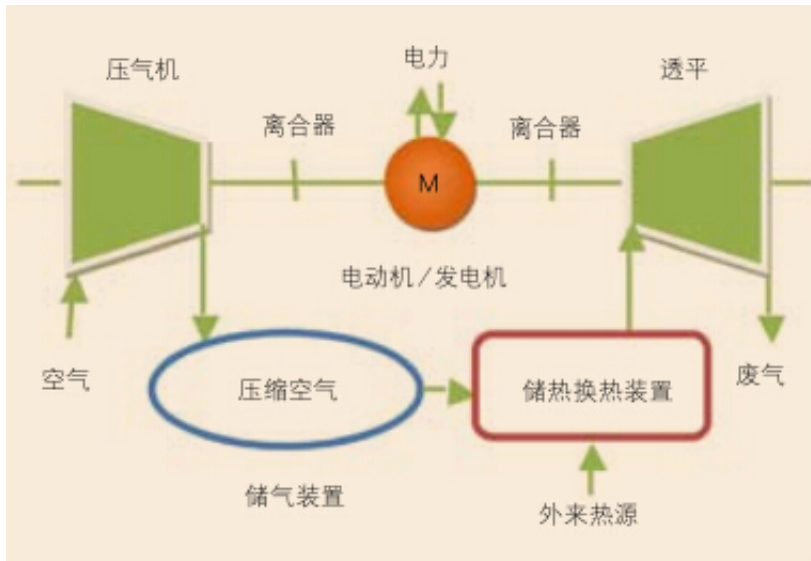


图10 外来热源的带绝热压缩空气储能

3.4 压缩热源的带绝热压缩空气储能

压缩空气储能系统中空气的压缩过程接近绝热过程，产生大量的压缩热。如在理想状态下，压缩空气至10MPa，能够产生650℃的高温。

在储能过程中，压缩热源的带绝热压缩空气储能将空气压缩过程中的压缩热存储在储热装置中，高压空气存于储气装置中。在释能过程中，利用存储的压缩热能加热压缩空气，然后驱动涡轮做功（见图11）。

与非绝热压缩空气储能相比较，综合效率最高可达到70%。同时，此系统中压气机的出口会达到650℃的高温，增加了对压气机耐热材料的要求。系统虽然去除了燃烧室，但是增加了储热装置，会带来管道和阀门数量的增加与储气装置体积过大的问题。

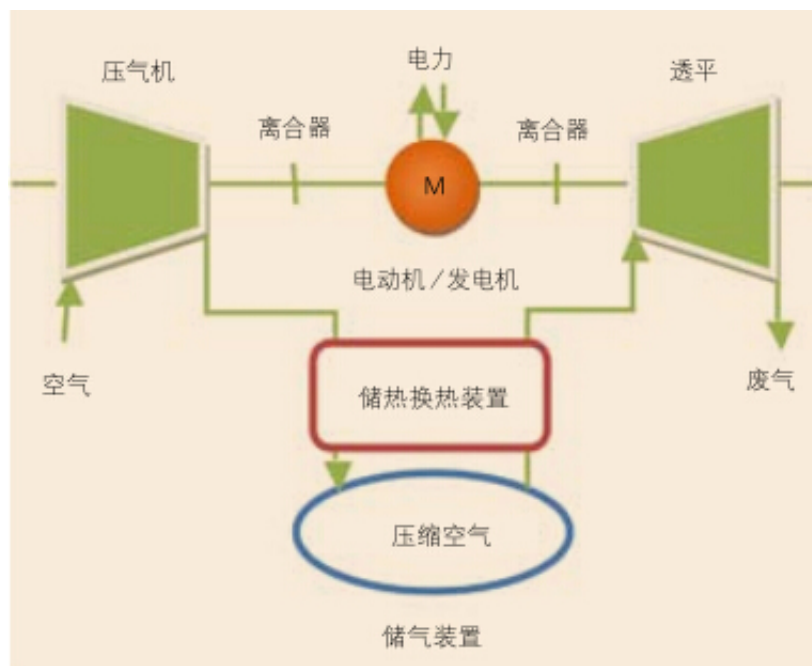


图11 压缩热源的带绝热压缩空气储能

4压缩空气储能的耦合利用方式

传统的压缩空气储能主要通过透平直接发电。为了提高系统工作方式的灵活性，改善系统的效率和适应特殊用途等，逐步出现了直接利用经过压缩空气储能压缩后的高压空气与其他热力循环系统耦合的应用方式。

4.1压缩空气储能与可再生能源耦合系统

风电和太阳能发电出力的不确定性和波动性给电网的实时功率平衡和安全稳定运行带来诸多问题。压缩空气储能可实现间歇式可再生能源稳定输出，为可再生能源大规模利用提供有效的解决方案。

在用电低谷，风电场的多余电力驱动压气机，压缩并储存压缩空气，同时太阳能热能存储在储热装置中。

在释能过程中，利用太阳能热能和尾气中的热量加热压缩空气，需要时通过燃烧进一步加热压缩空气，然后进入透平发电上网。此系统可以有效解决可再生能源的并网问题，进一步提高间歇式可再生能源在电网中供电的比例（见图12）。

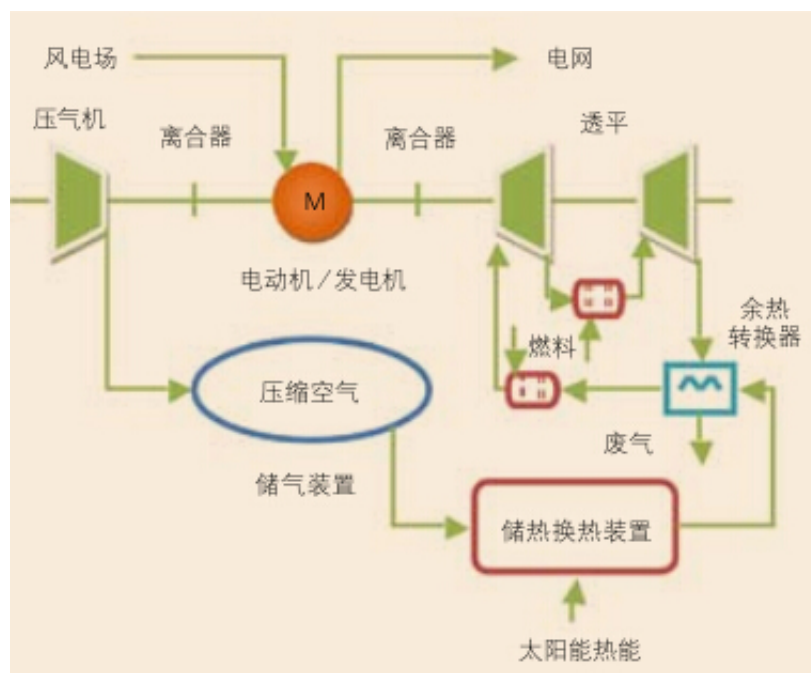


图12 压缩空气储能与可再生能源耦合系统

4.2压缩空气储能与燃气轮机耦合系统

压缩空气储能与燃气轮机的结构和工作原理类似，可以组合成高效率的耦合系统，有效利用压缩空气储能起到削峰平谷的目的（见图13）。

为了提高能源利用效率，在一般情况下，大功率燃气轮机需要连续高负荷运行，而压缩空气储能则作为燃气轮机发电的“加力装置”。在用电低谷时，多余电力用来压缩空气并储存在地下洞穴或者地上高压容器等储气装置里；在用电高峰时，压缩空气通过燃气轮机的废气加热之后，可以直接喷入或者同燃气轮机压缩空气混合喷入燃烧室，以增加燃气轮机出力，其排气仍通过余热换热器加热压缩空气储能中的空气。

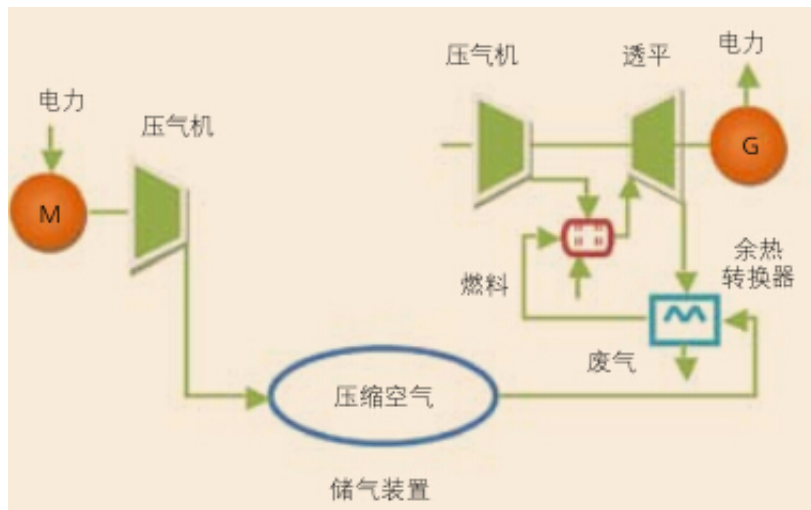


图13 压缩空气储能与燃气轮机耦合系统

5小结

目前压缩空气储能在我国仍然处在探索阶段，技术尚未成熟，但是系统规模大、储能成本低，尤其在我国风能、太阳能等可再生能源与消费中心地区严重逆向分布的背景下，必将会在未来电力系统中得到广泛的应用。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/tech/89669.html>