

新电改背景下需求响应成本效益分析及其融资渠道

沈运帷¹,李 扬¹,焦系泽²,周 磊³,王 喆¹,王 琛¹

(1. 东南大学 电气工程学院,江苏 南京 210096;2. 国网江苏省电力公司检修分公司,江苏 南京 211102;
3. 国网苏州供电公司,江苏 苏州 215004)

摘要: 在研究国内外需求响应实施情况的基础上,分析需求响应项目各参与者的成本与效益,从而建立需求响应的成本效益模型;提出合理的需求响应融资渠道。通过算例对所提模型进行实证分析,选取参与需求响应的典型负荷进行模拟分析,验证了需求响应融资渠道的可行性和有效性。研究表明,合理回收提高电网企业基本比可以在控制电网峰谷差的同时为各参与方带来直接的经济利益和社会效益。

关键词: 需求响应; 输配电价; 成本效益分析; 基本比; 融资渠道

中图分类号: TM 73

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.09.017

0 引言

节能减排是调整经济结构、转变经济发展方式的重要措施,是实现全面协调、可持续发展的重大战略问题。需求响应 DR(Demand Response)是实现节能减排目标的一项重要措施^[1],有助于构建稳定、经济、清洁、高效的能源供应体系,是国家能源战略的重要组成部分^[2]。加强电力需求侧管理工作可以有效缓解电力供应紧张状况,保障电力供需总体平衡^[3],提高电能使用效率,促进发展方式转变,推动节能减排目标的实现^[4]。近年来国家对 DR 的支持力度逐渐增大,经过多年的积极探索和实践,我国电力需求侧管理不断走向成熟,DR 的重要性也日益凸显。2010 年国家发改委、国家电监会等六部委在《加强电力需求侧管理指导意见》的基础上,制定和下发了《电力需求侧管理办法》,强化了电网企业开展 DR 工作的主体地位,使得《电力需求侧管理办法》成为指导电力需求侧管理工作的基本性规范性文件,需求侧管理制度体系进一步完善。2015 年 3 月中共中央、国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》,明确提出要按照“管住中间、放开两头”的体制架构^[5],建立“有法可依、政企分开、主体规范、交易公平、价格合理、监管有效”的电力市场机制,并对新一轮电力体制改革部署了 7 个方面 28 项重点任务,其中将“积极开展电力需求侧管理和能效管理,完善有序用电和节约用电制度”列入五项基本原则的重要内容。这是推进电力需求侧管理体制改革的重大一步,以更加市场化的方式提升供需平衡保障水

平。目前来看,通过行政和法律的手段电网公司很容易就可以完成 DR 工作考核指标^[6]。然而新电改的实施改变了电网公司的盈利模式,降低了电网公司参与 DR 的积极性。虽然近年来对 DR 潜力发展的研究很多,但是针对新的市场机制并没有完善的成本效益分析理论,也没有完善的融资机制。电网公司无法在市场环境下积极开展 DR 工作。因此,需要建立 DR 成本效益模型和融资机制来鼓励电网公司推动 DR 的发展。

1 DR 成本效益分析

DR 的效益包括电网企业效益、用户效益和发电企业效益^[7],如图 1 所示。电网企业效益包括降低尖峰负载成本、减少电网电能损耗、维持系统供电可靠性、提供辅助服务以及减缓新建电厂和输电线的压力^[8]。DR 可以通过削减负荷等手段减少系统尖峰负载,消除用电危机。同时,合理调整用电负荷、提高负荷率,使得用电负荷在时间上尽量均匀,保证电力系统处于经济状态运行^[9]。过高或过低的负荷都会影响电网电能损耗,通过 DR 能有效降低电能损耗。电网经济运行是运用优化定量化的科学判定方法,利用现有的设备,经过技术论证,通过选取最佳运行方式、调整负荷、提高功率因数、调整变压器等技术手段挖掘电网损耗中的节电潜力。在保证电力系统安

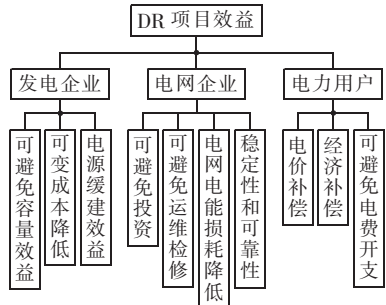


图 1 各方参与 DR 的效益分析
Fig.1 Benefit of each DR participant

收稿日期:2016-12-07;修回日期:2017-07-24
基金项目:国家高技术研究发展计划(863 计划)项目(2015AA-050401);国家电网公司科技项目(智能电网用户行为理论与互动化模式研究)
Project supported by the National High Technology Research and Development Program of China(863 Program)(2015AA-050401) and Science & Technology Project of SGCC(Research on Smart Grid User Behavior Theory and Interact Model)

全可靠运行和电能质量符合标准的前提下,尽量努力提高电能生产和输送的效率,降低电网线损率^[10]。DR 是改善负荷特性、优化电网运行、缓解电力供需矛盾的重要措施。近年来,我国经济发展迅猛,电网峰荷迅猛增长、峰谷差拉大、负荷率下降。如果单纯依靠扩大投资规模、增加装机容量来满足短暂的尖峰用电,不但需要投入巨大的电力建设资金,而且会由于电力设备利用率的不下降导致供电成本上升^[11]。DR 不仅提高了电网运行的经济性,同时增加了系统的备用容量,有利于电网的安全稳定运行。用户效益包括健全电力市场运作机制、防止市场操纵、防止批发价格跃涨以及降低终端用户电力成本。DR 参与市场运营可以有效削减负荷需求量,促使电价趋于最优价格平衡点。在电力供不应求时,DR 缓和电价上涨趋势,同时可以降低零售商高价购入电力的风险以及用户价格转移的风险。发电企业效益包括减少装机投资及其他配套设备投资、减少燃料费用和机组不正常启停及环境污染补偿等可变成本以及电源建设效益^[12]。

DR 的实施成本可以分为用户成本和系统成本两部分^[13]。DR 项目管理者需要创建必要的基础设施来启动和支持 DR 产生系统成本。系统成本可以从缴纳电费者那里得到偿还。成本补偿决定一般要受政府相关部门监管。DR 实施的用户成本是指在实施 DR 项目的过程中为用户提供及安装设备而由用户负责支付缴纳的部分。DR 实施的系统成本是由电网企业承担的 DR 项目系统所产生的部分,如图 2 所示。

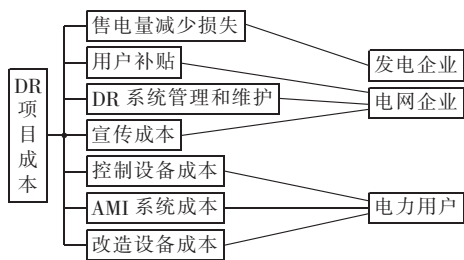


图 2 各方参与 DR 的成本分析

Fig.2 Cost of each DR participant

成本效益分析是通过比较项目全部成本和效益来评估项目价值的一种方法,可以用来研究 DR 实施的经济性。

1.1 用户侧成本效益分析

针对用户,DR 的成本主要指用户控制设备成本、系统运行管理费、建设高级量测体系 AMI(Advanced Metering Infrastructure)系统的成本和改造设备的成本,如式(1)所示^[14]。考虑用户已提前与电网签合同进行 DR 互动,不计算用户的停电损失。用户侧的成本电网补贴为 α ,政府补贴为 β 。

$$C_u = (1 - \alpha - \beta) \left[\sum_{i=1}^N (C_1 \times n_i) + \sum_{i=1}^N C_{2,i} + \sum_{i=1}^N C_{AMI,i} \right] + \sum_{i=1}^N C_{OM,i} \times T \quad (1)$$

其中, C_1 为每户实施 DR 的设备成本,包括控制设备和通信设备; $C_{2,i}$ 为第 i 个单位改造照明设备的成本; N 为参与试点的单位数量; n_i 为参与试点的第 i 个单位的用户数量; $C_{OM,i}$ 为第 i 个单位 DR 项目的运行维护成本,包括行销管理费和设备运行维护成本,按照设备成本的一定比例进行计算; T 为运行年数; $C_{AMI,i}$ 为第 i 个参与试点的单位建设 AMI 系统的费用。

DR 的效益主要包括用户因参与需求项目、改变用电习惯获得的额外补偿和少购电的费用减去用户的缺电成本^[15],如式(2)所示。

$$B_u = B_j + B_k + B_l - C_q = [p \times \Delta Q_j + (p + p_b) \times \Delta Q_k + \Delta Q_l \times (p_p - p_v)] \times T - \Delta Q_k \times C_{outage} \quad (2)$$

其中, B_j 为节能改造的效益,即节约的电费支出; p 为售电电价; ΔQ_j 为每年节能改造而节省的电量; B_k 为可中断负荷的效益; p_b 为电网企业给予的可中断负荷补偿价格; ΔQ_k 为每年可中断负荷而中断的电量; B_l 为实施分时电价用户转移用电时间获得的收益; ΔQ_l 为年转移电量; p_p 为峰时电价; p_v 为谷时电价; C_q 为用户的缺电成本; C_{outage} 为缺电导致的单位电量经济损失,其大小与行业有关。

1.2 电网侧成本效益分析

新电改模式下,电网公司盈利模式的改变导致电网公司实施 DR 项目成本效益也不同。发改委印发的《输配电定价成本监审办法(试行)》表明,电网企业定位为输配电服务提供企业,电网企业应当按照输配电定价监管需要建立、健全成本核算制度,按照电压等级、服务和用户类别准确记录和合理归集输配电的生产经营成本(费用)数据。

输配电价成本包括折旧费和运行维护费。折旧费指按与输配电服务相关的固定资产原值和一定折旧率计提的费用。运行维护费指电网企业维持电网正常运行的费用,包括材料费、修理费、职工薪酬和其他费用。

针对电网企业,DR 的成本主要指相关设备投资成本(如电表改造费用等)、项目管理费用(如宣传推广、技术开发费用等)及减少的售电收入损失、对用户的设备成本补贴 4 个部分^[16],如式(3)所示。

$$C_p = C_3 + C_4 = \sum_{i=1}^N C_{s,i} + \sum_{i=1}^N C_{m,i} \times T + \alpha \times \left[\sum_{i=1}^N (C_1 \times n_i) + \sum_{i=1}^N C_{2,i} + \sum_{i=1}^N C_{AMI,i} \right] + [\Delta Q_k \times p_b + \Delta Q_l \times (p_p - p_v)] / (1 - k_1) \times T \quad (3)$$

其中, C_3 为电网公司的固定成本,由设备投资成本、项目管理费用、对用户的设备成本补贴三部分构成;

$C_{s,i}$ 为第 i 个单位的设备投资成本; $C_{m,i}$ 为第 i 个单位的年项目管理费用; C_4 为减少售电收入损失及给予用户的补偿, 即电网公司变动成本; k_1 为考虑电网电能损耗时的输配电损失系数。

DR 的效益主要包括短期由于削峰、降低备用容量的效益, 长期推迟输配电线路建设的效益, 以及提高整个电网的稳定性、可靠性, 主要包含可免电量成本和可免容量成本^[17], 如下式所示:

$$B_p = B_r - B_s = \left(A \times \frac{\Delta P_j + \Delta P_k + \Delta P_l}{1 - k_1} - p_n \times \frac{\Delta Q_j + \Delta Q_k}{1 - k_1} \right) \times T \quad (4)$$

其中, B_p 为电网公司的收益; B_r 为可避免容量成本; B_s 为少售电的收入; A 为电网公司每年单位可避免容量成本; ΔP_j 、 ΔP_k 、 ΔP_l 分别为节能改造、可中断负荷、采用分时电价而减少的电网峰荷功率; p_n 为输配电价。

1.3 发电侧成本效益分析

发电企业成本主要为发电企业因电网企业减少购买电量而减少的售电收入^[18], 如下式所示:

$$C_f = p_f \times \frac{\Delta Q_j + \Delta Q_k}{(1 - k_1)(1 - k_2)} \times T \quad (5)$$

其中, k_2 为厂用电率。

发电企业的效益也包括可免容量(固定)成本和可免电量(变动)成本。可免容量成本是指发电企业减少的电源投资费用, 可根据少建或缓建的调峰机组及其配套设备的平均造价确定^[19]; 可免电量成本则包括发电企业减少的燃料成本、机组不正常启停费用及环境污染补偿费用等。

$$B_f = A_g \times \frac{\Delta Q_j + \Delta Q_k}{(1 - k_1)(1 - k_2)} \times T + A_T \times \frac{\Delta P_j + \Delta P_k + \Delta P_l}{(1 - k_1)(1 - k_2)} \times T \quad (6)$$

其中, B_f 为发电企业的 DR 效益; A_T 为单位可免容量成本; A_g 为单位可免电量成本。

2 售电侧开放下 DR 激励机制

2.1 折扣(补贴)机制

折扣(补贴)机制针对的补贴对象既可以是电力用户也可以是电力公司, 并且根据 DR 项目建设开展的不同阶段进行修正。

对电力用户而言, 政府和电力公司等提供一定比率的成本补贴购置节电设备以及安装维护, 以此激励用户改造原有的高能耗设备; 也可以是对电力用户电价的折扣。在 DR 建设发展的初期, 重点完善电力用户的折扣(补贴)机制对于加快 DR 项目建设具有积极作用。对电力公司而言, 政府和其他部门可以根据电力公司投入的成本和 DR 项目的实施效果进行一定额度的经济补贴。针对电力公司的折扣(补贴)机制对 DR 项目建设的可持续性具有重要的

作用。

2.2 效益分享机制

在 DR 发展较为领先的国家, 为了合理地分配 DR 产生的效益, 使各部门都能获得持久性的动力开展 DR。通常在 DR 项目实施前, 通过预评估和协商探讨将 DR 的效益在不同部门之间进行分配。

对于以电力公司(或者第三方机构)主体开展的 DR 项目, 电力用户是 DR 项目的主要效益来源, 其他参与主体应该按照一定的比例分配效益。国外的效益分享机制对于开展 DR 项目的主体既有按一定比例分享效益的获利方面, 又有对于其开展 DR 项目程度较低的惩罚项, 具体分享的比例按照不同的项目和 DR 建设的发展阶段而不同。效益分享机制的实施对 DR 项目的要求较高, 不仅需要合理评估 DR 效益, 还需要完善的软硬件的体系, 但不可否认这是一项开展 DR 工作的长效机制。

2.3 分离机制

开展 DR 项目最直接的效果就是节约电力电量。但是全局利益和部门间的利益有可能产生矛盾, 需要一种平衡机制来缓解这样的矛盾。分离机制使得部门收益与售电量的大小不再直接关联, 而是对电价依据一定的方式进行自动或者半自动的调整。该机制通过建立部门的平衡账户, 根据准许收入和实际收入之间的差值来调整电价从而达到平衡各方的利益的目的。影响平衡账户的直接因素除了售电收入的差别外, 还包括其他政策性的激励补偿部分。

总结以上几种较为典型的 DR 激励机制, 它们都是从不同的角度对 DR 效益进行了平衡, 可以维持 DR 开展的长效动力, 但是对相关体制、评估体系和软硬件设备都提出了较高的要求。在此基础上, 针对我国 DR 工作还处在起步阶段, 而且我国的电力国情与外国的存在一定的区别, 需要在 DR 项目实施过程中推陈出新。

3 新电改背景下 DR 融资渠道

长期、稳定、充足资金的缺乏很大程度上限制了 DR 项目的发展^[20]。第一, 由于资金匮乏, 激励政策即使设计得再好也难以建立和实施, 终端用户参与 DR 的积极性不高。同时, DR 项目减少了用电需求, 影响了电网公司的收入, 再加上得不到能效投资合理的补偿, 电网公司参与 DR 的积极性极大降低。第二, 我国 DR 项目的发展主要依赖行政措施而非市场机制, 目前的主要工作集中在负荷管理而非能效项目上。第三, 试点项目向其他地区的推广受制于捉襟见肘的资金, 难以开展。因此, 推动 DR 项目的开展需要建立资金的筹集渠道, 设立 DR 专项资金, 并且通过政府部门的监管规范资金的使用途径, 具体流程如图 3 所示。

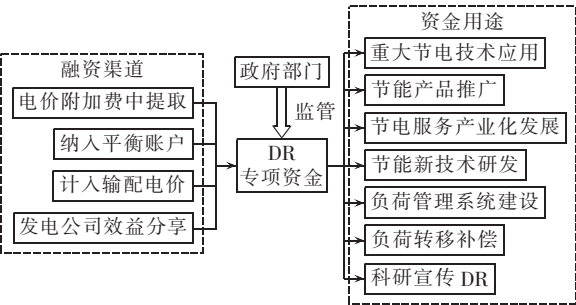


Fig.3 Process of special DR fund usage under opened retail side

3.1 DR 成本从电价附加费中提取

参照美国等国家实行系统效益收费的做法,即按每 $\text{kW}\cdot\text{h}$ 用电量计。为了支持能效项目和其他一些“公益”活动,在美国超过 20 个州以及哥伦比亚特区通过对流经输电网的每 $\text{kW}\cdot\text{h}$ 电量附加一小笔额外收费来实施系统效益收费政策,各州收费额 $0.1\sim 0.4\text{¢}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 不等。

结合我国实际,在不增加用户负担的前提下,在销售电价代收的城市公用事业附加费中按每 $\text{kW}\cdot\text{h}$ 提取一定的资金作为专项资金。具体模式见图 4。

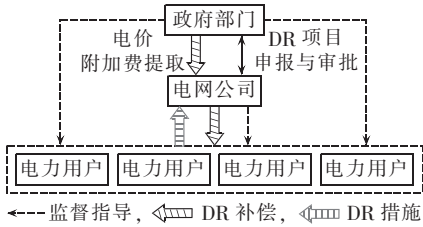


Fig.4 Implementing mode for drawing DR cost from electricity surcharge

该方式由政府部门从销售电价中的电价附加费中按电量提取资金,即每售出 $1\text{ kW}\cdot\text{h}$ 的电量,即可提取一定的资金。此时的资金来源为电价附加费,资金的提取、管理和支付均由政府部门管理,因此可适用于售电侧市场处于管制阶段,没有市场机制的情况下进行融资。

3.2 DR 成本纳入平衡账户

发改委印发的《深圳市输配电价改革试点方案》中提出,电网企业输配电实际收入与准许收入之间的差额,通过设立平衡账户进行调节。多出部分进入平衡账户,不足部分由平衡账户弥补。

因此,可以将实施 DR 项目的成本纳入平衡账户之中。将全网累计的峰谷电价补贴计入平衡账户,而实施可中断负荷等需要对用户进行经济补偿的 DR 项目时,支出的资金可以从平衡账户中提取。在 DR 组织实施过程中,可以选择合理的响应范围和容量,保证尖峰电价增收资金和电力 DR 补贴支出之间的基本平衡,提高电网负荷率和运行效率。具体模

式如图 5 所示。

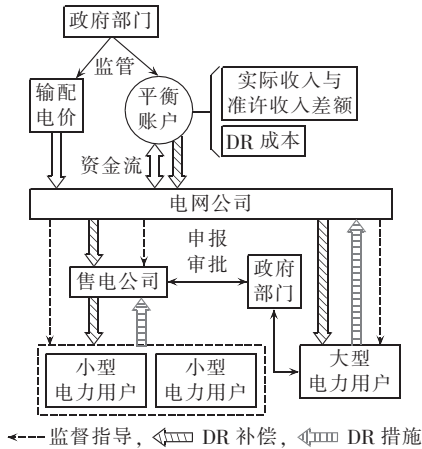


Fig.5 Concrete mode for including DR cost in balancing account

该方式由平衡账户按 DR 的实际效果(如削峰量)给予电网公司奖励,即每削峰 1 kW ,每年由平衡账户奖励电网公司一定的资金。该方式可适用于售电侧市场处于发展阶段、市场化机制并未完全建立的情况。

3.3 DR 提供辅助服务计入输配电价

在新电改形式下,电网公司通过提供输配电服务进行新盈利模式的转变。发改委印发的《输配电定价成本监审办法(试行)》表明,电网企业定位为输配电服务提供企业,电网企业应当按照输配电定价监管需要建立、健全成本核算制度,按照电压等级、服务和用户类别准确记录和合理归集输配电的生产经营成本(费用)数据。

电网公司开展 DR 项目,实现全网的无功供给与电压控制、参与调峰和频率响应等,提供辅助服务作为系统备用实现电网稳定性和可靠性所需的成本应当计入输配电价,如图 6 所示。具体地,可以考虑将 DR 提供辅助服务、调峰而造成的资金支出作为系统运行维护费的形式,计入准许成本、准许收入。辅

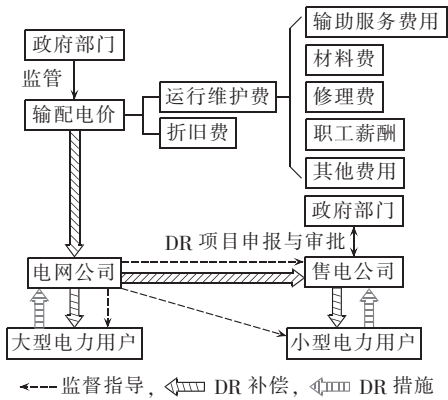


Fig.6 Concrete mode for including DR cost in transmission and distribution price

助服务作为输配电价的一部分,可以提高电网公司的积极性、电力输送的可靠性以及全网电力运行的稳定性。该方式适用于售电侧市场已经存在的情况,大型电力用户和售电公司通过电能市场同发电公司进行双边交易,按市场出清价格加上输配电价的方式购电。

3.4 DR 成本从发电企业提取基金

在电力市场中的辅助服务市场中,售电商作为 DR 的整合者,整合分散的 DR 资源来参与电力系统运营,提供可调度的发电容量或者辅助服务。可以在辅助服务市场中与系统运营商签订双边合同。此时发电公司所提供的辅助服务减少,因此从发电公司因 DR 项目而获得的效益中进行分享,建立发电公司与电网公司之间的效益分享机制,推动 DR 项目的顺利进行。具体模式如图 7 所示。

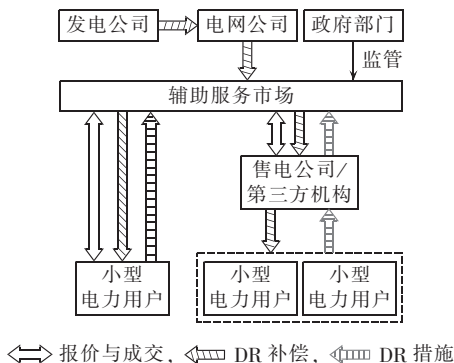


图 7 DR 成本从发电企业提取资金具体模式
Fig.7 Concrete mode for drawing DR cost from power plant

该方式下,电网公司开展 DR 项目给发电公司带来了实质性的利益,但发电公司付出的成本较小,因此发电公司将部分因 DR 项目的实施而引起的效益分享给电网公司,即按照一定的比例从发电公司的效益中提取资金给予电网公司。该方式在售电侧市场已建立、辅助服务市场也已完善的情况下适用,可长期存在以刺激电网公司实施 DR 项目。

4 算例分析

4.1 参数选取

算例选取某地区的商业用户开展 DR 成本效益分析。DR 措施为照明系统改造永久性节约电力和可中断负荷。进行可中断负荷的用户范围取该地区 2014 年商业温度敏感负荷 1 401.36 MW 的 50%,即 700.68 MW,可中断负荷方案仅针对空调负荷(即商业温度敏感负荷),每次切除容量为空调负荷的 15%,即 105.10 MW,年中中断持续时间 383 h。2014 年该地区商业照明负荷为 1 049.48 MW。若有 25% 可以改造,改造后负荷可减小为原来的 50%,则商业照明负荷改造可削减 131.185 MW。政府补贴用户成本比例

为 10%,电网补贴用户成本比例为 10%,电网补贴可中断负荷 2.5 元/(kW·h),输配电价取 0.15 元/(kW·h),其余算例数据见表 1。

表 1 算例基础参数
Table 1 Basic data of case

对象	参数	数据
用户	设备成本/(元·户 ⁻¹)	6690
	控制设备更新周期/a	4
	改造照明设备成本/(元·户 ⁻¹)	2000
	照明设备更新周期/a	5
	AMI 建设成本/(万元·户 ⁻¹)	100
	每年运行维护成本/(万元·户 ⁻¹)	5
	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.98
电网	设备投资成本/(万元·户 ⁻¹)	100
	项目管理成本/(万元·户 ⁻¹)	10
	单位可免容量成本/[元·(kV·A·a) ⁻¹]	1 200
	上网电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.7
	输配电损失系数	0.08
发电	单位可免容量成本/[元·(kV·A·a) ⁻¹]	700
	发电成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.4
	厂用电率	0.05

4.2 算例求解结果

实施输配电价改革之后,电网、用户和发电侧的逐年益本比(效益/成本)结果如图 8 所示。

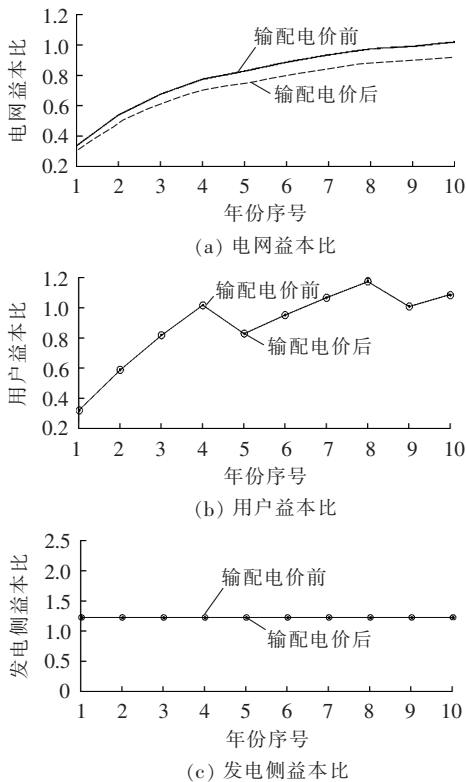


图 8 输配电价改革后 DR 项目各方益本比情况

Fig.8 Curves of cost-benefit ratio of DR participants after transmission and distribution price reform

分别采用前文的 4 种融资渠道重新计算电网公司 DR 成本效益,参数见表 2。从电价附加费中提取是指在用户销售电价的附加费中融资成立 DR 资

表 2 DR 融资渠道参数	
Table 2 Parameters of DR financing channels	
DR 融资渠道	融资方式
从电价附加费中提取	0.001~0.004 元/(kW·h)
纳入平衡账户	500~2000 元/(kW·a)
提供辅助服务计入输配电价	0.001~0.004 元/(kW·h)
发电企业 DR 效益分享	10%~40%

金,每 kW·h 提取 0.001~0.004 元;DR 成本纳入平衡账户是指每降低 1 kW 的峰荷,每年从平衡账户中提取 500~2000 元作为 DR 资金;辅助服务计入输配电价是指在输配电价中考虑 0.001~0.004 元/(kW·h)的辅助服务费用,作为 DR 资金;从发电企业提取基金是指在 DR 项目实施过程中发电企业的收益的 10%~40% 分享出来成立 DR 资金。第 1 种和第 3 种的资金收取范围为该地区全部电力负荷,2014 年该地区的用电量为 76207893.52 MW·h,所收取资金的 20% 用于补贴电网公司。

根据算例结果可以得出以下结论。

a. 从图 8 中可以看出,输配电价改革之后,发电企业、用户的益本比不发生改变,但电网侧参与 DR 项目之后,益本比减小,在每一年的益本比均小于改革之前的情况。因此,电网企业参与 DR 项目的经济效益将下降,需要建立资金的筹集渠道,设立 DR 专项资金。

b. 对比图 9—12 可看出,4 种融资方式均对电网企业参与 DR 的益本比有改善作用,纳入平衡账户按削峰量补贴的方式,在按削峰量每年 1000 元/kW

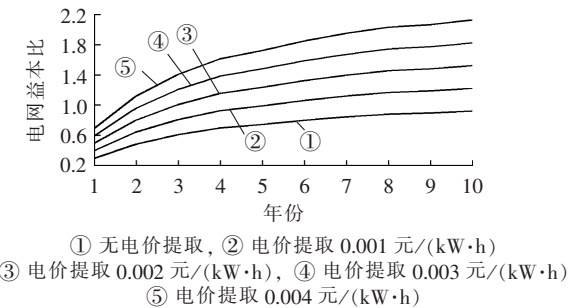


图 9 从电价附加费中提取方式下电网益本比情况
Fig.9 Curves of cost-benefit ratio by drawing DR cost from electricity surcharge

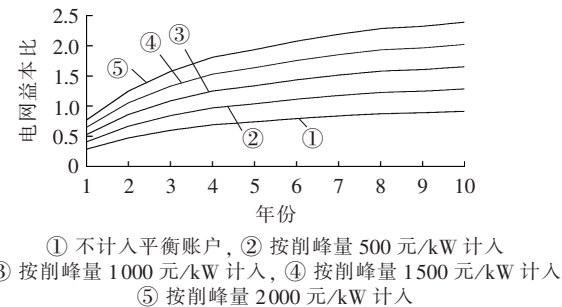


图 10 纳入平衡账户方式下电网益本比情况
Fig.10 Curves of cost-benefit ratio by including DR cost in balancing account

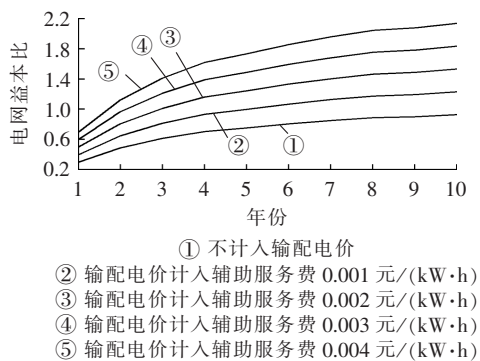


图 11 计入输配电价方式下电网益本比情况
Fig.11 Curves of cost-benefit ratio by including DR cost in transmission and distribution price

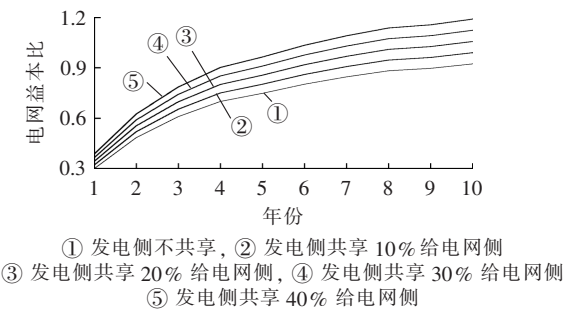


图 12 从发电企业提取基金方式下电网益本比情况
Fig.12 Curves of cost-benefit ratio by drawing DR cost from power plant

补贴时第 3 年益本比就大于 1,电网企业即可收回成本,且随着项目的发展益本比逐年扩大,DR 产生的效益越来越明显。按售电量从电价中提取 0.002 元/(kW·h)的方式第 7 年、按售电量计入输配电价 0.004 元/(kW·h)的方式第 4 年、从发电侧共享 30% 效益的方式第 7 年时电网侧益本比大于 1。

c. 4 种融资渠道分别使用于无电力市场、电力市场发展初期、售电侧市场成熟和售电侧市场辅助服务市场同时完善的几种情况,根据市场化的进程选择不同的融资渠道可以较大地激励电网企业参与 DR 项目,在市场化改革中牵头推进 DR 项目。

5 结论

本文根据我国新一轮电力体制改革,针对发电侧、电网侧、用户侧进行 DR 的成本效益分析,提出了鼓励用户和电力公司开展 DR 的激励机制。同时,结合电力市场的逐步发展趋势,提出了 4 种不同类型、适合不同电力市场运作形式的 DR 融资渠道,并通过算例进行分析,得出如下结论。

a. 新电改形式下,电网公司作为输配电运营商,通过电网改造和有序用电,减小电能的传输损耗,降低电网运营成本,同时也承担支持用户科学合理用电的责任,因此电网公司理应承担实施主体角色。

b. 输配电价改革实施后,电网企业的盈利模式发生改变。此时,开展 DR 项目会降低电网企业的益

本比,因此需要建立 DR 项目专项资金。

c. 从电费附加费提取 DR 成本的方式适用于无电力市场时期,DR 成本纳入平衡账户适用于电力市场发展初期,DR 成本计入输配电价适用于售电侧市场发展成熟时期,发电企业效益分享适用于售电侧市场建立后辅助服务市场也发展成熟的阶段。4 种方案均可提高电网企业参与 DR 项目的益本比,达到盘活辅助服务市场、促进 DR 项目落地实施的目的。

d. 需要建立更加完善的 DR 激励机制来鼓励用户积极参与 DR,提高电网公司开展 DR 工作的热情,推动我国 DR 的发展。

参考文献:

- [1] 李扬,王蓓蓓,李方兴. 灵活互动的智能用电展望与思考[J]. 电力系统自动化,2015,39(17):2-9.
LI Yang,WANG Beibei,LI Fangxing. Outlook and thinking of flexible and interactive utilization of intelligent power[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(17):2-9.
- [2] 张钦,王锡凡,王建学,等. 电力市场下需求响应研究综述[J]. 电力系统自动化,2008,32(3):97-106.
ZHANG Qin,WANG Xifan,WANG Jianxue,et al. Survey of demand response research in deregulated electricity markets[J]. Automation of Electric Power Systems,2008,32(3):97-106.
- [3] 王蓓蓓,李扬,高赐威. 智能电网框架下的需求侧管理展望与思考[J]. 电力系统自动化,2009,33(20):17-22.
WANG Beibei,LI Yang,GAO Ciwei. Demand side management outlook under smart grid infrastructure[J]. Automation of Electric Power Systems,2009,33(20):17-22.
- [4] 李扬,王蓓蓓,宋宏坤. 需求响应及其应用[J]. 电力需求侧管理,2005,6(5):13-18.
LI Yang,WANG Beibei,SONG Hongkun. Demand side response and its application[J]. Power Demand Side Management,2005,6(5):13-18.
- [5] 关于进一步深化电力体制改革的意见(中发〔2015〕9号)[EB/OL]. [2015-03-15]. <http://www.cec.org.cn/zhuanti/2015nianzhuanti/2015dianlitzhigaigezaichufa/yaowen/2015-06-18/139371.html>.
- [6] 王蓓蓓,李扬. 面向智能电网的电力需求侧管理规划及实施机制[J]. 电力自动化设备,2010,30(12):19-24.
WANG Beibei,LI Yang. Demand side management planning and implementation mechanism for smart grid[J]. Electric Power Automation Equipment,2010,30(12):19-24.
- [7] 肖欣,周渝慧,郑凯中,等. 台湾实施可中断电价进行削峰填谷的需求响应策略及其成本效益分析[J]. 中国电机工程学报,2014,34(22):3615-3622.
XIAO Xin,ZHOU Yuhui,CHENG Kaichung,et al. Research on strategy of interruptible price and its cost-benefit model aimed at peak load shifting in Taiwan[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(22):3615-3622.
- [8] 姜勇,李婷婷,王蓓蓓,等. 美国需求响应参与 PJM 批发电力市场运行及对我国的启示(上)[J]. 电力需求侧管理,2014,16(6):60-64.
JIANG Yong,LI Tingting,WANG Beibei,et al. The demand response to participate in the PJM wholesale electricity market operation and enlightenment to our country[J]. Power Demand Side Management,2014,16(6):60-64.
- [9] 陈江华,徐杰彦. 电网企业电力需求侧管理目标的实现途径和影响因素分析[J]. 电力需求侧管理,2011,13(2):4-7.
CHEN Jianghua,XU Jieyan. Means to achieve the DSM goals and impact factors analysis of grid corporations[J]. Power Demand Side Management,2011,13(2):4-7.
- [10] 王鹏. 配电网中电能损耗及降损措施的研究[D]. 北京:华北电力大学,2013.
WANG Peng. Research on electric energy loss in power Distribution and loss reduction measures[D]. Beijing:North China Electric Power University,2013.
- [11] 夏菁. 供电企业降损增效探讨[D]. 广州:华南理工大学,2013.
XIA Jing. Investigation on the loss reduction and efficiency improvement for power supply companies[D]. Guangzhou:South China University of Technology,2013.
- [12] 田世明,王蓓蓓,张晶. 智能电网条件下的需求响应关键技术[J]. 中国电机工程学报,2014,34(22):3576-3589.
TIAN Shiming,WANG Beibei,ZHANG Jing. Key technologies for demand response in smart grid[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(22):3576-3589.
- [13] SHEEN J N. Economic profitability analysis of demand side management program[J]. Energy Conversion & Management,2005,46(18-19):2919-2935.
- [14] 吴志坚. 美国部分州可中断负荷合同[J]. 电力需求侧管理,2005,7(4):63-64.
WU Zhijian. Contract of interruptible load of some states in USA[J]. Power Demand Side Management,2005,7(4):63-64.
- [15] 任震,邝新武,黄雯莹. 可中断负荷措施的成本效益分析[J]. 电网技术,2006,30(7):22-25.
REN Zhen,KUANG Xinwu,HUANG Wenying. Cost-benefit analysis for actualizing interruptible load measure[J]. Power System Technology,2006,30(7):22-25.
- [16] SHEN Y W,LI Y,SONG Z T,et al. The research on DSM cost-benefit analysis and cost recovery mechanism to electricity companies based on transmission and distribution price[C]//2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED). Xi'an,China:IEEE,2016:1-5.
- [17] 全生明,许凤茹,曾鸣,等. 需求侧响应的成本效益分析[J]. 华东电力,2010,38(5):635-637.
QUAN Shengming,XU Fengru,ZENG Ming,et al. Cost-benefit analysis of demand-side response[J]. East China Electric Power,2010,38(5):635-637.
- [18] 王建学,王锡凡,王秀丽. 电力市场可中断负荷合同模型研究[J]. 中国电机工程学报,2005,25(9):11-16.
WANG Jianxue,WANG Xifan,WANG Xiuli. Study on model of interruptible load contract in power market[J]. Proceedings of the CSEE,2005,25(9):11-16.
- [19] 王弟,黄志强,陈庆兰. 需求响应在电力市场中的作用[J]. 电力需求侧管理,2007,19(2):71-73.
WANG Di,HUANG Zhiqiang,CHEN Qinglan. The effect of demand response in power market[J]. Power Demand Side Management,2007,19(2):71-73.
- [20] STRBAC G. Demand side management:benefits and challenges[J]. Energy Policy,2008,36(12):4419-4426.

作者简介:



沈运帷

沈运帷(1992—),女,江苏泰州人,博士研究生,研究方向为电力需求响应和电力市场(E-mail:liliansyw@163.com);

李扬(1961—),男,江苏泰兴人,教授,博士研究生导师,博士,通信作者,主要从事电力系统运行与规划、电力系统可靠性分析、电力市场、电力需求响应、智能电网等方面研究(E-mail:li_yang@seu.edu.cn)。

(下转第 138 页 continued on page 138)

[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 227-233.

WEN Junqiang, ZENG Bo, ZHANG Jianhua. Adjustable robust optimization for distributed wind power planning in distribution network[J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 227-233.

[20] AMEO[EB/OL]. [2016-07-01]. <http://www.aemo.com.au/Electricity/Data/Price-and-Demand/Price-and-Demand-Graphs>.

[21] CONTRERAS J, ESPINOLA R, NOGALES F J, et al. ARIMA models to predict next-day electricity prices[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(3): 1014-1020.

[22] 周明, 严正, 倪以信, 等. 含误差预测校正 ARIMA 电价预测新方法[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(12): 63-68.

ZHOU Ming, YAN Zheng, NI Yixin, et al. A novel ARIMA approach on electricity price forecasting with the improvement of

predicted error[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(12): 63-68.

作者简介:



张旭东

张旭东(1965—), 男, 山西灵丘人, 博士研究生, 主要研究方向为电力技术经济、电力市场(**E-mail**: zxd-dl@163.com);

王昊婧(1989—), 女, 河北石家庄人, 硕士, 主要研究方向为电力技术经济、电力规划(**E-mail**: wanghaojing2010@163.com);

武 赓(1990—), 男, 河南南阳人, 博士研究生, 主要研究方向为需求响应、电力市场(**E-mail**: wugengmath@163.com)。

Robust power-loss cost optimization model considering price uncertainty for active distribution network

ZHANG Xudong¹, WANG Haojing², WU Geng³, ZENG Ming³, ZHOU Xuan⁴

(1. School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. Beijing Electric Power Economic Research Institute, State Grid Beijing Electric Power Company, Beijing 100055, China; 3. State Key Laboratory for Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

4. School of Electrical Engineering, Shanghai Dianji University, Shanghai 200245, China)

Abstract: The main objective of system operation optimization of DNO (Distribution Network Operator) is to improve the operational efficiency and reliability of distribution network, but the fluctuation of electricity price in an open electricity market may affect the minimization of power-loss cost. A robust power-loss cost optimization model considering the price uncertainty is built for DNO. The impacts of price fluctuation, demand response and energy storage dispatch strategy on the power-loss cost are analyzed for different optimization objectives and the optimal operating strategy is given for different scenarios. The simulative results of IEEE 33-bus distribution network verify the effectiveness of the proposed model.

Key words: active distribution network; DNO; power-loss cost; energy storage; demand response; robust optimization; models

(上接第 130 页 continued from page 130)

Cost-benefit analysis and financing channels for demand response under electric reform

SHEN Yunwei¹, LI Yang¹, JIAO Xize², ZHOU Lei³, WANG Zhe¹, WANG Chen¹

(1. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China;

2. State Grid Jiangsu Electric Power Maintenance Branch Company, Nanjing 211102, China;

3. State Grid Suzhou Power Supply Company, Suzhou 215004, China)

Abstract: The DR (Demand Response) implementations at home and abroad are researched, the cost and benefit of each DR participant are analyzed, a DR cost-benefit model is built, and rational DR financing channels are proposed. The proposed model is verified by a case, the typical DR-participated loads are selected for simulation and analysis, and the feasibility and effectiveness of the proposed DR financing channels are proved. Research shows that, the rational improvement of the benefit-cost ratio of power grid enterprise may control the peak-valley difference of power grid while bring direct economic and social benefits to each participant.

Key words: demand response; transmission and distribution price; cost-benefit analysis; benefit-cost ratio; financing channel