智能电网项目效益分析

中美气候变化工作组，智能电网分组

国家能源局
National Energy Administration

白皮书 2014 – 2016

国家电网
STATE GRID

中国南方电网
CHINA SOUTHERN POWER GRID

BERKELEY LAB

UCI University of California, Irvine

SOUTHERN CALIFORNIA EDISON
An EDISON INTERNATIONAL® Company

MgLDoM

ALSTOM

European Commission
Joint Research Centre

Burns

PIDC
Driving growth to every corner of Philadelphia

智能电网项目效益分析白皮书

效益评估小组负责人

主席：	Chris MARNAY	劳伦斯伯克利国家实验室
副主席：	刘利平	中国南方电网公司
副主席：	于建成	中国国家电网公司
天津生态城：	张东	中国国家电网公司
ISGD：	Josh MAUZY	南加州爱迪生电力公司
UCI：	Brendan SHAFFER	加州大学尔湾分校
前海：	董旭柱	中国南方电网公司
Navy Yard：	Will AGATE	费城工业发展公司
JRC：	Silvia VITIELLO	欧洲委员会联合研究中心

免责声明

LBNL: This document was prepared as an account of work sponsored by the United States Government. While this document is believed to contain correct information, neither the United States Government nor any agency thereof, nor The Regents of the University of California, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by its trade name, trademark, manufacturer, or otherwise, does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States Government or any agency thereof, or The Regents of the University of California. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States Government or any agency thereof, or The Regents of the University of California.

SCE: This report was prepared as an account of work sponsored by an agency of the United States Government. Neither the United States Government nor any agency thereof, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States Government or any agency thereof. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States Government or any agency thereof.

This report was prepared by Southern California Edison Company (SCE) as an account of work sponsored by the Department of Energy, an agency of the United States Government, under Award Number DE-OE0000199. SCE, including any of their employees, affiliates and contractors, does not make any warranty, express or implied, or assume any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by SCE. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of SCE.

China Southern Power Grid: This report was prepared by China Southern Power Grid (CSG) as an account of work sponsored by National Energy Agency, an agency of China Government. CSG, including any of their employees, affiliates and contractors, does not make any warranty, express or implied, or assume any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by CSG. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of CSG.

PIDC: This document was prepared as an account of work sponsored by the United States Government. While this document is believed to contain correct information, neither the United States Government nor any agency thereof, nor Philadelphia Industrial Development Corporation ("PIDC") nor any of their employees, affiliates or contractors, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by its trade name, trademark, manufacturer, or otherwise, does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by PIDC. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by PIDC. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of PIDC.

This work was supported by the U.S. Department of State's Office of the Special Envoy for Climate Change and managed by the Office of Electricity Delivery and Energy Reliability of the U.S. Department of Energy through contract DE-AC02-05CH11231 with the Regents of the University of California.

智能电网项目效益分析白皮书

其他主要作者

天津生态城

任国岐	中国国家电网公司
姚程	中国国家电网公司
洪萧	华北电力大学
王旭东	中国国家电网公司
宋佳	中国国家电网公司
王天昊	中国国家电网公司
吴磊	中国国家电网公司
赵晶	中国国家电网公司

尔湾智能电网示范

Nihan KARALI	伯克利实验室
Gang HE	石溪大学
Kevin CLAMPITT	南加州爱迪生电力公司
Robert YINGER	南加州爱迪生电力公司
Han ZHU	天津大学

加州大学尔湾分校

Li ZHAO	加州大学尔湾分校
Scott SAMUELSON	加州大学尔湾分校

费城海军船厂

David SMITH	伯恩斯工程
Jayant KUMAR	通用电气

深圳湾科技生态城（B-TEC）

焦丰顺	深圳供电局有限公司
邹大中	深圳供电局有限公司
张劲松	深圳供电局有限公司
肖鸣	深圳供电局有限公司
唐晟	深圳供电局有限公司
李志铿	广东省电力设计研究院
李效臻	广东省电力设计研究院

罗马城智能电网：成本效益分析

Gianluca FLEGO	欧洲委员会联合研究中心

伯克利实验室支持人员

Tyler Shiqiao YAN	劳伦斯伯克利国家实验室
Aimee Limingming ZHU	劳伦斯伯克利国家实验室
Angela Xu LIU	劳伦斯伯克利国家实验室

目录

附图 viii
附表 ixx
缩略语 x
1. 引言 1
2. 应用于智能电网项目效益分析的一般方法.....3
2.1. 缩略语.....3
2.2. 目标和原则.....3
2.3. 效益分析方法概述.....3
2.4. 本报告采用的效益分析方法详细说明.....8
3. 智能电网案例项目概述.....19
3.1. 天津生态城.....19
3.2. 前海区.....23
3.3. 尔湾智能电网示范及加州大学尔湾校区.....25
3.3.1. 尔湾智能电网示范（ISGD） 25
3.3.2. 加州大学尔湾分校校区（UCI） 28
3.4. 费城海军船厂.....31
4. 中国智能电网项目效益分析.....37
4.1. 天津生态城的效益分析.....37
4.2. 前海项目的效益分析.....45
5. 美国智能电网项目的效益分析.....51
5.1. ISGD 和 UCI 项目的效益分析 51
5.2 TNY 的效益分析 64
6. 欧洲智能电网项目的效益分析.....71
6.1. JRC 效益分析方法.....72
6.2. 项目说明.....75
6.3. 罗马智能电网项目的效益分析.....76
7. 效益分析方法比较 81
8. 结论 85
参考文献.....87

附图

图 2.1 智能电网评价体系构建逻辑
图 2.2 智能配电设备效益分析
图 2.3 SGCT 的逻辑流程（来源：EPRI，2010 年）
图 2.4 采用海军船厂效益分析方法的分步程序
图 2.5 按评估类别确定效益-成本对应性
图 3.1 生态城动漫园
图 3.2 生态城示范项目总体结构
图 3.3 生态城微网电动车充电站
图 3.4 生态城半透明 PV
图 3.5 前海智能电网和试点项目 B-TEC 位置图
图 3.6 尔湾智能电网示范（ISGD）项目
图 3.7 加州大学尔湾分校微网
图 3.8 加州大学尔湾分校节能历程与预测
图 3.9 可再生能源渗透率分析结果。
图 3.10 热电联供系统示意图。
图 3.11 TNY 鸟瞰图
图 3.12 TNY 配电电网（含变电站）概览
图 3.13 TNY 配电电网负荷增长曲线
图 3.14 分析结果和 NYEMP 的建议
图 3.15 海军船厂微网运行框架
图 4.1 微网子项目和生态城项目停电率得分对比
图 4.2 微网子项目和生态城项目新技术数量对比
图 4.3 配电网优化运行与故障自愈模块敏感性分析
图 4.4 分布式能源协调调度模块敏感性分析
图 4.5 AMI 模块敏感性分析
图 4.6 配电网运行状态感知模块敏感性分析
图 4.7 储能站综合效益内部收益率敏感性分析图
图 5.1 每个子项目案例的资产-功能图
图 5.2 DVVC 存在或不存在的情况下用户端电压
图 5.3 22 户年用电量（MWh）和一致高峰（kW）
图 5.4 每个子项目的累计净现效益
图 5.5 每个子项目中效益的分布。注：T&D：输电与配电
图 5.6 每个子项目中利益相关者的效益分布
图 5.7 子项目 1 的累积净现效益
图 5.8 子项目 NPV vs.折现率
图 5.9. CHP 项目前五年由 UCI 微网支付的天然气历史价格
图 5.10 为不同项目资产确定功能和相应效益的映射
图 5.11 在项目使用期内净效益的年现值
图 5.12 不同类别效益的分布
图 6.1. JRC 评估框架
图 6.2. JRC 方法示意图
图 6.3. JRC-CBA 方法的步骤

图 6.4. CBA 第 2 步和第 3 步：用映射将资产转换为功能并将功能转换为效益
图 6.5. 意大利配电系统运营商在整个网络智能电网解决方案投资方面的监管框架部分
图 6.6. 因智能电网项目实现 ACEA 的每条线路效益指标
图 6.7. Malagrotta 项目的 CAPEX 和 OPEX
图 6.8. Malagrotta 项目的效益

图 6.9.Malagrotta 试验项目 JRC CBA 的结果及其在罗马的扩展

附表

表 2.1　决策矩阵取值
表 2.2　评价指标计算方法和评价标准
表 2.3　效益汇总、效益来源、以及项目经费接收人需要报告的数据
表 2.4　海军船厂的主要利益相关者
表 2.5　BAV 和 CAV 数据的计算——方法和工具
表 3.1　子项目 1 中布置的需求响应装置
表 3.2　在子项目 1 中采用的能效提升
表 3.3　项目现状——微网临界载荷和 DER
表 3.4　TNY 分布式微网控制功能
表 4.1　用于 TEC 示范项目评估的关键数据
表 4.2　TEC 示范项目指标和相应权重
表 4.3　TEC 项目和三个子项目的评估结果
表 4.4　各子系统的经济效益计算表
表 5. 1　子项目 1 中各项目区块改造的平均成本
表 5.2　每个子项目案例的功能-效益映射
表 5.3　子项目案例中利益相关者和受影响效益的概览
表 5.4　每个子项目的成本和效益
表 5.5　各子项目敏感性分析结果
表 5.6　对于不同的 UCI 微网项目在计算排放量时使用的排放因子
表 5.7　每个子项目的成本和效益
表 5.8　CHP 电厂项目的敏感性研究
表 5.9　微网控制器项目的敏感性研究
表 5.10　PV 项目折现率的敏感性研究
表 5.11 停电成本估算
表 5.12 TNY　不同情景分析结果总结
表 5.13 按各评估类别所作的情景对比总结
表 5.14 按评估类别确定效益-成本对应性
表 5.15 情景的详细对比
表 7.1　效益分析方法总结
表 7.2　效益分析方法对比

缩略语

AHP	层次分析法
AMI	高级量测体系
APEP	UCI 先进的电力和能源计划
ARRA	美国复苏与再投资法案
AUD	澳元
B/C	效益成本比
BAU	将较基准情景
B-TEC	深圳湾科技生态城
CA	加利福尼亚
CAPEX	资本支出
CBA	成本效益分析
CBAC	成本效益分析分类
CCWG	气候变化工作组
CEC	加利福尼亚州能源委员会
CER	爱尔兰能源监管委员会
CES	社区储能装置
CHP	热电联供
CPUC	加处福尼亚州公用事业委员会
CPV	聚光太阳能光伏系统
DBESS	电池储能系统
DECC	英国能源与气候变化部
DER	分布式能源
DG	分布式发电
DOE	能源部
DTE	底特律爱迪生能源
DVVC	配电电压/无功控制
EEGI	欧洲电网计划
ESS	储能系统
ENEL	意大利国家电力公司
EPRI	电力研究院
EV	电动车
GIS	地理信息系统
GridSTAR	宾夕法尼亚州立大学智能电网教育研究中心在 TNY 开展的研究工作
GSE	通用变电站事件
HRSG	余热回收蒸汽发生器
ICA	并网能力分析
IRR	内部收益率
ISGAN	国际智能电网行动网络
ISGD	尔湾智能电网示范
JRC	欧洲委员会联合研究中心
KPI	关键绩效指标

L+G	Landis and Gyr
LAX	洛杉矶国际机场
LNBA	区位净效益分析
MAIFI	瞬时平均停电频率指标
MAISY	由杜克能源开发的基于代理最终用途模型
microPMUs	小相量测量单元
MW	兆瓦
MWh	兆瓦小时
NaS	硫化钠
NPV	净现值
O&M	使用与维护
OFGEM	英国天然气和电力市场办公室
OOP	面向对象编程
OPEX	运营支出
OS2	运行智能系统
PECO	向海军造船厂供电的电业公司的当前名称（以前称为费城电力公司）
PIDC	费城工业发展公司
PJM	美国东北部和中部电网（以前称为宾州-新泽西-马里兰州电网）的区域电力传输运营商
PPA	购电合约
PPP	公私合营
PQ	电能质量
Pt	回收期
PV	光伏
QPA	前海项目方法
R&D	研究与发展
RESU	住宅储能单元（蓄电池）
RMB	人民币，中国官方货币，亦作元或¥
ROI	投资回报
SAIDI	系统平均停电持续时间
SAIFI	系统平均停电频率指标
SCADA	监控和数据采集
SCADE-EMS	监控和数据采集-能源管理系统
SCE	南加州爱迪生电力公司
SGCC	中国国家电网公司
SGCT	智能电网计算工具
SGIM	智能电网投资模型
SG-MCA	智能电网-多准则分析
SGRC	智能电网研究联盟
SMART	具体、可衡量、可实现、相关和可追踪
T&D	电力输送与配电
TEC	中新天津生态城
TNY	费城海军船厂

TSP	总悬浮颗粒
U.K.	英国
U.S.	美国
UCI	加州大学尔湾分校
VRB	钒氧化还原液流电池

1. 引言

智能电网技术正在被世界各地所推广，美国也即将根据 2009 年的《美国复苏与再投资法案》集资开展 40 多亿美元的重大联邦计划。目前多种智能电网效益分析方法已应用于全球多个智能电网项目，因此有必要了解这些方法的差异以及通用分析方法的进展。实际上，已经有不止一个国际团队正在开发通用且开源的综合效益评估工具（ISGAN，2015 年）。鉴于国际上不同的智能电网项目综合效益采用统一的分析评价依据，这将有助于成果的比较和推广，为智能电网的快速发展提供技术支撑。

中美双方已在智能电网气候变化工作组（CCWG）实施计划中联合开展此项研究工作，其首要目标是两国共聚研究能力、共享研究成果。研究团队在 2014 年初步聚焦于两大重点、先进技术（在本白皮书中不做进一步讨论），并集中分析了示范项目的效益，即本文的题中之义。美国和中国的研究人员已提出综合效益的评估方法，并且通过实例在逻辑上验证了该方法的有效性。对效益评估方法和样例的说明是本白皮书的基础。下面将以 4 个案例研究（每个国家 2 个）对智能电网效益的比较分析进行介绍。另外，此分析还包含两个比较复杂的方面：第一，加州尔湾的美国场地实际由两个不同的项目组成。第二、除美中合作外，欧洲委员会联合研究中心（JRC）做出了重要贡献，在为欧洲能源系统专门制定评估方法的同时，还对美国采用了相同的方法。

第一个示范来自中国方面并涵盖中新天津生态城（TEC）智能电网的几个方面，该项目采用层次分析法（AHP）和模糊逻辑——该方法由中国国家电网公司（SGCC）开发。

深圳湾科技生态城（B-TEC）项目是第二个示范，它构成前海深港现代服务业合作区大开发（前海项目）的组成部分和试验区。

第三个示范包括加州尔湾的两个项目。第一个研究涵盖南加州爱迪生电力公司（SCE）智能电网区域示范的 ARRA 项目，其中八个子项目中的三个子项目将在 2010-2035 期间采用美国能源部（DOE）智能电网计算工具（SGCT）进行分析，该计算工具以电力研究院（EPRI）的效益分析方法为基础。第二个项目是加州大学尔湾分校（UCI）校区本身。多年来分布式能源开发已在校区内取得进展，当前进行中的扩建工程将使校区变为真正的微网。

第四个也是最后一个项目涵盖了费城海军船厂（TNY）区域。该区域是一个历史久远的军事基地，在 2000 年才纳入费城的管辖范围，现改作商业-工业区，还可能作为居住区。

在所有四个项目中，本研究的重点在于阐述智能电网效益采用的方法。然而，需要指出的是，关键绩效指标仅仅是量化项目对经济影响的更广泛问题的一部分（要么将影响货币化，要么计算相关的关键绩效指标）。为此，本报告第 2 章将介绍效益分析的不同方法，以及详细介绍《白皮书》中实施的四种不同方法的更多细节。第 3 章介绍先前提到的案例研究的总体情况。第 4 章和第 5 章将介绍分别在中国和美国开展的深入分析的细节和结果。第 6 章介绍联合研究中心（JRC）对罗马的深入分析成果。第 7 章介绍本报告中讨论的用于案例研究的方法的主要局限性，第 8 章对本报告做总结。

2. 应用于智能电网项目效益分析的一般方法

2.1. 缩略语

变量	*变量定义*
B_net	EPRI-SGCT 方法中基准情景和项目情景净效益间的差
EPRI-SGCT	方法基准情景中的净效益
EPRI-SGCT	方法的项目情景中的净效益
NPV	净现值
U	因子集
U_i	第 i 个因子或因子集（多层次评价）
U_{ij}	因子
C	决策矩阵
C_{ij}	决策矩阵 C 的一个元素
$\mu_M(x)$	三角形隶属函数
l	模糊数的下界
u	模糊数的上界
w_i	模糊权重
λ	等级数
V	评价水平集
R_i	Ui 的单因子决策矩阵
C_i	Ui 的决策值
CI	现金流入
CO	现金流出
n	计算周期
I_c	设定折现率（基准收益率）
IRR	内部收益率
Pt	静态投资回收期

2.2. 目标和原则

智能电网技术的示范和发展和相关实践往往在经济上进行评估和验证。决策者（可能是电业公司、政策制定者或其他）面临的挑战是，用明确而一致的方法严肃而客观地对智能电网方案进行评估。这些方法对于确保理智地投资并保证经济、社会和环境目标间的平衡是至关重要的。对智能电网示范项目效益的评估是一项有挑战性的工作，这是因为社会和环境方面并非总是轻易地融入分析中。智能电网项目效益分析方面的文献比较新颖，基本上是由于评估 ARRA 项目的需要才开始撰写的。尽管如此，从 2010 年至今，世界范围内已开展大量的研究活动，并已形成多种方法和作品。本章的主要目的在于总结现有的效益分析方法，提供《白皮书》中实施的四种不同方法的更多详情。

2.3. 效益分析方法概述

以下是据 CCWG 所知目前已开发的效益分析方法的简要说明。效益分析用于评估智能电网项目是比较新的做法，第一种方法于 2011 年发布。因此，下文中提到的几种方法正在不断地完善，同时更多有见地的想法和数据正在从不同环境背景的智能电网项目应用中应运而出。

2.3.1. 采用EPRI 方法进行效益分析（美国）

针对智能电网示范项目，EPRI 采用一种调整标准成本效益分析（CBA）的方法。CBA 以货币化和折现为基础，是评估基础设施投资最常用的评估方法。货币是常用于计算的计量单元，将所有相关的成本和效益转换为投资或政策。具体而言，EPRI 研究集中在诸如效率、环境、可靠性、PQ（电能质量）、安全性和成本降低（Personal 等人，2014 年）等方面。

EPRI 在 2004 年（EPRI，2004 年）发布了第一份报告，讨论了“未来电网”潜在的效益分析。这一机构又在 2010 年（EPRI，2010 年）提出了第一个综合方法，并在接下来几年里（EPRI，2011 年、2012 年、2015 年（a））的更新版本中进行了多次修改和调整。

该方法还为将分布式能源（DER）并入电网的成本效益的具体研究工作提供依据（EPRI，2015 年 b）。与原有的方法相比，这一版本提出有关 DER 渗透或其他外生因素（如燃料成本、DER 采用成本）方面的具体差别情景。总之，除了需实施的定期维修相关的更新外，EPRI 还要考虑电网中需要哪些变化以适应 DER 并且仅将注意力放在 DER 负载的智能电网效益和成本子组上。

EPRI 效益成本分析方法将通常效益定义为智能电网项目对于公司、家庭或社会影响的货币值。效益通常从多个变量中综合得出，例如延缓能力投资、减少电力购买、减少或递延输配电（T&D）投资、减少使用及维修（O&M）、减少输送阻塞、改善电能质量、减少环境破坏等。一旦智能电网投资的所有相关影响量化后，社会折现率便用于将将来的成本和效益转换至当前。

此外，EPRI 的研究已经被美国能源部用作开发 SGCT 的基础，以评估由 ARRA 出资建设的智能电网项目的货币效益，从而得到由法维翰咨询公司（2011 年）开发的至今仍在使用的工具 U.S. DOE。

2.3.2. 采用智能电网投资模型进行效益分析（美国）

在美国，智能电网研究联盟（SGRC）开发了一款智能电网投资模型（SGIM™）（SGRC，2012 年），该模型主要依据各电业公司服务的用户的负荷曲线，旨在评估智能电网对各电业公司带来的财务影响。因此，该方法似乎忽略了智能电网的社会影响，反将纯粹的投资导向立场放在 20 年的参考标准期内。

2.3.3 采用前沿经济学方法进行效益分析（欧盟）

在欧洲，对于智能电网效益量化出现了两种主要方法：一种集中在实物期权上和另一种集中在社会 CBA 上。

2011 年，《前沿经济学》采用实物期权方法编制了第一份评估报告（《前沿经济学》，2011 年 a），并于 2012 年晚些时候将报告合并后（《前沿经济学》，2012 年）用于英国案例。当出现不确定因素时，基于实物期权的分析便提供了选择最佳策略的平台。因存在有关可用智能电网可用性方面的信息，通过确定各种情景，该方法考虑了千变万化的未来情况。咨询人员担任英国智能电网论坛（用于向 OFGEM、电力和天然气监管机构、英国能源和气候变化部（DECC）提供如何配置智能电网咨询的工作组）承包人。

相同的咨询公司也对德国的智能计量配置评估作出了相似的评估（《前沿经济学》，2011 年 b）。在这份报告中，方法论途径比较简单：每个德国家庭根据消费行为、大小等归入具体的类别，然后对每个类别的成本和效益进行计算后再汇总。这次估算的结果表明，仅约 15%的德国家庭将从安装智能电表中获益。

2.3.4. 采用 JRC 方法进行效益分析（欧盟）

在 EPRI 研究的基础上开发了另一种方法并在 2012 年由欧洲委员会联合研究中心（欧洲委员会联合研究中心，2012 年 a）专门用于欧洲环境。该方法也一直多次用于支持欧盟的具体政策制定过程，特别是为了适合仅采用智能计量的项目（欧洲委员会联合研究中心，2012 年 b）所作的修改。与 EPRI 相比，JRC 在效益货币化的关键部分采用不同的方法：建议将与智能电网项目装置相关的新资产映射到他们允许的具体功能中，并最终计算已确定的各功能带来的效益。

在 EPRI 方法的情况下，联合研究中心超出了简单 CBA 的定义，引入了专门用于评估的敏感性分析和其他分析工具。因此，“多准则分析”定义的使用通常涉及到联合研究中心实施的智能电网项目评估。本方法应用的一些实例包括：

- 在智能电网领域具有共同利益的欧盟项目（涉及多个欧洲国家的跨国项目）的评估（欧洲委员会联合研究中心，2013 年、2014 年 a、2016 年）
- 整个欧盟智能计量推广的基准调查（欧洲委员会联合研究中心，2014 年 a、2014 年 b、2014 年 c）
- 针对罗马城从智能电网解决方案的试验到整个电网的可扩展性评估
- 意大利国家电力公司 Isernia 项目的评估（即将完成）

2.3.5.采用 McKinsey 方法进行效益分析（欧盟）

咨询公司麦肯锡也开发了一款计算智能电网效益的工具（Kim 等人，2014 年），该工具考虑了智能电网四个不同的功能组：高级量测体系（AMI）、用户应用、电网自动化，DER 和 EV 的并网，以及智能电网的四个好处：需求平移与节省、资产更长的使用寿命、运行改善和可靠性提高。该工具可计算基准线与参考情景间的差异。由于该工具以商业软件包的方式提供，不向公众进行开放，因此在分析方面无法获得更多细节。

2.3.6. 采用其他方法进行效益分析

其他几个研究以智能电网实现所带来的效益量化为目标。然而，因为获得数据和研究方法的细节存在困难，部分研究并没有在本分析中进行介绍。这些研究的实例包括：

- 针对典型的捷克家庭所做的 CBA（净现值（NPV）估算）捷克研究（Adamek 等要，2011 年）。对于本研究，应认真检查数据和方法方面的进一步调查。

- 欧洲电网计划（EEGI）（GridPlus，2010 年）是战略科技计划（由欧洲委员会发起的“用于加快低碳技术发展和推广的一个计划）下的一个欧洲工业计划（欧洲委员会，2006 年）。EEGI 主要目的在于通过一套特定的关键绩效指标（KPI）对效益分析方法进行补充，以评估每个项目与 EEGI 确定的政策目标的一致性。
- 类似的计划通过 Smartness Barometer （Eurelectric，2012 年）得以实施，它是与欧洲委员会联合研究中心密切合作所开发的工具。它的目的也是构建 KPI-关键绩效指标，以评估智能电网项目的影响，特别是它们对欧盟设定的政策目标的影响。因此，KPI 是效益分析急需的补充。
- 有关社会 CBA 的研究已在荷兰（代尔夫特环境委员会，2012 年）由代尔夫特环境委员会实施。很遗憾的是，英语摘要只有一份；因此已对所采用的方法作进一步的分析。
- 2013 年，加利福尼亚州公用事业委员会（CPUC）推出了配网资源计划（CPUC，2015 年），允许加州的电业公司向该委员会提交各自的配网资源计划以供审批。用于确定 DER 最优区位的方法称为区位净效益分析（LNBA），旨在对发电能力和 DER 的区位进行优化。该方法的特点在于对不同情景的 NPV 进行比较：第一，对特定线路内的 DER 并网进行模拟，并在有/无 DER 的情况下对配网边际成本进行计算。这样，DER 的最优数量和区位形成可在 DER 发电的成本效益和最优调度方面进行比较的多种情景。该方法用于补充现有的并网能力分析（ICA）并能表现出 CBA 的多个特点；然而，要将 LNBA 特点融入更常见的效益分析方法，还需要对这些特点进行深入的比较。杜克能源开发了一款称为 MAISY 的基于代理最终用途的模型，用于对智能电网项目进行效益分析（Jackson，2009 年）。这个基于代理的模型能够评估在统计学上有代表性的样本中的每个单个代理或用户，而不是总体用户群。MAISY 是一款实用工具和用户详情模型，其中单个公用事业用户的用电量会作为单独的代理被反映出来。效益均是经济学上的效益，它以新发电量、电力输送与配电（T&D）来避免成本计算，没有考虑环境/社会、安全和可靠性相关的效益。对印第安纳州杜克能源 1350 户居民用户有代表性的样本模型的案例应用进行讨论的报告强调与实现相关的或许比较显著的净现值。然而，相关的数值没有被公布出来。
- 俄罗斯电力系统智能电网发展的 CBA 估算（Fedor 和 Fedosova，2015 年）。对于其他方法，本方法首先确定了系统各组成部分的技术选项，在第二阶段这些技术选项将与称为“智能电力系统”情景的相关情景结合起来，在发电、电力传输、配电和电力消费方面的可能选项纳入了技术可行的完整电力系统。在第三阶段，相应的系统将考虑在不同情景下进行优化，优化结果在将较基准情景下进行比较。因此，该方法取决于一系列方法（第 1 阶段专家对各种技术的评估，第 2 和 3 阶段采用多种数学模型）结合起来使用，以确定俄罗斯电力系统在特定情景中的工作状态，对于每项额外的发电设施或电力传输和配电（T&D）线路/变电站/改造投资，最终通过账务模型在 CAPEX（资本支出）和 OPEX（运营支出）方面评估智能电网装置的效果。
- 在 2010 年和 2013 年期间，雄心勃勃的“智能电网，智能城市”项目在澳大利亚电网运营商澳洲电网（Ausgrid）和澳洲能源（EnergyAustralia）挑选的部分区域实施，在有 17,000 个电力用户的调峰（Arup，2014 年）情况下做试验，评估额外的 DER 和分布式储能的成本和效益，旨在推广和测试智能电网技

术，。报告在介绍该项目结果的同时，还评估从 2014 年开始 20 年内，智能电网在澳大利亚全面推开后潜在的 280 亿澳元经济效益。该研究计算了源于整个澳大利亚电力系统八个技术类型（即智能电网资产）的智能电网效益。该研究采用的方法类似于 EPRI 和 JRC 所采用方法，随后逐步确定智能电网技术和产品所带来的影响和相关效益。每种影响和相应效益的计算结果，通过收集用户试验数据的得到验证。然后，尽管澳大利亚存在用户类型和网络类型的定义，以及三种不同的宏观经济状态，难以在整个国家范围内重现这些影响，在结果最有可能成为产品、技术和价格趋势推广的基础上，报告作者确定了将较基准情景（BAU），然后实施初步效益分析，再在最有可能成为被挑选技术的基础上，构建智能电网情景并在智能电网情景下实施最终的效益分析。

- 咨询公司 Ernst & Young 编制了一份报告（Ernst & Young，2012 年），分析智能电网在英国全面发展可能对英国经济产生的潜在效益。该报告的主要研究成果指出智能电网的有效推广可以节省 190 亿英磅（NPV），其中电网仅需要典型加固。应当注意的是，Ernst & Young 的方法没有对效益进行明确地量化，但估算了净效益，即基准情景的额外效益（电网典型加固）。该报告重要的特征还包括将这一方法与 EPRI 的方法加以区分：电力供应的质量（即可靠性）是不变的，在智能电网情景下没有改进措施，因此这一重要的效益来源不是为英国案例量化的。另一方面，该研究将经常容易忽略的其他效益纳入分析范围内，例如假设英国能够成为世界范围内智能电网的主要参与者，在此情况下分析智能电网推广在整个供应链的影响、创造工作机的积极影响和对英国出口的影响，此外，电动车（EV）全面推广被视为智能电网普及的积极结果。
- ISGAN 是国际能源署于 2010 年提出的实施协议，在全世界有 25 个国家参与其中（ISGAN，2010 年）。需要特别指出的是，其“效益-成本分析和工具箱”旨在构建帮助各层次政策制定者选择智能电网配置的工具箱。尽管工具本身尚未完成，但 ISGAN 联盟已经认真规划完成工具箱开发方面工作的说明文档将多个工具与系统相结合，这些工具主要与智能电网系统的几个特点相关上。这些工具高度灵活，因此可产生在 25 个合作国家间容易比较的结果：输入将由项目发起人通过 Excel 文档提供，然后将通过面向目标程序设计进行计算（OOP）（ISGAN，2014 年）。
- 爱尔兰能源监管委员会（CER）已在 2010 年着手处理智能电网推广方面的问题，第一份咨询报告面世后，紧接着便出现了其他咨询报告、智能计量用户行为试验和技术试验。因此，第一个 CBA（CER，2011 年）仅集中在智能计量方面并采取社会方法，而不是对选中的参与方的成本和效益进行量化。在考虑采用已使用的技术类型（电力线载波（PLC）、通用无线分组业务（GPRS）或两者的组合以及出帐单的频率（每月或每两月）作为主要选项时，社会 NPV 通常是正值（12 个选项组合中的 8 个）。2013 年，爱尔兰能源需求（ENI）计划作为一项研究和教育项目在都柏林大学电力研究中心首先提来。ENI 在继续采用爱尔兰已经完成的智能计量推广 CBA 的同时，还完成了智能电网全面推广 CBA。采用的研究方法是统计方法：不同的成本和效益项在早先研究的基础上进行量化。例如，升级电网基础设施的成本从国家电力传输系统运营商取得，且对于每项成本，挑选了最优案例情景和最差案例情景。此外，还对几个非量化成本和效益进行了描述，进行了非量化风险分析。本运用的

结果是，依据不同的情景，智能电网大量的推广使成本和效益出现了巨大的可变性；因此，智能电网的全面推广应延缓，那时对于智能电网的理解有更准确的数据可用。

2.4. 本报告采用的效益分析方法详细说明

2.4.1. 方法一-采用 SG-MCA 方法进行效益分析（用于天津生态城）

SG-MCA（智能电网-多准则分析）是结合层次分析法（AHP）和模糊逻辑对智能电网项目的效益进行评估的一种方法。多目标决策是运筹学模型的一个分支和决策的著名领域。该方法可以处理显著的社会、经济和环境影响。特别是，在包含多个利益相关者的决策过程中得到广泛认同。

AHP 最先由 Saaty（1980 年）提出，从那以后便一直专门作为单目标和多目标决策问题的常用工具使用。AHP 作为一个层次构建，同时通过三级法将决定从上到下进行细分：（1）构建层次；（2）通过成对比较，对指标分配权重；（3）计算可选方案的终值。目标处于顶层，、标准和次标准处于中间层，而可选方案处于层次的底层。公私利益相关者可以参与该层次的构建（Beria 等人，2012 年）。最优的可选方案可以根据可选方案中的最高等级进行选择。该方法采用转换为总分（即权重）集的相对重要性的主观评估，以此层次方式安排问题的结构（Beria 等人，2009 年）。

然而，AHP 作为单个决定支持工具使用有很大局限，主要是因为在许多决策情形下，为标准或属性获取确切的数值比较困难（Li 等，2010 年）。对许多参数的评估并不准确，且将主观标准转换为权重通常容易出现问题，权重通常由决策者定性描述符，并恰当地反映他/她的偏差。模糊逻辑这一理论由伯克利大学的数学家 Lotfi A. Zadeh（1965 年）提出，用于进一步详述 AHP 决策方法（Yager，1981 年），其中模糊评价的偏序集可以对应基数用于决定过程中。模糊逻辑理论明确承认真相的不确定性，它还可以轻易吸收以定性方式描述的信息（Shang 和 Hossen，2013 年）。

采用 APH 和模糊逻辑理论针对能源和电力规划进行决策的研究已持续进行。Luo 等人（2014 年）利用基于 AHP 和模糊逻辑的方法评估电动车（EV）充电站的能源效率。Le 等人（2016 年）提出模糊层次分析法算法（Fuzzy-AHP）确定系统负荷节点的权重并在系统以多种负荷水平运行时挑选控制策略。Barin 等人（2011 年）运用 AHP 和模糊逻辑评估储能系统（ESS）的运行，例如抽水储能和压缩空气储能、H2、惯性轮、超级电容器和锂离子储能，以及 NaS 钠硫电池和 VRB 液流钒电池。他们研究的主要目标是找到与电能质量优先性一致的最适当储能系统（ESS）。Thengane 等人（2014 年）用经典的 AHP 和模糊 AHP 对成本效益进行分析，以便对八个不同的制氢技术进行对比。他们依据每种技术的标准化等值年成本，对从效益分类中得到的结果绘制曲线。结果表明，以化石燃料为基础的过程似乎具有较少的有益品质，包括较大的环境影响，但具有较高的成本效益。另一方面，可再生能源为基础的制氢过程似乎具有更多的效益，但制氢的费用较高。

SG-MCA 方法是 TEC 的效益分析。综合的智能电网示范项目评估包括实用、经济和社会因素，包括定性和定量指标。分析时选择了组合的 AHP 和模糊评估方法。AHP 的基本原则是将项目评估系统的各个要素分成几个层次，以形成有序的层次模型并在各个层次的每个要素间，以及每个层次及其早先的层次间做对

比判断，以获得每个要素的权重。这一综合的权重集用于确定最优解决方案，而最优解决方案设定了最大的权重。

模糊综合评估方法利用模糊关系构成的特点，通过不同的指标衡量属性的联合评估。数学模型可以划分为模型和多层次模型。模糊判断是多层次模糊的基础，它可形成多级模型。对于智能电网试验项目评估，模糊综合评估的第一个层次被首先用于评估单个维度，例如实用性、技术、经济性和社会性层次。模糊评估的第二个层次基于第一个层次且可用于多维度评估。也就是说，总评估通过综合考虑形成四个属性维度。通过对这两个评估方法的结合，可以得出反映所有属性的复合指标评分。

该方法定义以合理的方式确定了代表专家意见的决策矩阵，而不需要通过吸收专家判断的模糊性，实现简洁性。与传统的方法相比，这一方法采用三角模糊数而不是整数值，即 1 到 9，将 AHP 和模糊集理论结合起来。评估的程序可以如下公式表示：

(1) 层次模型

对于给出的因子集 $U=\{U_1,U_2,\cdots,U_n\}$，其中，第 i 个因子是 U_i，U_i应该满足$U_i \cap U_j=\emptyset\ (i\neq j)$。

(2) 模糊决策矩阵

C_{ij} 是决策矩阵内的元素，相对于第 j 个元素，它表示第 i 个元素的相对优先求偿权，越大的值表示第 i 个元素比第 j 个元素更重要。决策矩阵由下式表示为：

$$C=\begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & \cdots & C_{1n} \\ C_{21} & C_{22} & \cdots & C_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ C_{n1} & C_{n2} & \cdots & C_{nn} \end{bmatrix} \tag{1}$$

表 2.1

决策矩阵取值

编号	定义	C_{ij}
1	一般重要	1
2	比较重要	3
3	非常重要	5
4	相当重要	7
5	极其重要	9

在决策矩阵中，三角函数由三个数确定。从属函数（Xiao 等人，2011 年）$\mu_M(x)$ 以公式表示为：

$$\mu_M(x)=\begin{cases} \frac{1}{m-x}x-\frac{l}{m-l}, & x\in[l,m] \\ \frac{1}{m-u}x-\frac{u}{m-u}, & x\in[m,u] \\ 0 & , otherwise \\ & otherwise \end{cases} \tag{2}$$

其中，l 和 u是模糊数的上界和下界，即$l \le m \le u$，m 是中间值。因此，模糊数可按习惯表示为(l, m, u)。

(3) 模糊权重

模糊权重w_i可以通过以下公式计算

$$w_i = \sum_{j=1}^{n} C_{ij} \div \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{n} C_{ij}, i = 1,2,\cdots,n \tag{3}$$

(4) 评估集

评估集将评估值映射至 λ 层次，以反映专家的判断，即$V = [V_1, V_2, \cdots, V_\lambda]^T$。

(5) 多层次模糊综合评估

单因子模糊评估用于因子集$U_i(i = 1,2,\cdots,n)$。根据专家的判断，隶属值用于每个子因子$U_{ij}(j = 1,2,\cdots,m)$，例如，$U_i = \{U_{i1}, U_{i2}, \ldots, U_{im}\}$可以从每个层次获得。因此，$R_i$是$U_i$的模糊评估变换矩阵，其中

$$R_i = \begin{bmatrix} r_{11} & r_{12} & \cdots & r_{1\lambda} \\ r_{21} & r_{22} & \cdots & r_{2\lambda} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ r_{m1} & r_{m2} & \cdots & r_{m\lambda} \end{bmatrix}_{m\times\lambda} \tag{4}$$

U_i的权向量w_i可以通过三角模糊 AHP 方法计算，其中，$w_i = [w_{i1}, w_{i2}, \cdots, w_{in}]^T$。对于每个层次，$U_i$的隶属值可以由以下公式算出

$$C_i = w_i * R_i = (C_{ij})_{1\times\lambda} \tag{5}$$

其中，C_i是模糊积分算子。

2.4.2. 方法二-采用前海项目方法进行效益分析（适用于 B-TEC）

(6) 项目综合效益评估方法

报告借鉴工程项目综合效益评估方法，分析项目的效益、成本，通过综合效益评估指标 NPV（净现值）、IRR（内部收益率）、Pt（静态投资回收期）等指标反映项目的经济效益情况。在成本、效益分析过程中，尝试将所有相关方的成本、效益综合计算，并建立智能电网子系统-功能-效益-受益方的对应关系表。由于目前中国正在进行电力体制改革，在效益分析中，区分当前市场机制下可实现收益和未来可实现的潜在收益。综合效益评估从所有相关方和投资方两个角度分别分析可实现收益和潜在收益，评价方法全面、客观。由于智能电网技术先进，目前应用范围尚不广泛，在投资及收益方面有其不确定性，所以在综合效益评估后选取不确定因素进行敏感性分析和风险分析，找出敏感性因素利于对项目的风险进行判断。

(7) 评价体系的构建原则

- 全面性原则：应从不同侧面反映智能电网的各项效益，综合而全面的对智能电网进行效益评价。

- 一致性原则：效益评价内容应与评价对象一致，增量收益对应增量资产，确保评价的合理性。
- 可测性原则：效益评价中指标量化要定义明确，指标能够被计算或度量，数据要规范、易收集。

(1) 评估体系

构建智能电网评价体系进行效益分析，首先选择智能电网设备资产的构成，其次匹配上述资产可实现的功能或作用，之后根据系统模块的内部运作机制和外部市场机制对智能电网进行成本效益分析，最后采用经济评价方法对效益进行评价。评价体系的构建逻辑如下图所示。

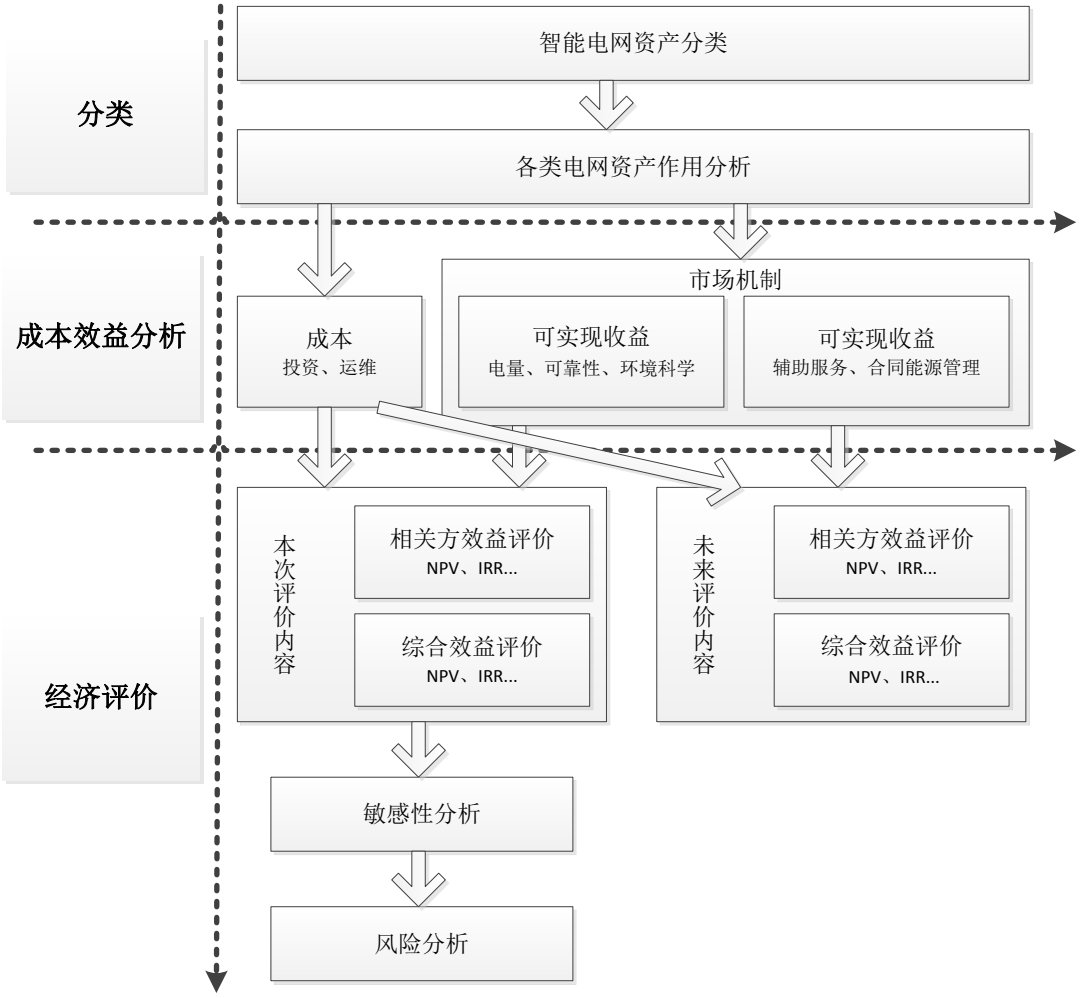

图 2.1 智能电网评价体系构建逻辑

效益计算

智能电网相较于传统电网，延展了以下全部或部分的系统模块：①面对网架结构用于优化电网运行方式的配电网优化运行与故障自愈系统；②面对分布式能源用于优化电源经济运行的分布式能源协调调度系统；③面对用户用于精确测量

以及需求侧响应的 AMI 系统；④面对设备用于提高设备与系统运行可靠性的配电网运行状态感知系统。⑤负荷中心的储能站系统。

(2) 敏感性分析和风险分析

在智能电网项目中应对成本和效益中的不确定性因素进行分析，定量分析其对项目效益造成的影响，对敏感因素进行控制以避免风险。由于智能电网项目各成本和效益因素间的相关性，应进行多因素敏感性分析。

需根据敏感性分析确定影响项目效益实现的风险点。

(3) 评估方法

采用以上章节所述用于智能电网成本和效益的量化方法，分析智能电网的投资和利益相关者（用户、供电局等）从投资获得的整体效益，评估智能电网项目的综合效益。评估指标主要包括 NPV、IRR 和投资回收期。根据实际的情况，也可以使用投资利率、投资利税率和资本金利润率等其他评估指标。在为利益相关者进行效益评估期间，成本和收入应按照利益相关方分类计算。

- 内部收益率（IRR），指评价时点以前实际发生的年净现金流量和评价时点以后预测的寿命期内各年净现金流量累计现值为零时的折现率，是反映项目实际盈利能力的主要动态指标。
- 净现值（FNPV），指按基准收益率作为折现率计算的项目寿命期内净现金流量的现值之和，是反映项目实际盈利能力的动态指标。
- 投资回收期（Pt），指以项目净收益抵偿全部建设费用所需要的时间，是反映项目投资回收能力的重要指标。投资回收期分为静态投资回收期和动态投。

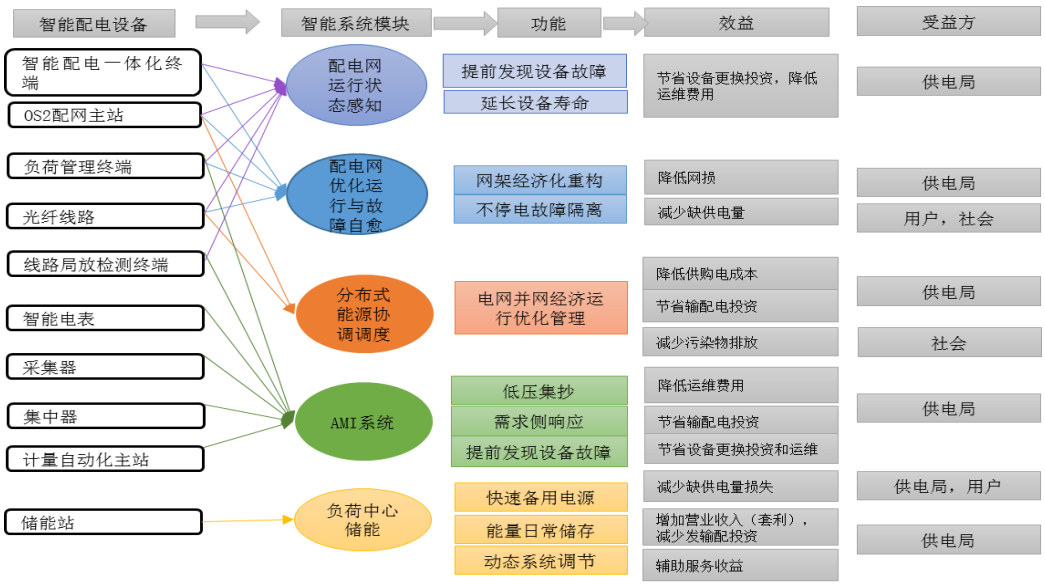

图 2.2 智能配电设备效益分析

表 2.2
评价指标计算方法和评价标准

指标名称	计算方法	评价标准
NPV	$NPV=\sum_{t=1}^{n}(CI-CO)_t(1+i_c)^{-t}$ CI：现金流入　CO：现金流出　n:计算期 Ic：设定的折现率（基准收益率）	NPV≥0,则项目达到预期收益；
IRR	$\sum_{t=1}^{n}(CI-CO)_t(1+IRR)^{-t}=0$ CI：现金流入　CO：现金流出　（CI-CO）t ：第t 年的净现金流量　n:计算期	IRR>基准收益率,则项目达到预期收益；
Pt	(累计净现金流量开始出现正值的年份一1)+上年累计净现金流量绝对值/当年净现金流量	静态投资回收期≤行业基准投资回收期，项目可行。

注：NPV 为净现值，IRR 为内部收益，Pt 为静态投资回收期。

2.4.3. 方法三-采用 EPRI 方法进行效益分析（用于尔湾智能电网示范及加州大学尔湾分校校区）

EPRI 方法确定了效益作为智能电网项目通常对公司、家庭或社会产生影响的货币化价值。所有的效益必须以货币形式表示。对于智能电网系统，效益有四个基本类别：

- 经济——成本降低，或以相同的成本产出增加，它源自电业公司效率和资产利用率的提高；
- 可靠性和电能质量——电力中断和电能质量事件减少；
- 环境——气候变化的影响和污染对人类健康和生态系统的影响减少；
- 安全——能源安全提高（即，石油依赖性降低）；网络安全性提高；受伤、死亡和财产损失减少。

有多个利益相关者参与智能电网发展，即作为一个整体的用户、电业公司和社会。需要注意的是，不同的利益相关者关注点不同，它们效益所点的份额也不同。用户和电业公司将分享经济效益，电业公司拿走绝大多数可靠性效益，而环境和安全效益则归属全社会。

以 EPRI 方法进行的效益分析基于与基准情景相关的净效益，它代表无智能电网示范项目时的系统状态，并且是对比项目情景。

$$B_{net}=NPV\{C_{project}-C_{baseline}\} \tag{6}$$

总的来说，效益是减少公司、用户或全社全的成本和损害（比如，递延容量投资、减少购电、减少或递延电力传输和配电（T&D） 投资、低运营和维护（O&M）、减少输送阻塞、提高电能质量和减少环境破坏）。

美国能源部 SGCT 的逻辑是以 EPRI 方法的效益分析方法为基础，它从罗列智能电网资产开始，然后确定那些资产的功能，最后将项目效益货币化，如图

2.2 所示。第一步是列出在评估项目中的所有智能电网资产，例如，配电自动化、智能电器和设备（用户）等。第二步是确定各个资产的功能，例如，配电自动化可提供功率流控制、自动化馈线和线路转接、自动化电网解列和重新连接、自动化电压和 VAR 控制等。第三步是将各功能的效益绘制成图表。第四步，也是最后一步，将所有效益货币化。因此，一个功能可能有多种效益，所有的效益应加在一起估算项目的货币化总值。

图 2.3 SGCT 的逻辑流程（来源：EPRI，2010 年）

表 2.3 源自 EPRI（2010 年），它总结了框架定义智能电网项目类别的方式和估算这些效益所需的效益来源和数据。

表 2.3
效益汇总、效益来源、以及项目经费接收人需要报告的数据

效益分类	效益	效益来源	（有或没有智能电网推广的）项目报告的信息
经济	- 电费减少 - 用户侧更低的电价	- 更平缓的负荷曲线（负荷转移到非高峰期，例如，可响应价格信号的用户行为和智能电器） - 动态定价和/或低电价（通过更平缓的负荷曲线降低发电成本） - 更低的总用电量	- 用户的每小时负荷数据 - 用户的每月电费 - 用户的资费说明 - 影响需求的人口统计学信息和其他信息 - 公司需提供建筑面积和SIC代码 - 使用中的智能电器的类型
	- 因资产利用率提高而降低发电成本	- 更平缓的负荷曲线（负荷转移到非高峰期，例如，可响应价格信号的用户行为和智能电器） - 动态定价和/或低电价（通过更平缓的负荷曲线反映发电成本降低） - 更低的总用电量	- 发电成本（反映优化的发电机运行） - 递延的发电容量投资 - 降低的辅助服务成本

	- 节约T&D投资	- 递延的T&D容量投资 - 减少设备故障	- 递延的T&D基建投资	
	- 节约T&D O&M	- 减少O&M运营成本 - 减少抄表成本	- 基于活动的O&M成本设备故障事件	
	- 减少传输阻塞成本	- 在无额外传输容量建设时增加输变容量	- 关键输电线路的实际实时容量	
	- 减少T&D损耗	- 优化T&D网络效率 - 发电侧接近负荷（DG）	- T&D系统损耗（MWh） - 由DG馈电MWh%	
可靠性和电能质量	- 减少电力盗窃	- 减少电力偷窃	- 因电力盗窃预估T&D系统损耗（MWh）	
	- 降低供电中断成本	- 更少的持续供电中断更短的供电中断（缩短时间） - 更少的重大故障	- SAIFI - 瞬时平均停电频率指标 - 系统平均停电持续时间（SAIDI）或户平均停电持续时间（CAIDI）	
	- 通过更好的电能质量降低成本	- 更少的瞬时停电 - 减少严重的电压骤降和电压骤升 - 更低的谐波失真	- MAIFI	
能源安全	- 降低石油消耗实现更大的能源安全	- 通过“智能电网启用”电动车让电能代替石油	- 电动车消耗的电力（MWh）	
	- 减少因大规模停电造成大面积受损	- 减少大规模停电	- 大规模停电数量	
环境	- 通过更低的GHG/碳排放降低损害 通过更低的SOx、NOx和PM排放降低损害	- 更低的用电量缘于： ○ 智能电器 - 更低的T&D损耗缘于： ○ 优化的T&D网络 ○ 发电侧接近负荷（DG） - 发电时更低的排放缘于： ○ 热电联供（CHP） ○ 可再生能源（RE） ○ 更高效地运行发电机 ○ 通过需求响应避免额外的发电机调度	- 减少CO2、SOx、NOx和PM排放减少缘于 ○ 相对于基准/对照组，每小时消耗的不同类型的燃料 ○ 由DG馈电MWh% ○ T&D系统损耗（MWh） ○ 安装的CHP（MW） ○ 由RE馈电MWh% ○ RE馈电的馈线峰值负荷（%） ○ 电源的平均热效率（或类似的信息）	

资料来源：EPRI，2010 年。注：持续停电是指持续时间大于 5min 的停电事件，不包括重大停电事故和大规模停电。根据 IEEE Std 1366-2003，重大停电事故采用 β-方法确定。大规模停电是指极少、大面积停电，受影响的范围较大。

2.4.4. 方法四-采用 TNY 方法进行效益分析（用于 TNY 示范）

采用TNY方法进行效益分析的基本思路是，计算相对于基准运营情景的某假定项目运营情景下的一组项目效益和成本。采用TNY方法进行效益分析的流程说明如图2.1所示。

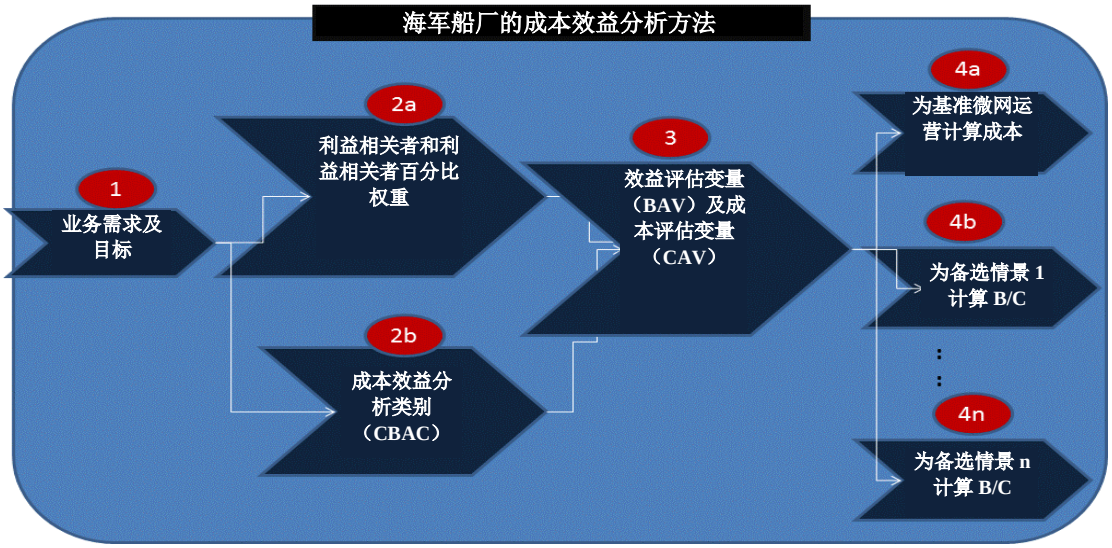

图 2.4 采用海军船厂效益分析方法的分步程序

TNY 效益分析方法中涉及的所有步骤总结

TNY效益分析方法所涉及的所有步骤总结如下：

第1步：建立以业务需求和目标为核心的业务环境。

第2a步：确定利益相关者，每个利益相关者分配一个百分比权重，称为利益相关者百分比权重（SPW）

第2b步：确定效益评估的功能分组，即成本效益分析类别（CBAC）。

第3步：根据CBAC选定的一组效益评估变量（BAV）和成本效益评估变量（CAV）通过以下方式处理：

- 评估权重值（AWV）分配到每个BAV和CAV。
- 利益相关者的权重值（SWV）按利益相关者分配到BAV和CAV。
- 利益相关者的复合权重（SCW）作为SWV/SPW的加权积计算。
- 效益评估复合权重（BACW）和成本评估复合权重（CACW）通过计算SCW和AWV 的积确定。

第4步：为基准情景计算项目效益和成本，并在其他运营情景下进行如下计算：

- 利用指定的工具和方法计算不同的BAV和CAV。
- BACW和CACW用于让BAV和CAV 参与附录中确定的项目效益和成本方程式的计算中。
- 综合效益成本(B/C)比-计算单个综合效益与成本的比率。

a. 确定业务需求和目标

需要由海军船厂电业（TNYEU）解决的业务问题是，确定大量扩容的最划算方式——包括增加需要的储能容量及安装目前尚未安装的新配电设施——并使用户的电力成本尽可能低。

b. 确认利益相关者和确定成本效益分析类别（CBAC）。

表 2.4：
海军船厂的主要利益相关者

编号	利益相关者名称	利益相关者说明
a	费城工业发展公司（PIDC）	PIDC以配电网独立运营所有人和运营商的身份成立了TNYEU，它向被称为“租户”的TNY70个电力用户提供服务，这些租户分为两类
b	租户A（租户-A类）	利益相关者租户A代表了九个最大的电力用户，它们使用了全部电力的约90%。这一利益相关者群体将对关键参数，如高峰需求，产生显著的影响。
c	租户B（租户-B类）	利益相关者B代表了70个小用户中的大约60个，其中大多数用户非常关心每kWh的成本。
d	底特律爱迪生能源（DTE）	DTE代表PIDC维护和运营TNYEU。该利益相关者的任务是确保安全和有效的运行，较少关注可考虑的备选方案的财务业绩。
e	费城电力公司（PECO）	作为向TNY供电的受到监管的电业公司，PECO关注区域DER的互连和可靠性
f	“费城-新泽西-马里兰”市场（PJM）	PJM是区域性的输电运营商，它对运营、安全性优化和灵活性特征感兴趣
g	公私合营（PPP）	以购电协议（PPA）或公私合营（PPP）形式出现的私人投资，旨在为TNY的能源项目注资

为TNY效益分析计算确定了以下四个CBAC：（i）财务/经济；（ii）运营可靠性和效率；（iii）环境和（iv）创新与经济增长。

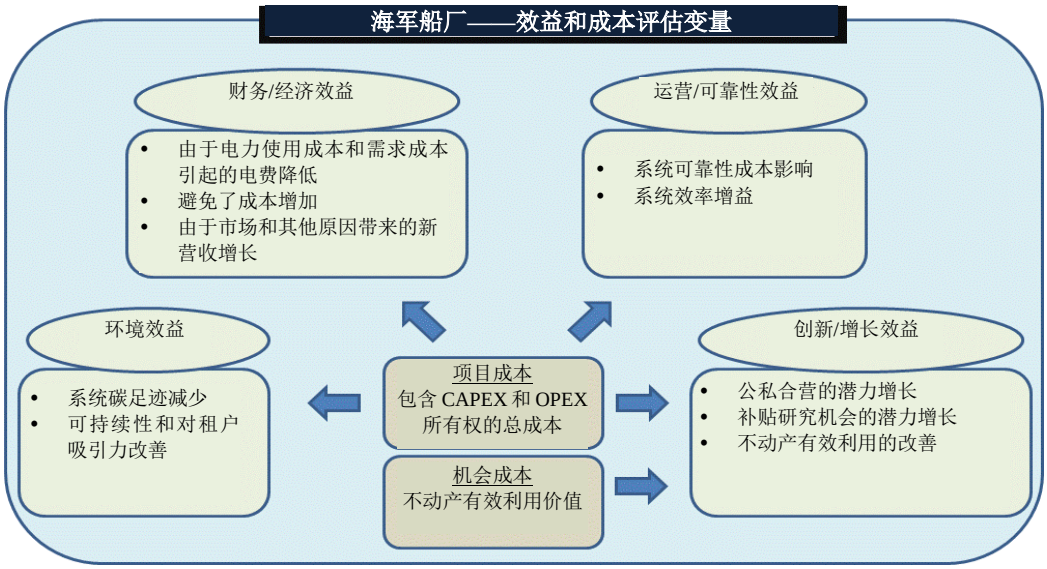

图 2.5 按评估类别确定效益-成本对应性

c. *确定评估变量和综合权重值*

确定了与各CBAC对应的效益评估变量（BAV）和成本评估变量（CAV），目的在于以每个评估标准类别（ASC）评估效益和成本，如图2.5所示。

d. 项目效益和成本计算

不同的方法和工具用于计算表 2.2 中所述不同的 BAV 和 CAV 数据。

表 2.5

BAV 和 CAV 数据的计算——方法和工具

方法	工具
运营计划优化	DER-CAM[1]：分布式能源——由美国劳伦斯伯克利国家实验室开发的用户采纳模型
项目财务计算	PIDC财务模型-计算电子表格工具：由PIDC内部开发的作为海军船厂能源总体规划项目[2]组成部分的TNY业务案例分析工具，以分析自己的财务-模型计算，从而计算项目融资。
IEEE系统可靠性标准——SAIDI、SAIFI和CAIDI	ICE计算工具[3]由美国Nexant/Lawrence伯克利国家实验室开发的供电中断成本估算（ICE）工具。
系统损耗计算方法	PJM和PECO损耗系数：PJM和PECO发布了传输损耗因数和配电损耗因数，用于分别估算输电网和配电网的系统损耗。TNY项目采用T&D 损耗因数计算系统损耗的降低量
PIDC直接推断法	PIDC工具及直接推断法：PIDC利用内部工具和直接推断法计算ASV的子集。

3. 智能电网案例项目概述

3.1. 天津生态城

(1) 项目背景

2007 年 11 月 18 日，中国和新加坡的两位领导人签署协议合作建设天津生态城（Tianjin Eco-city，以下简称 TEC）。生态城以“环保、节能和绿色建筑”为主题，其建设理念是建设强大、自修复、灵活、经济、兼容和综合的智能电网，提供可靠性高、成本效益高、清洁环保、透明开放、友好互动的服务。两国政府的目标是展示它们解决全球气候变化、加强环境保护、鼓励节约资源的决心。

近年来，SGCC 以高度的社会责任感积极致力于通过电网技术的发展推动创新及促进能源使用模式的变革。天津能源公司积极实施国家能源战略，服务于天津的经济和社会发展；同时，依托 TEC 建成第一个对智能电网各方面技术作综合性研究、建设的示范项目，促进生态城市的发展，以便为世界类似区域的建设提供示范和参考。

图 3.1 生态城动漫园

天津生态城位于天津滨海新区占地面积 30 平方公里的国家发展战略区内，离天津滨海新区核心 15 公里，离天津市中心 45 公里，离北京市 150 公里。

天津生态城的建设关注可再生能源利用和生态保护，拟实现资源节约、环境友好、经济繁荣和社会和谐的目标。关键项目的实施主要集中在位于天津生态城南部面积 4 平方公里的生态城市试验区。Cheong 路区域内的初期建设包括修建 110 千伏的智能变电站和共计 123 个规划配电点。

天津生态城项目试验区的建设规划遵循“可复制、可实现和可推广”的一般概念，统一融合了功率流、信息流、业务流，综合考虑了地理位置和生态城市建设，并融合了智能电网关键技术的深度研究及其工程应用。

(2) 项目现状

试验区关注发电、输电、变电站自动化、用电效率、调度和通信信息平台这六个主要方面。在电力供给侧、电网侧和整个综合示范的终端使用侧，项目将被分成 12 个子项目（见图 3.2），其中 3 个（以斜体表示）在下面的分析中进行介绍，如下所示：

1. 分布式电力供给侧接入
2. 配电自动化（DA）
3. 微网
4. 智能变电站
5. 集成设备监控系统
6. 电能质量监测系统
7. 可视化平台
8. 数据采集系统
9. 智能社区建筑物
10. 电动车充电设施
11. 智能操作室
12. 通信和信息网络

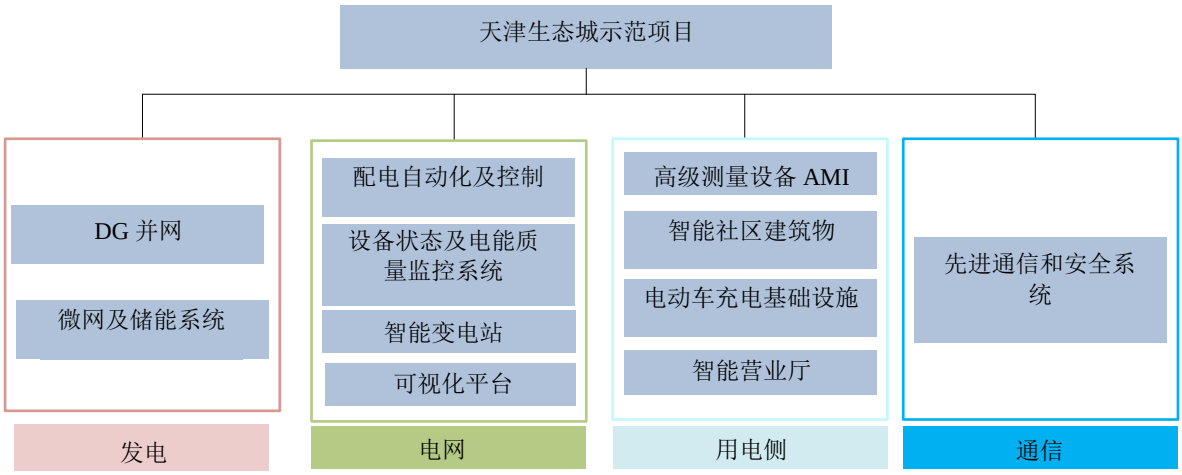

图 3.2 生态城示范项目总体结构

a. 子项目 2：配电自动化

天津生态城智能 DA 系统的建设，依托强大的配电网络，包含数字化变电站的配电主站、配电终端和通信通道，并具有 SCADA（监控和数据采集）功能的网络健全、控制和自愈特征，如智能分析、灵活的运行模式以及满足清洁能源的接入需求。信息交换总线允许通过超级调度自动化、生产管理、GIS、营销和管理以及其他业务系统之间进行信息交换，以实现符合现代能源集约业务流程的经营活动。

配电自动化（DA）试验区配电网络采用环状网络供电、开环运行模式，要求满足 N-1 准则的互联容量；重要的专用线路和负荷要求达到 N-2 中断点和合理

的节点集合、具备清晰可靠的网络结构。每个负荷均匀地分布于线路上，以达到 N-1 标准。天津生态城项目试验区一旦建成，配电网络的供电范围包括 4 平方公里的新区域，主要承担居住、商业金融、生态工业功能。区域规划从建设 Cheong 路 110 kV 配电站和 36 个 10 kV 的后电源线路出口开始。配电点规划区域总数为 123 个，包括 52 个变电站、15 个开关站，以及 56 个前环装置（更多电源）。由于 TEC 是一座新城，所有的配电骨干网络建设必须与区域的同步开发进度相协调。

b. 子项目 3：微网

微网和储能系统由 30kWp 光伏板、6kW 风力发电机、15kW ×4h 锂离子电池组成，照明负荷 5kW~10kW，加上一个电动车充电站，微网总负荷为 15kW，通过微网电能管理系统实现智能控制和经济运行。示范项目包括分布式能源系统、储能系统、能源管理系统、配电系统、谐波控制，以及无功补偿、负荷挖掘和微型网络保护。微网能源管理系统包括分布式能源、储能逆变器、微网智能终端、微网控制器、服务器主机和操作员站。监控和数据采集能源管理系统（SCADE-EMS）平台基于最新微网控制和能源管理技术研发成果，可实现分布式能源的最优控制、经济调度、可再生能源输出预测、无功优化和电压控制、需求响应、即插即用互联、以及网络和应用转换功能，以解决当前分布式电源互联的高成本、控制难度大的问题，满足微网最优调度以及安全性与稳定性要求。

微网的额定电压为 380V，单芯导线布线、线路 1 回路、限定在八个回路以内。该系统的光伏板和叶片安装在智能营业厅房顶，而微网能源管理系统和蓄电池位于操作室的第四层，智能操作室 10kW 照明位于第三层办公区域，5kW 的蓄电池位于位于医院手术室区域。

图 3.3 生态城微网电动车充电站

图 3.4 生态城半透明 PV

c. 子项目 4：智能变电站

智能变电站是一种能够提高能源效率和实现控制的强大的智能电网技术。该核心平台是智能电网的重要组成部分，同时也支持诸如风能和太阳能等新能源接入电网。智能变电站有助于将智能电网中的发电、输电、变电站自动化、配电自动化、终端使用效率和调度这六个部分整合集中。

Cheong（南昌？）路 110kV 智能变电站采用电子变压器、主设备在线监控和其他智能设备，以及二次设备网络、110kV 线路保护和监控布置、三层双网络、采用 IEC-61850 标准的直接数据挖掘网络控制、统一消息平台技术和分布式电源接入等设备和技术。智能变电站设备包括 2 台 50MVA（2 号和 3 号主变压器）和 2 回 110kV 线路，其额定电压比为 110/10kV。站内的 110kV 侧有两组独立的母线，每组均有流入和流出方向的电流，10kV 侧有三组单母线，36 个后输出口。智能变电站结构符合“智能变电站技术导则”的要求，其分层、分布式和开放式网络系统将整个结构与“三个双网络”结构连接起来。

三个设备为过程层设备，包括间隔层和站级设备。过程层设备是指智能过程接口、间隔层保护和控制，以及任何其他智能设备，即二次设备、站级设备、监控系统和其他后端设备。两个网络是指端控制和过程层。变电站控制层网络采用单星形拓扑结构，其数据模型符合 IEC-61850 标准，以实现对变电站的监控、控制、数据记录和其他功能。层网络通过对等连网和双网络配置、SV 网络、通用变电站事件（GSE）网络、用于三网融合的 IEEE1588 网络、总运营网络处理数据，以实现对“直接挖掘和数据收集”的保护。两套主变压器保护可提供独立的双网络接入和一套单线线路保护接入。

3.2. 前海区

(1) 项目背景

深圳湾科技生态城占地面积 20.3 万平方米，总建筑面积超过 120 万平方米，是前海智能电网最重要的技术示范项目。其以智能一体化配电终端、智能电表等终端设备，以及光纤通信网络为基础设施，承载全资源协调调度、基于云平台的智能计量与高级用能服务、基于大数据的配网资产生命周期运维等功能，同时支持用户侧智能微电网接入，从而推动多种能源的协调互补和优化配置、提高需求侧管理水平，保证分布式可再生电源接入。

图 3.5 前海智能电网和试点项目 B-TEC 位置图

(2) 项目现状

a. 子项目 1：配电网的优化运行和故障自愈系统

智能配电集成终端满足“一体化设备、模块化组合和可持续扩展”的要求，同时集成配电自动化终端、环境测控终端、设备保护、电压和电能质量监测终端等设备。此外，通过功能模块的扩展，终端设备能够不断地满足数据采集、传输和各应用情景的监控需求。

依靠智能配电集成终端和基于配电自动化和保护功能，B-TEC 智能配电网实现了配电室的电气监测、状态监测和综合环境监测。该项目涉及 13 个配电室中的 4 个。

b. 子项目 2：分布式能源协调调度

B-TEC 智能配电网由 1 个商品房微网系统和 3 个商业办公楼微网组成，涵盖 9A 公寓大楼的顶楼和 6 号研发办公楼、7B 研发办公楼和 9B 研发办公楼。B-TEC 智能配电网接入容量为 142kW 的 PV 系统和容量为 90kWh 的储能系统，它配备

了 1 套后台监控系统，用于监控各建筑物内的微网系统并提供文件运行和维护等功能，以监控底层设备的工作状态，以及各建筑物内的微网系统运行状态。

c. 子项目 3：AMI 系统

光纤网络设施用于 B-TEC 智能配电网的远程通信，而节点通信接入则通过特殊网络通信实现。此外，由于电力负荷较大且集中在前海合作区新建高层住宅区内，因此采用 EPON+RS485 通信实现本地通信为最佳方案。

d. 子项目 4：配电网子系统的运行状态感知模块

由于采用了智能配电网运行控制策略支持系统，B-TEC 智能配电网能够实现所有资源的协调、优化和调度，分布式电网资产生命周期的运行和维护，以及基于智能测量、大数据和云计算技术的先进能源利用服务。同时，它还可以测在用户侧微网。

作为 B-TEC 的实时运行状态监测系统，全视图监控和显示中心通过其成熟、灵活的面向服务的体系结构（SOA）实现抽象的面向服务的服务互连，并通过 34 个应用模块,43 个互动需求和 300 多个数据项动态显示本地电网的运行数据。

e. 子项目 5：负荷中心的储能站

宝清储能电站的总容量达到 6MW/18MWh，是世界上第一个兆瓦级调峰和调频锂电池储能站。该项目第一期包括于 2010 年 9 月动工建设的 4MW 容量，第一个 1MW 储能子系统已于 2011 年 1 月并网投入使用；从 2011 年 11 月开始，已投入使用的总容量达 4MW/16MWh。2014 年 6 月，开始了国家“863 计划”的“储能课题”—“大容量储能系统设计及其监测和保护技术”示范项目的第二期建设，并最终在 2014 年 10 月并网并投入使用。

3.3. 尔湾智能电网示范及加州大学尔湾校区

3.3.1. 尔湾智能电网示范（ISGD）

(1) 项目背景

位于加州奥兰治县尔湾市内的 ISGD 项目主要是由南加州爱迪生电力公司（SCE）运营，该项目大多部分位于或靠近加州大学尔湾校区（UCI），该校区距离洛杉矶机场（LAX）东南 60km。项目主要参与方包括 UCI、General Electric Energy、SunPower Corporation、LG Chem、Space-Time Insight 和 EPRI。ISGD 的评估方法包括四种不同的测试：模拟、实验室测试、交接试验和现场实验。ISGD 项目采用模拟和实验室测试，以便在现场安装前验证技术的性能。现场实验旨在评估各种技术对电网的实际影响，并对不同利益相关者的相关效益进行量化。

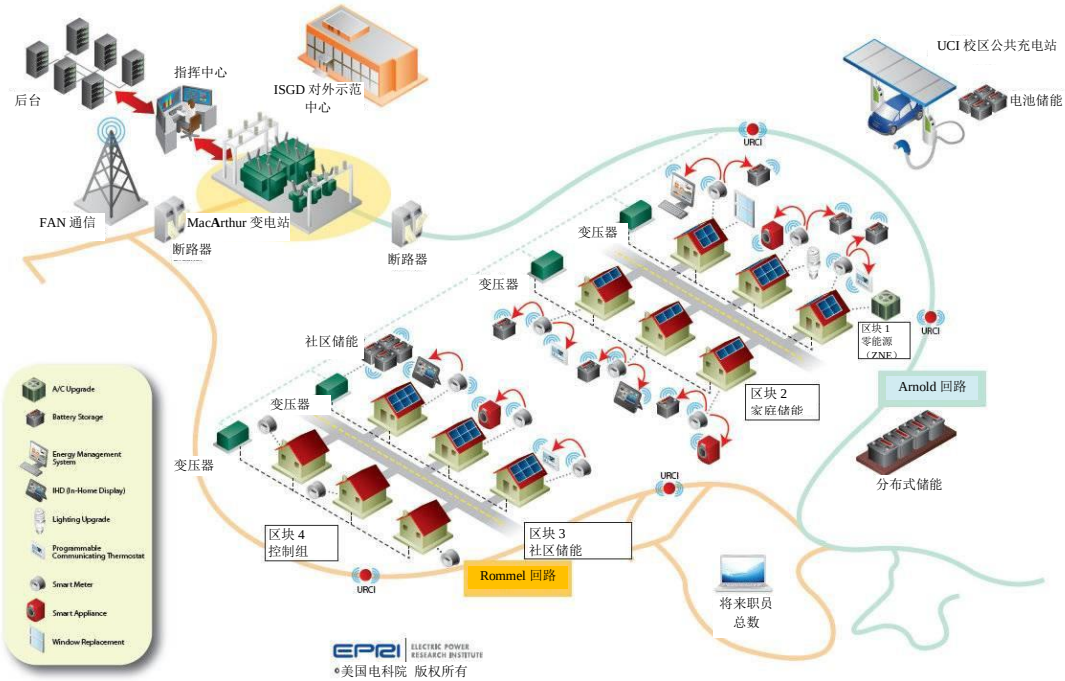

图 3.6 尔湾智能电网示范（ISGD）项目

(2) 项目现状

该项目包括四个领域。每个领域又包括一个或多个具有不同目标、技术方法和研究计划的子项目。在这四个领域中有 8 个子项目，其中 3 个以*斜体*字表示并在本分析中作详细介绍：

- 智能能源用户解决方案（子项目 1 和 2）
  - 子项目 1：零能源家庭
  - 子项目 2：太阳能汽车遮阳蓬
- 下一代配电系统（子项目 3、4、5 和 6）
  - 子项目 3：通过储能实现配电线路约束管理
  - 子项目 4：配电电压/无功控制
  - 子项目 5：自愈配电线路
  - 子项目 6：深度电网态势感知
- 互操作性和网络安全（仅子项目 7）

- 将来职员总数（仅子项目 8）

a. 子项目 1：零能源家庭

用户正改变他们电力消费的方式，并越来越多地参与到发电中。项目采用 9 个家庭的一个单元评估实现零能源（ZNE）的策略和技术。在某一时期（通常为一年）当建筑物产生的电能（通常为可再生电能）至少与消费的电能一样多时，便实现了 ZNE。ZNE 的概念已广为流传并已写入将于 2017 年生效的加州下一个 Title 24 建筑规范中（CEC-CPUC，2015 年）。项目也在设法了解 ZNE 家庭对于电网性能的影响。

在该领域内 ZNE 家庭采取包括旨在直接减少能源使用的各种技术，例如，太阳能热水器，帮助用户做出有关能源生产和使用的明智决定；再如，使用可编程电器，并改善诸如需求响应能力在内的电网性能。子项目 1 包括用于 UCI 校区教职人员宿舍区内住宅小区的四个单元**错误!未定义书签。**。ISGD 中的三个单元拥有各种先进能源技术，包括可实现需求响应（见表 3.1）和能源效率提升（见表 3.2）的智能设备、、储能系统以及屋顶太阳能 PV 阵列。第四个单元基于时序对比方法提供了 B-C 分析中的基准数据，。三个层次的家庭改造如下所示：

1.零能源（ZNE）单元（9 个家庭）
   a) 需求响应设备
   b) 能源效率提升
   c) 住宅储能单元（4kW/10kWh）
   d) 太阳能 PV 阵列（~3.9kW）
2.住宅储能（RESU）单元（6 个家庭）
   a) 需求响应设备
   b) 住宅储能单元（4kW/10kWh）
   c) 太阳能 PV 阵列（3.2-3.6kW）
3.社区储能（CES）单元（7 个家庭）
   a) 需求响应设备
   b) 社区储能单元（25kW/50kWh）
   c) 太阳能 PV 阵列（3.2-3.6kW）

ISGD 正评估区块内两种住宅级蓄电池，此外，公用事业级蓄电池已在子项目 3 中示范，将在下文进行更详细的描述。ISGD 中使用的所有蓄电池为锂电池，但从 3 个不同的供应商购买。单个的住宅储能单元已安装在上述 15 个家庭内，通过各种控制模式对它们进行评估。此外，7 个家庭共享社区蓄电池，也通过上述模式进行评估。两种设备均可提供均衡负荷、储存供以后使用的日间 PV 输出、以及少量的后备电源以供停电时使用等功能。在投运前这些蓄电池已进行广泛的测试，还进行了初步现场试验，包括需求响应事件和一系列的负荷转移测试。

能源模拟确定了每个家庭的能源效率措施。在现场布置上对智能电器和其他家庭区域网络设备进行了实验室内测试。并在现场进行了智能电器和供热、供冷系统的试验。为了评估 ZNE 技术和策略，详细的能源使用信息按多个家庭线路进行了归档。

表 3.1
子项目 1 中布置的需求响应装置

需求响应设备
能源之星智能冰箱
能源之星智能洗衣机
能源之星智能洗碗机
可编程通讯型温控器
电动车充电站
家庭能源管理系统
家用显示器

注：EV：电动汽车。

表 3.2
在子项目 1 中采用的能效提升

能源效率提升
中央空调更换（热泵）
LED照明升级
隔热
高效热水器
家用太阳能热水和储水箱
用于热水器的太阳能面板
低流量淋浴喷头
插入式负荷计时器

注：LED：发光二极管。

b. 子项目 3：通过储能实现配电线路约束管理

电网正逐步发展成一个包含新型分布式波动型电源以及用户需求波动的动态系统。本项目领域包括配电级电池储能系统（DBESS），帮助避免配电线路负荷超出设定的限度，消除变电站关口设备过热，并减轻线路的高峰负荷。DBESS 的额定功率为 2MW，储能容量为 500kWh，连接至 Arnold 12kV 配电线路上。该线路接收 MacArthur 变电站的电能，它同时也是子项目 1 内项目测试家庭所在地的相同线路。

该电池也与安装在变电站内以及安装在传输级变电站上游的相量测量技术一同使用，以检测源自诸如需求响应资源或储能等 DER 的配电线路负荷所发生的变化。

c. 子项目 4：配电电压/无功控制

本研究还包括配电电压/无功控制（DVVC），在追求节能降压目标的同时还优化用户的电压分布。多数情况下，电压下降 1%可降低用户约 1%的能耗。这通常是加州要求采取的措施，在这个州电压应尽可能保持在可接受的最低水平，即额定电压的 95%到到 100%，反映在用户端电压即为 114-120 V。尽管原则上将电压保持在可接受的最低水平比较简单和有吸引力，但实施起来则相当困难。DVVC 技术能显著改善配电能力，还能对输电系统提供无功支持，即通过控制高压来实现容量最大化。DVVC 应用经历了多轮工厂试验和现场验收试验，现正在 MacArthur 变电站的七条配电线路上运用。现场试验表明，平均节能 2.6%，表明

该示范取得重大成功，且 SCE 打算逐步在系统范围内推广该技术；然而，由于需要依赖于预安装的设备，不可能在所有的配电网络中都适用。

3.3.2. 加州大学尔湾分校校区（UCI）

(1) 项目背景

加州大学尔湾分校校区包括下文介绍的能源技术组合。下面的一节介绍了加州大学尔湾分校校区采用的所有技术，但仅有部分技术采用 SGCT 进行分析和效益评估。所分析的技术包括 19MW CHP 电厂、3.6MW PV、处于开发阶段的微网控制器和 2MW-0.5MWh 蓄电池。

加州大学尔湾分校于 1965 年在一块荒地上成立，同时允许从头对校区进行系统地设计，巨大的环形中央公园被 1.5km 长的地下公用事业环形隧道包绕，而该隧道连接至中央能源和信息基础设施。正在发展的加州大学尔湾分校微网（在 2016 年底将具备电网解列能力）是该现代设计的组成部分，包括现代集中供热和冷却系统。如今，加州大学尔湾分校微网白天为 3 万多个社区、各种建筑类型（住宅、办公、科研、教室等）、交通工具（汽车、公共汽车、合用车、自行车）和 DER 提供服务。通过以前和当前的一系列研究计划，加州大学尔湾分校高级电能和能源计划（APEP）已经与加州大学尔湾分校管理层进行合作，以期将关键的微网硬件、软件和模拟资产融入加州大学尔湾分校微网。

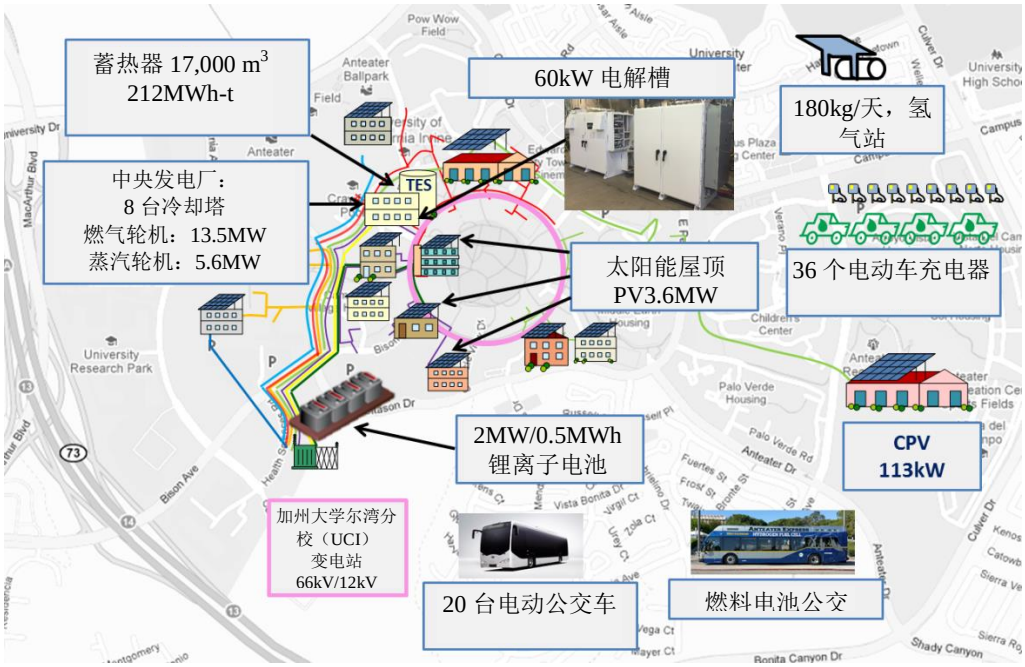

图 3.7 加州大学尔湾分校微网

如图 3.97 所示，加州大学尔湾分校微网是一个试验平台：（1）它由 SCE 通过加州大学尔湾分校变电站提供电源，采用两台 15MVA 变压器将电压从 66kV 降至 12 kV；（2）包括十回 12kV 线路；（3）包括近 4MW 的太阳能；（4）由 19MW 的天然气联合循环电厂提供电源；（5）包括集中式制冷，含大型的热能储罐（17,000 m^3/212MWh 热量）；（6）通过集中供热和供冷向所有主要建筑物

提供服务。加州大学尔湾分校微网还包括唯一的一套分布式能源（DER），包括：（1）多个停车区域的电动车充电；（2）为管线注氢生产氢气的 60kW 电解槽；（3）为燃料电池汽车加注氢燃料；（4）两轴跟踪式聚光太阳能光伏系统；（5）先进的建筑能效措施；以及（6）先进的建筑监控。

(2) 项目现状

加州大学尔湾分校校区的主要目标：2025 年前实现零碳排放（不仅适用于加州大学尔湾分校，还适用于整个加州大学系统），同时在不增加碳排放的前提下，尽可能提高可靠性，并降低运行成本。为了实现这一目标，加州大学尔湾分校已首先推广深入的能效计划，在过去四年中，尽管建筑面积增加 93,000m2，能耗却降低了 10%。加州大学尔湾分校还通过美国能源部参与“更佳建筑挑战”活动，目标是在 2020 年前降低 20%的能耗。加州大学尔湾分校还采用了近 4 MW 的太阳能、一台燃料电池汽车、20 台电动公交车、36 个电动车充电桩、一座加氢站和一台 60kW 电解槽，所有这些努力旨在探索降低碳排放的不同途径。最近采取的措施包括研发微网控制器，还包括采用 2MW/0.5MWh 电池。微网控制器（2017 年前完成）将使微网与电业公司之间实现电网解列，改善运行并减轻当前面临的挑战（包括人工操作，对电业公司无电力输出[因经济方面的原因，而非技术/监管方面的原因]，以及热电联供（CHP）提供至少 8MW 的电力输出）。

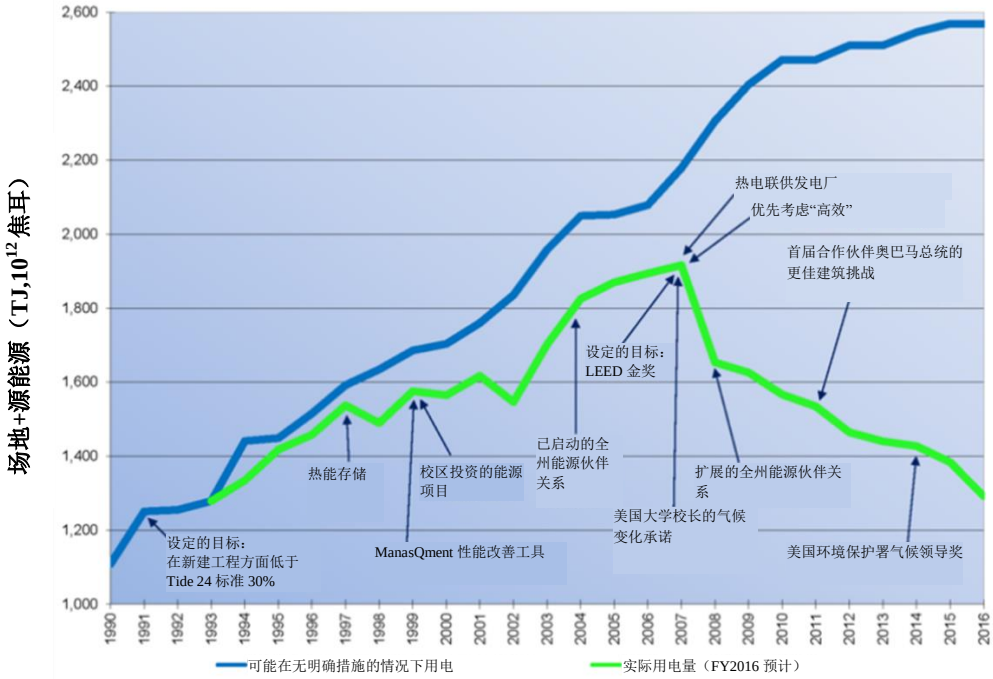

图 3.8 加州大学尔湾分校节能历程与预测

加州大学尔湾分校还实施了情景分析，以便了解在不同的再生能源推广情景下，可能发生过量发电的严重程度（即，要求削减发电量）。已通过加州大学尔湾分校微网采用的调度模型实施了这些分析。这些分析包括可再生能源的详细模型和加州大学尔湾分校微网上的现有资源（具体参见 Samuelsen 等人，2013 年和 Shaffer 等人，2014 年的研究成果）。图 3.9 表示这些分析的结果，主要结论是：在不采用任何额外配套技术（例如，储能、提高燃气轮面的灵活性等）的情况下，

不可能实现 50%以上的再生能源渗透率。尽管采用不同的再生能源是有好处的，但需要指出的是，这些曲线不能简单地组合在一起，因为在将这些再生能源综合使用时它们之间会相互影响（Samuelsen 等人，2013 年）。即使采用这些配套技术，要实现 100%的再生能源渗透率也是非常困难的（Samuelsen 等人，2013 年和 Shaffer 等人，2014 年）。

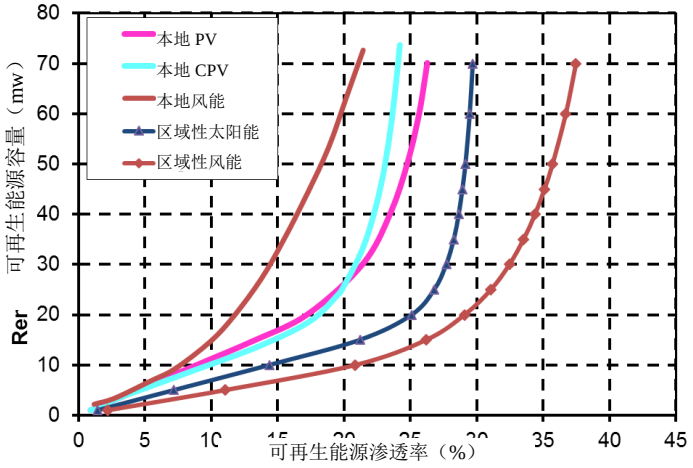

图 3.9 可再生能源渗透率分析结果。采用调度模型进行 UCI 微网情景分析以评估可再生能源发展的过量发电对 UCI 微网的影响。资料来源：Shaffer 等人，2014 年和 Samuelsen 等人，2013 年。

以下小节介绍了采用 SGCT 对几个子项目作成本效益分析方面的详情。这些子项目包括 19MW CHP 电厂、3.6MW PV、正在开发的微网控制器和 2MW-0.5MWh 蓄电池。

a. 子项目 1：19MW CHP 电厂（当前已安装）

CHP 电厂由 13.5MW 燃气轮机、余热回收蒸汽发电机（HRSG）、风道燃烧器和 5.5MW 汽轮机组成。通过集中供热系统，经 HRSG 收回的热量提供了校区 99%的供热量。额外的蒸汽用于驱动汽轮机。燃气轮机和汽轮机提供了该校区 96%的电力需求，其余的由太阳能（3.5%）和电业公司（0.5%）提供。

b. 子项目 2：3.6MW 太阳能 PV（当前已安装）

加州大学尔湾分校有安装在 12 座建筑物屋顶 893 kW 的固定 PV 板和安装在三个停车楼上的 2.6MW PV 板。这些系统由第三方供电方所有并运营，产生的电力由加州大学尔湾分校通过购电协议购买。从 2008 年运营以来，2012 年屋顶光伏板的容量因数为 0.187，对于沿海气候而言，这个数字是合理的。在地理信息系统（GIS）（Samuelsen，2013 年）的研究的基础上，22MW 双轴追踪 CPV 和 15MW 固定 PV 板的潜力巨大。 尽管该校区太阳能的渗透率较低（3.5%），但在电力需求低和太阳辐射高时，也将造成燃气轮机的发电量降低，这是由于少量地降低燃气轮机发电量便可实现排放达标，并使加州大学尔湾分校微网无法向电业公司输出电力。

c. 子项目 3：微网控制器（将在 2016 年秋安装）

加州大学尔湾分校微网面临的主要挑战在于需为多数过程实施持续的人工操作。目前已有几个科研项目在对加州大学尔湾分校微网进行自动控制方面的做出了一定贡献。获得了包括加州能源委员会（CEC）和美国能源部（DOE）授与西门子（Siemens）、ETAP 和 Melrok 等合作伙伴奖项。最近，美国能源部（FOA DE-FOA-0000997）拟通过对微网控制器的研发，对加州大学尔湾分校微网完全自动化实施奖励。研发出的控制器应在大量不同类型的微网通用。目前正与 SCE 和 ETAP 合作研发中。该微网控制器将能实现：（1）微网的无痕解裂和重联；（2）无论微网是否解裂或重联，均能高效、可靠和灵活地运行，同时提供所需优质电能，；（3）能够对较大的电网提供现有和潜在辅助服务；（4）微网能够满足参与社区用电灵活性需求；（5）作为单一的可控制实体与电网公用事业实现互联；（6）提高可靠性和效率，并减少排放。通用微网控制器应作为一套通用模块提供，包括含有控制算法和与较大电网互联的单点的主微网控制器、负荷控制器、发电控制器、储能控制器和断路器控制器。

d. 子项目 4： 2 MW 蓄电池（将在 2016 年夏安装）

蓄电池系统由 A123 锂离子磷酸铁电池单元（3Ah）组成，总额定功率为 2MW，能量容量为 0.5MWh。蓄电池系统将被校区用于减少从电业公司进口电力并在微网孤岛期间作为重要的电源。另外，蓄电池系统将用于缓冲负荷与发电间较小的瞬间不匹配。此处用于效益研究的应用首先是：减少从电业公司进口电力。运营商善于以典型的误差边际± 100-200kW 通过 CHP 电厂对负荷进行跟踪。这要求从电业公司进口的电量保持在一定的水平，以确保无电力出口，否则，将造成 CHP 电厂跳闸。电业公司电力进口量现设定为 500kW 的满意水平，确保不出现电力出口。蓄电池系统将缓冲运营商误差边际（+/- 100-200kW），以允许 300kW 较低的进口设定值。采用历史数据和简单的反馈控制进行仿真（见图 3.10），确保进口量为 300kW 且无出口，同时考虑蓄电池的功率和能量容量。仿真结果表明蓄电池系统可行且每年可节省 140,000 美元。控制设计现正进行中。

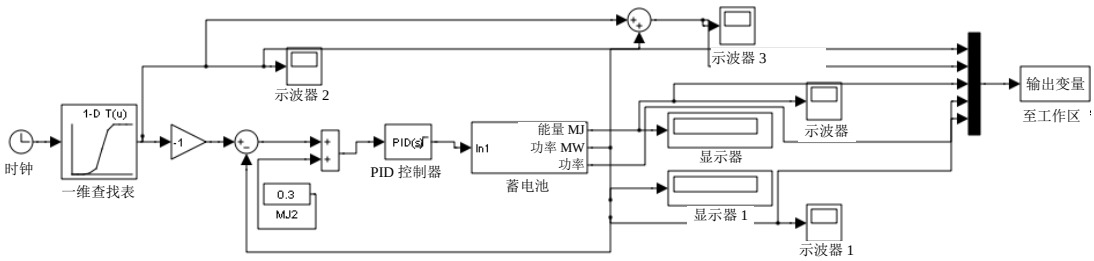

图 3.10 热电联供系统示意图。通过对无电力输出的热电联供（CHP）的人工操作，减少负荷跟踪影响的仿真反馈控制模型

3.4. 费城海军船厂

(1) 项目背景

2000 年 3 月，由于军事基地重组与关闭委员会（BRAC）程序，美国海军出让了前费城海军船厂总面积 1200 英亩中的大约 1000 英亩给费城工业发展局（PAID）,同时保留了大约 200 英亩的所有权和运营权。费城工业发展公司（PIDC）正代表费城工业发展局和费城监督海军船厂的重建和管理。2004 年制

定了一份房地产总体规划，将以前的工业场所转变为多种用途充满生机的校园。图 3.11 为海军船厂的鸟瞰图。

图 3.11 TNY 鸟瞰图

在过去的十年里，海军船厂重建取得了极大的成功，现场吸引了许多新企业和研究机会。海军船厂现入驻了约 120 家企业和 12,000 雇员。这些公司涵盖了工业、服务、办公、研究和开发领域。费城工业发展公司（PIDC）正计划在未来十年将上述数字翻番。

如图 3.12 所示，海军船厂微网配电网由费城电力公司（PECO）通过海军船厂所有并运营的两座变电站提供供电服务，即 93 号变电站（称为 SS-93）和 664 号变电站（称为 SS-664），这两座变电站将 33kV 电压降为 13.2kV。自从美国海军部运营海军船厂设施起，便对每座建筑物按投入运行的时间进行编号。例如，1 号建筑物就是海军船厂（TNY）内建造的第一座建筑物，现仍用作办公场所。因此，编号 93 和 664 仅表示变电站是在什么时候修建的，它们的名称便是 SS93 和 SS664，现另外还有两座变电站，即 SS 602 和 26 号街道变电站，如图 3.12 所示。

图 3.12 TNY 配电电网（含变电站）概览

2013 年 2 月，费城工业发展公司（PIDC）发布了海军船厂能源总体规划（NYEMP），根据现有的房地产项目增长趋势，计划到 2022 年满足 30MW 到 70MW 接近翻倍的能源需求，如图 3.13 所示。

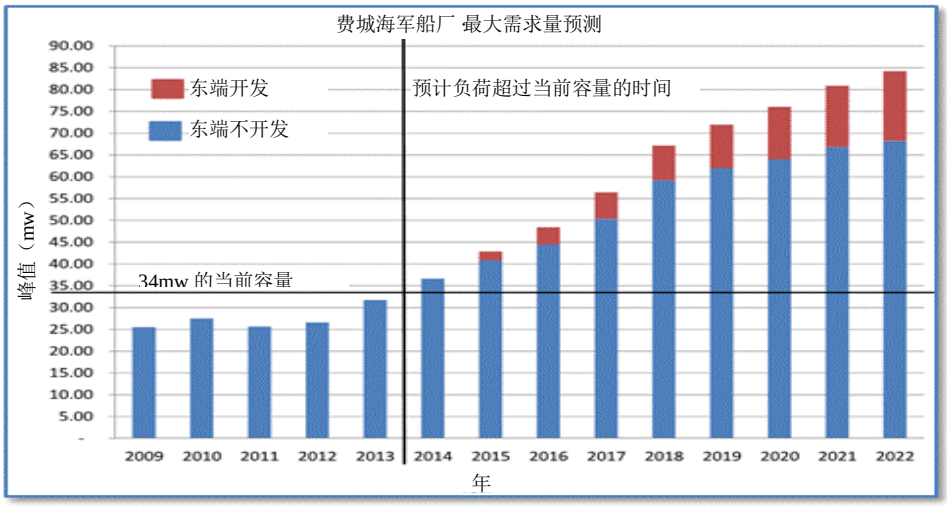

图 3.13 TNY 配电电网负荷增长曲线

作为 EMP 分析的结果，主要建议如下图 3.14 所示。

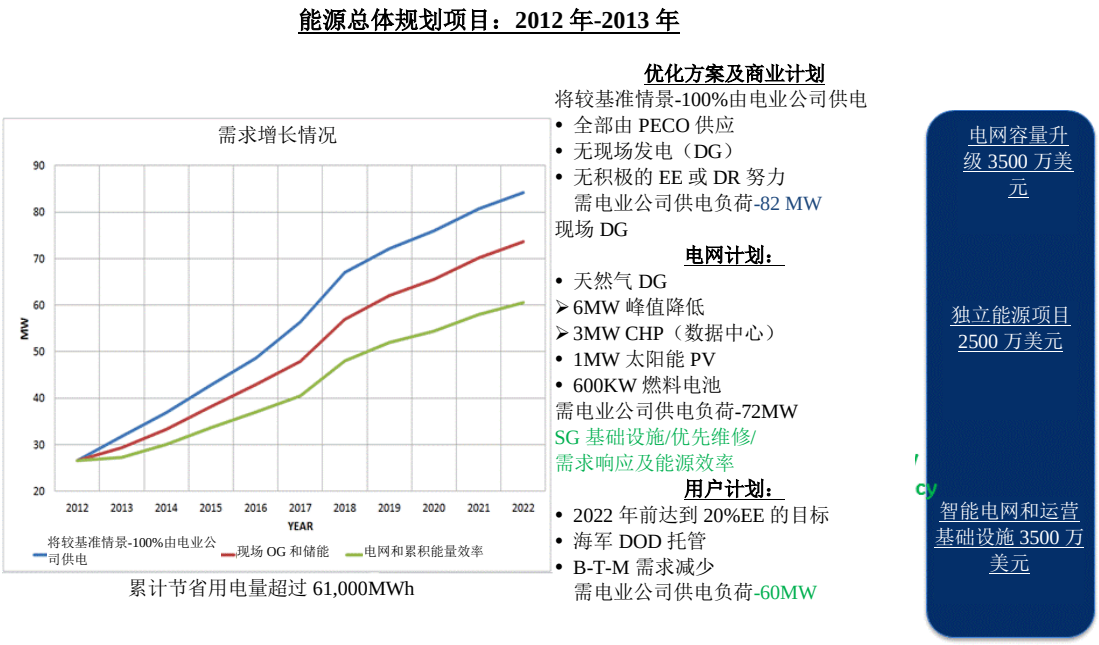

图 3.14 分析结果和 NYEMP 的建议

(2) 项目现状

海军船厂项目的现状是具有一系列临界负荷和 DER，如下表 3.3 所示：

表 3.3

项目现状——微网临界载荷和 DER

微网资产及负荷	微网系统	负荷（kW）		分布式能源（kW）				
		平均需求	可控负荷	太阳能 PV	储能	天然气发电机	燃料电池	合计
零能源（ZNE）家庭	GridSTAR	4	2	5	10.4			15.4
电动车充电	GridSTAR	10	10					0
太阳能电网储能	GridSTAR				250			250
太阳能培训中心	GridSTAR			5				5
101 号建筑物	GridSTAR	150	75					0
100 号建筑物	GridSTAR	160	80					0
教堂	GridSTAR	16						0
天然气发电机	SS 602					6000		6000
变电站储能	SS 602				2000			2000
社区太阳能	SS 602			750	250			1000
Aker 造船厂	SS 602	3000	1000					0
海军研究	SS 602	6000						0
TastyKake 面包店	SS 602	1300	400					0
Rhodes Industries	SS 602	800	200					0
中央消防泵站	SS 602	100						0
Urban Outfitters	SS602	1500	500			800	800	1600
合计		13040	2267	760	2510.4	6800		10870.4
色彩图例 ====>	规划中		建设中		当前存在			

截至 2016 年 6 月，海军工厂已建立了微网网络运营中心，将作为支持以下主要功能的微网控制室：

- 集成智能计量和通信功能
- SCADA 和配电网监测功能
- 变电站数据自动化和监测
- 与第三方所有的资产运营衔接的操作界面
- 与 PECO 衔接的操作界面
- 与 PJM 和/或第三方 PJM 聚合体运营衔接的操作界面
- 作为美国能源部（DOE）微网控制器项目组成部分开发的微网控制系统的平台

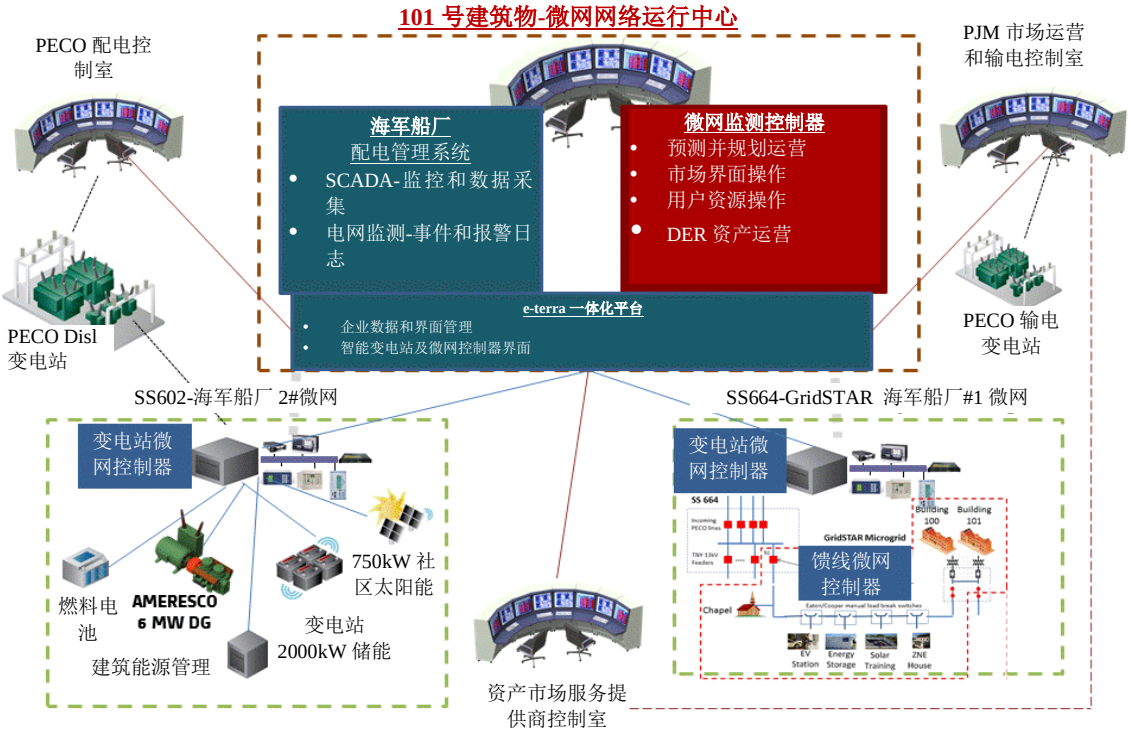

图 3.15 海军船厂微网运行框架

图 3.16 介绍了海军船厂微网系统设计，包括微网网络运行中心。美国能源部并行项目（美国能源部微网控制器项目）的本质是“微网自动化”。实现微网自动化的关键在于“分布式微网控制系统（DMGCS）从设计、测试到运行的全过程管控”，这也是本项目的主要目标。海军船厂（TNY）电网的分级控制受到重视并被严格遵守。因此，分布式分级控制的理念得以最高效的实现。

1. 第一级——将为整个 TNY 13.2-kV 电力系统配置微网监测控制器（采用集成有 L&G 智能计量和 AT&T 通信系统的现有阿尔斯通/通用 e-terradistribution 平台）。
2. 第二级——将为每座 SS664 和 SS602 变电站配置微网控制器（采用现有的阿尔斯通/通用 DAPServer 平台）。
3. 第三级——将为构成 GridSTAR（宾夕法尼亚州立大学智能电网教育研究中心在 TNY 开展的研究工作）微网系统的馈电线配置馈电线 1392 微网控制器（也采用现有的阿尔斯通/通用 DAPServer 平台）。
4. 第四级——将根据需要为公共连接点（PCC）和其他设备配置微网控制器（只要适当，采用现有的阿尔斯通 C264 平台）。

因此，海军船厂分布式微网控制系统（DMGCS）现被设计为支持分布式分级架构。DMGCS 的主要功能为为四类：

1. 监控和模式管理——管理运营模式，评估微网的状态并实施状态检查。
2. 控制功能——确保自动解裂的微网可靠、高效运行，并通过联网模式向监测控制器提供支持功能。
3. 电力运行混合管理功能——实施或支持电力混合调度，包括一体化PJM市场运行和PECO电业公司运行。
4. 保护和恢复功能——执行适应性/动态保护协调功能

每个类别的详细功能将在下表 3.4 进行介绍。

表 3.4 TNY 分布式微网控制功能

类别	最高级功能	说明
监控和模式管理	F1. 系统状态	确定连接状态-已互联或已解裂。
	F2. 系统监控	本地负荷和DER的实时跟踪
控制功能和恢复	F3. 模式转换	管理模式转换过程
	F4. 设备控制	为MG内的本地DER和转换器提供协调控制信号。
	F5. 负荷管理	MG可用可控负荷的实时管理、优化和命令。
电力混合管理	F6. 运行策略	根据多种运行模式下MG的运行目标确定DER运行设定值。
保护	F7. 保护	使保护继电器适应MG的运行状态。

4. 中国智能电网项目效益分析

4.1. 天津生态城的效益分析（通过方法一）

中新天津生态城（TEC）的智能电网综合示范项目是中国综合智能电网项目中第一个进入实质建设和运营的项目，它是综合智能电网项目规划、建设、运营和管理的有效尝试，并已经取得良好的效果。因此，它为今后类似的项目提供了一个良好的样板。

4.1.1. TEC 示范项目

(1) 一般假设

本研究包含天津生态城（TEC）和和三个子项目（即，配电自动化子项目、微网子项目和智能变电站子项目）。SG-MCA 是用于将项目（和子项目）属性由下自上转换为多个指标（见附录内表 A4）的评估方法。

由于每个项目（子项目）的多样性，需要层级结构来显示特定的项目（或子项目）的特点并评估项目（和子项目）的性能。在每个层级中，所有的指标应分配一个由 SG-MCA 确定的权重值。每个项目（和子项目）将在四个不同的领域进行评估，包括技术性、经济性、社会性和实用性。最后，将给每个项目（和子项目）打分。同时，在本研究中使用了三年的运行数据，以评估智能电网相关技术的影响。表 4.1 显示了与 TEC 项目评估相关的关键数据。

表 4.1
用于 TEC 示范项目评估的关键数据

TEC 数据	2012 年	2013 年	2014 年
平均停电时间	8mins	5mins	4mins
N-1 合格率	100%	100%	100%
标准化软件的数量	65	68	75
信息化系统软件的数量	12	13	15
监控的大型电力用户	29	60	115
安装 AMI 用户的数量	6553	2277	8668
最先发明的技术	9	12	18
线路损耗	5.16%	4.85%	3.88%
微网营业收益	$17538	$8000	$8461

a. 技术指标

技术指数包含可靠性、安全性、自动化、互动性、信息化和技术水平等方面。

- 可靠性：它主要反映设备和电网根据技术性能要求在某一段时间内稳定和可靠运行的可能性。
- 安全性：主要反映了电网结构的稳健性和安全性，以及自动化系统设备的安全性，如电源和系统信息的安全性。
- 自动化：主要反映了整个智能电网的自动化水平，包括负荷控制、DA、配电网自愈水平。
- 先进技术：通过对系统合成能力、系统技术方案、先进技术的应用和其他主要的技术方面的评估，主要反映示范项目采用的技术的先进程度。

- 互动性：通过对示范项目对发电、电网和用户友好互动和协调的贡献的评估，主要反映了 DA 系统的信息互动能力和 AMI。
- 信息化：主要反映整个智能电网的信息化水平，包括信息安全、信息系统的可用性和信息系统的普及率。

b. 经济指标

经济指标是指智能电网示范项目的投资回报率（ROI）。ROI 是电网智能化后系统可靠性增量与投资间的比率。

- 社会性指数：社会性指数代表了环境影响和社会效益。环境影响包括节能、排放减少和环境保护促进。社会效益包括社会可持续性改善、公众形象提高、技术促进等。
- 实用性指标：实用性指标主要用于评估试点项目的完整性、有效性和质量。重点在于公众服务的支持、运行和维护改善、用户满意度等。

c. 指标权重

所有的指数权重在 SG-MCA 中通过计算获得。相应的值可在表 4.2 中查阅。

表 4.2
TEC 示范项目指标和相应权重

<table>
<tr><td rowspan="6">技术指标
（60%）</td><td>可靠性水平</td><td>12%</td><td rowspan="2">社会性指标
（20%）</td><td>环境影响</td><td>40%</td></tr>
<tr><td>安全级别</td><td>12%</td><td>社会效益</td><td>60%</td></tr>
<tr><td>自动化水平</td><td>23%</td><td rowspan="9">经济指标
（10%）</td><td rowspan="2">建设投资节省</td><td rowspan="2">20%</td></tr>
<tr><td>技术水平</td><td>6%</td></tr>
<tr><td>互动水平</td><td>27%</td><td rowspan="2">提高可靠性</td><td rowspan="2">20%</td></tr>
<tr><td>信息化水平</td><td>20%</td></tr>
<tr><td rowspan="4">实用性指标
（10%）</td><td>承担公共服务业务</td><td>20%</td><td>减少维护成本</td><td>20%</td></tr>
<tr><td>完善运营管理机构</td><td>30%</td><td rowspan="2">降低线路损耗</td><td rowspan="2">20%</td></tr>
<tr><td>用户满意度</td><td>30%</td></tr>
<tr><td>成就</td><td>20%</td><td>业务收益</td><td>20%</td></tr>
</table>

(2) 效益分析

TEC 项目的整体表现较好，得分为 87 分（100 分制），但经济得分相对较低，为 64 分（见表 4.1）。

- 实用性：调试后，TEC 项目已安全、可靠运行了三年半，既支持了当地商业发展又促进了节能环保。但是，为了提高实用性，需要适当的市场模型。

- 技术：在 TEC 项目中，首次提出在多能源和灵活负荷集中的情况下配电网供电模型和多目标规划方法，并在复杂技术和不同通信协议条件下，将配电系统信息流、业务流和能量流集中在一起，此外还发明了最佳电力调度方法和快速故障恢复方法。首次开发了配电和使用业务的组合式社区能源管理系统，以便在 DER 高渗透率并网的情况下实现配电网络的安全性和经济运行。供电可靠性达到 99.999%，电能质量合格率提高到 100%。所有的再生能源是可控的，包括风力发电机、PV 等。再生能源的利用率超过 20%。
- 经济性：TEC 项目每年在土地成本、线路损耗、供电可靠性、运行和维护成本等方面可减少投资 1170 万元。然而，生态城项目主要在于是技术创新，首次开发的大量硬件和软件为首次开放，且没有相关政策支持和对应的业务模型。因此，经济表现比预期的差。
- 社会性：DG、微网和电动车充电设施对节能有重大贡献，具体来看，每年减少 1074.32 吨燃料消耗、5929.7 吨标准煤和 18488 吨的二氧化碳排放。这时，这些项目可刺激技术升级、设备制造、电子信息、石化工业、新能源和新材料的发展，具有显著的社会效益。

4.1.2. 子项目 2：配电自动化

(1) 一般假设

a. 技术指标

技术指标包括基本平台和技术进步指标。

- 基本平台指标：通过相关的配电 SCADA 功能、DA 主站的信息交换水平、DA 普及率、DA 系统设备、一次系统中自动负荷转移率、通信系统和安保系统，主要反映 DA 设备的安全性、可靠性、信息交换能力、自动化和信息水平。
- 技术进步指标：指技术发展水平，包括配电网络分析应用程序、馈线故障处理、设备故障诊断、停电维修管理、DG 和 ESS 的并网和在微网中的应用。

b. 经济指标

经济指标包括效益和成本控制指标。

- 经济指标：主要反映了在 DA 系统智能升级后在静态投资方面出现的变化（ROI）、系统可靠性提高和线路损耗降低的效益；
- 成本控制指标：将节省时间-投资余额纳入后主要反映了预算和支出的差。

c. 社会性指标

社会性指标主要集中在优质服务上，表示 DA 系统智能升级后供电可靠性和电压质量的提高。

d. 实用性指标

实用性指标包括监管和人才团队指标。

- 监管指标：表示设备监管的管理水平，包括制定基于管理规定的 DA 设备维护规定、配电调度和控制。
- 人才队伍指标：表明人才团队的水平、培训和监管。指标权重。

e. 指标权重

所有指标被分成四类，即技术、社会性、经济性；所有指标权重在 SG-MCA 中通过计算获得。相应的值可在附录的表 A4 中查阅。

(2) 效益分析

DA 系统的总体评价（95/100）较好，但经济评价（55/100）相对较差（见表 4.1）。DA 系统由主站、子站、终端和稳固的一次配电结构通信通道组成，它具有完整的配电 SCADA 功能，包括自愈和智能分析等。

- 实用性：本子项目已经广泛应用到整个生态城，且已在真实环境下对其自愈能力进行了测试。
- 技术：几种技术，如自愈和 DG 并网已在本子项目中采用，电压合格率、N-1 通过率**错误!未定义书签。**和终端在线率均为 100%。
- 经济性：DA 双环网络和配电所“三遥”要求相对较高。因此，经济表现比预期的要差。
- 社会性：本项目促进了微网和 DG（如太阳能、风能等）的安全接入、节能和减排，由此节约了 324 吨燃油、1856 吨标准煤并减少 6179 吨二氧化碳。同时，智能设备，如智能变压器和智能配电终端的应用，促进了设备制造和信息通信等产业的发展。

4.1.3. 子项目 3：微网子项目

(1) 一般假设

a. 技术指标

技术指标包括技术水平、安全性、可靠性和互动指标。

- 技术先进指数：主要反映了并网能力的技术水平、技术设计和先进技术的应用，包括电能质量、设备状态监测、有功功率调节、功率因数调节、信息收集的完整性、微网优化配置、DG 出力预测能力、以及负荷预测能力。
- 安全性指标：它代表稳健性和安全性，包括 ESS 的安全管理、消防、系统安全保护、以及网络通信安全。
- 可靠性指标：它表示设备可用率，即微网一定时期内根据系统设计要求，稳定和可靠工作的能力。
- 互动指标主要反映微网和相关信息交换系统的能力，包括控制协调、标准化的通信协议和网络竖井转换能力和最优调度。

b. 经济指标

经济指标包括经济性指标和成本控制指标。

- 经济性指标：指 ROI，即将微网并入电网后，经济效益与静态投资的对比。
- 成本控制指标：主要反映将投资变更率纳入后预算和支出的差。

c. 社会性指标

主要反映将微网并网后减排量的温室气体排放量。

d. 实用性指标

它包括实用性水平和运营管理水平指标。

- 实用性水平指标：它反映了微网的实用性，包括实用性检查和每年运行小时数。
- 操作和管理水平指标：指微网运行期间的操作和管理水平，包括维护人员、维护日志工程数据和规程。

e. 指标权重

所有的指数权重在 SG-MCA 中通过计算获得。相应的值可在附录表 A5 中查阅。

(2) 效益分析

生态城项目的整体表现较好（89/100），但经济表现（58/100）和社会表现（75）相对较差（见表 4.1）。

带有 ESS 的微网由 DG（30kW 光伏板和 6kW 风力发电机）、ESS（15kW * 4H 锂蓄电池）和微网负荷组成（10kW 用于照明和 5kW 用于电动车充电，共计 15kW）。该系统通过微网能源管理系统实现智能控制和经济运行。

- 技术：基于微网能源管理系统的智能电力调度被首次开发出来，还开发了嵌入式微网智能控制器。在本子项目中，配备有电能质量监测系统，能够实施电力状态监测和自动控制。
- 社会性：微网地理上接近负荷，因此，在输电过程中能耗相对较小。由于再生能源，如太阳能和风能的并网，可降低化石能源的消耗，每年可减少 16.2 吨标准煤和 54 吨二氧化碳。
- 经济性：微网具有转移负荷的能力，可以减少发电机组和配电变压器的装机容量。此外，本微网系统每年可在典型的 1500 发电小时数内生产 54000 kWh 电力。然而，ESS 的价格很高，对于带有 ESS 的微网，仍需要一个合理的商业模型。因此，由于经济表现较差，无法大范围推广。
- 实用性：微网子项目已经安全运行超过三年半。微网子项目的投运为规划、建设、研发、标准化和控制方面提供了宝贵的经验，并填补了相关领域的空白。

4.1.4. 子项目 4：智能变电站

(1) 一般假设

a. 技术指标

技术指标包括基本功能的完整性和技术先进指标。

- 基本功能的完整性：它主要反映了智能变电站基础设施的智能水平，包括站层信息的集成水平、综合发电系统（包括通信电源）、智能变压器、110kV 以上的智能高压开关、其他 35kV 辅助智能设备（如开关设备、避雷器、无功补偿器）等。
- 技术先进性：它表示 SS 维护能力的技术先进性、技术设计和先进技术的应用，包括变电站操作顺序、设备状态可视化、智能报警、经济运行和优化控制等等。

b. 经济指标

经济指标包括经济效益和成本控制指标。

- 经济效益指标：指 ROI，即降低建设费用维护成本后，静态投资与经济效益的对比。
- 成本控制指标：主要反映纳入投资变更率后预算和支出的差。

c. 社会指标

SS 社会评价指标包括资源保护和社会影响指标。

- 资源保护指标：主要反映了由于 SS 实现资源保护，包括土地节约、建成区优化、基建工程和能耗降低。
- 社会影响指标：它指的是 SS 投运后的社会效益，包括提高电源的可靠性。

d. 实用性指标

SS 实用性指标包括设备运行管理和 O&M 调控指标。

- 设备运行管理指标：反映 SS 的实用性水平，包括设备的 O&M、管理应用和变电站运行。
- 运行和管理水平指标：表示针对 SS 运行的维护过程中是否已制定统一的管理规定。

e. 指标权重

所有的指标权重在 SG-MCA 中通过计算获得。相应的值可在附录表 A6 中查阅。

(2) 效益分析

SS 子项目的整体表现较好（89），但经济表现（70）和社会表现（80）相对较差（见表 4.3）。

在 SS 子项目中，He Chang 路 110kV 变电站采用了几种智能一次设备，如电子变压器、在线一次设备监控设备和 110kV 二次设备，如 110kV 保护和控制设备、树状层和直接挖掘和转发网络结构、IEC61850 标准**错误!未定义书签。**、通用信息平台技术，以实现 DG 并网。

- 实用性：He Chang 路 SS 可有效地保证生态城的电力供应。通过制定设备维护和管理规程、变电站运行规程和通用变电站管理规程，供电可靠性得到了很大的提高。
- 技术性：利用智能一次设备和电子变压器，SS 的配置更加优化、合理。特别是光纤通信可减少对低压电缆的使用。
- 经济性：在 SS 子项目中，由于采用了高度集成的设备和现场可安装的智能组件，它可以减少 SS 的土地面积和建筑面积，并且能够降低 10% 的年维护成本、10.9% 的土地面积、11.2% 的建筑面积、40.4% 的二次系统网络电缆和 30%的维护工作。
- 社会性：SS 能够提高供电可靠性，降低 O&M 成本，促进智能变压器、智能高压开关、智能二次设备和其他智能辅助设备的应用。

表 4.3
TEC 项目和三个子项目的评估结果

	TEC项目	DA子项目	微网子项目	SS子项目
实用性	80	92	90	96
技术性	96	94	98	94
经济性	64	55	58	70
社会性	93	86	75	80

注：表中的数字代表在特定领域项目或子项目的得分，最高分为 100 分。

4.1.5. 生态城项目敏感性分析

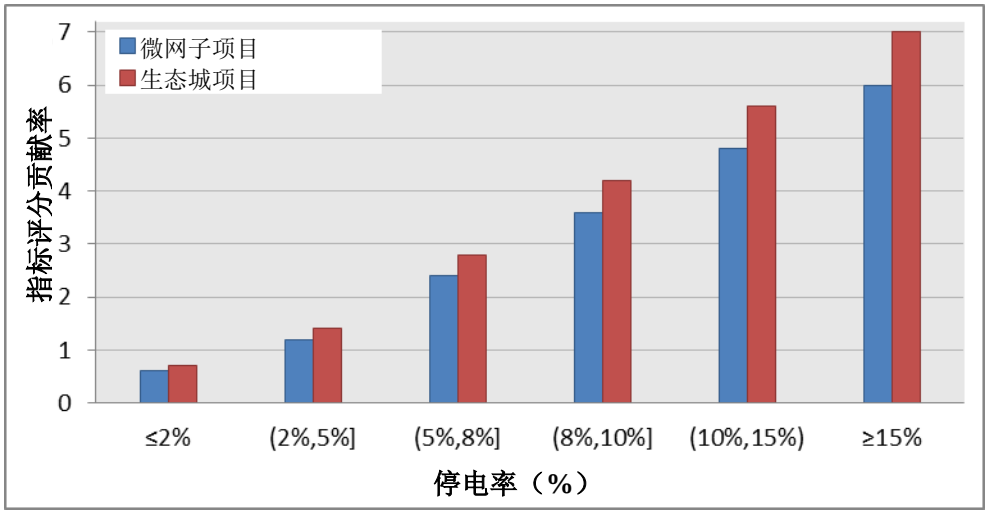

图 4.1 微网子项目和生态城项目停电率得分对比

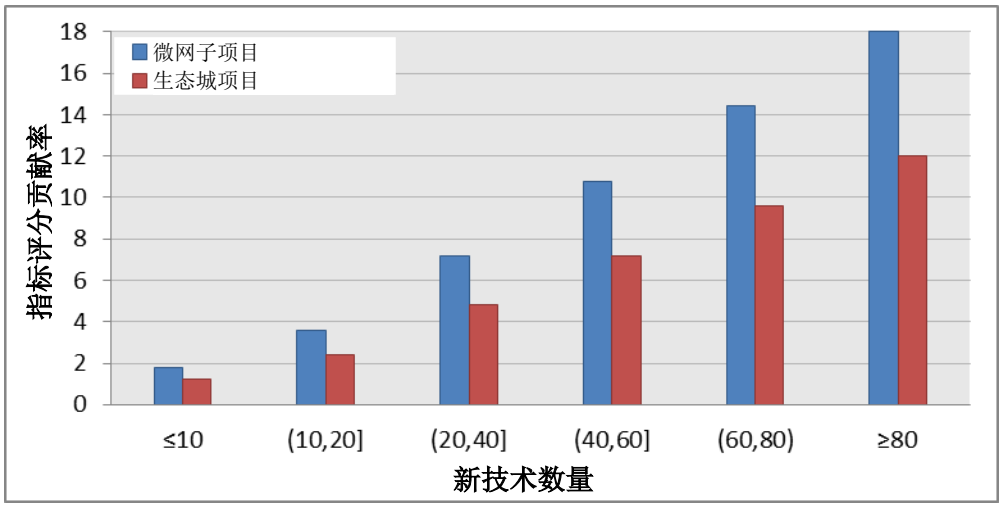

图 4.2 微网子项目和生态城项目新技术数量对比

敏感性分析的目的在于分析某些因素（指标）的变化对生态城项目的评估影响，并发现对得分有贡献的关键指标。图 4.1 显示对于微网子项目和生态城项目

评分停电率变化的结果。通常，随着停电率的增加，对于微网子项目和生态城项目的得分也相应增加。差由相应指标的权重确定，例如，技术指标、可靠性指标等。在图 4.2 中，在微网子项目中技术指标的权重要比生态城项目高得多，因此，在生态城子项目中技术指标对于评估得分贡献更多。

4.2. 前海项目的效益分析（通过方法二）

(1) 一般假设

- 智能电网和储能站的生命周期分别按 10 年和 15 年计算。
- 智能电网的建设周期假定为两年，收益从建设完成后第一年开始计算。储能站的建设周期假定为一年，收益从建设完成后第一年开始计算。
- 固定资产形成比例为 95%，残值率是 5%。
- O&M 成本占固定资产原值的 2%。
- 基准收益率是 7%。

(2) 效益分析

B-TEC 各子系统的成本效益分析如下表所示，表中包含了 B-TEC 项目的可行性分析报告数据。固定资产投资成本包括设备购置成本、软件成本和安装费等。效益分析的输出值包括 IRR、NPV，以及对不同的利益相关者的静态投资回收期（PT）、资产分类、功能和效益。

表 4.4
各子系统的经济效益计算表

子系统	效益	受益人	价值（1000元/年）	固定资产投资成本（1000元）（2014年）	财务指标（2015年）	综合效益		供电局效益
子项目1	降低网损效益	供电局	287.5	16500	0	IRR	17.3%	7.7%
						NPV	1,048	62
	电网故障损失减少	供电局	0.94			Pt	6	9
		用户	160.86					
子项目2	购电成本降低	供电局	73.9	12500	10000	IRR	-17.2%	-18.9%
	节省电网建设投资	供电局	0			NPV	-1,748	-1,815
	煤炭消耗和污染物排放减少	社会	10.9			Pt	——	——
子项目3	O&M费用减少	供电局	12.4	28000	16900	IRR	——	11.9%
	节省电网建设投资	供电局	900					
	节省设备更换投资	供电局	15.3			NPV	——	1,155
	O&M费用减少	供电局	1.3			tPt	——	8

子系统	效益	受益人	价值（1000元/年）	固定资产投资成本（1000元）（2014年）	财务指标（2015年）	综合效益		供电局效益
子项目4	节省设备更换投资	供电局	318.4	12500	8000	IRR	——	5.9%
	O&M费用减少	供电局	1.3			NPV	——	111
						Pt	——	10
子项目5	套利收益	供电局	3000	93680	8000	IRR	8.2%	-9%
	节省电网建设投资	供电局	20000					
	节省发电基建投资	电力生产企业	25000			NPV	3.5	-53
	辅助服务效益	供电局	1000			Pt	9	-
	减少缺供电量损失	用户	2000					

注：NPV 单位为（1000 元）和 PT 单位为年。

a. 子项目 1：配电网的优化运行和故障自愈模块

综合考虑电网故障减少等所带来的社会效益的同时，整个项目投资的内部收益率（IRR）为 17.30%，净现值为 1,048,400 元，静态投资回收期为 6 年，所以收益水平高。如果以供电局为评估主体，扣除社会效益，项目的内部收益率（IRR）为 7.70%，净现值为 62,000 元，投资回报周期为 9 年，基本达到基准收益水平。

b. 子项目 2：分布式能源协调调度

综合考虑煤炭消耗和污染物排放减少等所带来的社会效益的同时，整个项目投资的内部收益率（IRR）为-17.19% ，净现值为-1,750,000 元，意味着项目的投资无法收回。如果以供电局为评估主体，，扣除社会效益，项目的内部收益率（IRR）为-18.95%，净现值为-1,815,000 元，投资回收期为 9 年，项目的投资无法收回。

c. 子项目 3：AMI 系统

AMI 系统的效益的主要受益者是供电局，所以以供电局为评估主体；项目的内部收益率（IRR）为 11.95%，净现值为 115.5 万元，项目的经济性很好。

d. 子项目 4：配电网的运行状态感知系统

配电网运行状态感知模块的效益的主要受益者是供电局，所以以供电局为评估主体；项目的内部收益率（IRR）为 5.86%，净现值为-111,000 元，项目的经济性一般，未达到基准收益率。

e. 子项目 5：负荷中心的储能站

综合考虑供电局、发电公司和用户的效益的同时，项目的内部收益率（IRR）为 6.7%，没有达到项目的基准收益率。投资回收期为 9 年。

(3) 敏感性分析

许多因素均对项目的综合效益造成影响。本项目的敏感性分析基于不确定因素（例如购电价格、负荷、投资、PV 上网电量、设备价格、单位容量投资、电价峰谷差、辅助服务效益、发电容量效益和输、变电容量效益等）分别变动±20%、±15%、±10%和±5%时（假设其他因素保持不变且仅一个因素发生变化），测算经济效益指标受影响程度，并分析项目的抗风险能力。敏感性分析的计算结果如下图所示：

a. 子项目 1：配电网的优化运行和故障自愈模块

配电网优化运行与故障自愈子系统经济效益受投资影响最大，购电价格敏感性次之。如果敏感性因素在±20% 范围内变动，综合 IRR 大于 10%，配电网优化运行与故障自愈子系统的综合效益显著，供电局的 IRR 将达到基准收益率水平，应用推广价值较高。

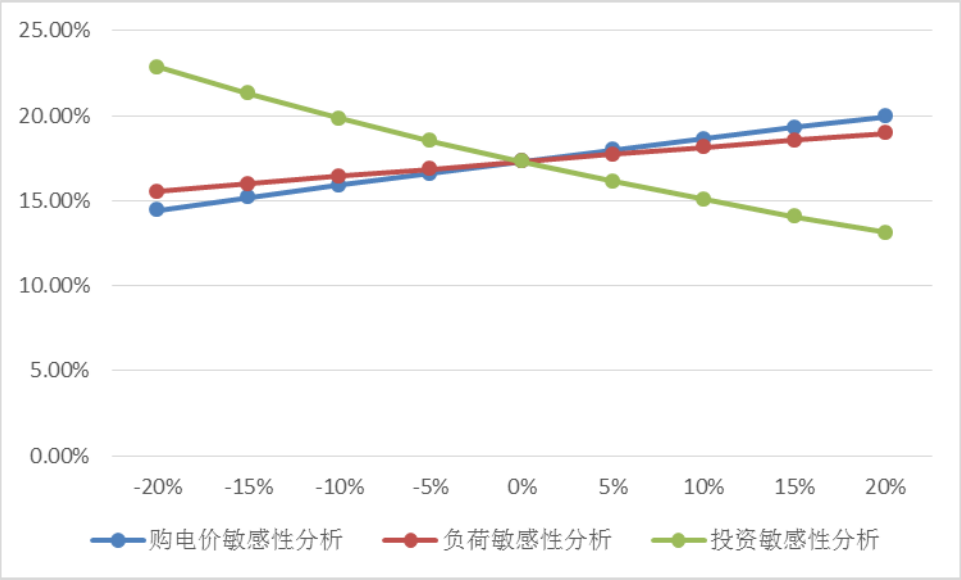

图 4.3 配电网优化运行与故障自愈模块敏感性分析

b. 子项目 2：分布式能源协调和调度

由于分布式能源协调调度模块的效益不显著，如果各种不确定因素在±20%范围内变动，此项目均不能实现其投资回报目标。由于示范区分布式能源规模较小，且可再生能源的环境价值补偿机制不完备，随着分布式能源协调调度模块的大范围推广和可再生能源消纳市场机制的建立，分布式能源协调调度模块的效益将有所提升。

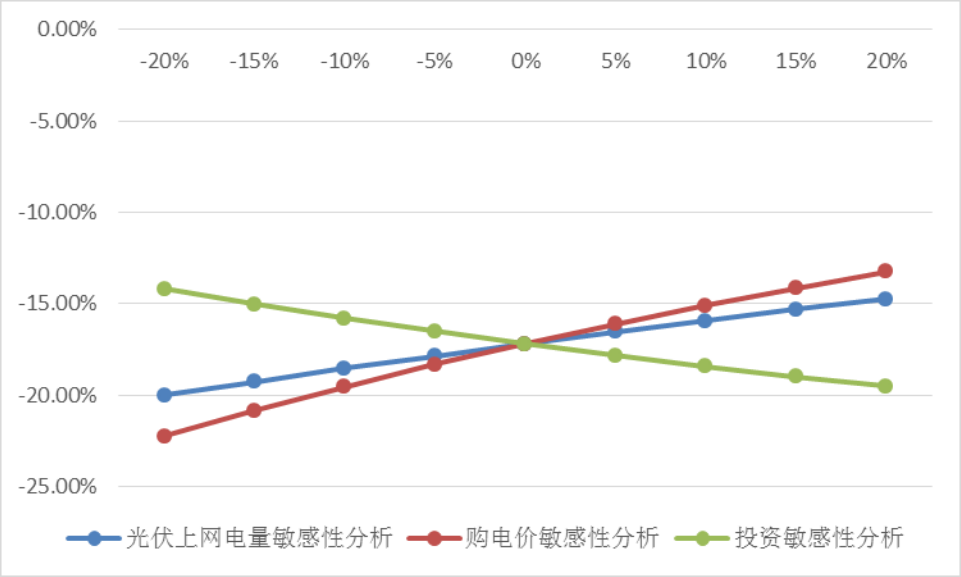

图 4.4 分布式能源协调调度模块敏感性分析

c. 子项目 3：AMI 系统

AMI 系统模块的经济效益受投资影响最大，其次为购电价格。如果敏感性因素在±20%范围内变动，综合 IRR 大于 7%， AMI 系统的综合效益显著，应用推广价值较高。

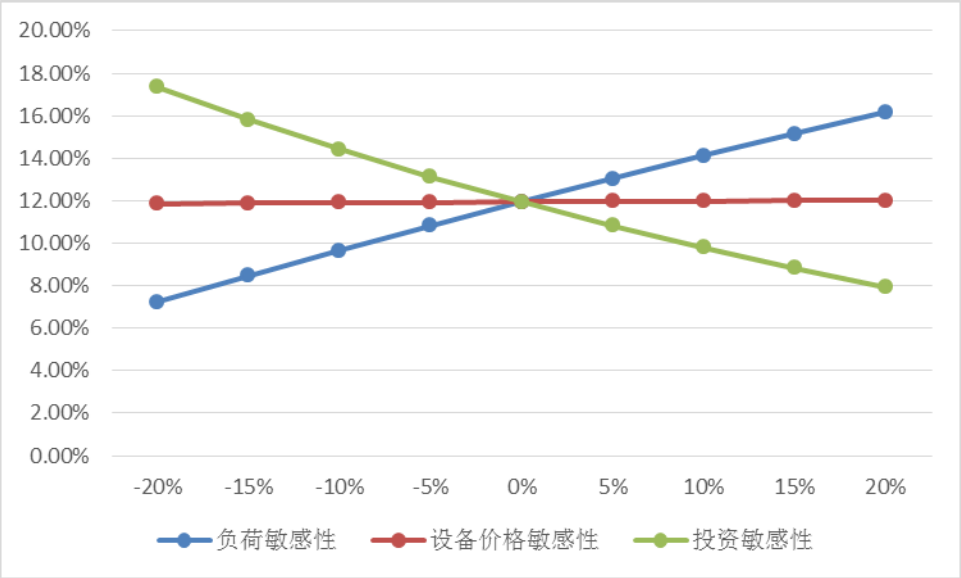

图 4.5 AMI 模块敏感性分析

d. 子项目 4：配电网的运行状态感知系统

配电网运行状态感知模块的经济效益主要受到投资和设备价格的影响。如果投资下降 10%，则内部收益率将达到 8%，项目将具有较高的应用推广价值。

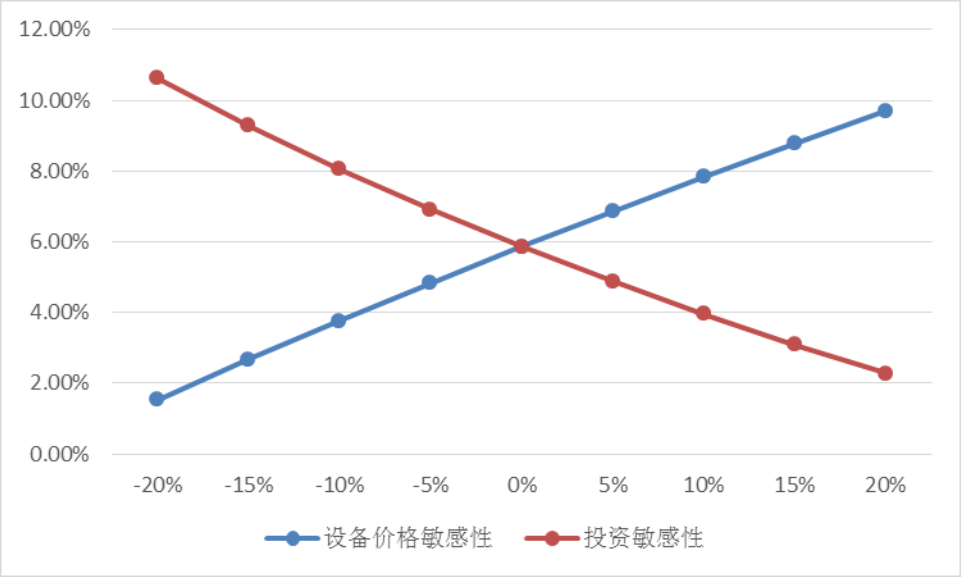

图 4.6 配电网运行状态感知模块敏感性分析

e. 子项目 5：负荷中心的储能站

在各种敏感性因素中， IRR 指标对投资敏感性最高；如果投资下降 10%，项目的 IRR 将达到 12.72%左右。此外，电价峰谷差也是一个对 IRR 有较大影响的指标。如果电价峰谷差增长 15%，综合 IRR 将达到 10%左右，但作为投资者的供电局的 IRR 为负值。如果储能站的单位容量投资下降 50%且能够从辅助服务收益可实现时，则储能站的收益率将达到基准收益率，具有较高的推广价值。

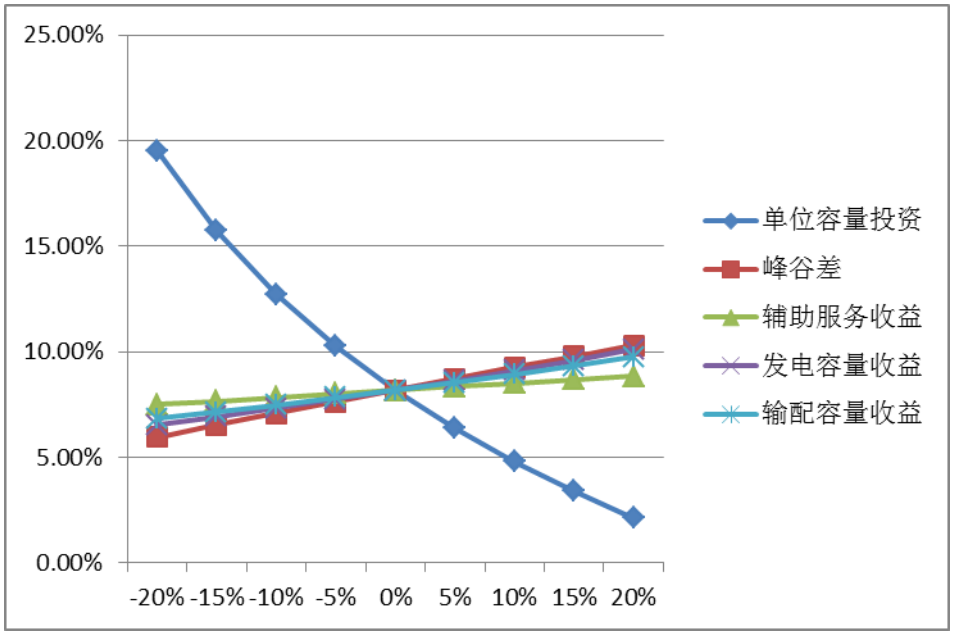

图 4.7 储能站综合效益内部收益率敏感性分析图

5. 美国智能电网项目的效益分析

5.1. ISGD 和 UCI 项目的效益分析

5.1.1. ISGD 的效益分析（通过方法三）

(1) 一般假设

本研究包含 ISGD 的子项目 1、3 和 4 的效益分析，为此作了以下假设。

- 每个区块的家庭具有不同的改造程度，甚至在同一区块内亦不同。每次升级涉及的平均成本在表 5.1 内有详细说明。假设更换智能冰箱、洗碗机和高效热水器等家电的成本比采用普通型号家电更高。对于上述技术，仅包含相似型号上的增量成本。另一方面，对于新技术，如家用 EMS 显示器、RESU、CES 和 PV 系统，则采用设备的总成本。

表 5.1

子项目 1 中各项目区块改造的平均成本

区块	每个家庭平均成本（'000 2010$）
ZNE区块	$146.3
需求响应	$12.2
能源效率措施	$48.0
住宅储能单元	$66.7
太阳能光伏板	$19.5
RESU区块	$115.6
需求响应	$12.2
住宅储能单元	$66.7
太阳能光伏板	$36.7
CES区块	$60.7
需求响应	$12.2
社区储能单元	$22.3
太阳能光伏板	$26.2

注：ZNE：零能源；RESU：住宅储能单元；CES：社区储能：PV：光伏。

由于 EPRI 方法和 SGCT 工具不考虑设备使用期或技术的生存期模型，每种技术的生存概率在外部计算并作为成本输入项。生存概率通常假设服从均值为平均生命周期且方差为 3 年的分布。

- 以社会折现率计算贴现成本和效益体现了项目对社会的价值，而不管其实际项目成本。国际实践推荐社会折现率从 1%到 15%不等，在发展中国家使用最高社会折现率（Harrison，2010 年）。美国行政管理和预算局采用 7%的折现率并推荐采用 3%用做敏感性分析，同时美国环境保护署采用 2-3%的折现率， 并采用 7%用做敏感性分析。欧洲委员会建议采用 5%的折现率，而英国财政部采用 3.5%。由于存在上述不同的观点，社会折现率设定为 5%，敏感性分析折现率为 2.5%、7.5%和 10%。
- 由于 ISGD 项目在 2013 年启动， 因此项目采用 2014 年的数据作为项目输入参数， 设定 2014 年作为有代表性的测试年份，而基准参数则基于 2012 年的历史参数。
- 选择从项目开始之后 25 年的时间作为研究期。

- 输、配电容量的价值基于 5-10 年内增加系统容量的预测总成本，尽管实际的效益取决于峰值降低位置点。此外，输、配电的损耗率分别设为 4.8%和 2.7%

此处报告的分析及结果应被认作是初步性的，旨在对 SGCT 的示范和评估目的进行说明。关于 IAGD 子项目中示范技术相对有效性的更广泛的结论不应在本研究的基础上得出。SCE 将在项目结束时对其官方的效益报告存档。

(2) 效益分析

a. *映射*

图 5.1 左侧框内列出了各子项目的资产，并按资产分别映射各功能。图 5.2 总结了各测试子项目案例随后的功能-效益映射。带“是”的右侧小格标示了通过映射确定的各子项目的效益。然而，第二个映射表明功能-效益链并非在每种情形中都是准确的。有些确定的功能如所预期的那样产生联系，一个功能与未预期的效益产生联系。

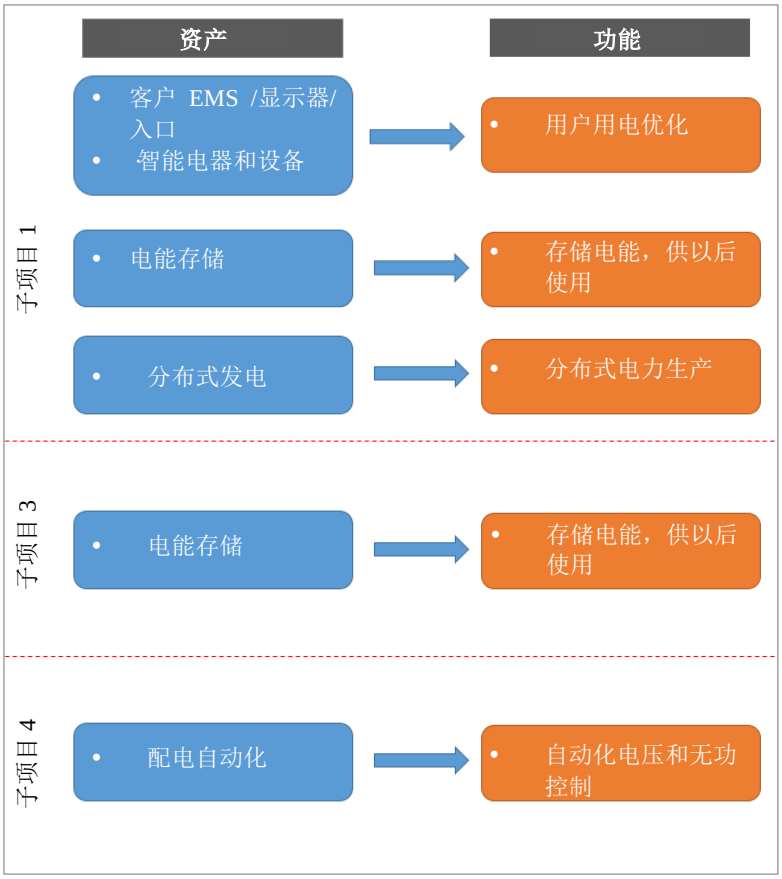

图 5.1 每个子项目案例的资产-功能图

优化发电机运行是未直接从子项目 1 内“分布式电力生产”功能预料的效益。尽管据信分布式能源和集中式能源间的协调可提高燃料的整体效率，这一协调也暗示了运行控制的详细水平。在本研究中，对于本效益无输入产生以从计算结果中将其去除。同样，在子项目 4 中“自动化电压和无功控制”功能仅与电力损耗减少、二氧化碳排放减少和 SOx、NOx 和 PM2.5 排放减少的效益相关。然而，现场实验已表明，DVVC 的应用实现了 2.6%的明显平均用户节能，范围在 1.6%和 3.6%之间（Irwin 和 Yinger，2015 年）**错误!未定义书签。**。图 5.3 在有/无 DVVC 的情况下在现场中实现的用户电压。技术也从递延发电和输、配电容量投资中带

来效益，并降低配电设备维护成本。未在 DVVC 工具中确认的这些效益如表 5.2 所示。为了克服这一局限性，添加了产生缺失效益的零成本虚拟资产。

表 5.2

每个子项目案例的功能-效益映射。

效益			子项目1功能			子项目3功能	子项目4功能
			客户用电优化	存储电能，供以后使用	分布式电力生产	存储电能，供以后使用	自动化电压和无功控制
经济	提高资产利用率	优化发电机运行			是		
		递延的发电容量投资	是	是	是	是	是
		降低的辅助服务成本	是	是	是	是	
	T&D资本节约	减少输电拥堵成本	是	是	是	是	
		递延的输电容量投资	是	是		是	是
		递延的配电容量投资	是	是	是	是	是
	T&D O&M 节约	减少设备故障					
		减少T&D设备维护成本					是
		减少T&D运行成本					
	减少电力盗窃	减少抄表成本					
	能源效率	减少电力偷窃					
	电费节约	减少电力损耗		是	是	是	是
可靠性	电力中断	减少电力成本	是				
		减少持续停电					
		减少重大停电					
	电能质量	减少恢复成本					
		减少瞬时停电					
环境	空气排放	减少骤降和骤升					
		减少二氧化碳排放	是	是	是	是	是
安全性	能源安全	减少SOx、NOx和PM-2.5排放	是	是	是		
		减少石油使用（非货币化）					

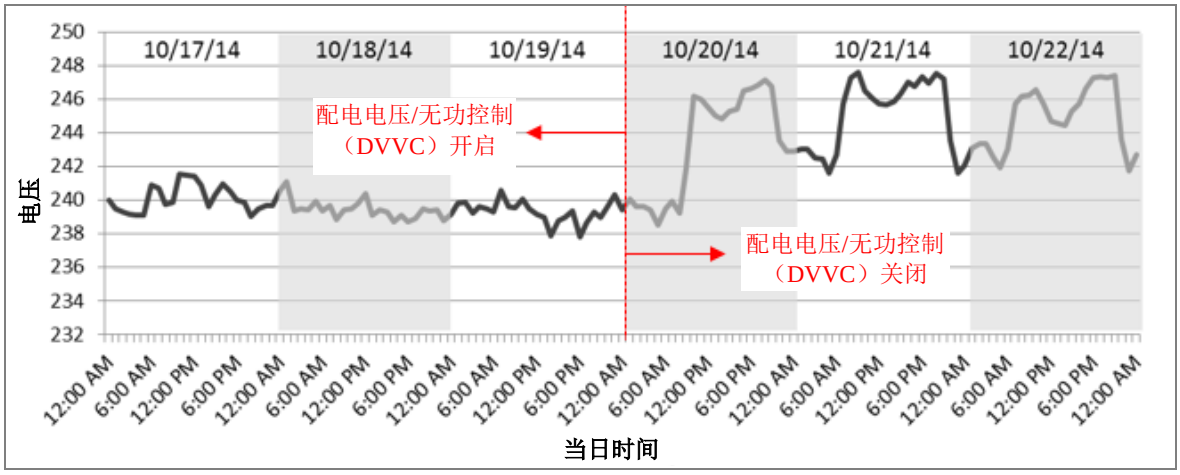

图 5.2 DVVC 存在或不存在的情况下用户端电压（2014 年 10 月 17 日至 2014 年 10 月 22 日）。注：DVVC 配电电压无功控制。来源：Irwin 和 Yinger，2015 年。

b. *结果*

表 5.3 总结了所示三个利益相关者团体获得的预估效益。电业公司效益在供电成本中下降，这与发电或输、配电的成本变动有关。以这种方式表示效益颇有争议，因为受到监管的电业公司不可能获得所有效益，有些效益最终可能通过降

低未来回报率的方式返给用户。在加州，预期收入和燃料成本的偏差将被直接跟踪且多数纳入未来回报率；如表 5.3 所示，尽管其他成本会发生变动，但这些变动不太明显。尽管如此，由于本运用目的是对 SGCT 的试验性应用，其用途如下。

表 5.3
子项目案例中利益相关者和受影响效益的概览

	电业公司	用户	社会
Economic	递延的发电容量投资 降低的辅助服务成本 减少输电拥堵成本 递延的输电容量投资 递延的配电容量投资 减少T&D设备维护成本 减少电力损耗	Cost减少电力成本	
Environment			减少二氧化碳排放 减少SOx、NOx和PM-2.5排放

注：T&D：输电与配电

由于采用高效和/或智能设备、用电反馈、通过现场 PV 发电实现电网电力替代、储能和 DVVC，用户受到的主要影响是用电量的变动。评估方法依据每年总电费的降低评估用户效益。对于 22 个参与项目的家庭，子项目 1 降低总电费的 75%，如图 5.3a 所示。此外，74%的总用电量通过 PV 发电满足，即 129MWh 中的 95MWh。电效率的提高仅降低 5.5MWh 的电力需求量。这些效果所带来的结果是高峰负荷的大幅度降低，如图 5.3b 所示。22 个参与项目的家庭的总高峰负荷从基准期的 17kW 降至测试期的 3.7kW。

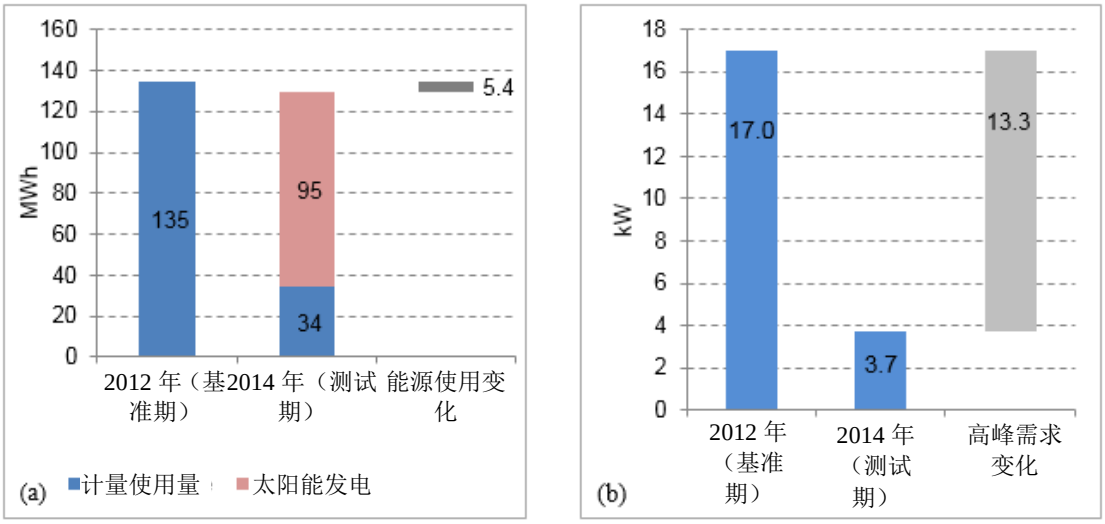

图 5.3 22 户年用电量（MWh）和一致高峰（kW）。注：MWh：兆瓦小时；kW：千瓦。

对于子项目 4，在现场试验中证明的 2.6%节能率的节能方案已用于向大约 8300 个用户供电的七条 MacArthur 变电站回路上。调峰负荷推迟、降低甚至消

除了安装昂贵的发电和输、配电容量的需要。此外，更高的负荷不成比例地造成更多的损耗，因此，高峰负荷管理，即降低最大需求量并使负荷曲线平缓将带来电力传输效率的提高。本报告中调查的所有子项目均有助于降低高峰负荷。在高效电器使用、需求转移、PV 发电和高峰期蓄电池放电的基础上，在子项目 1 中采用的技术降低了峰值。在子项目 3 中，2MW 蓄电池可在高峰期放电，而子项目 4 中，优化电压/无功控制也降低了高峰需求量和输、配电损耗。

环境效益包括二氧化碳排放和其他污染物破坏成本的降低。通过采用加州的碳和污染物成本，并对排放量的实际量化和随后这些效益到货币成本的转化**错误!未定义书签。**测算环境效益预估值。用户用电意识的提高和通过提高智能电器效率实现用电量的降低既降低了发电量又降低了由此造成的排放量。PV 板在提供电力的同时无二氧化碳排放，这有助于降低子项目 1 中总的二氧化碳排放量。子项目 4 中用电量的降低降低了发电量和相关的排放量。在 EPRI 方法中排放量降低是在用电量降低的基础上计算出来的，不包括因在较低高峰运行所带来的任何其他高峰用电量降低。

表 5.3 中总结了各子项目的总成本和效益净现值（NPV）。结果似乎与此处分析的子项目大相径庭。子项目 1 的整体 B/C 率为 0.1（年净效益为-430 万美元），而子项目 3 和 4 的 B/C 率分别为 2.5（年净效益为 130 万美元）和 12.9（年净效益为 680 万美元）。此外，图 5.5 表示过去的累计效益净现值，即每年的成本是当年的值与以前所有年份的和。可以看出，子项目 1 调查期内净现值距离转为正值还很远，即蓝色的线条始终很强且负值越变越小，子项目 3 从 2019 年开始转为正值，而子项目 4 从 2013 年开始便转为正值，即甚至在项目推广完成之前。这些 SGCT 结果表明，子项目 1 在当前项目表现和支出方面在经济上不具有吸引力。子项目 1 的成本需要降低约 94%以下，以实现大于 1 的 B/C 率，即收支平衡。尽管如此，对于纯粹的技术示范项目，如子项目 1，较低的 B/C 率是可以接受的，多数已安装的设备处于需要陡峭学习曲线的初始阶段。ZNE 家庭其实也是技术示范，并不需要达到收支平衡。最近住宅蓄电池成本降低的讯息预示了安装在 22 个家庭中设备的收获期（Tesla，2015 年）。尽管如此，B/C 比结果对于提供当前发电技术与收支平衡或可行的商业化之间成本绩效差距的启发性预估值仍然是有价值的。EPRI 方法不包括成本降低出现的不确定因素，将不确定因素纳入考虑将是受欢迎的结果拓展。

表 5.4
每个子项目的成本和效益（以净现值计）

	子项目1	子项目3	子项目4
成本NPV	$(4.64M)	$(0.85M)	$(0.59M)
效益NPV	$0.30M	$2.14M	$7.58M
净效益的NPV	$(4.34)M	$1.30M	$6.99M
B/C比	0.1	2.5	12.9

注：NPV：净现值；B/C 比：效益成本比率

另一方面，子项目 3 和 4 似乎在经济上可行，子项目 4 更可行。子项目 4 的结果与 SCE 的经验相匹配，公司正致力于大范围推广。子项目 3 的结果受到一

些方法上的限制。例如，诸如充电-放电无效和辅助能源使用这些因素导致无法使用。重要的是，分析不包括能源容量限制而只考虑存储电能。这便造成电业公司的容量递延项目的高估，因为系统可能没有足够的能源容量维持其最高功率水平并实现更低的峰值。

图 5.4 表示效益细分图。在子项目 1 和 4 中，80%以上的效益来自于电力成本的降低，这是用户的效益。对于子项目 3，差不多 70%的效益来自于发电容量投资的推迟而 25%源于损耗的降低，其余效益源于 T&D 延期。在本项目中，除了电业公司外没有可享效益的利益相关者（见图 5.5）；然而，很多人认为 EPRI 方法将一些用户的效益当做电业公司效益，如上文所述。例如，如果能源的购买成本和运行成本降低，或资本投资推迟，则节省这部分资金将最终通过随后电费降低归于用户。

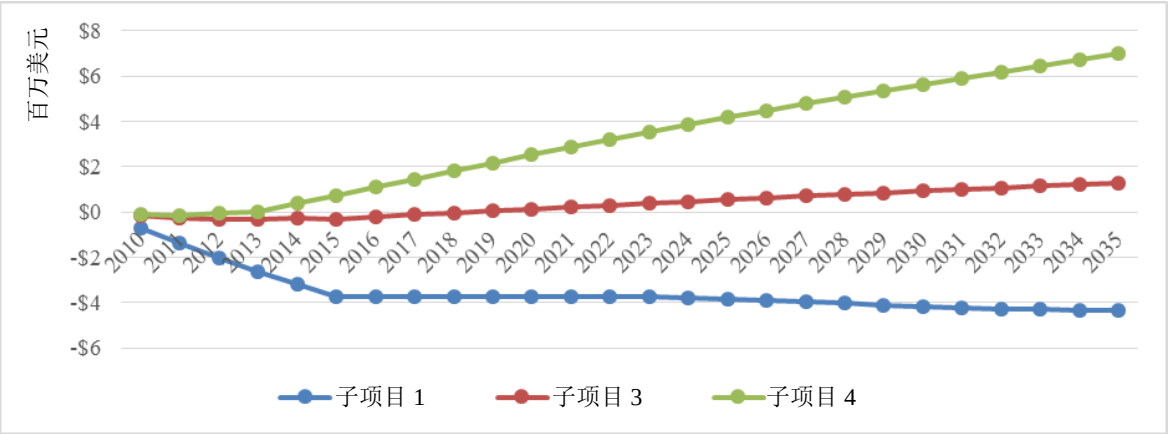

图 5.4 每个子项目的累计净现效益

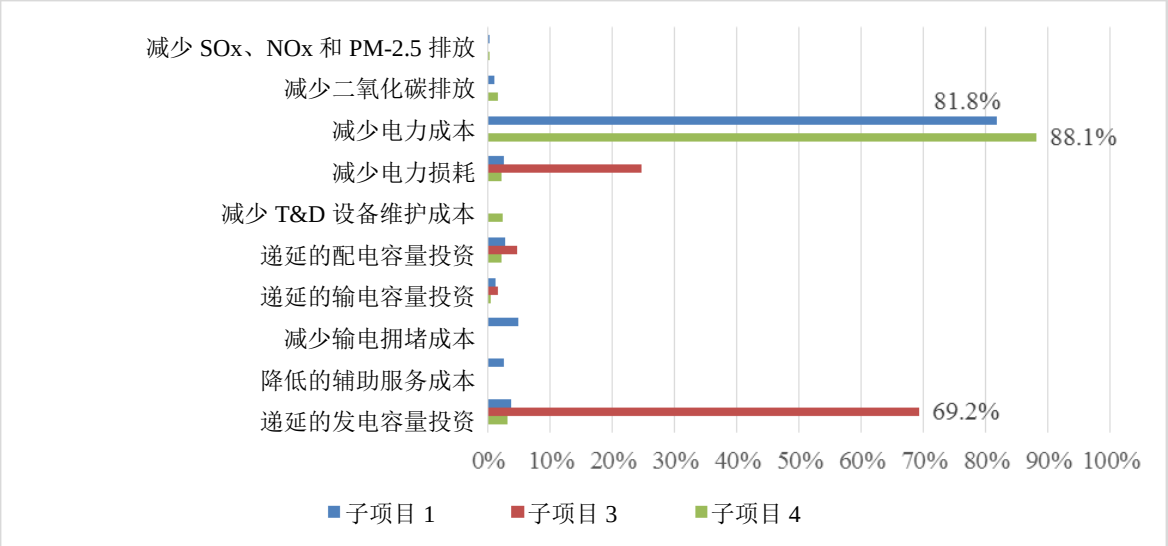

图 5.5 每个子项目中效益的分布。注：T&D：输电与配电

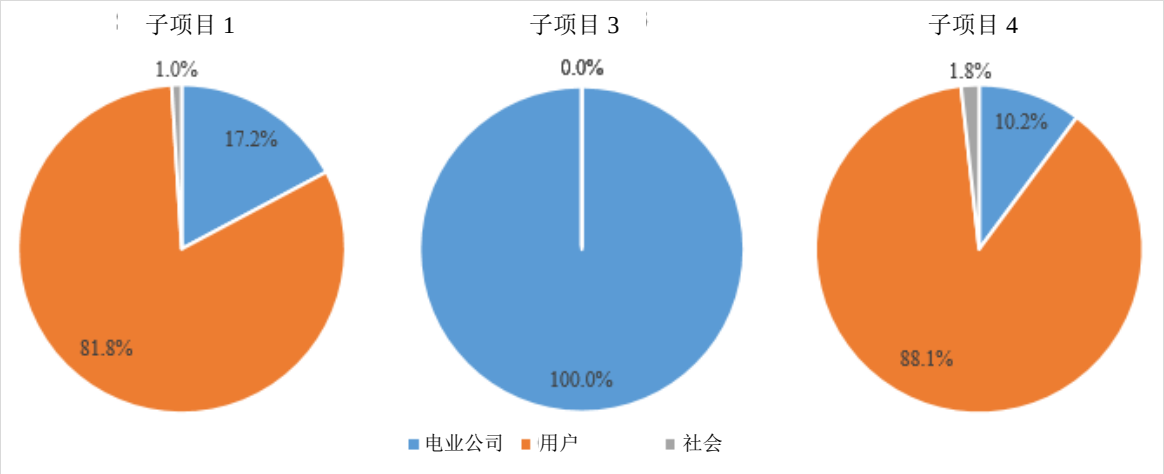

图 5.6 每个子项目中利益相关者的效益分布

c. 敏感性分析

图 5.7 比较了在有/无储能技术和热泵的情况下子项目 1 的累积净现效益。热泵在项目中是列在储能技术之后第二种昂贵的技术。在有/无热泵的情况下，在分析中剔除蓄电池后净效益便提高了。然而，净效益仍为负值。此外，结果表明，剔除蓄电池后 B/C 比仅增加至 0.2，或者在有热泵的情况下，增加至 0.3。

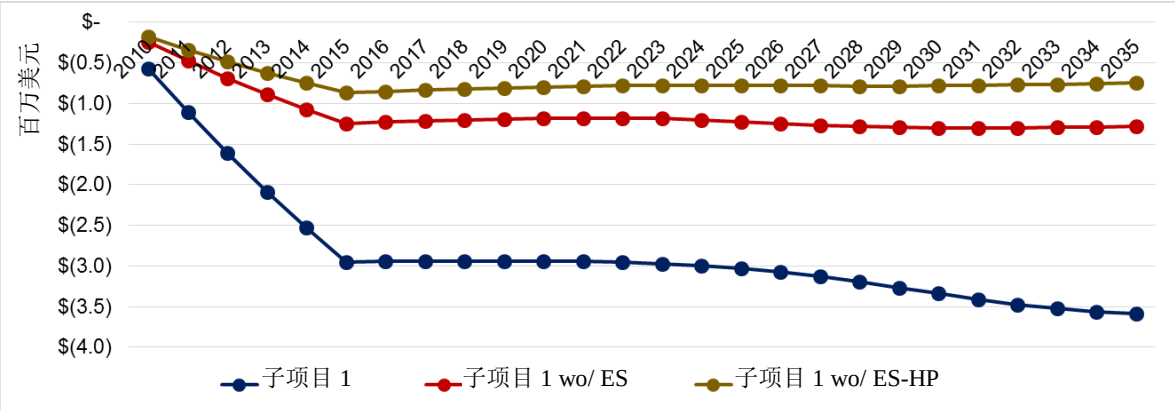

图 5.7 子项目 1 的累积净现效益。与“无储能技术”和“无储能技术和热泵”的情形相比较子项目 1 的累计净现效益。注：子项目 1wo/ES 表示在分析中无储能技术的敏感性，而子项目 1wo/ES-HP 表示在分析中无储能技术和热泵的敏感性。

B/C 分析结果对于关键变量和参数中变化的敏感性，对于任何涉及不确定变量的经济关键都是至关重要的。例如，折现率通常对智能电网项目的评估有重大的影响，因为成本在方案开始时便显著产生，同时效益可长期保持不变。图 5.9 和表 5.4 表明每个子项目案例对于折现率的敏感性。自然地，结果表明折现率越高，NPV 就越低。尽管如此，不管折现率是多少，结果相当可靠，所有的 NPV 均为负值且子项目所有的 B/C 比接近零，同时子项目 3 和 4 始终产生高于收支平衡以上的正 NPV 和 B/C 比。

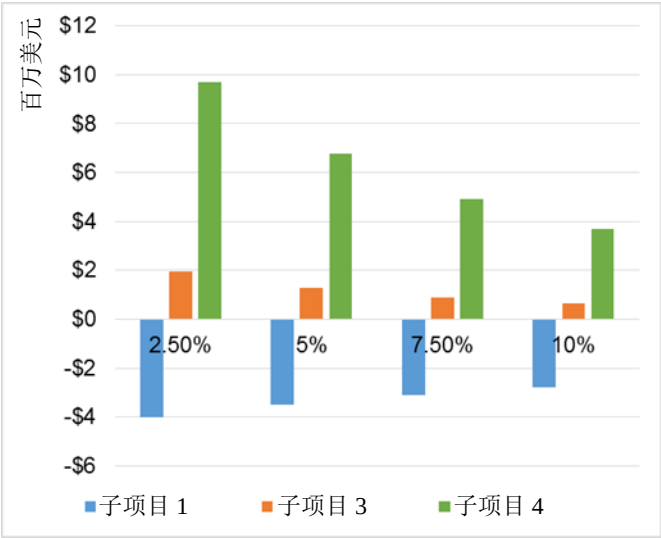

图 5.8 子项目 NPV vs.折现率

表 5.5
各子项目敏感性分析结果

折现率	2.5%	5.0%	7.5%	10.0%
子项目1	0.11	0.09	0.07	0.06
子项目3	3.07	2.53	2.16	1.92
子项目4	14.4	12.9	11.0	9.61

折扣率变化情况下 B/C 比

5.1.2. UCI 的效益分析（通过方法三）

(1) 一般假设

本研究包含 UCI 微网中以下子项目的 B-C 分析：1）19MW CHP 电厂；2）3.6MW PV；3）微网控制器；4）2MW 蓄电池。本研究做了以下假设。

- 由于采取能源效率的措施，每年微网负荷减少 3%。
- 在 CHP 项目的前五年，天然气价格遵循由 UCI 微网支付的以下历史价格。此外，还分析了 4.74 美元/GJ 的天然气固定价格这一情形。

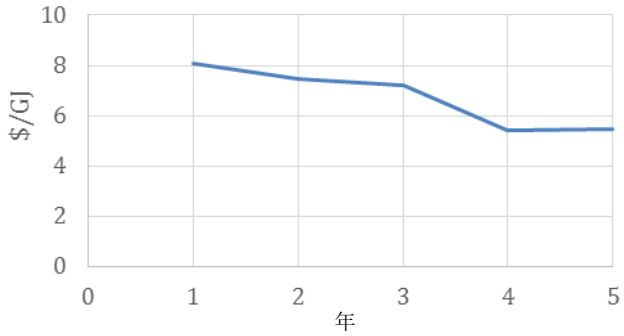

图 5.9. CHP 项目前五年由 UCI 微网支付的天然气历史价格。

- 通过缓解 CHP 电厂手动负荷跟踪控制误差，2 MW 蓄电池用于进一步将电业公司的电力进口量减少到最小。这一措施允许电力进口量减少约 200kW，根据模拟结果，每年可节省电费开支 14 万美元。
- 以下成本信息已被用于 CHP 电厂：债务还本付息和 O&M——每年约 150 万美元（3000 万美元的装机成本）。
- 对于 3.6MW PV，采用 SGCT 内的违约利率有 1200 万美元的资本成本，这在整个校区采用几个购电协议（PPA）的实际筹资安排所产生的项目年成本相同。
- 采用了以下用于蓄电池的成本信息：50 万美元的装机成本（1000 美元/kWh）。
- 假设微网控制器的成本是 100 万美元。假设当前的 CHP 电厂已经安装但无法实现电网解裂，该控制器可使电网解裂。
- 采用了以下的财务信息：折现率-3%，利率 4%
- 已采用下表 5.6 中的排放因子。

表 5.6
对于不同的 UCI 微网项目在计算排放量时使用的排放因子

排放因子	*电网[kg/MWh]*	*CHP [kg/MWh]*	*锅炉[kg/MWh 热量]*
CO_2 排放因子	350	624	181
SOx 排放因子	0.0088	0.0059	0.000911
NOx排放因子	0.0388	0.024	0.167
$PM_{2.5}$ 排放因子	0.0092	0.0088	0.0116

- 以下的假设和资料来源在确定这些排放因子时使用。锅炉假设有 85%的效率。CHP 计算基于收集数据的电效率（约 30%）。对于电网，计算结果是基于加州空气资源委员会（2014 年）提供的数据；根据该数据，加州电网 CO2 排放因子是 315kg/MWh。在通常假设 DG 将会比再生网电弥补更多天然气负荷跟踪网电的基础上，采用了稍微更高的 CO2 排放因子，因此，350 kg/MWh 这一数值在代表用于弥补当前负荷跟踪技术（约 40%的电效率）的新的高效负荷跟踪技术（约 52%的电效率）450kg/MWh 的排放因子时似乎被低估了。用于 450kg/MWh 的分析结果在敏感性结果段落内表示。对于标准污染物，CHP 排放因子基于收集的数据和效率。对于锅炉的标准污染物，已采用 AP-42（EPA，1995 年）和（Shaffer 等人，2015 年）。对于电网的标准污染物，已采用加州空气资源委员会排放清单（2013 年）。
- 以下的资料来源和假设用于排放物定价。对于 CO2 定价，采用了 20 美元/吨的 SGCT 默认值（针对 2016 年 2 月拍卖，当前加州限额交易结算价 12.73 美元）。对于 NOx 定价，采用了 3,000 美元/吨的 SGCT 默认值（南海岸空气质量管理区[负责包括洛杉矶的大气限域]运营被称为“Nox 和 Sox 排放物 RECLAIM”的排放权交易市场。2015 年 1 月至 12 月，Nox 滚动平均交易权价格是 1,642 美元，2014 年 1 月至 12 月，Nox 滚动平均交易权价格是 3,779 美元）。对于 SOx 定价，SGCT 默认值是 520 美元/吨（RECLAIM 中 2015 年 SOx 交易权价格是 380 美元）。对于 PM2.5 定价，SGCT 默认值是 36,000 美元/吨。

- 以下可靠性信息用于计算使用微网控制器后带来的可靠性提高。基准SAIDI[每年每个用户持续停电的小时数]是 1.17，它是从过去 5 年 UCI 停电数据的基础上计算得来的。在安装微网控制器后假设提高的 SAIDI 为 0.17，假设所有由电业公司引起的停电事故均消除。
- 假设用户特征是：3000 个住宅账户；比率= $0.12/kWh 500 个商业账户；比率 = $0.10/kWh。
- 电业公司定价是：电费-70 美元/MWh 需量电费-16.89 美元/kW。
- 以下敏感性研究采用以下调整参数完成：边际发电——450g CO2e/kWh、天然气固定价格 4.74 美元/GJ、SAIDI 变为 0.583、每年每用户停机持续小时数 0.99。
- 以社会折现率贴现成本和效益向社会提供了项目的价值，不管实际项目成本是多少。国际实践推荐社会折现率从 1%到 15%不等，在发展中国家使用最高社会折现率（Harrison，2010 年）。美国行政管理和预算局采用 7%的折现率并推荐 3%作为敏感性，同时美国环境保护署采用 2-3%折现率，敏感性折现率为 7%。欧洲委员会建议 5%的折现率，而英国财政部采用 3.5%。由于存在这些不同的观点，社会折现率设定为 3%，对于某一种情景敏感性折现率采用 6%。
- 项目输入参数用于 2010 年。
- 选择从项目开始 25 年的投资期。

此处报告的分析和结果应该被认为是初步性的，旨在对 SGCT 的示范和评估目的进行说明。关于 UCI 微网项目中示范技术相对有效性的更广泛的结论不应在本研究的基础上得出。

(2) 效益分析

本研究包含 UCI 微网以下项目的 B-C 分析：

1. 19 MW CHP 电厂（当前已安装）
2. 3.6MW 太阳能 PV（当前已安装）
3. 微网控制器（将在 2016 年秋安装）
4. 2 MW 蓄电池（将在 2016 年春安装）

a. 映射

图 5.10 表示为各项目确定的资产并确定这些资产提供的功能和产生的效益。需要注意的是，有些效益包括实际产生成本的效益。例如，CHP 电厂起初是计划降低二氧化碳排放量，然而加州电力系统已持续降低了碳排放量，这样就造成了 CHP 电厂碳密集度比外购电更高。由于 CHP 电厂原计划用来降低碳排放，它作为效益被输入 SGCT（图 5.10），尽管它会产生成本。

b. 结果

表 5.7 显示了 UCI 微网各项目净现值。微网控制器项目显示出了极高的价值，它通过降低系统平均停电持续时间指标提高稳定性来实现效益，如图 5.13 所示。从 UCI 校区停电的历史数据来看，可以观察到解决 SCE 系统问题造成的停电后，每年每个用户 SAIDI 从 1.17 降至 0.17。这表明可靠性的增加已经达到了可以实现的最大值。下文“敏感性研究”小节进一步探讨了通过 SGCT 计算得出可靠性增加对 SAIDI 效益的影响。CHP 电厂也显示了较高的价值，图 5.12 表明，这主要是因为与“优化发电机运行”相关的经济效益。由于过去几年天然气价格的趋势，

CHP 电厂的较高价值并不令人感到意外，这使得 CHP 系统生产的电力比从电力公司购买的电力更便宜。安装 PV 的净效益远比 CHP 电厂和微网控制器项目低，这是由于 PV 成本更高。如果碳的成本大幅增加，这一状况将会有所改变，但为了让 PV 与 CHP 竞争，仍需降低碳的成本。与其他项目相比，蓄电池净效益的绝对值远小于其他项目，但具有很高的成本-效益比。

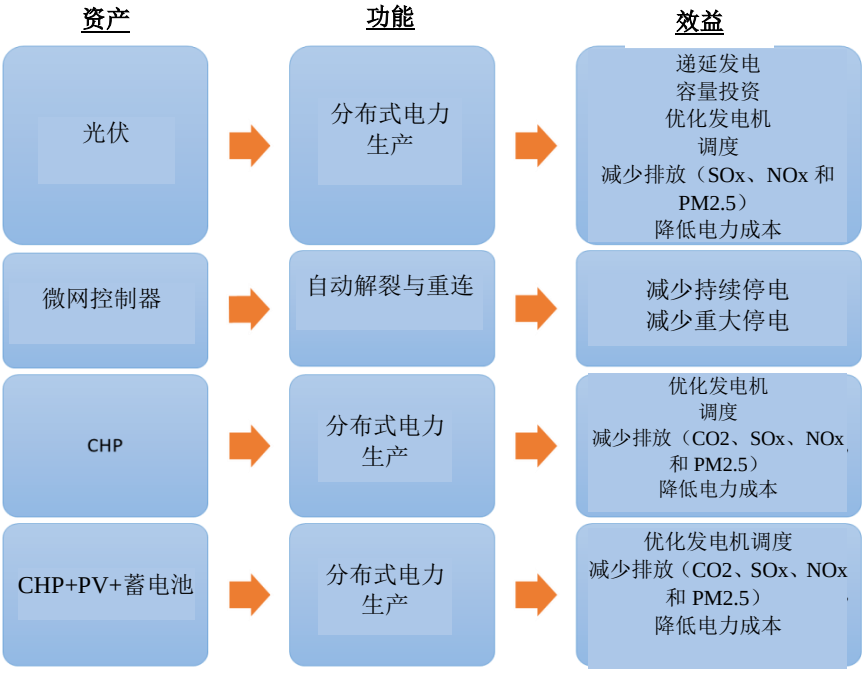

图 5.10 为不同项目资产确定功能和相应效益的映射

表 5.7
每个子项目的成本和效益（以净现值计）

	CHP	光伏	微网控制器	蓄电池
成本NPV	$ (30.6M)	$ (13.7M)	$ (1.14M)	$ (0.51M)
效益NPV	$ 124M	$ 43.2M	$ 242M	$ 3.47M
净效益的NPV	$ 93.1M	$ 29.5M	$ 241M	$ 2.96M
B/C比	4.0	3.2	212	6.8

图 5.11 显示了在每个项目的服务期内净效益现值的变化情况。有趣的是各曲线斜率的变化。这是项目输入数据和 SGCT 在随后几年所做的预测的结果。在起初几年，由于该项目输入数据的变化，CHP 电厂数据也相应出现了巨大的变化。更具体地说，就是每年天然气价格的变化和负荷的降低。

图 5.12 表示效益如何在不同的效益类别中进行分配。如前文所述，尽管初衷是降低二氧化碳排放量，但 CHP 电厂对于“二氧化碳排放量降低”这一类别是负效益，即 CHP 电厂导致二氧化碳排放量增加。在 2010 年前可能 CHP 电厂确实降低了二氧化碳排放量，但加州电力系统从那时起低碳排放显著降低，因此没有实现计划的二氧化碳排放量降低，从而导致负效益（成本）。事实上，碳排放量的增加是由于 CHP 电厂规模较大，4 MW PV 的安装不足以完全抵消 CHP 电厂

碳排放量的增加。在“敏感性分析”小节，为加州电力系统选取更高的排放因子用于检验，如果 CHP 电厂可以替代比大容量电力系统有更大排放量的边际发电机，是否会出现效益。令人意外的是 CHP 电厂 PM 2.5 的排放量比加州大容量电力系统更低。虽然 PV 的安装在许多项目中产生了效益，但均仅有最低的效益-成本比。考虑微网控制器在于可靠性方面的效益，几乎所有的效益均出现在持续停电减少中，而在重大停电类别中仅出现非常小的效益。蓄电池系统允许发电机在较高的电力输出情况下运行，实现从电力公司购买电力成本的最小化。这样每年可节省 14 万美元。最终它的效益-成本比是 6.8，高于 CHP 电厂。

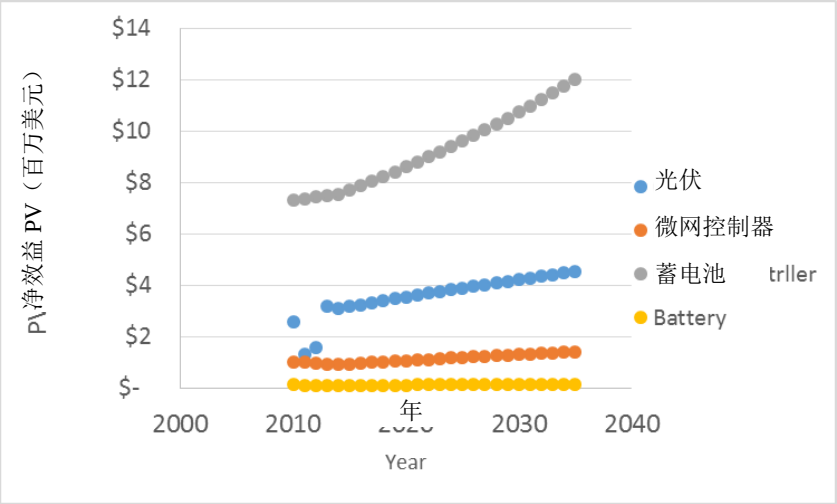

图 5.11 在项目使用期内净效益的年现值

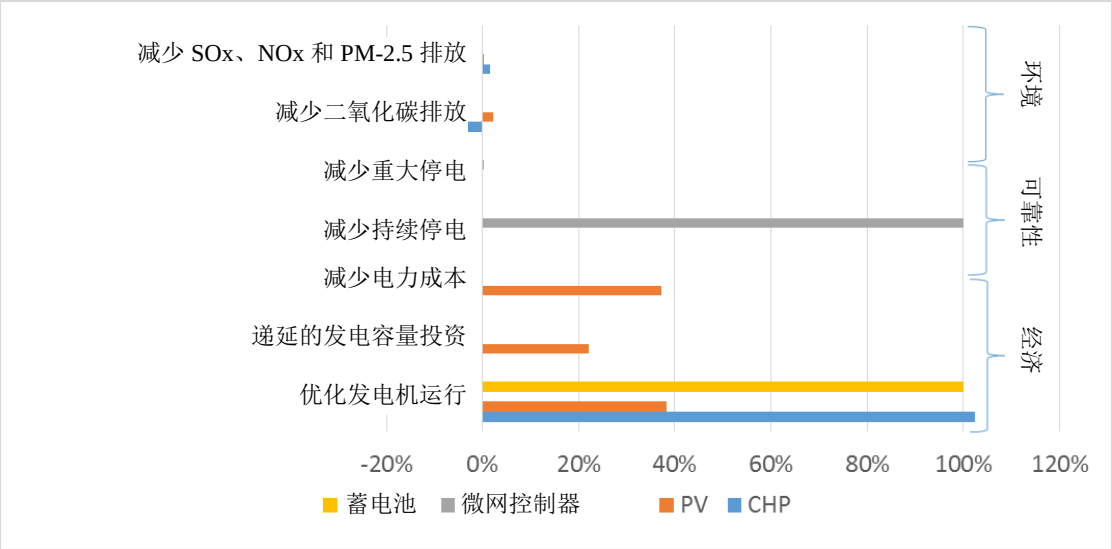

图 5.12 不同类别效益的分布

c. 敏感性分析

本节检验了 CHP、微网控制器和 PV 项目中几种因素的敏感性。对于 CHP 电厂项目，改变以下因素：PM2.5 排放量（假设 CHP 电厂无 PM2.5 排放量降低——无 PM 2.5）、加州电网碳排放量（假设电网碳排放因子是 450 gCO2/kWh 而不是 350 gCO2/kWh——边际；原因祥见“一般设想”小节）天然气价格（假设天然气

价格固定——FlatNG）。对于微网控制器项目，资本成本从 100 万美元变为 300 万美元，在 SAIDI 方面也有变化（每年每个用户 0.583 和 0.99 小时数）。对于 PV 项目，折现率从 3%变为 6%。

对于 CHP 项目的敏感性研究，图 5.12 展示了 CHP 电厂在经济类别中出现的所有影响。可以看出，PM 2.5 降低对 CHP 电厂的影响非常小，正如预期的那样，在基准研究中仅是一个较小的效益。碳排放因子对所选的电网的影响是非常明显的，B/C 的值从 4.0 增加到 4.2，同时 CHP 电厂抵消的电网碳排放量被认为源自边际发电机，即比大容量电网产生更高的排放量的发电机。这一边际发电量的抵消可能会在部分或小范围内出现，但如果 CHP 电厂大范围推广，其他较高效率的资源也会被抵消。更低的天然气固定价格（4.74 美元/GJ）将 B/C 的值大幅增加至 4.6。

表 5.8
CHP 电厂项目的敏感性研究

	CHP	**CHP无PM2.5**	**CHP边际**	**CHP固定NG**
成本NPV	$ (30.6M)	$ (30.6M)	$ (30.6M)	$ (30.6M)
效益NPV	$ 124M	$ 122M	$ 129M	$ 140M
净效益的NPV	$ 93.1M	$ 92.2M	$ 97.9M	$ 110M
B/C比	4.0	4.0	4.2	4.6

表 5.9 显示了微网控制器项目的敏感性研究结果。这些敏感性研究的影响出现在图 5.13 所示的可靠性类别中。资产成本增加至 300 万美元对每年的净效益影响甚微（净效益降低约 1%），然而使 B/C 值减少超过 50%。可以看出 0.583 和 0.99（分别减少 50%和 15%）的 SAIDI 减少对年效益的影响巨大，效益分别减少 42%和 82%。这一参数对接下来具体项目的分析造成明显的影响，因此应认真估算。这是由 SGCT 作为默认输入确定的“服务价值”的结果。“服务价值”定义为：

> *“向具体用户提供服务的实际价值而不考虑提供服务的实际成本。该输入获取了服务可靠性的价值，其价值由用户为服务可靠性付费的意愿量化，同时考虑居民用户的资源（如收入）或公司预计的与可靠性增加的相关净收入。”*

加州大学尔湾分校没有“服务价值”的预估值，因此取决于 SGCT 中的默认值；对于居民用户，这数值为 2.31 美元/kWh；对于商业用户，为 295.70 美元/kWh，而对于工业用户，为 16.04 美元/kWh。尚未发现有关这些数值如何被估算出来的信息。从这些“服务价值”的数字和下示的用于计算持续停电减少的效益的公式，可以清楚看出，商业用户较高的“服务价值”源于可靠性提高为 UCI 带来非常大的效益。

$$
\begin{aligned}
\text{价值(美元)} = \sum \Bigg\{ \Big[& SAIDI(\text{系统}) \times \text{某一类别内服务的用户总数}(\#) \\
& \times \text{各类别每个用户在停电期间未服务的平均小时负荷}(kW) \\
& \times \text{各类别的}VOS \left(\frac{\text{美元}}{kWh}\right)\Big]_{\text{基准}} \\
& - \Big[SAIDI(\text{系统}) \times \text{某一类别内服务的用户总数}(\#) \\
& \times A\text{各类别每个用户在停电期间未服务的平均小时负荷}(kW) \\
& \times \text{各类别的}VOS \left(\frac{\text{美元}}{kWh}\right)\Big]_{\text{项目}} \Bigg\}
\end{aligned}
\tag{7}
$$

表 5.9
微网控制器项目的敏感性研究

	微网控制器	微网控制器300万美元	微网控制器 0.58 SAIDI	微网控制器 0.99SAIDI
成本NPV	$ (1.14M)	$ (3.42M)	$ (1.14M)	$ (1.14M)
效益NPV	$ 242M	$ 242M	$ 141M	$ 42.4M
净效益的NPV	$ 241M	$ 239M	$ 140M	$ 41.2M
B/C比	212	71	124	37

表 5.10 表示了净效益对折现率的敏感性。折现率从 3%增加至 6%造成效益和成本现值大幅降低，然而，折现率降低效益（31%），比降低成本（27）更多，同时 B/C 比也出现了降低。

表 5.10
PV 项目折现率的敏感性研究

	PV	**PV折现率6%**
成本NPV	$ (13.7M)	$ (10M)
效益NPV	$ 43.2M	$ 29.8M
净效益的NPV	$ 29.5M	$ 19.8M
B/C比	3.2	3.0

5.2 TNY 的效益分析（通过方法四）

TNY 的效益分析集中在对智能电网项目案例的评估，其中资产将与海军船厂工业区内的 93 号变电站连接并用于实现两大目的：a）在最繁重的供电情况时对外部供电和需求调峰；b）作为发电资产参与 PJM 能源市场，获得收入。此外，微网控制器与现场发电资源一道为美国能源部（DOE）提供以下强制目标：

- 在外部供电电网停电的情况下，通过提供无痕解裂和重连为用户实现供电弹性和系统可靠性改进
- 通过可再生能源（太阳能和储能）资产整合的资产利用率最大化，实现碳排放量减少
- 在发电和输电方面整个能源价值链中系统效率的改进，包括财务效率与经济增长效率

本研究包括针对“即将实现的”海军船厂微网运行对以下前瞻性案例的分析/情景分析。

1. 微网运行-场景#I：微网控制器与 6MW 天然气调峰机组

本场景包括与一台 6 MW 内燃机安装在一起的微网控制器。93 号变电站在一年的某些时段处于或接近自身容量，而 6MW 机组可以让变电站的扩能需求延迟，从而避免了大幅度的资本支出。此外，资产将通过参与 PJM 市场提供弹性效益和财务效益。

2. 微网运行-场景#II：含 2MW PV 和 2.5 MW 储能容量的微网控制器

本场景包括含 2MW 太阳能 PV 和 2.5MW 蓄电池存储能容量的微网控制器。每日太阳能 PV 输出将与典型高峰负荷周期重合，太阳能-储能资产将提供多种潜在效益，包括延迟变电站的扩能需求，降低高峰负荷，并通过参与 PJM 市场实现财务效益。

3. 微网运行-场景#III：含 6MW 天然气调峰机组、2MW PV 和 2.5MW 储能容量的微网控制器

含 6MW 内燃机、2MW PV 和 2.5 MW 储能容量的微网控制器与海军船厂工业区内的 93 号变电站互联，可以调节高峰需求，参与能源市场获取收入并给由区域变电站供电的用户提供供电弹性。

(1) 一般假设

TNY 分析包括几个综合考虑的重要假设，以得出有关三个前瞻性案例/可选情景净效益的总体结论。

- 将权重用于加权优先计算：在多个步骤综合考虑的基础上将权重用于确定结果的总体优先性。权重的详细假设和方法将在附录中进行说明。
- 在分析框架内使用启发式算法：系统操作：电网中断的成本——美国能源部中断成本预估量（http://www.icecalculator.com/）用于确定基于 TNYEU 实际表现的可靠性和弹性改进的效益。表 5.11 显示了平均每 kW 成本和每 kWh 未送达电力成本的具体值。

表 5.11：
停电成本估算

用户类型	数目	单事件成本 (2016USD)	每千瓦成本 (2016USD)	每度电服务成本 (2016USD)	停电总成本 (2016USD)
中型和大型C&I	18	$7,230.20	$79.70	$196.80	$14,315.90
小型C&I	132	$917.90	$184.80	$456.40	$13,327.40
居民	1	$3.80	$3.20	$8.00	$0.40

所有用户	151	$1,664.30	$109.80	$271.00	$27,643.70

注：C&I：商业和工业；kW：千瓦；kWh：千瓦时

- 环境：系统碳足迹——许多因素影响能源项目的环境净效益，DER-CAM 包括多种算法，以计算每种案例情景的相应成本或效益。当评估涉及 6MW 天然气调峰机组的净碳排放量时，如果碳排放均来自与电网供电相关的排放，则净输出会有轻微的变化。原因在于 6MW 调峰机组是天然气机组并作为主要调峰装置运行，它将抵消电网供应的高峰电力，即使用天然气产生的电力。在非高峰期，6MW 机组将抵消大部分由煤炭（37%）和核能（36%）组合发电的负荷。此外，6MW 机组可在现场产生电力，从而消除所有电网 T&D 损耗。总体而言，现场 6MW 机组在系统碳足迹方面略差（约 5%~7%）。
- 环境：租户影响和可持续性——NY 租户和利益相关者不同程度地重视可持续性，因为这更大程度上是客户群考虑的一个定性因素，否则难以体现财务价值。PIDC 已决定将 25 万美元的 NPV 作为重点考虑的因素，体现了这一考虑的重要性。
- 创新和经济增长：私人投资价值——能够将私人投资吸引至 TNY，是另一个重要的非财务考虑。TNY 私人投资的力度与继续在项目内出现的投资规模有很大的关系。在进行重要的定性考虑时，对于每个项目，投资价值由 PIDC 作 5 万美元的 NPV 预估，与公众资金相对应的是，它可通过私人筹集。
- 创新与经济增长：补贴研究机会价值——与考虑是否进行私人投资的描述相似，推广可获得某些形式的补助基金的研究项目，对于整个 TNY 项目而言甚至更重要。这一考虑因主要有两点原因：第一，在多数情况下，获得这种形式的投资项目在公开市场上可以“竞争”资金；因此，在获得投资后，这些资金基本与项目的社会重要性相等。第二，补助资金通常是避免公共补贴的一种有效手段，否则就可能需要支付公共补贴。由于这两种原因，PIDC 估计用于支持情景 1~3 创新领域的补助研究项目的资金分别为 2.5 万美元、7.5 万美元和 20 万美元的 NPV。
- 创新与经济增长：房地产有效利用价值——TNY 共包括 1,200 英亩的财产，有效的土地利用是项目情景价值货币化的一部分。PIDC 已经将 2.5 万美元 NPV 划归为货币进行考虑。
- 使用 TNY 现有的负荷曲线和用电量数据：依据电度表数据为 93 号变电站绘制每小时电力负荷曲线。绘制了三条曲线：a 工作日曲线；b 周末曲线和 c 高峰曲线。在附录中介绍了详细的曲线和图形。关键假设如下：
    - “工作日”曲线呈现为工作日开始时需求增加，期间需求趋势平缓，然后在结束时出现典型的缩量。
    - “周末”负荷曲线呈现平缓的需求趋势，这可能是因较少的商业活动，且同时工业负荷 24x7 不停运行所造成的稳定趋势。
    - “高峰”曲线呈现为不一致的趋势，反映了周期性的高工业负荷与工作日高峰需求重合的整体趋势。
- 其他数据，如 TNY 的上网电价、价格、资产营运表现模型数据等：为分析所做的大量数据假设等。下文列出了其他数据项。
    - 电业公司上网电价和燃料价格
    - 电价

- 天然气价格
- PJM 市场价格
- 分布式能源（DER）数据
- ICE（内燃机）、天然气加注
- PV
- 储能

这些数据的值已在附录中说明。

(2) 效益分析

a. 情景效益分析结果的比较汇总

下表对来自三个 TNY 场景的计算结果的效益分析对比进行了总结：

表 5.12

TNY 不同情景分析结果总结

	情景 1	情景 2	情景 3
系统总成本	$ 2.41M	$ 2.03M	$ 3.18M
财务/经济效益	$ 3.32M	$ 2.21M	$ 5.54M
运行/可靠性效益	$ 0.36M	$ 0.33M	$ 0.69M
环境效益	$ (0.15M)	$ 0.96M	$ 0.29M
创新和成长效益	$ 0.08M	$ 0.13M	$ 0.30M
加权 B/C	2.79	4.05	3.87
非加权 B/C	1.50	1.79	2.14

请注意，为了进行敏感性分析，表 5.11 也计算了非加权 B/C 比，可以看出，非加权 B/C 比的集在三个情景中具有不同的相关曲线，而在加权 B/C 比情况下，它表示加权计算分析。

通过分析三个场景的结果可以得出一些总结性评价：

- 在情景#2 情况下对于加权 B/C 实现最高回报/成本比，而在情景#3 情况下对于非加权 B/C 实现最高回报/成本比。
- 使情景#2 成为最高回报情景的一个关键部分是在考虑加权计算的情况下实现了高环境效益。
- 尽管情景#1 具有最便宜的系统成本/MW 和更高的财务/经济效益/MW，但由于低得多的环境效益，它整体 B/C 比落后于其他情景；
- 通过将三种情景用于现场资产，在绝对数字方面将实现明显更高的财务/经济效益。
- 可观的“规模经济效益”是通过将三个情景用于现场资产，相对于考虑情景#1 或#2 的成本-效益分析实现的。因此，决策者可以根据“规模经济效益”相对于绝对 B/C 指标的偏好，选择情景#3 优于情景#2。
- 绝对净效益/成本（非加权 B/C）在绝对数字上与加权效益/成本（加权 B/C）相比有区别，证明在确定社区微网的价值定位时考虑各个利益相关者优先级的重要性。

b. 通过每个 CBAC 对情景效益分析的对比

下表对三个 TNY 情景按各评估类别所作的效益分析的对比进行了总结：

表 5.13
按各评估类别所作的情景对比总结

变量	情景 1	情景 2	情景 3
财务 / 经济效益	2.32	1.86	2.63
运行 / 可靠性效益	0.50	0.60	0.65
环境效益	(0.14)	1.38	0.32
创新和成长效益	0.10	0.21	0.27
加权 B/C	2.79	4.05	3.87

请注意，为了分析的目的，通过将整体情景 B/C 比分解为每个成本-效益分析类别 B/C 比，表 5.13 提供了整体情景 B/C 比的各组成部分。

通过按各成本效益-分析类别分析三个场景的结果可以得出一些总结性评价：

- 在情景#3 情况下为财务/经济效益类别实现了最高的回报-成本比（CBAC 加权 B/C-2.63）。本情景也提供了最好的“规模经济效益”这一事实的支持。
- 除财务/经济效益类别外，在情景#2 情况下为环境效益类别实现了第二高的回报-成本比（CBAC 加权 B/C-1.38）。这是通过太阳能和储能实现排放减少，以及通过 PJM 辅助服务市场潜在的价值流实现较好的收入,从而最终实现的。
- 虽然情景#3 是情景#1 和情景#2 相加，但以绝对数字表示的效益和以任何成本效益分析类别（CBAC）表示的 B/C 并不是简单的加法计算。

c. 针对情景#1 的具体分析和评价

除了帮助确定每种情况下的效益和成本的 DER-CAM 分析外，PIDC 还针对组成本情景整体财务分析的 6 MW 发电机案例，完成了项目财务对比。具体来说，除 DER-CAM 计算结果外，在 PIDC 项目财务分析中还包括两个关键因素：

1. 在开放的 PJM 市场内，因提供各种辅助服务，6 MW 峰荷发电机获得的可实现收入的预估值，是高于 DER-CAM 模型所确定的避免成本的
2. 相对于在 NYEU 变电站安装传统 PECO 容量的 BAU 备选方案，从 6MW 峰荷发电机获得的可比较财务收益

PIDC 项目财务分析将 6MW 峰荷发电机的 1100 万美元的资本成本与从 PECO 提供相同的 6 MW 新容量时预估的 800 万美元的成本进行对比。从表面价值上看，PECO 选项的成本（即额外的馈线容量）节省 300 万美元。然而，如把市场机会成本以及避免的峰荷电力成本因素，在 PJM 收入中综合考虑，分析将支持选择 6MW 峰荷发电机项目。这一对比包括 PIDC 为了支付 6MW 峰荷发电机的运行和项目的资本摊销成本所承担的总成本。在将 20 年期 6MW 峰荷发电机运行的成本和效益与传统 PECO 提供容量的备选方案进行对比的基础上，PIDC 项目财务分析得出的结论是：6MW 峰荷发电机的净现值是（NPV）是 36.5003 万美元，对于增加的 PECO 容量，NPV 是负 800 万美元。6MW 峰荷发电机提供的另一种效益是，对冲上升的、有时是不稳定的电力成本。现场发电也提供支持 TNY 营运的能源弹性，租户愿意为能源弹性支付额外费用。

d. 针对情景#2 的具体分析和评价

进行了线下预评估分析，以评估 PJM 辅助服务市场的太阳能和储能潜力，这些市场包括调频市场、同步备用和非同步备用市场、日前调度备用市场。

- PJM 调频市场是单一的实时市场。调频由发电资源和需求响应资源提供，它们获得跟踪调频信号的资格（调频信号 A 或调频信号 D）。调频信号 D-动态是专门为储能容量较小的储能装置开发的。
- 同步备用是指当电网同步的能源或需求降低是，能够在十分钟内增加输出或降低负荷。同步备用有两种不同的类型，为第 1 级和第 2 级。
- 非同步备用由非应急能源资源组成，它不与电网实现同步，但可在十分钟内提供能源。
- 日前调度备用市场由发电资源和需求响应资源提供，以便在 30 分钟内提供备用。

下表按 PJM 辅助服务性市场类别对价格对比进行了总结：

表 5.14
按评估类别确定效益-成本对应性

PJM RTO	调频市场	同步备用	非同步备用	DA调度备用
每MW历史加权平均价格（YTD）	37.08美元	5.00美元	1.50美元	1.00美元
PJM西部枢纽实时价格%	95%	12%	4%	2%

总之，ESS 参与调频市场将在 PJM 内实现利润最大化。对于 ESS 参与同步备用、非同步备用和 DA 调度备用，将实现最低的效益。通过上述分析，情景#2 分析的优化问题仅包括考虑太阳能-储能资产参与 PJM 调频市场。作为分析结果的一部分，由于 PJM 调频市场的存在，当 2.5MW 储能资产按情景#2 计划参与 PJM 调频市场是，年化收入将达到约 50 万美元。

e. 针对情景#3 的具体分析和评价

对于情景#3 的优化问题，在商业/合同框架内与智能电网运行框架内综合分析。得出了以下一些关键的分析观察结果：

- 商业优化包含多聚合体运行，TNYEU 可能成为 DER 的各组成部分，即 6MW 机组、2MW 太阳能 PV 机组和 2.5MW 储能单元可能由不同的私人投资者（PI 利益相关者）所有和/或运行，他们自己的附属公司参与 PJM 市场。
- 由 TNYEU 管理的智能配电网需要在整个多聚合体运行中成为中心协调实体，以确保本地电网可靠性约束条件以及合同约束条件得到遵守。
- 除了私人投资者，潜在的海军船厂租户（租户 A 利益相关者）可能成为商业/合同框架的组成部分。例如，某租户 A 可能想要签订一份优质服务水平协议，根据协议，租户 A 可以拥有一部分 6 MW 天然气发电机资产，除资产权益效益外，还可与 TNYEU 签订服务水平协议，保证在紧急停电到微网解裂运行时，可以从资产获得指定量的电力供应和响应时间。

为了让构想和分析简单，针对综合分布式能源运行，情景#3 范围限定在单一的合同框架内。相对于考虑情景#1 或#2 的成本-效益分析，可观的“规模经济效益”是通过将三个情景用于现场资产而实现的。因此，决策者可以根据“规模经济效益”相对于绝对 B/C 指标偏好，从而选择优于情景#2 的情景#3。

f. 场景#1 与场景#3 间详细对比

以下的详细比较分析介绍了三种试验情景效益的详细对比，如表 5.15 所示。

表 5.15：
情景的详细对比

	CBAC	CBAV	情景#1		情景#2		情景#3	
编号	成本-效益	效益评估		加权		加权		加权
	类别	变量	效益	效益	效益	效益	效益	效益
1	一、财务/经济	年度用电成本（美元）	$ 783,811	$ 153,927	$ 473,074	$ 92,903	$ 1,244,453	$ 244,389
2		年度电力需求成本（美元）	$ 1,200,000	$ 353,488	$ 408,943	$ 120,464	$ 1,586,216	$ 467,257
3		年度避免资本支出成本（美元）	$ 1,100,000	$ 306,977	$ 825,000	$ 230,233	$ 1,925,000	$ 537,209
4		源于 DER 的年收入（美元）	$ 240,000	$ 55,194	$ 500,000	$ 114,987	$ 784,000	$ 180,300
	小计		$ 3,323,811	$ 869,586	$ 2,207,017	$ 558,587	$ 5,539,669	$ 1,429,155
	CBAC	CBAV	情景#1		情景#2		情景#3	
编号	成本-效益	效益评估		加权		加权		加权
	类别	变量	效益	效益	效益	效益	效益	效益
5	二、运行可靠性及效率	系统可靠性成本影响（美元）	$ 281,431	$ 154,589	$ 301,533	$ 165,631	$ 361,840	$ 198,757
6		系统效率成本收益（美元）	$ 73,599	$ 33,172	$ 32,723	$ 14,748	$ 337,312	$ 152,028
	小计		$ 355,030	$ 187,760	$ 334,256	$ 180,379	$ 699,151	$ 350,785
	CBAC	CBAV	情景#1		情景#2		情景#3	
编号	成本-效益	效益评估		加权		加权		加权
	类别	变量	效益	效益	效益	效益	效益	效益
7	三、环境	系统碳足迹（美元）	$ (145,877)	$ (51,779)	$ 708,202	$ 251,376	$ 37,755	$ 13,401
8		租户影响及可靠性（美元）	$ -	$ -	$ 250,000	$ 161,263	$ 250,000	$ 161,263
	小计		$ (145,877)	$ (51,779)	$ 958,202	$ 412,638	$ 287,755	$ 174,664
	CBAC	BAV	情景#1		情景#2		情景#3	
编号	成本-效益	效益评估		加权		加权		加权
	类别	变量	效益	效益	效益	效益	效益	效益
9	四、创新及经济增长	私人投资（美元）	$ 50,000	$ 27,000	$ 50,000	$ 27,000	$ 100,000	$ 54,000
10		补贴/研究机会价值（美元）	$ 25,000	$ 11,500	$ 75,000	$ 34,500	$ 200,000	$ 92,000
	小计		$ 75,000	$ 38,500	$ 125,000	$ 61,500	$ 300,000	$ 146,000
	CBAC	CAV	情景#1		情景#2		情景#3	
编号	成本-效益	成本评估		加权		加权		加权
	类别	变量	成本	成本	成本	成本	成本	成本
1	一、财务/经济	年度资本支出成本（美元）	$ 416,459	$ 98,562	$ 594,693	$ 140,744	$ 1,011,152	$ 239,306
2		年度运营成本（美元）	$ 1,256,679	$ 134,046	$ 1,256,679	$ 134,046	$ 1,256,679	$ 134,046
3		年度运营支出-现场 DER（美元）	$ 90,200	$ 21,347	$ 6,400	$ 1,515	$ 96,196	$ 22,766
4		年度运营支出-燃料成本（美元）	$ 520,000	$ 104,000	$ -	$ -	$ 519,978	$ 103,996
5		财务风险（美元）	$ 100,000	$ 15,111	$ 143,029	$ 21,613	$ 275,000	$ 41,556
6	四、创新和经济增长	不动产有效使用价值（美元）	$ 25,000	$ 1,722	$ 25,000	$ 1,722	$ 25,000	$ 1,722
		合计	$ 2,408,338	$ 374,788	$ 2,025,801	$ 299,640	$ 3,184,005	$ 543,391
			情景 B/C 比	2.79	情景 B/C 比	4.05	情景 B/C 比	3.87

一些关键的分析观察结果如下。

- 与情景#1 和情景#2 相比较，情景#3 的财务/经济效益以及系统运行的可靠性和效率效益相当明显。
- 对于情景#2，环境效益大幅下降，这是由于优化公式使 6 MW 天然气机组使用更广泛，导致环境效益降低。
- 相比之下，情景#3 在创新和经济增长效益增大时有更大的倍增效应。

6. 欧洲智能电网项目的效益分析

在用于欧洲和第 2 章所述的不同方法中，CBA 是最常用的一种方法，这也是由于欧盟在发展智能电网和能源市场上提出的法律要求。监管欧洲电力市场的“法令 2009/72/EC”（欧盟，2009 年）事实上规定“对市场和单个用户进行长期的成本和效益作经济评估”，以解决欧盟内计量制度的落实问题。对于明确采用 CBA 方法的泛欧洲能源基础设施，在通信和指南监管方面对规定作了进一步的说明。

几个版本的 CBA 已经应用于不同的环境和项目中。在本上下文内，JRC 对几个案例采用了自己的方法，评估不同欧盟国家和不同环境中的项目，包括从国家级的试验项目（例如，葡萄牙的埃武拉（欧洲委员会，JRC，2012 年 a）或跨国项目（智能电网领域的共同利益项目，欧盟智能计量比对报告（欧洲委员会，JRC，2013 年）（欧洲委员会，JRC，2016 年）（欧洲委员会，JRC，2014 年 a）（欧洲委员会，JRC，2014 年 b）（欧洲委员会，JRC，2014 年 c））。

自从 JRC 的方法发布以来（欧洲委员会，JRC，2012 年 a），已经在实际的智能电网项目是进行了全面的测试且已在上述各运用中得到改善，目的在于允许在不同环境（即，不同的欧洲国家和它们的监管框架下）中实现的项目进行对比。为此，与 EPRI 的方法最相当的方法用于美国，它已达到对 ARRA 出资建设的不同智能电网项目进行对比的目的。这也由选择与美国能源部建立双向合作并共同说明这两种方法得到确认（EU, JRC & U.S. DOE，2012 年）。

JRC 方法的范围确实超出了 CBA：它可能被定义为一个以 CBA 为核心的评估框架，但辅以将重要知识加入智能电网项目复杂现实的其他技术。虽然 CBA 在获得项目的货币价值时非常有效，但 JRC 还设计了 KPI 以获取量化、非货币影响，最后在每个项目评估中加入非量化影响的定性分析。

图 6.1. JRC 评估框架

对于其他方法，从一开始几乎没有确定 JRC CBA 方法目标的关键特征：

- 首先，它被认为是一种社会 CBA，这意味着任何项目的评估不仅考虑归项目发起人的所有潜在的成本和效益，还考虑归其他类别的利益相关者的所有潜在的成本和效益，如用户、监管机构/政府、公众、环境等。
- 第二，它提出了一个循序渐进的逻辑流，识别成本和效益，这对几乎任何项目都可以复制。
- 最后，根据选定的变量，方法包括结果的敏感性分析。变量在智能电网项目中至关重要，因为它们几乎是基础设施和资本集中项目，在投资前些年通常会产生成本且在长时间内才能获得效益。因此，在项目实现的环境中发生的

突然变化或有些参数的不确定估算可严重地影响项目的财务目标（例如，价格变动、经济总体状态、用户响应相关的不确定因素等）。

6.1. JRC 效益分析方法

方法围绕以连续顺序实施的三个主要区块：确定义边界条件、确定成本和收益同时计算项目的净现值，以及敏感性分析。该循环安排允许项目发起人和其他相关利益相关者回到第一步，如果结果不是正值，调整关键变量使项目取得成功（例如，在具体资产中预期投资推迟、或添加/去除一些使有些功能实现的技术特征或去除不会带来实质效益的其他特征）。

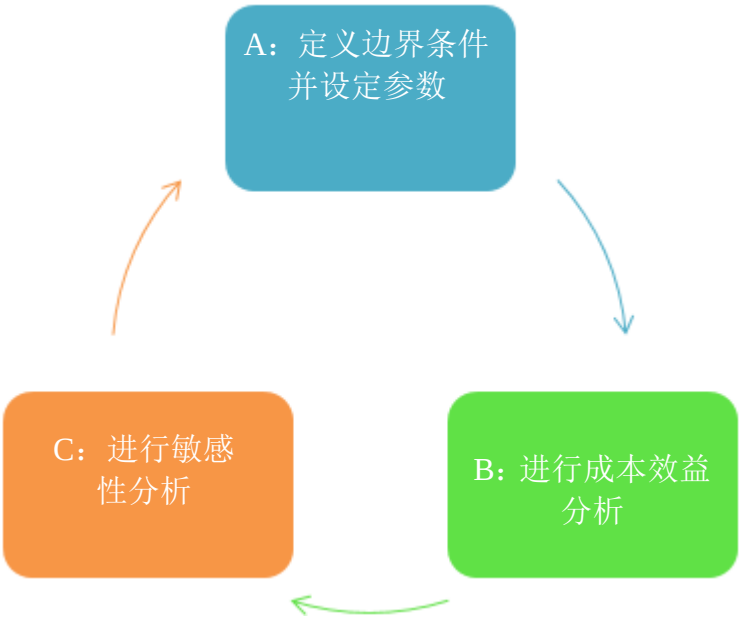

图 6.2. JRC 方法：超出 CBA

1.定义边界条件是指选择将确定项目实现的环境和项目自身的特点的参数（例如，推广时间、功能、将被安装的技术解决方案类型等)
2.确定成本和收益并计算净现值（随时间适当折现）
3.进行敏感性分析，以测试 CBA 结果的稳健性。

尽管对相应参数进行定义并通过敏感性分析测试它们对最终项目的影响是一步性的活动，CBA 中 B 环节是一个复合过程，它由几步构成。

图 6.3. JRC-CBA 方法的步骤

尽管项目实现的一般环境被定义为处于上述边界条件之下，但方法的第一步在于确定项目本身的特点，包括将要使用的技术、投资的时间轴、目的，但也在于确定所涉及的利益相关者、电网的本地特征、适用于项目的监管规定。

一旦清楚地确定了项目的特点，第二步便进入方法的核心，即通过映射对资产转换为功能，对效益进行量化。它意味着，对于每项资产，包含每个已实现的技术方案，我们将继续确定一个或多个由资产本身实现的功能，例如，安装通知电表使功能或远程抄表成为可能。JRC 的工作在于支持欧洲委员会的智能电网特别工作组，它确定了可由智能电网资产实现的 33 个不同的功能。

第三步是严格与前面的步骤交织在一起，包括在第 3 步将功能通过映射转换为效益，因此，对于每个功能，可确定一种或多种效益。效益表是从 EPRI 的方法中得到的，因此，采用了相同的分类（经济、可靠性、环境和安全效益）。继续以上的例子，几种效益可来自于远程抄表的功能，如减少人工抄表的成本、降低电费账单造成的诉讼成本（VaasaETT，2013 年，第 34-39 页）等。

第四步是效益实际货币化之前的准备性步骤：为了以适当的方式计算项目的任何影响，包括货币影响，关键在于确定智能电网项目影响的“大小”，例如，在没有确定项目影响的基准的情况下无法运行。事实上，智能电网项目通常在现有电网内实现，现有电网可能需要维护和加固。因此，在确定一致的基准时关键的因素是在任何情况下已完成的维护干预与仅为了实现智能电网项目实施的干预间的差异。在 EPRI 方法中段也可以发现评估过程的这一阶段，其中确定了“基准情景”和“智能电网情景”。不用说，必须为因项目造成的每个影响确定基准，这些影响将通过 CBA 进行货币化。

JRC 的 CBA 第五步是最终实现适当的货币化：为第 3 步确定的每种效益和仅为归于智能电网项目实现的部分效益进行货币化（即在基准条件）计算货币值。继续智能计量例子，货币化将用于计算由远程抄表替代的人手抄表的数量，乘以人数/每个雇员花费的小时数和涉及人员的人/小时成本。本步骤的其他重要特点

是对所有受益者的仔细确认，并引入一些形式的不确定因素（例如，为效益货币化分配概率）。

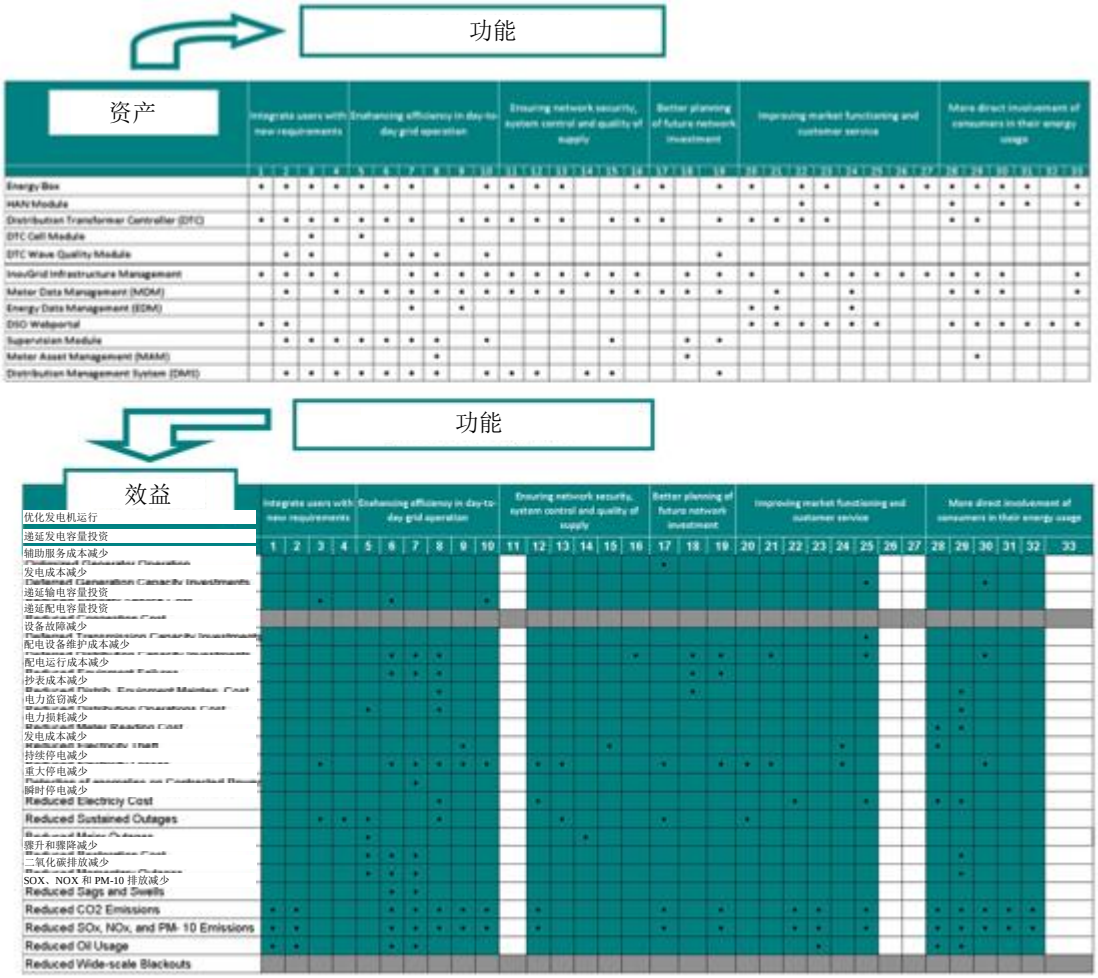

图 6.4. CBA 第 2 步和第 3 步：用映射将资产转换为功能并将功能转换为效益

一旦第步 2 至第 5 步的总效益评估完成，便可以在第 6 步中对实现智能电网项目的成本进行量化。确定成本的依据就是上述第 4 步中的相同基准。JRC 的方法用于允许对不同环境中实现的项目进行对比，不应包含税费，同时应考虑折旧与摊销，因为它们代表了置换投资者资产的成本。

最后，一旦成本和收益都完全量化，最后的唯一动作是适当折现并进行比较，再计算项目内部收益率的净现值。此外，JRC 还建议使用效益-成本比率，藉此可以一窥项目效益和成本的大小。

再通过敏感性分析细致观察成本与效益的经济指标。需要注意的是，两个方法的最终结果可能会有所不同，在 EPRI 方法中被定义为资产的东西实际上在 JRC 的方法中是一组资产。

6.2. 项目说明

ACEA 是意大利第三大配电系统运营商，它打算在试验项目上测试一些智能电网解决方案并在其覆盖整个罗马城的整个配电网上推广（ACEA，2013 年）运营商决定斥资的目的是：

1.实时监测配电网发生的情况
2.电力中断持续时间和次数方面提高供电质量（可靠性）
3.提高电网自身的能源效率，同时将技术损耗降到最低。

项目已经在 2011 年到 2014 年在罗马以西的 Malagrotta 地区实现，涉及在六条不同的中压线路，即约 69.5 公里长的地下和空中中压（20kV 和 8.4kV）电网上安装新技术解决方案。选择的电网部分具不同的特征，很好地代表了未来智能电网所面临的挑战：除管理不同电压等级（从 2 座一次变电站至 76 座二次变电站）外，有 4 座直接与中压（1 处 PV 和 3 处生物质能，约 20MW 装机容量）连接的 DG 电厂和 7 个直接与中压电网（约 3.5MV、电动车和储能解决方案）连接的用户。3.5MV、电动车和储能的使用意味着几个目的：短期停电时的备用功能、调峰和补偿由于 PV 波动发电输入引起的波动。所有测试的解决方案意味着从 2015 年将在整个罗马电力网络中推广。项目由三大部分组成，三者互为补充：

1. 中压电网自动化：这个部分集中在实现故障线路段的自动选择，允许在实际电网情况（例如，避免备用流）的基础上远程管理分布式发电机
2. 在中压和低压级，ACEA 设置远程控制和监测系统，允许远程操作超过 60,000 个开关。该子项目包括在二次变电站实时测量，包括在中压和低压级电网的技术特征
3. 在中心层面，新的电网管理算法的形成和建立将允许进一步利用子项目 a 和 b 的效益，允许：负荷流量管理，优化负荷曲线并将技术损耗降到最低。

Malagrotta 项目的一个关键方面是实现自动故障选择所需的电信基础设施的速度。两座中压变电站应能够在 10ms 范围内进行通信，因此 ACEA 选择与 HyperLAN 一同首先测试通信系统和光纤、LTE、PLC（电力线载波）等其他解决方法。

在国家监管机构（AEEGSI–意大利电力、天然气和水资源部）确定的有利监管制度下项目已被具规模；该机构在 2010 年对中压级智能电网试验项目测试创新解决方案规定了特别有利的激励机制（参考文献 to arg/el 39/2010）。意大利对配电系统运营商的监管框架有 3 个主要激励对象：输出监管、设置货币奖励和电能质量表现（可靠性）惩罚，即在 SAIDI 和 SAIFI 方面的惩罚，同时 DSO 可通过 CPI-X 恢复其通常运营成本（OPEX）。对于投资（CAPEX），运营商通过网络资费获得与额外-WACC（加权平均资金成本）一致的预定收益率（RoR）；对于智能电网项目的情况，对于任何基础设施投资，AEEGSI 确定每个监管周期内预定收益率被设定为通常收益率外加 2%。

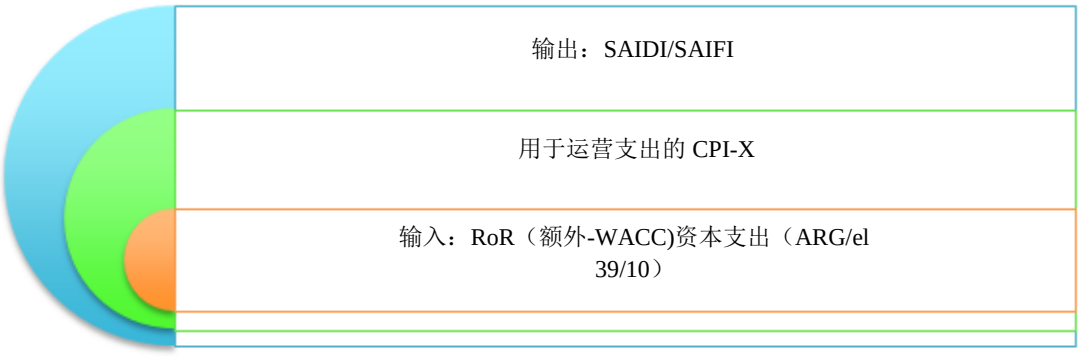

图 6.5. 意大利配电系统运营商在整个网络智能电网解决方案投资方面的监管框架部分

6.3. 罗马智能电网项目的效益分析

由于 JRC 的职责是欧洲委员会内决策者的科学顾问，智能电网 CBA 方法很自然开发后用于评估几个欧盟范围内上述国家或欧盟层面的智能电网计划。然而，任何 CBA 方法的真实目的是对以下问题提供答案。项目值得投资吗？为此，JRC 除了向欧洲委员会内的其他服务项目提供咨询外，还对整个欧盟内单一的项目做独立的评估，同时收集有关该方法本身和影响智能电网项目 NPV 关键变量的宝贵反馈（欧洲委员会，JRC，2015 年）。

ACEA 项目是由 JRC 选择的用于对其方法进行测试的项目之一，幸亏存在项目特征、监管环境和扩展选择的组合。Malagrotta 项目事实上因两个主要原因很好地代表了典型的智能电网项目：

- 试验在大城市区域内实现，且测试的解决方案将在向整个罗马城供电的 ACEA 电网内复制。在欧洲，大城市区域占已实现项目和花费预算约一半（欧洲委员会，JRC，2014 年 b），因此，对于此类大量项目面临的挑战，Malagrotta 项目可提供很好的代表性
- 试验及其扩展集中在网络管理的解决方案，也提供了欧盟内许多智能电网项目上测试的技术解决方案的好例子（欧洲委员会，JRC，2014 年 b）

CBA 第 1 步——确定项目的目标：JRC CBA 方法从确定智能电网项目的目开始。正如以前段落所描述的那样，Malagrotta 试验性项目的目标供电质量（可靠性）和包含在试验中的整个电网部分的能效。因此，新的技术方案安装在项目中涉及的 76 座二次变电站的每一座内，6MV 输电线路上和同条 LV 输电线上。此外，已购置新的中央 SCADA 系统并已制定新电网管理标准，以充分发挥已安装智能电网解决方案硬件的所有潜力。

ACEA 将项目的实现分为三个子项目：MV 自动化、LV 远程控制和监测和新的电网管理标准。它们相辅相成，即按 ACEA 技术人员的观点，如果 MV 电网自动化没有实现，则在 LV 电网上安装远程控制和监测没有什么意义。出于同样的原因，如果未实现 MV 自动化和 LV 远程控制和监测，采用新的电网管理标准也没有意义。

CBA 第 2 和第 3 步-资产——功能-效益映射：审查一个新项目时，CBA 的关键步骤是对效益进行量化，因为这些效益通常很难归属不同的利益相关方者，也很难量化。JRC 方法处理这一问题，同时建立了将在在试验内安装/实现的资产列表，然后为每项资产确定了实现的多种功能。

考虑到 ACEA 想复制项目有大量的线路和变电站，DSO 内部专业知识形成自己的“优先指标”，它不仅将资产映射为功能和效益，还（为各相关线路）确定了安装智能电网资产对于功能和每条线路段在 SAIDI/SAIFI 方面它们的相对效益的贡献。更具体地说，这些指标在建立的同时还要考虑与各线路连接的用户数量、线路上故障概率（基于历史数据）和安装智能电网资产的成本。

本运用已重复用于三个子项目中各个子项目，从而得到三个子项目中各个子项目每条线路段的优先指标。

图 6.6. 因智能电网项目实现 ACEA 的每条线路效益指标

此外，当评估整个罗马电网的扩展时，ACEA 在构成罗马配电网络的每条线路上复制了本运用，因此，表明哪些线路/电网段对项目的经济效益贡献最大，以及它们应以什么样的顺序进行整修。

一旦建立优先指标，可进行货币化，计算在停电时 ACEA 向用户补偿的减少部分、线路上人为干预的降低成本、需加固电网所需的避免投资成本并符合供电质量（可靠性）标准。

CBA 第 4 步——估算基准：为了对每个项目的效益进行适当地量化，重要的是确定应与智能电网项目贡献对比的 BAU 条件。在 Malagrotta 案例中，作为参照的 BAU 是处于前瞻性项目状态的电网，包括计划中的定期维护。

CBA 第 5 步——效益量化：继续 CBA，仅对已实现的智能电网安装（相对于 BAU）所产生的效益进行量化，即按财务折现率的 3%.转换为货币价值。由于 JRC 和 ACEA 不仅从私人投资者的角度，而且还以社会效益的角度实施 CBA；以社会效益的角度实施 CBA（此处未作处理）时，社会折现率考虑为 2.5%。

在已货币化效益的来源中，主要的的来源包括：智能电网项目的 ROI、与国家监管机构所确认的一样；避免因供电质量遭受同一机构的监管处罚。此外，可货币化效益的另一个重要来源是当电网故障发生时避免的维护和干预成本。

CBA 第 6 步——财务模型——成本：在 CBA 中考虑的每一年，计算每一个子项目的 CAPEX 和 OPEX。Malagrotta 项目的 CAPEX 和 OPEX 表示任何试验性项目的典型趋势：CAPEX 集中在前几年内，即在基础设施安装后的前几年内。

有趣的是，当相同的评估重复用于相同智能电网解决方案并扩展到整个罗马的网络时，CAPEX 显示略有不同的模式，在新电网管理标准项目上几乎没有明显的 CAPEX 费用（因为投资已经在试点阶段完成），以及 MV 自动化和 LV 远程控制和监测的 CAPEX 在 2020 前一直增加，有望在这一时期在整个电网完成推广。

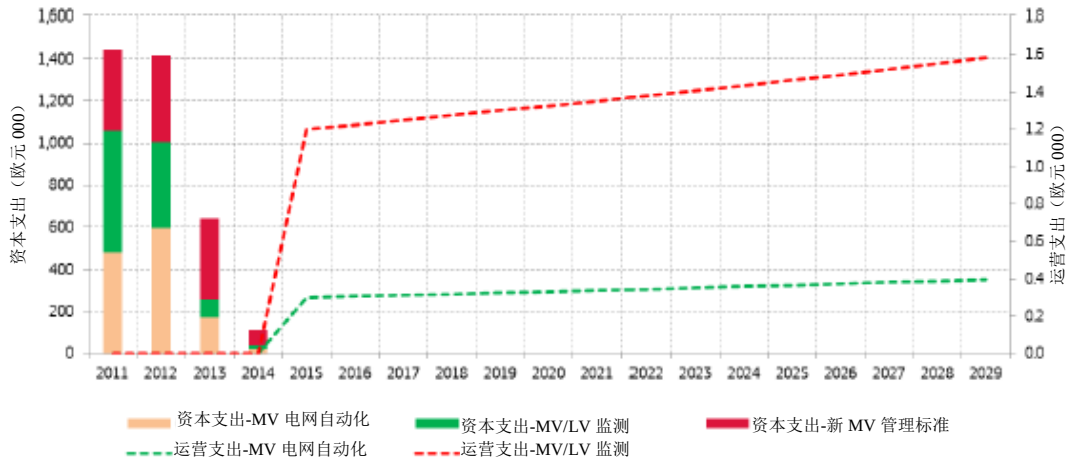

图 6.7. Malagrotta 项目的 CAPEX 和 OPEX

CBA 第 7 步——财务模型——效益：也计算了 Malagrotta 试验的效益。子项目“LV 远程控制与监测”在货币化方面是最重要的，如图 6.8 所示。

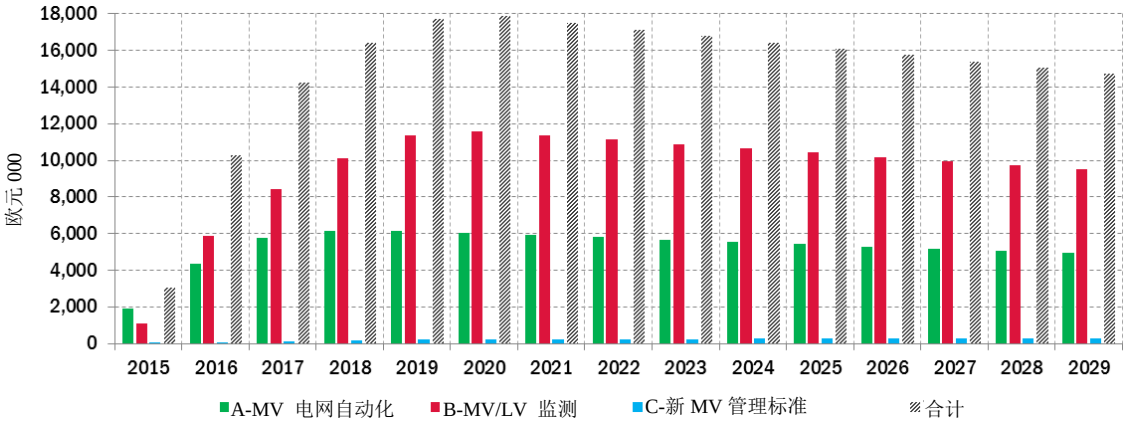

图 6.8. Malagrotta 项目的效益

总之，JRC 的 CBA 方法用于 Malagrotta 试验项目的结果极具潜力。包括对评估的细微调整，例如，计算的效益的年减少率、效益评估的不确定因素、在模型最重要的参数上大量的敏感性分析、对于 Malagrotta1.23%的内部收益率——IRR 分析要点的结果，在将试验中的方案扩展至整个罗马电网时，该结果变为 16.60% 。

在贡献总效益方面 LV 监测与远程控制显然是最有前途的子项目，如下表“Malagrotta 试验项目 JRC CBA 的结果及其在罗马的扩展”所示。

	MALAGROTTA（试验）	罗马（扩展）
私人投资者 CBA 智能电网项目 NPV（净现值，2014 年）	-K€ 1,262	K€ 35,972
IRR（内部收益率）	1.23%	16.60%
私人投资者 CBA 自动化 NPV（净现值，2014 年）	-K€ 374	K€ 10,026
IRR（内部收益率）	1.86%	12.55%
私人投资者 CBA MV/LV 监测 NPV（净现值，2014 年）	-K€ 456	K€ 24,608
IRR（内部收益率）	0.61%	21.17%
私人投资者 CBA 新的管理标准 NPV（净现值，2014 年）	-K€ 432	K€ 1,406
IRR（内部收益率）	1.13%	12.28%

图 6.9.Malagrotta 试验项目 JRC CBA 的结果及其在罗马的扩展

因此，JRC 方法被证明很适合回答关于智能电网投资的迫切问题：“投资值吗?”这一相同的分析方法还可用于确定从私人投资者或社会的角度使效益最大化的方式。

7. 效益分析方法比较

本报告介绍了四个中美不同的效益分析方法，以及 JRC 方法的对比分析。需要强调的是，尽管上述方法具有共同的特点，但它们在目的、分析程序和数据要求方面存在着一些差异。本文探讨的所有方法都有局限性，例如有限的不确定度分量。表 7.1 总结了各方法的一般特点。Livieratos 工作组（2013 年）将从智能电网示范项目获得的效益划分为四个基本类别：经济、可靠性、环境/社会和安全性。表 7.1 遵循了相同的分类方法，并添加了针对本文探讨方法的一些内容，如 SG-MCA 中的技术效益和 TNY 方法中的创新效益。此外，效益分类方法的对象也可能在两种方法中有所不同。例如，EPRI-SGCT 方法中列出的经济效益与 QPA 方法中的经济效益并不完全一致。

表 7.1
效益分析方法总结

Benefits Method	**SG-MCA**	**QPA**	**EPRI-SGCT**	**TNY**	**JRC**
方法	多准则分析	单准则	单准则	单准则	单准则
决策标准	定性	定量	定量	混合	混合
效益类型	经济、可靠性、环境/社会、安全、技术、实用	经济、可靠性、环境/社会	经济、可靠性、环境/社会、安全	经济、可靠性、环境/社会、创新	经济、可靠性、环境/社会、安全
评估	权重/份额	货币价值	货币价值	货币价值/份额	货币价值/KPI
利益相关者参与	直接参与	没有参与	没有参与	间接参与	没有参与
数据要求	中等	强烈	强烈	强烈	强烈
项目资本成本	不包括	包括	包括	包括	包括
透明度	不透明	不透明	透明	不透明	透明
应用可行性	小规模	小规模	大规模	小规模	大规模
结果	绩效指标	NPV、IRR、投资回收期	NPV	B/C比	NPV、B/C比、投资回收期

注：KPI：关键绩效指标；NPV：净现值；B/C 比：效益成本比率

QPA、EPRI-SGCT 和 JRC 方法均从智能电网项目内所采用的资产的确认和分类开始。然后资产被映射为可产生效益的功能，所有的效益和成本以货币表示。在对所有的效益和成本进行量化后，通过社会折现率将未来的货币值转换为当日值。这三个方法在细节层次上有所差别。EPRI-SGCT 方法普遍用于高度多样性的项目。它以清楚的定义提供资产、功能和影响列表，用户可从中挑选适用于项

目的内容，并生成效益映射。与此相反，在 QPA 和 JRC 方法中，用户确定相关资产、功能和效益。没有预先确定的集和列表。

从这个角度看，EPRI-SGCT 提供了更全面的方法，还提供了很好的参考。然而，工具是面向美国的，不太可能专门为特殊的项目、资产、功能或资产定制。因此其结果不可避免因太宽泛而无法解决任何特殊项目或特殊需求。其实所有的智能电网项目应在相同的标准集方面得到有效的评估，智能电网项目某些属性的变化并没有被有效考虑。

此外，智能电网项目的投资成本应随着项目规模大小的变化而变化，EPRI-SGCT 方法中并未考虑这一点。另一方面，QPA 和 JRC 方法均是针对具体的项目而提出，QPA 用于前海项目，而 JRC 用于 Malagrotta 配电网络。两种方法对用于不同的项目和更大规模的应用具有足够的灵活性；然而，那些工具并不是要涵盖各种不同的项目，因为没有相关的软件模型，用户需要结合具体项目专用定制。例如，生成映射并建立效益公式。这对于不熟悉计算中包含的理论基础的用户可能是一大挑战。

上述三种方法的严重缺点之一是在分析前需要长期试验得到巨大的数据量。在缺乏真实数据的情况下，必须对输入参数进行估算，这增加了结果的不确定性，且在用户进行敏感性分析时，这些方法均无有效的解决办法。

SG-MCA 通过采用多准则分析和将 AHP 与模糊逻辑方法相结合，它与其他方法有明显的差别。该方法从建立智能电网指标系统开始，包括技术、经济、社会和实用性作为效益类别。方法中使用的指标、权重和指数均基于用于具体智能电网项目的专家咨询问卷。智能电网项目的总分数为最终输出，而最终输出与其他方法的 NPV 相差无几。与其他方法形成鲜明对照的是，SG-MCA 需要较少的定量数据。但它仅取决于专家和利益相关者的主观判断，也增加了结果的不确定性。SG-MCA 方法在小规模内更有帮助，因为所有利益相关者均易于参与并能够表达他们的意见和优先顺序。此外，它不会有效地代表公众或私人成本，仅在实现总体目标时代表技术有效性。该方法几乎不评估智能电网项目的投资成本。另一方面。QPA 和 EPRI-SGCT 方法不适用于管理定性影响，例如实际可行性；而 SG-MCA 方法却很适合。对于实现智能电网效益，SG-MCA 方法可能与政策和策略具有更大的相关性。JRC 方法采用 KPI 来获得一些定量影响。

TNY 方法与在本报告中探讨的 QPA、EPRI-SGCT 和 JRC 有相似之处，这些方法将效益转换为货币价值。主要差别在于利益相关者在计算中的参与度不同。TNY 方法为各利益相关者分配了百分比权重，以代表他们在决策过程中的优先权。然而，该方法在计算效益时需要使用多种工具，这明显增加了分析的复杂性。此外，分配给利益相关者的百分比是基于可带来相似不确定性和在 SG-MCA 方法中放大问题的主观判断。表 7.2 根据方法的优点、缺点、利益相关者代表性和适用性对方法做了对比。

表 7.2
效益分析方法对比

方法	优点	缺点	利益相关者	适用性
SG-MCA	- 系统 - 简单、实用 - 直接利益相关者参与 - 需要的数据较少 - 更现实	- 专家的主观判断 - 对项目的成本评估较差 - 数据需要量随指标量的增加而增加 - 如指标太多，因决策矩阵太复杂而无法解决	- 电业公司 - 电力供应商 - 用户 - 政府 - 社会	可以应用于大多数的智能电网项目
QPA	- 模块化的思路 - 简单的原则 - 简单的扩展 - 明确量化和客观结论 - 分层分析（从个人设备到大规模的项目） - 从不同利益相关者的角度分析	- 方法的分析框架只适用于几具案例，如与前海项目相似的有技术框架的项目 - 不包括非货币价值 - 无利益相关者参与	- 电业公司 - 电力供应商 - 用户 - 政府 - 负荷集成商	通过初步选择子项目并确立分析框架，适用于其他项目
TNY	- 业务模式驱动 - 多利益相关者参与 - 集成框架	- 主观要素/定性方法 - 不包括非货币价值	-直接项目 参与 实体	适用， 但仅在 定制后
JRC	- 灵活性 - 对于经济分析容易理解的理论基础 - KPI和定性分析	- 需要大量数据 - 无利益相关者参与	- 电业公司 - 电力供应商 - 用户 - 社会	可以为几乎任何项目定制
EPRI-SGCT	- 简单、明确、和透明的映射 - 清晰定义技术、影响和效益 - 对于经济分析容易理解的理论基础 - 同样为使对比更容易的所有项目设置	- 不包括非货币价值 - 需要大量数据 - 缺乏灵活性 - 无利益相关者参与	- 电业公司 - 电力供应商 - 用户 - 社会	EPRI方法可以适用于所有类型的项目。然而，SGCT锁定了任何挑战，使其不适合用于直接技术推广或在美国以外的项目。

本报告中探讨的所有方法对于估算智能电网效益均有一定的难度，在决定使用哪一种方法时也很困难，但可在多种标准的基础上进行选择。选择最有利的方法取决于智能电网项目的特点以及需要的分析结果。QPA和EPRI-SGCT方法对于要求货币结果的决定更有帮助。EPRI-SGCT通过提供普遍和文件化结构有利于分析。SG-MCA对于旨在实现非货币效益，如实用性的项目可能是更好的选择。除货币化效益外，对于正寻找一些定性分析的用户可能更愿意使用JRC方法。对于需要用于投资的更好财务状况的项目可从TNY方法的业务观点中受益。

尽管结合上述方法优点的方法增加了不确定性，并降低透明度，并不是最佳选择，但是还是可以考虑各种方法结合起来使用。不确定性是一个根本问题，因此，评估结果对于关键参数的敏感性应通常是分析的一个至关重要的方面。

8. 结论

本白皮书探讨的智能电网效益分析方法旨在为决策者提供基本的指导方针，同时评估智能电网示范项目。决策者可能是投资者、供应商、电业公司、政策制定者或其他，评估智能电网示范项目的目的在于为是否和如何实施或调整综合智能电网解决方案以使相关各方的效益最大化的最终决策得出最佳结论。在计划将智能电网示范在系统范围采用时，这些知识尤其重要。

本白皮书重点介绍了应用于四个不同智能电网示范项目（2 个在美国，2 个在中国）的四个不同效益分析方法的对比分析。中国的两个示范项目分别是 TEC 和大范围商业开发试验，即深圳 B-TEC，而美国的项目是位于南加州的 ISGD 和 UCI，以及位于费城的 TNY 项目。此外，还介绍了 JRC 方法的分析结果，该方法评估罗马的智能电网项目。

所有的方法均来自不同的方法背景，在拓展智能电网示范项目的评估角度方面均取得了成功。QPA、EPRI-SGCT、TNY 和 JRC 方法作为结果介绍了 NPV 和 B/C 比，而 SG-MCA 在专家判断的基础上提供了效益总分数。

在两种不同方法间说明不同特点的案例实现可用于评估智能电网示范项目。本白皮书针对各当事方间的有效沟通和协调介绍了至关重要的第一步。

未来的研究应解决使用所有方法的最佳方法，或者如何将这些方法合并成一个联合过程。本研究报告是在中美联合研究计划、CCWG 计划智能电网共同努力下完成的。

参考文献

- ISGAN。（2010 年）。2016 年 2 月 25 日从 http://www.iea-isgan.org/ 查阅。
- ACEA。（2013 年）。向意大利电力、天然气和水服务局提交的第五份 ACEA 智能电网项目报告。
- Adamek, M., Pavlatka, P., & Stary, O. （2011 年）。 捷克配电系统智能电网和储能的成本和效益。Energy Procedia，第 12 期第 67-75 页。
- ANEEL。（2015 年）。从 http://www.aneel.gov.br/?idiomaAtual=1 查阅。
- Arup。（2014 年）。智能电网，智能城市。塑造澳大利亚的能源未来。
- Bai J.，2010 年。建设强大的智能电网的开发模式效益评估。能源技术与经济学。22(10): 1-6。
- Bai Jianhua 和 Jian Qiang。智能电网开发模式和效益研究。能源技术与经济学。2010: 22(10): 1-6。
- Barin A., Canha, L.N., Abaide, A.R., Magnago, K.F., Wottrich, B., 2009 年。以有关分布式发电系统的 AHP 方法与模糊逻辑为依据的再生能源运行多重判据分析。电子与电气工程学杂志电子版。第 1 卷第 1 号。
- Barin A., Canha, L.N., Abaide, A.R., Magnago, K.F., Wottrich, B., Machado, R.Q. 2011 年。储能选择的多准则分析。能源与电力工程，2011 年，第 3 期第 557-564 页。
- 加州能源与公用事业委员会（CEC-CPUC），2015 年。加州能源效率战略计划：新住宅零能源行动计划 2015 年-2020 年。可在以下网址查阅：http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Energy+Efficiency/eesp/res_zne_action+plan.htm
- Carvalho, P.（2015 年）。巴西智能计量应用。Energy Procedia，第 83 期第 360-369 页。
- CE Delft.（2012 年）。Maatschappelijke kosten en baten van Smarte Netten. Delft: CE Delft.
- CER。（2011 年）。爱尔兰电力智能计量推广：都柏林：爱尔兰能源监管委员会。
- CPUC。（2015 年）。配电计划。从 http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=5071 查阅。
- EPRI.（2004 年）。未来电力输送。成本和效益预估。
- EPRI。（2010 年）。估算智能电网示范项目效益和成本的方法。
- EPRI。（2011 年）。估算智能电网的成本和效益。全功能智能电网投资需求和效益预估。
- EPRI。（2012 年）。智能电网示范项目成本/效益分析指南。第 1 版衡量影响并对效益进行货币化。
- EPRI。（2015 年 a）。智能电网示范项目效益和成本指南。
- EPRI。（2015 年 b）。一体化电网：成本-效益框架。美国加州帕洛阿尔托。
- Ernst & Young.（2012 年）。智能电网：值得胜利的比赛。Ernst & Young。
- 欧电联。（2012 年）。智能晴雨表-如果定量智能电网项目和分析结果。布鲁塞尔：电力工业联盟-欧电联。
- 欧洲委员会。（2006 年）。2016 年 2 月 25 日从战备能源技术计划：http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1411399585976&uri=CELEX:52006DC0847 查阅。
- 欧洲委员会；联合研究中心（JRC）；美国能源部。评估智能电网效益与影响。欧盟和美国计划；联合报告，2012 年。
- 欧洲委员会联合研究中心（JRC）。（2012 年 a）。智能电网项目成本-效益分析指南。卢森堡：欧盟出版社。
- 欧洲委员会联合研究中心（JRC）。（2012 年 b）。智能计量应用成本效益分析指南。卢森堡：欧盟出版社。
- 欧洲委员会联合研究中心（JRC）。（2013 年）。智能电网第 4 任务专家组智能电网项目评估。卢森堡：欧盟出版社。
- 欧洲委员会。（2014 年 a）。EU-27 内基准智能电力计量应用。COM/2014/0356 末版。卢森堡：欧盟出版社。

- 欧洲委员会。（2014 年 b）。“委员会职员工作文件”委员会 EU-27 基准智能电力计量应用的文件报告所附电力计量国家卡片。卢森堡：欧盟出版社。
- 欧洲委员会。（2014 年 c）。EU-27 内智能计量应用的成本效益分析及状态所附 EU-27 内委员会基准智能电力计量应用的文件报告。卢森堡：欧盟出版社。
- 欧洲委员会联合研究中心。（2014 年 d）。智能电网领域共同利益项目的评估框架定义。
- 欧洲委员会联合研究中心。（2014 年 e）。欧盟内的智能电网项目。2016 年 4 月 12 日从 http://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-grids-observatory 查阅。
- 欧洲委员会联合研究中心（JRC）。（2015 年）。罗马城的智能电网。卢森堡：欧盟出版社。
- 欧洲委员会联合研究中心（JRC）。（2016 年）。共同利益的联合项目的第二份清单确认。卢森堡：欧盟出版社。
- Fedor, V., & Fedosova, A. （2015 年）。俄罗斯统一电力系统智能电网开发的成本-效益估算。莫斯科：国家研究型大学高等经济学院。
- 前沿经济学。（2011 年 a）。在英国如何交付更智能的电网。
- 前沿经济学。（2011 年 b）。德国智能电力计量的经济潜力。
- 前沿经济学。（2012 年）。智能电网评估框架。
- Harrison, M., 2010 年。评估未来：成本效益分析中的社会折现率。查看研究论文。澳大利亚联邦。http://www3.sce.com/sscc/law/dis/dbattach5e.nsf/0/EC780D4EE8CC569F88257D100081934A/$FILE/A1404006%202014%20ERRA%20Review%20-%20SCE-8C%20Calpine%20Pastoria%20Testimony_PUBLIC.pdf
- GridPlus。（2010 年）。EEGI。从 http://www.gridplus.eu/eegi 查阅。
- IRENA。（2015 年）。智能电网与可再生能源。发展中国家成本-效益分析指南。
- Irwin, M., Yinger, R., 2015 年。技术指标报告#2。尔湾智能电网示范，区域性智能电网示范项目。DE-OE0000199，南加州爱迪生电力公司。可从以下网址下载：https://www.smartgrid.gov/document/technology_performance_report_2_irvine_smart_grid_demonstration_regional_smart_grid
- ISGAN。（2012 年）。2016 年 2 月 25 日从 http://www.iea-isgan.org/ 查阅。
- ISGAN。（2014 年）。效益与成本分析和工具包。
- Jackson, J., （2009 年）。智能电网投资闪光：杜克能源的案例研究。Jackson Associates。
- Jia Wenzhao, Kang Chongqing 及 Liu Changyi 等人。智能电网和效益评估模式的低碳开发促进能力[J]。电网系统和自动化，2011 年，35(1): 7-12。
- Jia W., Kang C., Liu C., Li M., 2011 年。智能电网促进低碳开发的能力及其效益评估模型。电力系统的自动化。35(1): 7-12.
- Le, T.N., Quyen, H.A., Nguyen, N.A., 2016 年。模糊分析层次过程算法与模糊负荷曲线在电力系统中甩负荷中的应用。电力和能源系统 77 (2016) 178–184。
- Li YF 等人（2010 年）在不确定因素下能源和环境系统规划——不精确的模糊随机规划方法。应用能源 87:3189–3211。
- Livieratos, S., Vogiatzaki, V-E, Cottis, P.G. （2013 年）。智能电网效益评估的通用框架。能源，6, 988-1008；doi:10.3390/en6020988
- Liu Yuexin, Xiong Haoqing 及 Luo Hanwu。智能电网的成本效益分析和计算模式研究[J]。华东电力，2010 年，38(6): 0821-0823。
- Luo, H., Ruan, J., Li, F., 2014 年。用于 EV 充电站能将评估的模糊评估和基于 AHP 的方法。计算机科学杂志，第 9 卷第 5（2014 年）第 1185-1192 页。
- Ni Jingmin, He Guangyu 及 Shen Chen 等人。美国智能电网评估回顾[J]。电网系统与自动化，2010 年，34(8): 9-13。
- Sun Qiang, Ge Xubo 及 Liu Lin 等人。国外和国内智能电网评估体系的对比和分析[J]。电力系统与自动化，2011 年：23(6):105-110。
- 美国能源部。（2011 年）。智能电网计算工具。从 https://www.smartgrid.gov/recovery_act/analytical_approach/computational_tool.html 查阅。

- VaasaETT。（2013 年）。家庭用户创新智能账单开具案例研究。世界能源委员会和法国环境与能源管理署（ADEME）。
- Wang Bin, He Guangyu 及 Mei Shengwei 等人。智能电网评估指示体系的创建方法[J]。电力系统与自动化，2011 年，35(23): 1-5。
- Xiaoting. Tang., Shijian. Fang., 2011 年。中国广州业务管理与电子信息（BMEI）国际会议，用于服务供应商选择的模糊 AHP 方法
- Yager, R.R. 1981 年。“用于基于模糊集的依次多目标决策新方法”，决策科学，12:4,589-600。
- Y. Jiang., J. Li., S Zhu., 2012 年。用于构建基于模糊 AHP 的灾害防治的安全评估的应用，2012 年控制论与信息论国际会议记录，第 163 卷第 75-82 页。
- Zeng Ming, Li Lingyun 及 Ma Mingjuan 等人。智能电网区间经济效益评估研究[J]。华东电力，2013 年：41(2): 0249-0253。
- Zeng Ming, Yan Fan 及 Tian Kuo 等人。基于三角模糊数的智能电网投资效益分析[J]。华东电力，2010 年，38(5): 0638-0640。