

电力系统云储能研究框架与基础模型

刘静琨, 张宁, 康重庆

(电力系统及发电设备控制和仿真国家重点实验室(清华大学电机系), 北京市 海淀区 100084)

Research Framework and Basic Models for Cloud Energy Storage in Power System

LIU Jingkun, ZHANG Ning, KANG Chongqing

(State Key Laboratory of Control and Simulation of Power Systems and Generation Equipments (Department of Electrical Engineering, Tsinghua University), Haidian District, Beijing 100084, China)

ABSTRACT: The continuous development of energy internet has been facilitating the increase of the demand for using distributed energy storage. However, the cost of energy storage is still far from large widespread use. This paper introduced the concept of cloud energy storage (CES) and analyzed its operation mechanism and business model. The research framework of CES was then proposed from the dimensions of operation and planning, participators, and market. The scientific problems and key techniques in the research of CES were analyzed. The basic models for CES users and provider were proposed. A model predictive control method was proposed for the CES provider to cope with the uncertainty of consumers' charge and discharge demands. The case study based on real data justify the effectiveness of this model.

KEY WORDS: power system operation; distributed energy storage; PV; centralized energy storage; model predictive control; virtual storage; cloud energy storage

摘要: 能源互联网不断发展促进了分布式储能使用需求迅速增长。目前储能设备成本依然较高,限制了分布式储能的广泛应用。为了解决这一问题,该文介绍了云储能这种新的储能共享模式,分析了其运行机制和商业模式。在此基础上从运营、对象、市场三条主线提出了云储能的研究框架,分析云储能研究中的科学问题和关键技术。建立了云储能基础模型,提出了云储能提供商模型控制预测运行决策方法,可以有效应对用户使用云储能服务时充放电需求的不确定性。基于实际数据的算例分析证明了该方法的有效性。

关键词: 电力系统运行; 分布式储能; 光伏; 集中式储能; 模型预测控制; 虚拟储能; 云储能

基金项目: 国家自然科学基金国际(地区)合作与交流项目(51620105007); 国家重点研发计划(2016YFB0900105)。

Major International (Regional) Joint Research Project of National Science Foundation of China (51620105007); National Key Research and Development Program of China (2016YFB0900105)。

0 引言

随着能源电力行业技术的不断进步,能源互联网将成为未来电网发展的重要发展方向^[1-2]。在能源互联网相关的技术中,分布式储能与分布式可再生能源的联合运行将是今后能源互联网的重要发展方向^[3]。与在电源侧和电网中投资安装的大规模集中式储能不同,分布式储能通常安装在用户侧或者微电网中,用于储存用户的可再生能源发出的过剩电能或者通过帮助用户负荷曲线移峰来降低电费。在能源互联网中,每个用户的电价将不再是固定不变的,在先进技术的支撑下,取而代之的将是更加科学合理的实时电价;每个用户在能源市场中的定位将不再仅仅是能源的消费者,而是集能源的生产者、消费者于一身的新型能源生产消费者^[4],将会充分利用其所掌控的分布式发电资源;每个用户可以运用储能装置修正自己的负荷曲线,从而降低用电费用,最大化分布式能源的价值。因此储能技术,尤其是分布式储能在用户侧的广泛运用对能源互联网的发展起到基础性的支撑作用。而且随着可再生能源接入比例的不断提高,储能资源的需求也将不断提高,越来越多的用户对分布式储能及其相关的服务将产生更大的需求。

目前,国内对于分布式储能的研究主要集中在微电网的运行和控制方面^[5-7],兼有一些关于电动汽车^[8]和能量信息化^[9]的研究。文献[5]建立了含有钠硫电池储能的微网运行优化模型。文献[6]提出了基于荷电状态的改进下垂控制方法,实现了分布式储能单元之间负荷功率的合理分配。文献[7]应用改进下垂控制实现了孤岛微电网储能单元充放电过程中荷电状态平衡,利用低带宽通信使输出电压稳

定。此外,文献[8]提出了电动汽车分布式储能的概念与电动汽车分布式储能控制策略,将电动汽车分成分别负责充电和放电的两个车群,进行动态管理,提高了可调度性。文献[9]将能量信息化与互联网化管控的思想应用于以单体电池为能量离散化单位的分布式储能系统。

分布式储能的运行决策方法主要可以分为分散决策^[10-12]和集中决策^[13-15]两类。文献[10]提出了一种完全分布式的安排运行计划的方法,仅仅通过相邻储能装置之间的迭代协调来获得各个装置的最优策略。文献[11]提出了一个多代理合作控制策略,协调直流微电网中的分布式储能装置之间的功率。文献[12]使用分布式储能分布式控制与局部控制方法解决高光伏渗透率的低压配电网中的电压跃升和跌落问题。文献[13]使用二阶锥松弛技术获得高比例光伏放射状配电系统中分布式储能规划运行的最优解。文献[14]使用日前运行优化的方法通过控制外部参数,例如充放电功率、放电深度、循环次数等,得到电池储能系统的管理策略。文献[15]研究了分布式电池储能系统在动态电价下的套利问题,并且得到了权衡经济价值和电池生命周期的帕累托最优的套利策略。

当前储能成本仍然较高,限制了分布式储能的广泛应用。假设使用锂电池储能,单位容量储能成本按 500\$^[16]测算,循环能力为 4000 次^[17],充放电效率按 100%计算,充放电的电价差需要达到 0.125\$ 才能回收成本,因此目前难以具有普遍的经济性。为了解决这一问题,文献[18]提出了一种新的储能模式——云储能(cloud energy storage, CES)。云储能可将原本分散在用户侧的储能装置集中到云端,用云端的虚拟储能容量来代替用户侧的实体储能。云端的虚拟储能容量以大规模的储能设备为主要支撑,以分布式的储能资源为辅助,可以为大量的用户提供分布式的储能服务。

本文简要介绍了云储能的理念以及云储能的运行机制与商业模式,着重从运营、对象、市场三条主线提出了云储能的基本研究框架。本文同时也研究了云储能框架下的基础性问题——云储能用户和提供商的建模方法,为今后云储能的相关研究奠定了基础。

1 云储能概念与商业模式

1.1 云储能概念

如图 1 所示,云储能利用其所控制的储能资源

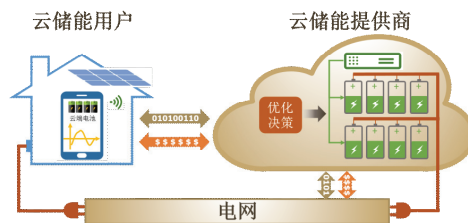


图 1 云储能系统概念图

Fig. 1 The concept of CES system

为用户提供分布式的储能服务。集中式的储能设施和分布式的储能资源都由云储能提供商统一运营管理,云储能用户通过购买服务的方式获得分布式储能服务^[18]。两者之间通过通信和金融系统进行信息和费用的双向传递,依靠电网实现能量上的相互联系。云储能用户可以购买一定时期内一定功率容量和能量容量的云储能服务使用权。取得云储能使用权之后,用户可以根据自己的实际需求,对云端电池进行充电和放电。云储能用户使用云端的虚拟储能如同使用实体储能,但与使用实体储能不同的是,云储能用户免去了安装和维护的麻烦,这一切也有赖于通信与控制技术的进步。云储能提供商则根据用户储能需求投资一定量的集中式储能设备,或通过租赁的方式获得各类分布式储能资源的代理控制权,并综合考虑用户的充电放电需求等信息产生优化决策的控制策略,进而去控制实际的储能设备进行相应的充放电。云储能提供商通过对储能资源的统一建设、统一调度、统一维护,可以以更小的成本为用户提供更好的储能服务。

1.2 云储能运行机制与商业模式

用户的历史信息,如负荷曲线、家庭光伏出力曲线等,是用户决定是否使用云储能服务以及使用多少云储能服务的重要影响因素。云储能用户在云储能提供商的协助下,根据自己的历史负荷以及光伏出力情况通过合理的优化模型确定其所需要的云端虚拟电池的容量。云储能用户向云储能提供商支付云储能服务费以获得云端电池的使用权。用户的云端虚拟电池可以设计为具有与实体储能装置类似的特性,同样具有充放电循环效率、自放电率等参数,而不同点在于用户实体储能在物理上位于用户侧并由用户实际控制,云端电池的实体实际上是云储能提供商的集中式储能设施及其所租赁代理的分布式储能资源。这些储能资源均由云储能提供商实际控制。云储能用户在实际的运行中一般可以自行设定云端电池的充放电规则,根据实时的电

价、负荷水平以及光伏出力情况去决定云端电池的充放电行为，并将这些指令传递给云储能提供商。云储能用户对其云端电池充电会产生一定的用电费用，这部分费用由云储能提供商代收，并最终支付给电网。云储能用户使用云端电池放电则不需要支付费用，就像使用实体储能装置一样。若某时段云储能用户的净负荷为负值，即用户向电网反送电，电网需要支付回购费用给云储能用户，这部分费用将由云储能提供商代为支付给用户。

云储能的商业模式是目前的“共享经济”模式在储能资源上的体现。云储能提供商根据所有参与云储能的用户的储能使用需求而投资和租赁一定量的集中式实体储能装置和分布式储能资源，并在实际运行中根据用户的充放电需求和对于未来的信息预测进行滚动的优化决策，进而根据决策结果实时控制集中式储能装置进行充电或放电。因为多个用户对于储能的实际需求存在着一定的时间差异性与互补性，所以云储能提供商的实体储能资源的加总的实际功率容量和能量容量一般要小于全体云储能用户需求的加总，从而实现利用用户储能需求特性来节约投资成本。当全体云储能用户对于储能的实际放电需求不能被实体储能资源所满足时，这部分未能由实体储能所满足的电力电量将由云储能提供商向电网购买，从而提供给云储能用户。这虽然增加了云储能系统的运行成本，但是远小于云储能模式所带来的投资成本节约^[18]。因此，可以说云储能以较小的运行成本增加为代价，换取了较大的投资成本的节约。

云储能这一商业模式通过综合成本的降低实现了社会福利的增加。其所增加的这一部分社会福利将在云储能用户和云储能提供商之间合理分配，给予两者共同的正面激励，一方面让用户使用云端电池比投资家用实体储能更加经济，另一方面保证云储能提供商一定的利润以确保其提供云储能服务的可持续性。

云储能相对于分布式储能具有虚拟化、用户友好化、资源共享化三大特征：1) 虚拟化：用户所使用的储能容量位于云端，用户只通过用户界面进行虚拟的充放电操作；2) 用户友好化：云储能所对应的储能实体是由云储能提供商所控制的集中式储能设施和分布式储能资源，用户对于储能的使用更加简单方便，免去了安装、维护等工作；3) 资源共享化：一方面，所有云储能用户共享着全部的

储能资源，储能容量在实际运行中动态地按需分配给各个用户，并以此实现资源的综合高效利用；另一方面，已有的分布式储能资源可以参与到云储能服务中，共享闲置的容量，在提高利用率的同时获取适当的收益。这些特征也给云储能带了三大优势：1) 充分利用用户互补性：不同用户每天的用电行为不同，同一用户在不同天的用电行为也有较大差异，因此用户之间的储能需求存在一定的互补性，这就使得云储能可以投资较少的储能来满足用户的储能使用需求；2) 充分利用规模效应：云储能的集中式储能设施是大规模的，可以利用规模效应获得比用户投资分布式储能更低的单位储能投资成本，从而降低云储能系统的总成本；3) 充分利用信息优势：云储能提供商可以通过预测技术获取比一般用户更多的信息，例如更加准确的电价、用户的整体充放电需求等，进而基于这种信息优势采用优化的方法制定更加合理的日前和实时的充电和放电策略，从而增进云储能提供商利润，降低云储能系统的整体成本。

目前，国外也有一些分布式储能的创新商业应用探索。例如，SENEC.IES 要求对用户侧的电池有主要控制权，用户可以获得一部分免费的电力^[19]。Ampard 利用能量管理系统将用户储能集合起来为电网提供辅助服务^[20]。这些探索与实践可以为云储能商业模式的开展提供参考。

2 云储能研究框架

基于云储能的概念，本文提出了云储能研究框架如图 2 所示。对于云储能的研究可以分为三条主线，分别是运营主线、对象主线和市场主线。运营主线主要包括投资规划、运行优化和技术经济分析三个元素；对象主线的元素包括用户、云储能提供商、零售商和配电网

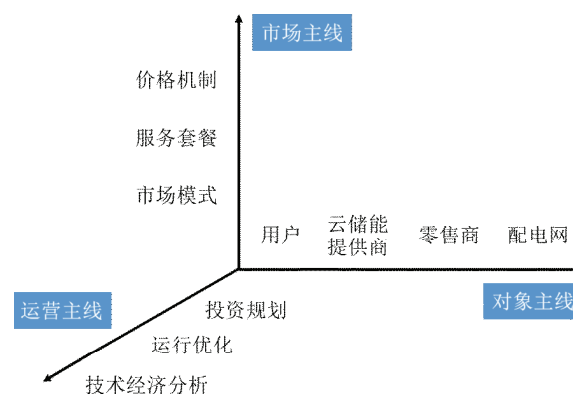


图 2 云储能研究框架

Fig. 2 The research framework of CES

商、零售商和电网；市场主线包括市场模式、服务套餐和价格机制。不同主线的研究并不是独立的，而是相互关联和耦合的，构成了云储能领域未来潜在的研究内容。

2.1 运营主线

云储能为储能设备引入了新的运行机制和商业模式，因此带来了新的优化规划与优化运行相关问题，如图3所示。云储能规划方法的目标是以最小的经济成本投资最适合的满足云储能用户充电放电需求储能设备的组合。功率型与能量型的设备相搭配，高循环寿命与低循环寿命的储能设备相搭配，占地面积大与占地面积小的储能设备相搭配，充分利用多种不同类型的储能技术的互补特性，实现各种储能设备物尽其用，达到投资利用率的最大化。因此需要研究不同类型储能的技术特点，建立对应的充电放电模型、老化模型，采用线性或非线性优化的方法找出满足需求的最优储能搭配。

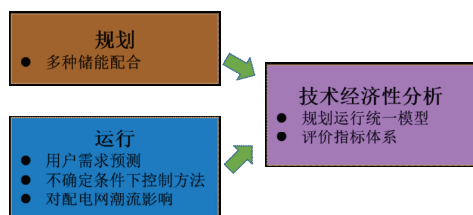


图3 运营主线示意图

Fig. 3 The schematic diagram of operation dimension

云储能运行决策方法着重考虑云储能在实际运行中如何合理地安排充电和放电策略从而实现运行成本的降低。在实际运行中，云储能各参与方只能获得历史的数据以及对于未来电价、负荷、充放电需求等信息的预测值，无法获得实际运行中的精确值。因此，在运行中云储能提供商需要采用合理的运行决策方法来尽可能地规避用户充放电需求的不确定性所造成云储能提供商利润的损失。一方面需要研究对于实际运行中用户充放电需求的预测方法，另一方面需要建立不确定条件下的运行控制模型。前者要求综合各种已知的信息对于未来云储能提供商决策所需的参数进行更加准确的预测，后者要求在用户充放电需求存在不确定性的情况下采用鲁棒控制或者多场景模拟等方式给出合理的优化运行控制方法。

云储能的运行势必会对原有的配电网潮流产生影响，每条馈线上的功率随时间的变化规律将发生改变，有时甚至会产生反送电现象，而且在一些

用户要求放电而另外一些用户要求充电时电网中的实际能量流动会更加复杂。因此，需要深入分析云储能这一模式的应用对于电网潮流的改变以及对于电压稳定的影响，研究计及云储能的配电网潮流计算方法，进而可以研究云储能的优化运行决策方法以提高电网安全稳定性或减轻云储能模式为电网带来的不良影响。

云储能的运营效果需要合理的指标体系来评价。云储能技术经济分析是结合上述云储能的规划和运行的相关研究形成统一的涵盖这两个环节的综合模型，计算出云储能系统的整体成本，并通过计算经济性评价指标来验证云储能模式的经济性。因此，一方面需要基于运营主线和对象主线的研究建立统一的优化与控制模型打通规划和运行两个环节，另一方面还需要研究合理的云储能经济性评价指标体系。

2.2 对象主线

云储能商业模式中包含多个市场成员对象，包括云储能用户、云储能提供商、零售商、配电网等等，如图4所示。用户在参与云储能服务之后将会比使用实体的分布式储能获得更加优惠的价格。在这种价格信号的激励下，云储能用户将会采取与之前不同的规划决策与控制方式。因此需要研究云储能用户的规划的最优储能容量与储能服务定价之间的关系，以及用户充电放电决策与储能定价之间的关系，从而为后续的其他市场成员决策提供依据。

云储能提供商是云储能商业模式中的核心成员。对于云储能提供商的研究涵盖了规划、运行、经济性评价、安全性评估、服务产品设计与定价等多方面的内容。对于云储能提供商的研究一方面要考虑其与用户之间的能量和资金结算关系，另一方面也要研究云储能提供商与其所集成的用户作为一个整体的负荷曲线，并在此基础上分析其用电行

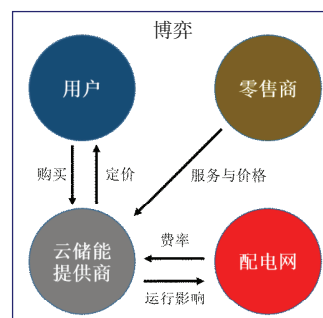


图4 对象主线示意图

Fig. 4 The schematic diagram of participants dimension

为特征及其给电网带来的影响。

零售商是售电市场中为单个用户提供电能与其他相关服务的代理商。零售商侧重于销售电能，而云储能提供商侧重于提供储能服务。零售商给云储能提供商和用户所设定的电价、可靠性服务以及其他相关的服务价格对于云储能商业模式的盈利有着重要的影响。因此需要对零售商的定价策略进行分析，并基于此研究不同零售商定价策略对于云储能系统盈利性的影响。

配电网为云储能商业模式提供最终的物理网络支撑以及最终的能量支撑。储能设施释放的电能需要经过配电网才能到达用户，而用户的充电需求的满足也反映在电能经配电网充入储能设施。因此，除了要研究云储能的运行对于配电网潮流带来的影响之外，还需要研究云储能提供商和用户使用配电网的网络设施所应支付的费用种类和费率，并分析在不同收费模式下云储能系统的经济性。

此外，不同对象之间会产生联系并相互影响，会给云储能的运行带来新的问题。当云储能系统的规模较小时，用户和云储能提供商都是市场价格的接受者。然而，当有越来越多的用户选择使用云储能服务时，云储能将具有较大的规模，进而获得一定的市场力。在这种情况下，需要研究云储能提供商与零售商及其他电力市场参与主体的竞争与合作的问题。博弈论等相关理论将被引入，进而分析云储能提供商与其他的电力市场主体的交互作用，多主体博弈条件下云储能应该如何规划如何运行，并对多主体博弈下的云储能系统及整个电力市场系统做出可行性与经济性分析。另一方面，对象之间还存在着合作的空间。实际上，用户、零售商和配电网都可能拥有一定量的储能装置，或为集中式或为分布式，并且这些储能装置还可能具有一定闲置率。利用这些储能装置来提供云储能服务可以提高全社会储能装置利用率，增进社会福利。因此，需要研究利用闲置的碎片化分散式的储能装置提供云储能服务的方法及其利益分配规则，通过对分散式决策和集中式决策的研究，形成云储能资源的优化调度方法，充分盘活与调动全社会的闲置储能资源，从而进一步扩展云储能的使用范围。

2.3 市场主线

云储能这一新的商业模式的顺利开展有赖于建立完善的市场模式，研究具有针对性的服务套餐和制定合理的价格机制，如图 5 所示。云储能市场

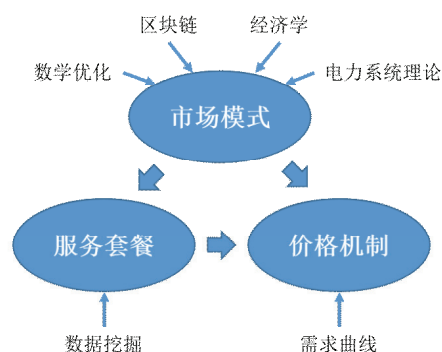


图 5 市场主线示意图

Fig. 5 The schematic diagram of market dimension

成员之间存在着不同程度的信息不对称问题，云储能提供商不知道用户的实时储能充放电需求，零售商和配电网也不知道云储能提供商将何时充电和放单。可以尝试将区块链技术等技术引入到云储能市场模式中，从而约束市场成员的市场力。此外，合理的市场模式能够调动市场成员参与市场的积极性，因此也需要结合经济学、数学优化、电力系统相关理论设计满足激励相容原理基本要求的云储能市场成员盈利机制。

不同的云储能用户的储能使用偏好不尽相同，而且同一用户在不同日的储能使用行为也有较大的差异。针对用户的差异性制定多种服务套餐供用户选择将是一种激发用户使用云储能服务的有效方法。因此，有必要分析用户行为的影响因素及其行为特点，通过数据挖掘相关技术将用户按照其特征归类分析，在此基础上使用优化的方法针对不同用户的特性制定一系列差异化的服务套餐。

云储能模式的实际应用中，在制定了云储能服务套餐的基础上还需要形成合理的价格机制，对云储能服务定价。需要针对不同主体的储能使用需求特性制定价格歧视策略，研究基于服务套餐内容的定价方法，从而在保证云储能市场上各主体参与云储能的意愿的前提下实现云储能提供商的利润最大化。因此，要研究不同的云储能功率容量和能量容量价格下用户使用储能的意愿，得到用户储能需求曲线，在此基础上再根据市场中各主体的市场力的不同研究不同市场模式下的云储能提供商决策策略。

云储能相关的研究不止上述研究框架所涉及的内容。譬如云储能对于环境的影响、云储能对于可再生能源产业的影响等也都是与云储能有关的

问题。不过这些内容目前还不是云储能研究的重点,故未纳入到云储能研究框架中。后续的云储能相关研究可能会涉及到上述问题。

3 云储能基础模型

在云储能商业模式下,用户根据自己的负荷以及光伏发电情况决策出各个时段云端虚拟储能的充电和放电功率。云储能提供商根据用户的充电和放电需求安排储能设施的充电和放电计划,从而以最小的成本去满足用户的储能使用需求。用户和云储能提供商的行为是研究云储能的基础。本节以集中式云储能为例,分别提出云储能用户与提供商的基础模型。

相比直接使用分布式储能,用户在使用云储能时能够对自己购买的“虚拟电池”进行虚拟的充放电操作。为了保证“用户体验”的一致性,“虚拟电池”的充放电使用模式应与目前的分布式储能相同,即“即买即用,实时控制”,用户无需提前申报储能的充放电计划,而是根据自身的需求“随意”使用。决定用户充放电需求的因素主要包括用户(实时/峰谷)电价、用户负荷以及用户的分布式能源发电的大小。而对于云储能提供商而言,其实体电池的充放电运行则会根据所有用户的充放电需求确定。由于储能运行具有多时段耦合特性,某一时段的充放电决策会影响储能电量进而影响其他时刻的充放电决策。但用户充放电模式决定了云储能提供商无法提前获取用户未来的充放电需求曲线进而一次性决策出一整段时间内储能设施最优充放电策略。因此,云储能提供商需要对用户未来的充放电行为进行预测,并基于预测做出当前时段的最优充放电策略。

此外,为了统一云储能研究的符号体系并且方便读者理解,在本文中建模使用的符号体系的规律为: p 表示用户功率, P 为云储能提供商的功率;上标0表示不使用储能,G表示从电网获得,B表示反送电网,C表示充电,D表示放电,PV表示光伏, Σ 表示加总,Cap表示容量。

3.1 用户运行基础模型

用户使用储能的整体逻辑为在某些对于充电有利的条件下以尽可能大的功率充电,而在某些对于放电有利的条件下以尽可能大的功率放电。因此,需要研究用户选择充电和放电的条件,以及用户在相应条件下所选择的充电和放电的功率。由于

一般用户很难具备对于储能装置采取复杂控制逻辑的条件,所以在用户运行基础模型中,我们只考虑了用户对于储能运行控制的简单逻辑,并未考虑用户采取复杂的控制策略。综合电价、用户负荷以及光伏出力等信息,用户 i 在 t 时段的理性的充放电行为是:当电价 λ_t 低于其所设定的充电临界电价 $\lambda_{i,t}^C$ 或者其光伏出力 $p_{i,t}^{PV}$ 大于负荷 $d_{i,t}$ 时充电,即 $\lambda_t < \lambda_{i,t}^C$ 或 $p_{i,t}^{PV} > d_{i,t}$ 充电;当电价 λ_t 高于其所设定的放电临界电价 $\lambda_{i,t}^D$ 且其光伏出力 $p_{i,t}^{PV}$ 小于负荷 $d_{i,t}$ 时放电,即 $\lambda_t > \lambda_{i,t}^D$ 且 $p_{i,t}^{PV} < d_{i,t}$ 时放电。设在无储能的状态下,用户 i 在 t 时段需要从电网获得的功率为

$$p_{i,t}^{0,G} = (d_{i,t} - p_{i,t}^{PV})^+ \quad (1)$$

反送回电网的功率为

$$p_{i,t}^{0,B} = -(d_{i,t} - p_{i,t}^{PV})^- \quad (2)$$

其中运算 $(\cdot)^+$ 和 $(\cdot)^-$ 可定义为

$$\begin{cases} (x)^+ = \begin{cases} x, x \geq 0 \\ 0, x < 0 \end{cases} \\ (x)^- = \begin{cases} x, x \leq 0 \\ 0, x > 0 \end{cases} \end{cases} \quad (3)$$

因此,用户的运行规则可以公式化表达如下:

$$\begin{cases} p_{i,t}^C = \min\{p_i^{\text{Cap}}, \frac{e_i^{\text{Cap}} - e_{i,t-1}}{\eta_i^C \Delta t}\}, \lambda_t < \lambda_{i,t}^C \\ p_{i,t}^D = 0 \end{cases} \quad (4)$$

$$\begin{cases} p_{i,t}^C = \min\{p_i^{\text{Cap}}, \frac{e_i^{\text{Cap}} - e_{i,t-1}}{\eta_i^C \Delta t}, p_{i,t}^{0,B}\} \\ p_{i,t}^D = \min\{p_i^{\text{Cap}}, p_{i,t}^{0,G}, \frac{\eta_i^D (e_{i,t-1} - e_i^{\min})}{\Delta t}\} \end{cases}, \lambda_t > \lambda_{i,t}^D \quad (5)$$

$$\begin{cases} p_{i,t}^C = \min\{p_i^{\text{Cap}}, \frac{e_i^{\text{Cap}} - e_{i,t-1}}{\eta_i^C \Delta t}, p_{i,t}^{0,B}\} \\ p_{i,t}^D = 0 \end{cases}, \lambda_{i,t}^C < \lambda_t < \lambda_{i,t}^D \quad (6)$$

式中: $p_{i,t}^C$ 和 $p_{i,t}^D$ 分别为用户 i 在时段 t 的储能充电和放电功率; p_i^{Cap} 和 e_i^{Cap} 分别为用户 i 的储能功率容量和电量容量; e_i^{\min} 为用户 i 的储能最小电量; $e_{i,t}$ 为用户 i 的储能在 t 时段末尾的电量; η_i^C 和 η_i^D 分别为用户 i 储能充电和放电效率; Δt 为每个时段的时间间隔。

此外,每个用户相邻两时段之间通过如下关系递推用户的云端储能所存储的能量:

$$e_{i,t} = (1 - s_i)e_{i,t-1} + \Delta t(\eta_i^C p_{i,t}^C - \frac{p_{i,t}^D}{\eta_i^D}) \quad (7)$$

式中 s_i 为用户 i 的云端电池的自放电率。

用户充电功率包含两部分，一部分是来自电网的功率，另一部分来自用户光伏的功率。本文假设用户所产生的光伏能量优先满足自己的负荷，过剩的光伏能量再优先存储到储能设备中，只有当过剩的光伏功率小于充电需求时才会使用来自电网的功率充电。因此用户储能充电功率中光伏充电的部分可以表达为：

$$p_{i,t}^{C,PV} = \min\{p_{i,t}^C, (p_{i,t}^{PV} - d_{i,t})^+\} \quad (8)$$

用户需要实时向云储能提供商发送充电放电需求。所有用户参数的加总即为云储能提供商的决策所需的用户侧参数。具体来说，各时段用户放电需求总和为

$$p_t^{D\Sigma} = \sum_{i \in S^{CES}} p_{i,t}^D \quad (9)$$

充电需求总和为

$$p_t^{C\Sigma} = \sum_{i \in S^{CES}} p_{i,t}^C \quad (10)$$

其中，光伏充电功率总和为

$$p_t^{C,PV\Sigma} = \sum_{i \in S^{CES}} p_{i,t}^{C,PV} \quad (11)$$

式中 S^{CES} 为云储能用户的集合。

3.2 云储能提供商运行基础模型

本文基于模型预测控制(model predictive control, MPC)理论^[21]，提出了云储能 MPC 方法。MPC 理论于 20 世纪 70 年代问世，主要针对有优化需求的控制问题，在复杂工业控制中有成功的应用^[22]。云储能提供商的 MPC 运行原理如图 6 所示。图中竖线方格的输入数据是实际的系统数据，用于决定实际的运行策略；横线方格的输入数据是对于系统的预测值，用于参与优化辅助决策同一行的竖线方格数据，横线方格的输出数据并不作为系统实际控制参数使用；箭头用于记录在每个 t 时段结束时系统的状态，并作为下一次优化的初始数据。云储能提供商结合对于未来 n 个时间段的用户的行为的预测、用户当前充放电需求以及储能设施当前 t 时段的状态，优化出 t 至 $t+n$ 时间段储能设施的充电和放电策略。但实际上只采用所优化出的 t 时间段的策略操控储能设施并对电网及用户做出反应。在接下来的每一时间段，再次重复上述过程，滚动优化出每个时间段的控制策略。

具体来说，云储能提供商的充电功率 P_t^C 由

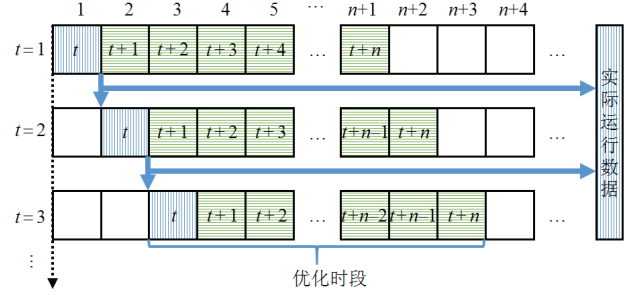


图 6 云储能提供商 MPC 运行原理图

Fig. 6 The schematic diagram for the MPC operation of the CES provider

2 部分构成：云储能提供商从电网充电功率 $P_t^{C,G}$ 和从用户过剩的光伏能量充电功率 $P_t^{C,PV}$ ，即：

$$P_t^C = P_t^{C,G} + P_t^{C,PV} \quad (12)$$

因此，云储能提供商从电网获取的功率可以表达为

$$P_t^G = P_t^{C,G} - P_t^D + p_t^{D\Sigma} - (p_t^{C,PV\Sigma} - P_t^{C,PV}) = P_t^C - P_t^D + p_t^{D\Sigma} - p_t^{C,PV\Sigma} \quad (13)$$

式中 P_t^D 是云储能提供商响应用户需求所产生的放电功率。

云储能提供商 MPC 模型的优化目标为当前时段与所预测出的随后一天的全部时段的整体运行成本最小。运行成本可以表达为：

$$O_t^{CES} = O_{1,t}^{CES} + O_{2,t}^{CES} \quad (14)$$

式中： $O_{1,t}^{CES}$ 为当前时段的运行成本； $O_{2,t}^{CES}$ 为当前时段之后一天的运行成本。具体而言，有：

$$O_{1,t}^{CES} = \Delta t(\lambda_t(P_t^G)^+ + \theta_t(P_t^G)^-) = \Delta t(\lambda_t(P_t^C - P_t^D + p_t^{D\Sigma} - p_t^{C,PV\Sigma})^+ + \theta_t(P_t^C - P_t^D + p_t^{D\Sigma} - p_t^{C,PV\Sigma})^-) \quad (15)$$

$$O_{2,t}^{CES} = \sum_{t_s \in T_t} \Delta t(\lambda_{t_s}(\hat{P}_{t_s}^G)^+ + \theta_{t_s}(\hat{P}_{t_s}^G)^-) = \sum_{t_s \in T_t} \Delta t(\lambda_{t_s}(P_{t_s}^C - P_{t_s}^D + \hat{p}_{t_s}^{D\Sigma} - \hat{p}_{t_s}^{C,PV\Sigma})^+ + \theta_{t_s}(P_{t_s}^C - P_{t_s}^D + \hat{p}_{t_s}^{D\Sigma} - \hat{p}_{t_s}^{C,PV\Sigma})^-) \quad (16)$$

式中： θ_t 是 t 时段电网收购反送电的电价； T_t 是时段 t 之后的一天内的所有时段的集合。 $\hat{p}_t^{D\Sigma}$ 和 $\hat{p}_t^{C,PV\Sigma}$ 分别表示云储能提供商在 MPC 中对未来的 $p_t^{D\Sigma}$ 和 $p_t^{C,PV\Sigma}$ 的预测值。

结合云储能提供商的约束条件，云储能提供商每个时段的运行优化 MPC 问题可以表达为式(17)—(23)。优化的时段数量将视运行的时间长度而定，每个优化中取 t 时段的结果记录并使用，而不取 t_s

时段结果。

$$\min_{P_t^C, P_t^D, P_{t_s}^C, P_{t_s}^D, E_t, E_{t_s}} O_t^{\text{CES}} \quad (17)$$

$$\text{s.t. } 0 \leq P_t^C, P_t^D, P_{t_s}^C, P_{t_s}^D \leq P^{\text{Cap}} \quad (18)$$

$$E^{\min} \leq E_t, E_{t_s} \leq E^{\text{Cap}} \quad (19)$$

$$E^{\min} = \text{SOC}^{\min} E^{\text{Cap}} \quad (20)$$

$$E_t = (1-S)E_{t-1} + \Delta t(\eta^C P_t^C - \frac{P_t^D}{\eta^D}) \quad (21)$$

$$E_{t_s} = (1-S)E_{t-1} + \Delta t(\eta^C P_{t_s}^C - \frac{P_{t_s}^D}{\eta^D}), \quad t_s - 1 \notin T_t \quad (22)$$

$$E_{t_s} = (1-S)E_{t_s-1} + \Delta t(\eta^C P_{t_s}^C - \frac{P_{t_s}^D}{\eta^D}), \quad t_s - 1 \in T_t \quad (23)$$

式中: P^{Cap} 和 E^{Cap} 分别为云储能提供商集中式储能装置的功率容量和能量容量; E_t 为储能装置在 t 时段的电量; E^{\min} 和 SOC^{\min} 分别为储能装置的最小电量和最小荷电状态; S 是储能装置的自放电率; η^C 和 η^D 分别为储能装置的充电效率和放电效率。

式(18)限定了云储能提供商的集中式储能装置的在任意时段充放电功率上下界。式(19)限定了储能装置的在任意时段电量的上下界。式(20)设定了储能装置最小电量。式(21)—(23)给出了储能装置两个相邻时段的电量之间的关系。

云储能提供商基于其所能掌握的信息通过对所面临的每个时段进行滚动的优化,从而得到实时的储能设施控制策略。

4 算例分析

4.1 基础数据

本文算例使用 Pecan Street 美国德克萨斯州奥斯汀 2016 年夏季某月典型日的数据来进行模拟^[23]。随机选取了 200 个用户参与云储能服务。根据文献[18]中建立的用户投资规划模型和云储能提供商投资规划模型,通过线性规划的方法对上述用户购买的最优容量以及云储能提供商投资集中式储能设施的最优容量进行了计算,计算结果为用户所购买的云端储能总计功率容量和能量容量分别为 409kW 和 898kW·h,云储能提供商的实际储能设施的功率容量和能量容量分别为 317kW 和 556kW·h。图 7 展示了待决策的典型日及其后一天的全体用户

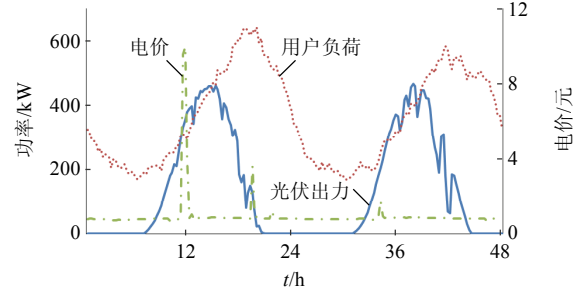


图 7 典型日及后一天全体用户光伏、负荷与电价曲线
Fig. 7 Aggregated consumers' PV, load and electricity price curves of the typical day and the following day

光伏出力、负荷与电价的曲线,数据的时间分辨率为 15 min。本文中美元对人民币汇率设定为 6.8908RMB/USD,电网回购电价 θ_t 设定为 0。储能装置最小荷电状态设定为 10%,初始荷电状态设定为 20%。两时段间的自放电率 s_t 和 S 统一设定为 10^{-8} 。用户云端电池和实际储能设施的充电效率 η_i^C 、 η^C 与放电效率 η_i^D 、 η^D 均设定为 96%。用户的充电临界电价 $\lambda_{i,t}^C$ 设定为低于当日平均电价 5%,放电临界电价 $\lambda_{i,t}^D$ 设定为高于当日平均电价 5%。 $\hat{p}_t^{\text{D}\Sigma}$ 和 $\hat{p}_t^{\text{C,PV}\Sigma}$ 分别设定为以 $p_t^{\text{D}\Sigma}$ 和 $p_t^{\text{C,PV}\Sigma}$ 为均值、标准差为 5%的正态分布的抽样值。

4.2 计算结果

4.2.1 用户模拟结果

由于云储能提供商的典型日决策的 MPC 模型需要用到当日及随后一天的信息,因此根据用户运行基础模型利用每个用户的负荷、光伏出力以及电价数据模拟出典型日及其后一天实际用户充电、放电需求与用光伏给云端电池充电的功率,如图 8 所示。图中,充电功率用正值表示,放电功率用负值表示。可以看出,用户使用光伏充电的功率较少,只有在中午光伏出力较大的时候才会有一些使用光伏充电的功率。在实际运行中,用户通过自家光

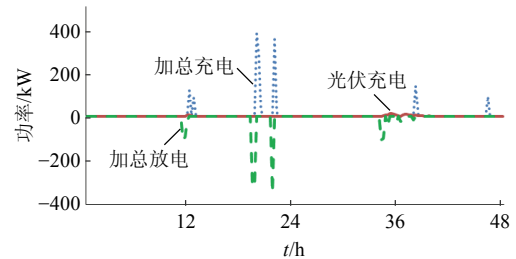


图 8 典型日及随后一天用户充放电总需求与光伏充电总功率

Fig. 8 The aggregated charging/discharging demands and PV charging power of the typical day and the following day

光伏发电所获得的能量对于用户来讲几乎是免费的，因此用户需要为充电需求超出用光伏充电的那部分能量按照实时的电价支付一定量的充电费用。从图 8 中还可以看出在同一时刻可能会发生用户同时存在充电和放电需求的情况。事实上，对于单个用户来说，不可能同时既充电又放电。然而不同用户的充电和放电的时间不尽相同，这种时间上的错位就导致了在某些时刻用户加总的充电放电需求同时存在。

4.2.2 云储能提供商模拟结果

为了与 MPC 方法相对照，选取一种相对简单的运行控制方法，即让云储能提供商跟随用户充电放电功率的运行策略。在这种运行模式下，云储能提供商努力使储能设施的充电放电功率与用户需求加总值保持一致。当用户充电需求超过储能设施的容量限制时则不再充电，当用户放电需求超过储能设施的实际能力限制时则由云储能提供商向电网购买未能满足的那部分电能并提供给用户。

云储能提供商分别使用 MPC 方法和跟随控制方法生成的典型日的充放电策略如图 9 所示，充电功率用正值表示，放电功率用负值表示。MPC 方法的典型日控制策略是基于图 8 中两天的用户充放电需求而得到的，而跟随控制的策略是从图 8 中前面的一天(即典型日)的用户充放电需求得到。从图 9 中可以看出，MPC 和跟随控制的放电曲线大体趋势一致，局部细节有差异，而充电时机的选择则是大不相同。采用跟随控制方法时，云储能设施要尽可能地跟随用户的充电放电功率需求，因此用户整体充放电行为的盲目性在某种程度上传递给了云储能提供商，从而增加了在云储能提供商的运行成本。而与跟随控制方法不同，MPC 方法只需关注于用户的放电与光伏充电需求，云储能设施的充电和放电功率是通过优化计算而得出的，这就使得云储

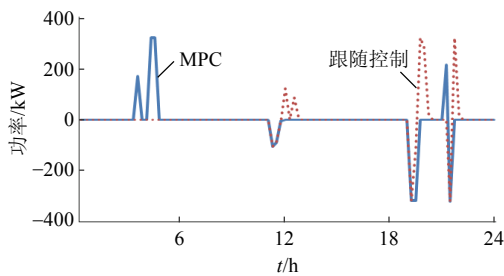


图 9 MPC 与跟随控制充放电曲线
Fig. 9 The charging and discharging curves of MPC and following control

能提供商能够一方面避免在不必要的时候充电和放电，另一方面将充电和放电安排在更加合理的时间，进而做出优化的决策。

图 10 比较了采用 MPC 方法和跟随控制方法时从电网获得的非充电功率的情况。在云储能运行时，从电网获得的为了给储能设施充电的功率为充电功率，而非充电功率也是云储能提供商从电网获得的，但不用于充电，而是主要用于应对当储能设施放电能力不足以满足用户放电需求的情况。在这种情况下，从电网获得的非充电功率弥补了用户放电需求和储能设施实际放电能力之间的差距。从图 10 中可以看出跟随控制方法产生的非充电功率较大。

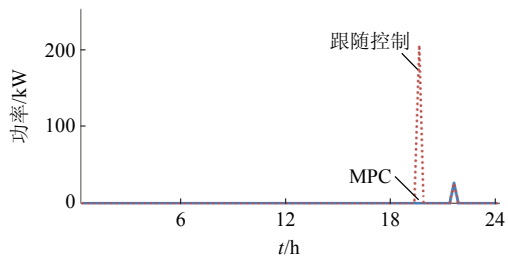


图 10 云储能使用 MPC 与跟随控制从电网获得的非充电功率对比

Fig. 10 The comparison of the CES power from grid not used for charging when using MPC and following control

表 1 对比了 MPC 与跟随控制方法的部分计算结果。为了更好地展示两者的区别，对典型日的充电能量和成本进行了分解展示。表中的“运行成本 A”是云储能设施从电网充电的成本，“运行成本 B”是云储能设施的从电网获得的非充电功率所对应的成本，主要是放电功率不足以满足用户需求时从电网购买电能的成本。通过对比 MPC 和跟随控制两种方法可知，MPC 方法下在典型日从电网充电的成本和从电网获得的非充电电网成本均小于跟随控制方法。在典型日 MPC 总运行成本比跟随控制的总运行成本降低 41.56%。因此可见 MPC 方法

表 1 MPC 与跟随控制对比

参数	MPC	跟随控制
典型日电网充电能量/(kW·h)	254.26	293.05
典型日光伏充电能量/(kW·h)	0.13	2.88
典型日充电能量/(kW·h)	254.40	295.93
典型日运行成本 A/元	180.15	241.02
典型日运行成本 B/元	8.05	81.03
典型日总运行成本/元	188.19	322.05

能够优化云储能的运行成本。

这是因为当使用 MPC 方法时,云储能提供商可以对于未来的用户放电需求做出预测,进而通过优化的方法选择较好的充电和放电时机,最终可以获得较小的综合运行成本。而采用跟随控制方法时,只有用户整体有净充电需求的时候才会充电,有净放电需求的时候才会放电,因此充放电时机不如 MPC 方法好。事实上, MPC 方法选择的充电时机的电价一般都低于跟随控制方法。此外,采用跟随控制方法的情况下,云储能提供商无法提前得知在 19:15—19:30 和 19:30—19:45 两个时段用户存在尖峰放电需求,未能提前大量充电进行准备,所以就导致了在 19:30—19:45 的时段用户储能设施放电不足,必须高价向电网购买非充电功率才能满足用户的放电需求。这也就进一步推高了该典型日跟随控制方法的运行成本。此外,从表中还可以看出 MPC 方法充电的电比跟随控制方法充电的电量少,但是运行成本却比跟随控制方法要低,这从另一个侧面也说明了 MPC 方法可以通过较好的充放电时机和电量选择达到更好的运行结果。

5 结论

云储能是一种新的储能应用理念。本文在介绍云储能基本理念的基础上重点提出了云储能研究的基本框架。研究框架从运营、对象、市场三条主线对云储能研究的方向与关键技术进行了说明。在此基础上,本文提出了云储能用户的充放电行为建模方法以及云储能提供商的充放电模型预测控制优化决策方法。算例表明本文所提出的方法能够在满足用户充放电需求的基础上降低云储能系统的运行成本。

参考文献

- [1] Huang A Q, Crow M L, Heydt G T, et al. The future renewable electric energy delivery and management (FREED M) system: the energy internet[J]. Proceedings of the IEEE, 2011, 99(1): 133-148.
- [2] 董朝阳, 赵俊华, 文福拴, 等. 从智能电网到能源互联网: 基本概念与研究框架[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(15): 1-11.
Dong Chaoyang, Zhao Junhua, Wen Fushuan, et al. From smart grid to energy internet: basic concept and research framework[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(15): 1-11(in Chinese).
- [3] 田世明, 栾文鹏, 张东霞, 等. 能源互联网技术形态与关键技术[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3482-3494.
Tian Shiming, Luan Wenpeng, Zhang Dongxia, et al. Technical forms and key technologies on energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3482-3494(in Chinese).
- [4] 陈启鑫, 刘敦楠, 林今, 等. 能源互联网的商业模式与市场机制(一)[J]. 电网技术, 2015, 39(11): 3050-3056.
Chen Qixin, Liu Dunnann, Lin Jin, et al. Business models and market mechanisms of energy internet (1)[J]. Power System Technology, 2015, 39(11): 3050-3056(in Chinese).
- [5] 丁明, 张颖媛, 茆美琴, 等. 包含钠硫电池储能的微网系统经济运行优化[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(4): 7-14.
Ding Ming, Zhang Yingyuan, Mao Meiqin, et al. Economic operation optimization for microgrids including Na/S battery storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(4): 7-14(in Chinese).
- [6] 陆晓楠, 孙凯, 黄立培, 等. 孤岛运行交流微电网中分布式储能系统改进下垂控制方法[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 180-185.
Lu Xiaonan, Sun Kai, Huang Lipai, et al. Improved droop control method in distributed energy storage systems for autonomous operation of AC microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 180-185(in Chinese).
- [7] 孙孝峰, 郝彦丛, 王宝诚, 等. 微电网分布式储能单元荷电状态平衡和电压恢复[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(15): 4047-4055.
Sun Xiaofeng, Hao Yancong, Wang Baocheng, et al. State-of-charge balancing of distributed energy storage units and voltage restoration in microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(15): 4047-4055(in Chinese).
- [8] 李志伟, 赵书强, 刘应梅. 电动汽车分布式储能控制策略及应用[J]. 电网技术, 2016, 40(2): 442-450.
Li Zhiwei, Zhao Shuqiang, Liu Yingmei. Control strategy and application of distributed electric vehicle energy storage[J]. Power System Technology, 2016, 40(2): 442-450(in Chinese).
- [9] 慈松. 能量信息化和互联网化管控技术及其在分布式电池储能系统中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3643-3648.
Ci Song. Energy informatization and internet-based management and its applications in distributed energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3643-3648(in Chinese).
- [10] Rahbari-Asr N, Zhang Yuan, Chow M Y. Consensus-based distributed scheduling for cooperative operation of distributed energy resources and storage

- devices in smart grids[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10(5): 1268-1277.
- [11] Morstyn T, Hredzak B, Agelidis V G. Cooperative multi-agent control of heterogeneous storage devices distributed in a DC microgrid[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(4): 2974-2986.
- [12] Wang Y, Tan K T, Peng X Y, et al. Coordinated control of distributed energy-storage systems for voltage regulation in distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2016, 31(3): 1132-1141.
- [13] Li Qifeng, Ayyanar R, Vittal V. Convex optimization for DES planning and operation in radial distribution systems with high penetration of photovoltaic resources[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(3): 985-995.
- [14] Jayasekara N, Masoum M A S, Wolfs P J. Optimal operation of distributed energy storage systems to improve distribution network load and generation hosting capability[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(1): 250-261.
- [15] Tan Xiaoqi, Wu Yuan, Tsang D H K. Pareto optimal operation of distributed battery energy storage systems for energy arbitrage under dynamic pricing[J]. IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems, 2016, 27(7): 2103-2115.
- [16] Powerwall tesla home battery[EB/OL][2016-09-02]. <https://www.tesla.com/powerwall>.
- [17] Akinyele D O, Rayudu R K. Review of energy storage technologies for sustainable power networks[J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2014, 8: 74-91.
- [18] Liu Jingkun, Zhang Ning, Kang Chongqing, et al. Cloud energy storage for residential and small commercial consumers: a business case study[J]. Applied Energy, 2017, 188: 226-236.
- [19] SENEC. IES[EB/OL]. <http://www.senec-ies.com/>.
- [20] Ampard[EB/OL][2016-09-30]. <http://www.ampard.com/en/>.
- [21] 刘向杰, 孔小兵. 电力工业复杂系统模型预测控制: 现状与发展[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(5): 79-85. Liu Xiangjie, Kong Xiaobing. Present situation and prospect of model predictive control application in complex power industrial process[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(5): 79-85(in Chinese).
- [22] 席裕庚, 李德伟, 林姝. 模型预测控制: 现状与挑战[J]. 自动化学报, 2013, 39(3): 222-236. Xi Yugeng, Li Dewei, Lin Shu. Model predictive control: status and challenges[J]. Acta Automatica Sinica, 2013, 39(3): 222-236(in Chinese).
- [23] Pecan Street Inc[EB/OL][2017-01-20]. <http://www.pecanstreet.org/what-is-pecan-street-inc/>.



刘静琨

收稿日期: 2017-02-06。

作者简介:

刘静琨(1989), 男, 博士研究生, 主要研究方向为储能技术、电力系统不确定性分析等, liujk12@mails.tsinghua.edu.cn;

张宁(1985), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向为电力系统不确定性分析、多能源系统等, ningzhang@tsinghua.edu.cn;

康重庆(1969), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统规划、低碳电力技术、负荷预测、电力经济等, 本文通讯作者, cqkang@tsinghua.edu.cn。

(编辑 乔宝榆)

Research Framework and Basic Models for Cloud Energy Storage in Power System

LIU Jingkun, ZHANG Ning, KANG Chongqing
(Tsinghua University)

KEY WORDS: power system operation; distributed energy storage; PV; centralized energy storage; model predictive control; virtual storage; cloud energy storage

The continuous development of energy internet has been facilitating the increase of the demand for using distributed energy storage. However, the cost of energy storage is still far from large widespread use. The concept introduced for dealing with this problem is named Cloud Energy Storage (CES), which is a novel way of providing distributed energy storage for residential and small commercial consumers. The consumer can purchase CES service which acts as a virtual battery and use it just like using a behind-the-meter battery energy storage system. The energy storage “Cloud” is composed of the centralized energy storage facilities owned by CES provider, distributed energy storage owned by consumers but rented by CES provider, or a combination of them. Because of the complementarity of consumers, the total capacity of the energy storage entities would be smaller than the total capacity of consumers’ cloud batteries, which reduces the social energy storage investment cost as well as the total social cost.

The scientific problems and key techniques in the research of CES are analyzed. As shown in Fig. 1, the research framework of CES is proposed from the dimensions of operation and planning, participants, and markets. For the operation and planning of CES, it would be of interest to evaluate what is the optimal portfolio of energy storage facility for CES and how the charge and discharge can be optimally scheduled. The economic

benefit of CES should also be evaluated. In the participants dimension, the decision-making models for all potential CES participants, such as consumers, CES provider, retailers and the distribution power grid, should be studied. These models should consider the decisions made independently and dependently with each participant. From the market point of view, it is important to develop reasonable market models to facilitate the implementation of CES. Moreover, CES service plans should be made to appeal to more consumers, while the corresponding price mechanism needs to be established.

In the CES business model, consumers decide the charging and discharging power of each time period for their cloud batteries according to their loads and PV outputs. The CES provider schedules the operating strategies based on consumers’ charging and discharging demands in order to meet consumers’ energy using needs at the least cost. The behaviors of consumers and CES provider act as the basis of the research on CES. So the CES basic operation decision model for consumers and CES provider is proposed. For consumers, the use of CES is the same as using self-owned battery: to charge when the electricity price is high and discharge when low. A Model Predictive Control (MPC) based model is proposed for charge and discharge decision of the CES provider to handle the uncertainty of consumers’ demand and electricity price. In this model, the objective is to minimize the operating cost of the energy storage entity for current time period and the following day. There is a rolling forecast for consumers’ discharging and PV charging needs of the following day, which is the key predictive information in the model.

The results of a typical day case study based on data from Pecan Street program show that the CES MPC method can reduce 41.56% operating cost on that day compared with the control method of directly following the net charging and discharging demands of consumers.

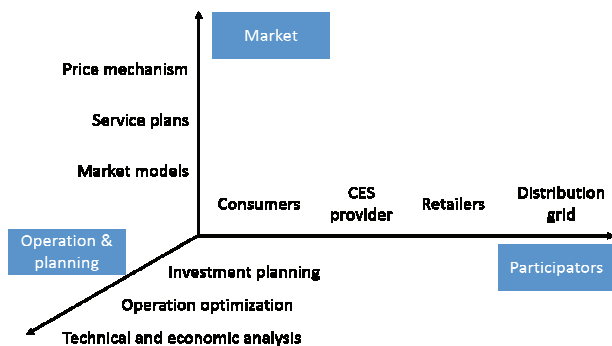


Fig. 1 The research framework of CES