ICS 29.020
CCS F 20

中华人民共和国国家标准

GB/T 32127—2024
代替 GB/T 32127—2015

电力需求响应监测与评价导则

Directives for monitoring and evaluation of power demand response

2024-05-28 发布　　2024-12-01 实施

国家市场监督管理总局
国家标准化管理委员会　发布

目　　次

前言 …… Ⅲ
1　范围 …… 1
2　规范性引用文件 …… 1
3　术语和定义 …… 1
4　总体要求 …… 3
5　监测指标 …… 3
6　用户基线负荷计算 …… 3
7　效益分类 …… 4
8　效益量化和成本估算 …… 5
附录 A（资料性）　算例 …… 10

前　言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则　第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本文件代替GB/T 32127—2015《需求响应效果监测与综合效益评价导则》，与GB/T 32127—2015相比，除结构调整和编辑性改动外，主要技术变化如下：

a) 更改了需求响应资源（见3.2，2015年版的3.2）、事件（见3.3，2015年版的3.3）、基于电价的需求响应（见3.4，2015年版的3.4）、分时电价（见3.5，2015年版的3.4.1）、尖峰电价（见3.6，2015年版的3.4.3）、基于激励的需求响应（见3.7，2015年版的3.5）、可中断负荷（见3.8，2015年版的3.5.2）、用户基线负荷（见3.10，2015年版的3.7）、减排效益（见3.11，2015年版的3.12）、可避免容量（见3.12，2015年版的3.13）、可避免运行成本（电网企业）（见3.15，2015年版3.16）、可避免电量成本（发电企业）（见3.17，2015年版3.18）等术语和定义；

b) 删除了实时电价（见2015年版的3.4.2）、直接负荷控制（见2015年版的3.5.1）、紧急需求响应（见2015年版的3.5.4）、容量/辅助服务计划（见2015年版的3.5.5）、用户实际负荷（见2015年版的3.6）、用户响应负荷（见2015年版的3.8）、直接效益（见2015年版的3.9）、集合效益（见2015年版的3.10）、附属效益（见2015年版的3.11）等术语和定义；

c) 更改了总体要求（见第4章，2015年版的第4章）；

d) 更改了绝对指标的要求（见5.1，2015年版的5.1.2）；

e) 更改了相对指标中指标分类（见5.2.1，2015年版的5.1.3.1）、认缴性能指标（见5.2.2，2015年版的5.1.3.2）、峰荷性能指标的要求（见5.2.3，2015年版的5.1.3.3）；

f) 增加了相对指标中谷荷性能指标的要求（见5.2.4）；

g) 更改了用户基线负荷技术原则中公平合理（见6.1.1，2015年版的5.2.1）、精确简明（见6.1.2，2015年版的5.2.1）、数据典型的要求（见6.1.3，2015年版的5.2.1）；

h) 删除了用户基线负荷计算原则中最小化需求响应风险的要求（见2015年版的5.2.4）；

i) 更改了计算方法中事件发生日为工作日时数据选择的相关要求（见6.2.2.1，2015年版的5.3.2.1）；

j) 删除了需求响应综合效益评价（见2015年版的第6章）；

k) 增加了效益分类（见第7章）、效益量化和成本估算（见第8章）；

l) 更改了效益分类中概述的描述（见7.1，2015年版的6.1.1）；

m) 更改了效益分类中按效益获得方式分类（见7.2，2015年版的6.1.2、6.1.3、6.1.4、6.1.5）、按受益主体类型分类的要求（见7.3，2015年版的6.1.6、6.1.7、6.1.8、6.1.9）；

n) 增加了电力负荷聚合服务商效益的要求（见7.3.2）；

o) 更改了效益量化和成本估算分析要素的要求（见8.1，2015年版的6.2.1）；

p) 更改了减少电费支出（见8.2.1，2015年版的6.2.2）、获得激励补偿（见8.2.2，2015年版的6.2.3）、环境效益（见8.2.8，2015年版的6.2.9）的要求和计算方法；

q) 更改了附录A（资料性）算例，更新需求响应事件发生时间及相关数据，更新电力需求响应监测与评价导则算例（见附录A，2015年版的附录A）。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国电力企业联合会提出。

本文件由全国电力需求侧管理标准化技术委员会（SAC/TC 575）归口。

本文件起草单位：南方电网科学研究院有限责任公司、广西电网有限责任公司电力科学研究院、东南大学、中国南方电网有限责任公司、中国电力科学研究院有限公司、广东电网有限责任公司计量中心、国网智能电网研究院有限公司、国网上海市电力公司经济技术研究院、国网江苏省电力公司营销服务中心、中国电力企业联合会科技服务中心有限责任公司、国网（江苏）电力需求侧管理指导中心有限公司、武汉大学、广州南网科研技术有限责任公司、国网电力科学研究院武汉能效测评有限公司、南京淳宁电力科技有限公司、国网浙江省电力公司电力科学研究院、华南理工大学、朗新科技集团股份有限公司、国网河南省电力公司。

本文件主要起草人：肖勇、高赐威、李岩、黄慧山、王宗义、罗鸿轩、韩帅、陈珂、郭剑黎、王岩、宋坤、郭明星、李波、杨迪、周珏、金鑫、丁李、王宇、王蓓蓓、倪筹帷、明昊、王科、卢健斌、董旭柱、杨苹、桂灿亮。

本文件及其所代替文件的历史版本发布情况为：

——2015 年首次发布为 GB/T 32127—2015；

——本次为第一次修订。

电力需求响应监测与评价导则

1 范围

本文件规定了电力需求响应监测与评价的总体要求、监测指标、用户基线负荷计算、效益分类及效益评价。

本文件适用于电力需求响应实施机构分析和评价电力需求响应项目，对项目实际产生的效果进行分析，评价项目实施的综合效益，为综合资源规划提供参考。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

GB/T 2900.58 电工术语 发电、输电及配电 电力系统规划和管理

GB/T 2900.84 电工术语 电价

GB/T 2900.87 电工术语 电力市场

3 术语和定义

GB/T 2900.58、GB/T 2900.84、GB/T 2900.87 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

需求响应 demand response；DR

电力用户针对实施机构发布的价格信号或激励机制做出响应，并改变电力消费模式的一种参与行为。

3.2

需求响应资源 demand response resource

参与电力需求响应的需求侧设备或系统。

3.3

事件 event

由实施机构发起、需求响应用户参与，从用户响应开始到响应结束的完整过程。

注：事件根据不同的指标或条件触发，如电力供需情况、电力系统负荷水平、供应资源可用性、市场价格等。

3.4

基于电价的需求响应 price based demand response

一种需求响应项目类型，用户根据终端电价的变化调整用电需求，合理控制用电成本的一种需求响应行为。

注：基于电价的需求响应包括分时电价、尖峰电价等。

3.5

分时电价 time-of-use price；TOU

一种电价定价机制，根据电力系统发电和用电变化情况，将一个周期时间划分为若干时段，对每一时段分别规定不同的电价。

注：分时电价包括峰谷电价、季节电价和丰枯电价等几种形式。

3.6

尖峰电价　critical peak price;CPP

在分时电价和实时电价基础上发展的一种动态电价机制。

注：反映了负荷最高时段的供需关系，通过在分时电价上叠加尖峰费率形成。

3.7

基于激励的需求响应　incentive based demand response

一种需求响应项目类型，用户根据激励政策直接接受用电控制或主动参与用电调整，从而得到直接或间接奖励的一种参与行为。

注：包括但不限于可中断负荷、需求侧竞价等方法。

3.8

可中断负荷　interruptible load;IL

根据供需双方事先合同约定，在电力负荷高峰时段由实施机构向用户发出中断请求信号，经用户响应后中断其部分或全部供电的一种需求响应项目。

3.9

需求侧竞价　demand side bidding;DSB

需求响应资源参与电力市场竞争的一种实施模式，使用户能够通过改变自身用电方式，以竞价的形式主动参与市场竞争并获得相应的经济利益。

3.10

用户基线负荷　customer baseline load

需求响应事件期间，假设用户不参与需求响应的情况下，经估算得出的用户用电负荷。

3.11

减排效益　emission reduction benefits

实施需求响应项目后获得的节能减排效益。

注：受益者为全社会。

3.12

可避免容量　avoidable capacity

由于需求响应措施可避免的电力系统峰时段新增发电容量和输配电容量。

3.13

可避免电量　avoidable electric energy

由于需求响应措施而减少的发电量。

3.14

可避免容量成本(电网企业)　avoidable capacity costs of power gird enterprises

由于实施需求响应，而减少的输配电网设备投资。

3.15

可避免运行成本(电网企业)　avoidable operating costs of power grid enterprises

因需求响应措施，电网企业减少的运营费用。

3.16

可避免容量成本(发电企业)　avoidable capacity costs of power generation enterprises

由于实施需求响应，而减少的发电侧新增装机容量投资。

3.17

可避免电量成本(发电企业)　avoidable energy costs of power generation enterprises

因需求响应措施，发电企业减少的发电费用。

4 总体要求

4.1 需求响应监测应基于明确的指标计算，所选取的指标应能反映对需求响应实施目标的达成程度。

4.2 需求响应效益评价需定性分析和定量计算相结合。其中，定性分析将需求响应效益进行分类，明晰需求响应效益属性；定量计算则在定性分析基础上获得各类效益指标的计算数值。

4.3 进行某种需求响应项目的效果监测和效益评价应根据各时期的社会经济状况、物价水平和电价水平对基本数据进行调整和换算。

5 监测指标

5.1 绝对指标

绝对指标即负荷改变量，等于用户基线负荷减去用户实际负荷。

5.2 相对指标

5.2.1 指标分类

相对指标法适用于基于激励的需求响应项目。相对指标可分为：认缴性能指标(SPI)、峰荷性能指标(PPI)和谷荷性能指标(OPPI)。

5.2.2 认缴性能指标

用户在事件发生期间按约定时间段平均负荷削减(增加)量与其负荷削减(增加)目标值之比。

5.2.3 峰荷性能指标

用户在事件发生期间按约定时间段平均负荷削减量与用户最大峰荷的比值。

5.2.4 谷荷性能指标

用户在事件发生期间按约定时间段平均负荷增加量与用户最小谷荷的比值。

6 用户基线负荷计算

6.1 技术原则

6.1.1 公平合理

制定计算规则时宜考虑负荷类型、负荷规模、负荷特性等，并保障需求响应各方参与主体的利益。

6.1.2 精确简明

基线负荷计算过程应简明扼要，计算出的用户基线负荷宜尽量减少偏差。

6.1.3 数据典型

所选择的历史数据应与用户典型用电行为强相关，并考虑特殊影响因素。

6.2 计算方法

6.2.1 计算流程

基线负荷计算方法宜采用相似日负荷平均法，也可采用需求响应参与各方认可的其他算法。相似

日负荷平均法应包括三个步骤：数据选择、数据处理和结果修正。

6.2.2 数据选择

6.2.2.1 当事件发生日为工作日时，应从事件发生前 2 d 向前选择对应时段 10 d 的历史负荷作为计算基线负荷的典型日，历史负荷应不包括非工作日和事件日，历史数据不足则表明无法有效判别其基线负荷。

6.2.2.2 当事件发生日为非工作日时，应从事件发生前 2 d 向前选择对应时段 4 d 的历史负荷作为计算基线负荷的典型日，历史负荷应不包括工作日。

6.2.3 数据处理

根据 6.2.2 选取的典型日每小时负荷的数据，计算事件时段每小时的负荷平均值，即为用户在事件发生时段未修正的基线负荷。

6.2.4 结果修正

6.2.4.1 基线负荷调整因子计算方法为：需求响应事件前 2 h 的负荷平均值与所选的典型日对应该时段的负荷平均值的比值，调整因子取值一般限定为 0.8～1.2。

6.2.4.2 用户基线负荷应根据 6.2.3 计算出的未修正的基线负荷乘以调整因子得出。

7 效益分类

7.1 概述

根据效益获得方式，需求响应综合效益可分为直接效益和间接效益。根据效益获得方式分类，直接效益可包括电网企业直接效益和参与项目的电力用户直接效益；间接效益包括短期市场效益、长期市场效益、可靠性效益和环境效益。根据受益主体类型分类，可分为用户效益、电力负荷聚合服务商效益、电网效益、电厂效益和社会效益。

7.2 按效益获得方式分类

7.2.1 直接效益

7.2.1.1 电力用户直接效益包括电力用户参与需求响应项目获得的经济补偿和减少的电费支出。

7.2.1.2 电网企业直接效益包括电网企业运营成本降低量和提高供电可靠性的投资减少量等。

7.2.2 间接效益

7.2.2.1 短期市场效益是通过需求响应项目降低系统运行成本。现货市场环境下尖峰电价出现的概率和频率等可作为其计量指标。

7.2.2.2 长期市场效益是将需求响应资源纳入综合资源规划，通过推迟或减少发电、输电和配电等基础设施建设获得的投资成本降低量。

7.2.2.3 可靠性效益是通过需求响应项目降低中断用户供电的概率和严重程度获得的收益。系统运行可靠性指标、切负荷概率、切负荷容量和事故停电损失等可作为其计量指标。

7.2.2.4 环境效益是通过需求响应项目减少二氧化碳等温室气体或者污染物排放所获得的收益。

7.3 按受益主体类型分类

7.3.1 用户效益

电力用户通过参与需求响应，减少电费支出、获得激励补偿，并获得更高的用电可靠性所获得的

收益。

7.3.2 电力负荷聚合服务商效益

电力负荷聚合服务商通过代理电力用户参与需求响应获得的收益。

7.3.3 电网效益

电网企业通过实施需求响应，延缓或减少输配电设备等设施的投资，提高输配电资产利用率，提高电网运行安全性所获得的收益。

7.3.4 电厂效益

发电企业通过需求响应项目，延缓发电机组的扩容投资，提升发电机的负载率，降低发电成本所获的收益。

7.3.5 社会效益

需求响应项目通过优化负荷曲线，提高清洁能源利用率和电能使用效率，促进节能减排，改善环境所获得的收益。

8 效益评价

8.1 分析要素

根据受益主体不同，需求响应效益量化和成本估算宜考虑以下要素，见表1。

表1 需求响应效益量化和成本估算要素

受益主体	直接效益	间接效益	成本	备注
电力用户	减少电费支出； 获得激励补偿	可靠性效益	设备成本； 安装成本； 负荷调节成本	设备成本与安装成本指用户购买需求响应设备、智能电表等，用于事件期间参与需求响应，所产生的设备成本和安装(维护)成本。 负荷调节成本指负荷高峰期转移负荷需提前调整生产运营计划(工商业用户)或改变用电计划(居民用户)而产生的负荷转移成本
电力负荷聚合服务商	获得激励补偿	—	设备成本； 安装成本； 电力用户的电费折扣或补偿费用； 管理成本	设备成本与安装成本指电力负荷聚合服务商购买需求响应设备、智能电表等，用于事件期间参与需求响应，所产生的设备成本和安装(维护)成本。 电力用户的电费折扣或补偿费用指电力负荷聚合服务商在事件期间参与需求响应，所产生的激励补偿支出。 管理成本指安排人员通过专业设备和技术管理需求响应项目所产生的管理成本

表 1　需求响应效益量化和成本估算要素（续）

受益主体	直接效益	间接效益	成本	备注
电网企业	可避免运行成本（电网企业）	可避免容量成本（电网企业）	设备成本； 管理成本； 电费收入损失； 激励补偿支出	设备成本指电网企业承担的智能用电管理系统、主站、光纤通道等主要设备的成本。 管理成本指安排人员通过专业设备和技术管理需求响应项目所产生的管理成本
发电企业	可避免电量成本（发电企业）	可避免容量成本（发电企业）	售电损失	售电损失指由于实施需求响应项目使得用户侧电能消耗降低，从而降低了发电企业的售电收入
社会	—	环境效益	—	—

8.2　效益量化指标计算方法

8.2.1　减少电费支出

指用户参与实施基于价格的需求响应项目，减少高电价时段的负荷用电或增加低电价时段的负荷用电带来的电费支出减少量。

需求响应时段可包含多个分时段，用户在分时段 t 内的用电量计算见公式(1)：

$$E(t)=\int_0^{\Delta t} P(a)\,\mathrm{d}a \qquad \cdots\cdots(1)$$

式中：

$P(a)$——分时段 t 内负荷-时间序列，单位为千瓦(kW)；

Δt　——计量时长，单位为小时(h)。

实施需求响应前，用户在相应时间段的电费支出计算见公式(2)：

$$M_0=\sum_{t=1}^{n} E0(t)\times p0(t) \qquad \cdots\cdots(2)$$

式中：

$E0(t)$——实施需求响应前相应时间段的电量消耗，单位为千瓦时(kW·h)；

$p0(t)$——实施需求响应前的电价，单位为元每千瓦时[元/(kW·h)]；

t　——电价变化周期时段；

n　——时段数。

实施需求响应后，用户在相应时间段的电费支出计算见公式(3)：

$$M_{\mathrm{DR}}=\sum_{t=1}^{n} E(t)\times p(t) \qquad \cdots\cdots(3)$$

式中：

$E0(t)E(t)$——实施需求响应后相应时间段的电量消耗，单位为千瓦时(kW·h)；

$p(t)$　——随时间变化的电价，单位为元每千瓦时[元/(kW·h)]；

减少电费支出产生的效益为实施需求响应前后的电费支出差额见公式(4)：

$$B_1=\sum_{i=1}^{I}(M_{0i}-M_{\mathrm{DR}i}) \qquad \cdots\cdots(4)$$

式中：

I　——用户总数；

M_{0i}　——实施需求响应前用户 i 在需求响应相应时段的电费支出，单位为元；

M_{DRi} ——实施需求响应后用户 i 在需求响应相应时段的电费支出，单位为元。

上述计算方法适用于基于电价的需求响应下减少电费支出的评估计算。

8.2.2 获得激励补偿

用户获得激励补偿有两种形式，一种是对用户在事件发生期间参与需求响应而调整或转移的节约电量进行补贴，另一种是对响应用户在某一时段的总电费有所折扣。

方式一：电量补贴

用户 i 由于激励型需求响应项目，可获得激励补偿见公式(5)：

$$B_{2,1}=\sum_{i=1}^{I}\Delta P_i\times T_i\times p_i \quad \cdots\cdots(5)$$

式中：

ΔP_i ——用户 i 参与需求响应后调整的负荷量，单位为千瓦(kW)；

T_i ——调整持续时间，单位为小时(h)；

p_i ——单位电量补贴，单位为元每千瓦时[元/(kW·h)]。

方式二：电费折扣

用户在某一规定时段内获得电费折扣后节约的费用见公式(6)：

$$B_{2,2}=M_{ct}\times\rho \quad \cdots\cdots(6)$$

式中：

M_{ct}——折扣前用户在某一规定时段内的总电费，单位为元；

ρ ——电费折扣率。

总的激励补偿见公式(7)：

$$B_2=B_{2,1}+B_{2,2} \quad \cdots\cdots(7)$$

上述计算方法适用于基于激励的需求响应下获得激励补偿计算。

8.2.3 可靠性效益

实施需求响应降低了停电概率，提高了供电可靠性，见公式(8)：

$$B_3=\sum_{i=1}^{I}VOLL_i\times\Delta P_i\times T_{\mathrm{TOTAL},i}\times(LOLP-LOLP') \quad \cdots\cdots(8)$$

式中：

$VOLL_i$ ——用户 i 电力失负荷价值，单位为元每千瓦时[元/(kW·h)]；

$T_{\mathrm{TOTAL},i}$ ——用户 i 理想供电的总时间，单位为小时(h)；

$LOLP$ ——实施需求响应前失负荷概率；

$LOLP'$ ——实施需求响应后失负荷概率。

若供电时间可做更精细化划分，则可靠性效益见公式(9)：

$$B_3=\sum_{i=1}^{I}VOLL_i\times\left[\sum_{t=1}^{n}\Delta P_{i,t}\times T_{i,t}\times(LOLP_t-LOLP'_t)\right] \quad \cdots\cdots(9)$$

式中：

$\Delta P_{i,t}$ ——时段 t 时用户 i 参与需求响应后调整的负荷值，单位为千瓦(kW)；

$T_{i,t}$ ——每个时段时长，单位为小时(h)；

$LOLP_t$ ——实施需求响应前时段 t 的失负荷概率；

$LOLP'_t$——实施需求响应后时段 t 的负荷概率。

8.2.4 可避免容量成本(电网企业)

归算到电网侧的可避免容量与用户降低的峰荷、用户总数、用户同时率、系统备用容量系数、电网输配电损失系数有关。计算见公式(10)：

$$\Delta P_1 = \frac{\sum_{i=1}^{I} \Delta P_i \cdot \sigma}{(1-\lambda)(1-\alpha)} \quad \cdots\cdots(10)$$

式中：

σ ——用户同时率；

λ ——系统备用容量系数；

α ——电网输配电损失系数。

ΔP_i 取值宜为年最大负荷日峰时段削减的最小负荷，若未能获取此数据，可用持续负荷曲线中负荷较高的那一天的峰时段最小负荷削减量替代。

可避免容量成本(电网企业)可通过少建或者缓建的变电站和输配电线路的平均造价见公式(11)：

$$B_4 = \Delta P_1 \times \beta_1 \quad \cdots\cdots(11)$$

式中：

β_1 ——可避免容量成本(电网企业)的折算因子，通过每年减少的输配投资费用摊销到每年的可避免容量中进行计算，单位为元每千瓦年[元/(kW·a)]。

8.2.5 可避免容量成本(发电企业)

归算到发电侧的可避免发电容量与用户降低的峰荷、用户总数、用户同时率、系统备用容量系数、电网配电损失系数和厂用电率有关。计算见公式(12)：

$$\Delta P_2 = \frac{\sum_{i=1}^{I} \Delta P_i \cdot \sigma}{(1-\lambda)(1-\alpha)(1-\gamma)} \quad \cdots\cdots(12)$$

式中：

γ——厂用电率。

可避免容量成本(发电企业)可通过减少发电燃料消耗的平均价格见公式(13)：

$$B_5 = \Delta P_2 \times \beta_2 \quad \cdots\cdots(13)$$

式中：

β_2——可避免容量成本(发电企业)的折算因子，通过每年减少的发电机组扩容投资费用摊销到每年的可避免容量中进行计算，单位为元每千瓦年[元/(kW·a)]。

8.2.6 可避免运行成本(电网企业)

归算到电网侧的可避免电量与终端措施节电量、终端配电损失系数、电网配电损失系数有关。计算见公式(14)：

$$\Delta E_1 = \frac{\sum_{i=1}^{I} \Delta E_i}{(1-l)(1-\alpha)} \quad \cdots\cdots(14)$$

式中：

ΔE_i ——用户 i 终端措施节约电量，通过每年用电时间减少量与归算到电网侧的可避免容量的乘积估算，单位为千瓦时(kW·h)；

l ——用户终端配电损失系数。

可避免运行成本(电网企业)，可根据电网企业降低的年运营成本费用摊销到当年的可避免电量中去计算，见公式(15)：

$$B_6 = \Delta E_1 \times \omega_1 \quad \cdots\cdots(15)$$

式中：

ω_1——可避免电量(电网企业)的折算因子，单位为元每千瓦时[元/(kW·h)]。

8.2.7 可避免电量成本(发电企业)

归算到发电侧的可避免电量与终端措施节电量、终端配电损失系数、电网配电损失系数和厂用电率

有关。计算见公式(16)：

$$\Delta E_2 = \frac{\sum_{i=1}^{I} \Delta E_i}{(1-I)(1-\alpha)(1-\lambda)} \quad \cdots\cdots(16)$$

可避免运营成本(发电企业)可根据发电企业的发电费用均价见公式(17)：

$$B_7 = \Delta E_2 \times \omega_2 \quad \cdots\cdots(17)$$

式中：

ω_2——可避免电量(发电企业)的折算因子，单位为元每千瓦时[元/(kW·h)]。

8.2.8 环境效益

环境效益由以下三部分组成。

一是由于实施需求响应减少用电量产生的碳减排效益，等于碳减排量乘以碳减排价值的乘积，计算见公式(18)：

$$B_{8.1} = \Delta E \cdot EF_{电} \cdot V_{CO_2} = \int_0^T \Delta P(t)\mathrm{d}t \cdot EF_{电} \cdot V_{CO_2} \quad \cdots\cdots(18)$$

式中：

ΔE——实施需求响应减少的用电量，单位为千瓦时(kW·h)；

$EF_{电}$——全国电网平均排放因子；

V_{CO_2}——碳减排价值，取全国碳交易市场前30个交易日的加权平均碳配额成交价格；

T——实施需求响应持续的时间，单位为小时(h)；

ΔP——实施需求响应的负荷调整量，单位为千瓦(kW)。

二是由于实施需求响应减少发电量，从而减少矿物燃料使用，等于二氧化硫、氮氧化物等污染气体的减排量与减排价值的乘积，计算见公式(19)：

$$B_{8.2} = N_{SO_2} \cdot V_{SO_2} + N_{NO_x} \cdot V_{NO_x} = \Delta E_2 \cdot (\sigma_{SO_2} \cdot V_{SO_2} + \sigma_{NO_x} \cdot V_{NO_x} \quad \cdots\cdots(19)$$

式中：

N_{SO_2}、N_{NO_x}——二氧化硫、氮氧化物减排量，单位为吨(t)；

V_{SO_2}、V_{NO_x}——二氧化硫、氮氧化物减排价值，单位为元每吨(元/t)；

σ_{SO_2}、σ_{NO_x}——二氧化硫、氮氧化物减排系数，单位为吨每千瓦时[t/(kW·h)]；

ΔE_2——实施需求侧响应后，归算到发电侧减少的电量，单位为千瓦时(kW·h)。

三是由于实施需求响应带来的削峰填谷的效果，负荷率提升，减少发电机组启停频率，提高发电效率，计算见公式(20)：

$$B_{8.3} = (E_2 - \Delta E_2) \cdot \Delta\xi \cdot \varphi \cdot (\sigma_{CO_2} \cdot V_{CO_2} + \sigma_{SO_2} \cdot V_{SO_2} + \sigma_{NO_x} \cdot V_{NO_x})/b_g \quad \cdots\cdots(20)$$

式中：

$\Delta\xi$——实施需求响应提升的负荷率百分点；

b_g——系统燃煤机组供电煤耗，单位为克每千瓦时[g/(kW·h)]；

φ——负荷率与燃煤机组单位煤耗的相关因子，表示负荷率每提升1个百分点，燃煤机组单位煤耗下降φ；

E_2——实施需求响应前归算到发电侧的电量，单位为千瓦时(kW·h)。

总的环境效益见公式(21)：

$$B_8 = B_{8.1} + B_{8.2} + B_{8.3} \quad \cdots\cdots(21)$$

关于电力需求响应效果监测与效益评价的详细计算步骤，见附录A。

附 录 A
（资料性）
算例

A.1 需求响应效果监测算例

需求响应事件按照发生时间可分为工作日和非工作日：

a） 事件发生日为工作日

示例 1：假定事件发生于 2022 年 8 月 3 日(星期三)12:00～20:00(对应基线负荷数据已在各表中用黑体标出)。

采用本文件介绍的需求响应效果监测方法进行分析的步骤如下：

步骤一：数据选择

根据数据选择原则，从事件发生前 2 d 向前选择对应时段 10 d 的历史负荷如表 A.1 所示。表 A.1 中历史数据已剔除周末 07/31/22、07/30/22、07/24/22、07/23/22。

表 A.1 数据选择日及日用电量

日期	星期	日用电量/(MW·h)
08/01/22	星期一	1 024.86
07/29/22	星期五	1 009.07
07/28/22	星期四	1 022.22
07/27/22	星期三	1 001.51
07/26/22	星期二	1 000.96
07/25/22	星期一	1 003.36
07/22/22	星期五	1 034.70
07/21/22	星期四	1 025.23
07/20/22	星期三	1 036.27
07/19/22	星期二	980.28

步骤二：数据处理

计算依据：对所选择的 10 d 历史数据计算事件时段每小时的负荷平均值作为基线负荷，计算结果如表 A.2 所示。

表 A.2 基线负荷计算值

小时	负荷平均值/MW										基线负荷/MW
	08/01/22	07/29/22	07/28/22	07/27/22	07/26/22	07/25/22	07/22/22	07/21/22	07/20/22	07/19/22	
1	41.45	41.16	42.67	40.36	43.00	38.37	42.82	42.89	42.66	38.65	41.40
2	42.05	40.50	42.51	39.59	42.79	38.97	42.02	42.23	44.05	39.12	41.38
3	42.21	42.20	42.50	39.70	42.86	39.19	42.11	42.47	44.25	38.57	41.61
4	41.66	42.22	42.70	39.10	42.21	38.9	41.17	42.28	43.85	38.55	41.26
5	41.24	42.06	42.13	38.95	42.53	38.63	42.46	42.35	42.76	38.81	41.19

表 A.2　基线负荷计算值（续）

小时	负荷平均值/MW										基线负荷/MW
	08/01/22	07/29/22	07/28/22	07/27/22	07/26/22	07/25/22	07/22/22	07/21/22	07/20/22	07/19/22	
6	41.92	41.99	42.31	39.72	42.79	38.85	41.48	40.08	41.85	38.72	40.97
7	42.12	41.99	42.35	40.89	42.07	38.50	41.07	40.34	42.65	38.27	41.03
8	41.38	41.41	42.08	40.26	42.27	39.02	41.59	39.61	42.47	37.83	40.79
9	41.77	41.83	42.85	41.64	41.83	41.73	41.94	41.33	42.66	38.54	41.61
10	43.45	42.35	43.29	42.61	42.48	42.89	42.44	43.32	43.84	40.06	42.67
11	43.93	43.45	42.38	42.78	42.39	43.25	42.94	42.83	44.37	39.74	42.81
12	42.95	43.13	41.99	42.9	42.68	43.62	43.34	43.73	44.35	39.94	42.86
13	43.33	42.32	41.61	43.09	41.74	43.62	45.16	43.43	44.76	40.30	42.94
14	43.7	42.57	42.37	43.21	41.02	43.62	44.96	43.84	44.06	39.98	42.93
15	43.6	42.27	44.14	42.71	41.45	44.06	44.89	43.62	43.04	40.31	43.01
16	43.78	42.41	44.48	43.78	42.00	43.48	43.6	43.96	43.69	41.77	43.30
17	44.13	42.92	43.52	43.11	42.21	43.81	44.03	44.17	42.85	44.24	43.50
18	43.65	42.16	41.49	42.13	40.91	44.00	44.19	43.7	43.3	44.25	42.98
19	43.35	42.32	41.73	43.04	40.61	44.16	44.07	43.81	42.52	43.38	42.90
20	43.29	41.75	42.31	42.62	40.37	43.4	43.93	42.89	42.13	43.96	42.67
21	42.10	41.26	42.39	41.54	39.75	42.72	43.25	43.17	41.61	44.15	42.19
22	42.40	41.35	42.51	42.57	40.29	42.85	43.80	43.33	42.48	44.16	42.57
23	42.54	41.67	42.95	42.52	40.49	43.03	43.41	42.86	42.60	43.63	42.57
24	42.86	41.78	42.96	42.69	40.22	42.69	44.03	42.99	43.47	43.35	42.70

注 1：表中小时栏代表一天的 24 个小时：第 1 小时、第 2 小时、第 3 小时……。

注 2：黑体标出部分为计算出的用户基线负荷。

步骤三：结果修正

根据修正原则参照表 A.2 得到调整因子，见公式(A.1)。

$$k=\frac{(49.60+43.51)/2}{(42.67+42.81)/2}=1.089 \qquad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots(A.1)$$

对表 A.2 中事件发生时段的基线负荷计算值进行修正，得到修正后的基线负荷，如表 A.3 所示。

表 A.3　调整因子修正

小时	实际负荷/MW	基线负荷/MW	调整因子 k	修正后基线负荷/MW
1	42.46	41.40	—	41.40
2	42.60	41.38	—	41.38
3	40.30	41.61	—	41.61
4	40.33	41.26	—	41.26
5	41.19	41.19	—	41.19

表 A.3　调整因子修正（续）

小时	实际负荷/MW	基线负荷/MW	调整因子 k	修正后基线负荷/MW
6	40.03	40.97	—	40.97
7	39.72	41.03	—	41.03
8	39.59	40.79	—	40.79
9	42.82	41.61	—	41.61
10	49.60	42.67	—	42.67
11	43.51	42.81	—	42.81
12	40.24	42.86	1.089	46.67
13	38.98	42.94	1.089	46.76
14	37.91	42.93	1.089	46.75
15	38.23	43.01	1.089	46.84
16	42.06	43.3	1.089	47.15
17	41.54	43.5	1.089	47.37
18	40.63	42.98	1.089	46.81
19	43.80	42.90	1.089	46.72
20	44.85	42.67	1.089	46.47
21	44.78	42.19	—	42.19
22	37.65	42.57	—	42.57
23	38.16	42.57	—	42.57
24	39.25	42.70	—	42.70
注：表中实际负荷为电价变化或事件发生日数据。本算例为 08/02/20 当天用户的实际负荷值。				

b)　事件发生日为非工作日

示例 2：假定事件发生于 2022 年 7 月 31 日(星期日)12:00～20:00(对应基线负荷数据已在各表中黑字体标出)。

步骤一：数据选择

根据数据选择原则，从事件发生前 2 d 向前选择对应时段 4 d 的历史负荷作为计算基线负荷的典型日，历史负荷不包括工作日，见表 A.4。

表 A.4　数据选择日及其日用电量

日期	星期	日用电量/(MW · h)
07/24/22	星期日	992.21
07/23/22	星期六	1 021.78
07/17/22	星期日	1 066.46
07/16/22	星期六	1 071.40

步骤二：数据处理

计算依据：所选择的 4 d 历史数据计算事件时段每小时的负荷平均值，见表 A.5。

表 A.5　基线负荷计算值

小时	负荷平均值/MW				基线负荷/MW
	07/24/22	07/23/22	07/17/22	07/16/22	
1	40.36	42.98	44.36	43.18	42.72
2	39.52	42.81	44.43	43.23	42.50
3	39.34	42.04	44.62	43.02	42.26
4	39.17	41.15	44.16	44.41	42.22
5	39.74	41.05	44.21	44.52	42.38
6	40.17	41.04	44.42	44.93	42.64
7	40.61	41.06	45.62	45.14	43.11
8	41.15	41.70	44.68	44.23	42.94
9	42.29	43.82	44.25	45.07	43.86
10	42.95	44.50	45.41	45.73	44.65
11	42.13	44.41	45.02	46.54	44.53
12	42.57	43.77	45.73	45.24	44.33
13	43.19	43.54	44.9	44.81	44.11
14	43.38	43.83	45.02	44.52	44.19
15	43.33	44.23	45.03	44.34	44.23
16	43.40	43.73	44.68	44.69	44.13
17	43.63	42.29	45.00	45.44	44.09
18	44.46	42.34	44.71	45.28	44.20
19	43.30	42.35	44.12	45.04	43.70
20	40.59	42.24	42.64	44.41	42.47
21	39.30	41.78	43.22	43.72	42.01
22	39.81	42.09	43.60	44.67	42.54
23	39.12	41.82	43.13	44.76	42.21
24	38.70	41.21	43.50	44.48	41.97
注：表中小时栏代表一天的 24 个小时，第 1 小时、第 2 小时、第 3 小时……。					

步骤三：结果修正

根据修正原则得到调整因子，见公式(A.2)。

$$k=\frac{(48.78+46.07)/2}{(44.65+44.53)/2}=1.06 \qquad \cdots\cdots(A.2)$$

对表 A.5 中事件发生时段的基线负荷计算值进行修正，得到修正后的基线负荷，如表 A.6 所示。

表 A.6　调整因子修正

小时	实际负荷/MW	基线负荷/MW	调整因子 k	修正后基线负荷/MW
1	43.40	42.72	—	42.72
2	40.28	42.50	—	42.50
3	42.26	42.26	—	42.26
4	44.44	42.22	—	42.22
5	44.24	42.38	—	42.38
6	44.49	42.64	—	42.64
7	41.75	43.11	—	43.11
8	42.09	42.94	—	42.94
9	43.38	43.86	—	43.86
10	48.78	44.65	—	44.65
11	46.07	44.53	—	44.53
12	45.46	44.33	1.06	46.99
13	42.07	44.11	1.06	46.76
14	45.62	44.19	1.06	46.84
15	43.66	44.23	1.06	46.88
16	43.60	44.13	1.06	46.78
17	44.60	44.09	1.06	46.74
18	44.45	44.20	1.06	46.85
19	43.46	43.70	1.06	46.32
20	41.26	42.47	1.06	45.02
21	40.64	42.01	—	42.01
22	43.37	42.54	—	42.54
23	43.40	42.21	—	42.21
24	40.90	41.97	—	41.97
注：表中实际负荷为电价变化或事件发生日数据。本案例为 08/06/20 当天用户的实际负荷值。				

A.2　需求响应综合效益评价算例

示例 1：假设某一地区 2022 年 8 月 3 日实施了峰谷分时电价(TOU)和可中断负荷(IL)，峰谷分时电价实施对象为该地区工商业 5 个用户，可中断负荷实施对象为与电力公司签订可中断合同的工商业 5 个用户。

采用本文件介绍的需求响应效益评价方法进行分析的步骤如下：

步骤一：确定相关基础数据

考虑基于价格和基于激励两种类型的需求响应项目：

a)　基于价格的需求响应项目——峰谷分时电价(TOU)

1)　获取实施 TOU 前后电价数据：假设实施 TOU 后一天被划分为峰谷 2 个时段，峰时段为 12:00～20:00，其余为谷时段，见表 A.7。

表 A.7　时段划分及电价

项目	TOU 前	TOU 后	
时段划分		峰时段	平时段
		12:00～20:00	24:00～12:00 20:00～24:00
电价/[元/(kW·h)]	0.56	0.58	0.36

2）　获取 5 个用户实施 TOU 后一天 24 h 的负荷数据，选取数据时应剔除非价格因素的影响。见表 A.8。

表 A.8　实施 TOU 后用户的实际负荷

时间	平均负荷值/MW				
	1	2	3	4	5
	工业用户	工业用户	工业用户	商业用户	商业用户
1:00	96.01	4.51	5.19	4.07	0.38
2:00	99.33	4.54	4.24	3.37	3.37
3:00	93.72	4.48	4.55	3.56	1.03
4:00	94.80	4.41	4.35	3.36	2.79
5:00	89.02	4.50	4.46	3.85	1.69
6:00	96.33	4.47	4.46	4.06	2.60
7:00	92.39	4.62	3.18	4.26	3.09
8:00	83.61	4.99	0.47	4.70	1.16
9:00	85.88	5.63	1.80	7.04	0.98
10:00	80.63	5.80	2.28	13.66	3.66
11:00	85.49	5.90	4.43	14.50	1.81
12:00	86.09	5.84	5.21	12.32	2.86
13:00	84.70	5.74	5.39	13.55	3.59
14:00	91.97	5.65	4.91	13.17	1.08
15:00	86.57	5.68	3.58	10.08	2.78
16:00	85.15	5.74	2.63	8.46	3.11
17:00	86.51	5.89	3.08	12.30	1.94
18:00	88.93	5.08	3.35	10.30	2.10
19:00	93.77	4.65	5.65	9.28	4.14
20:00	95.85	4.60	6.33	12.06	1.82
21:00	97.23	4.63	6.69	10.58	0.42
22:00	96.67	4.68	6.83	8.89	1.42
23:00	94.31	4.59	6.37	6.84	2.78
24:00	94.11	4.54	6.73	6.34	1.63

3） 根据需求响应效果监测方法的日负荷平均法计算每个用户的基线负荷，见表 A.9。

表 A.9 用户基线负荷计算值

时间	基线负荷/MW				
	1	2	3	4	5
	工业用户	工业用户	工业用户	商业用户	商业用户
1:00	94.02	4.47	5.03	3.41	0.37
2:00	96.13	4.46	4.07	2.95	3.27
3:00	92.77	4.46	4.14	3.07	1.06
4:00	92.04	4.39	4.27	3.00	2.85
5:00	87.49	4.46	4.13	2.93	1.69
6:00	92.49	4.47	4.13	3.55	2.66
7:00	88.93	4.60	2.78	3.78	3.19
8:00	80.88	4.97	0.45	3.73	1.19
9:00	82.86	5.55	1.69	5.71	0.95
10:00	77.58	5.77	2.11	11.58	3.15
11:00	82.54	5.90	4.13	13.98	1.78
12:00	89.85	5.94	5.39	14.74	3.33
13:00	89.09	5.89	6.05	16.26	4.29
14:00	95.82	5.80	5.68	14.44	1.33
15:00	91.88	5.81	4.10	10.27	3.40
16:00	88.60	5.84	2.93	9.23	3.48
17:00	90.28	5.97	3.45	14.06	2.21
18:00	94.30	5.13	3.84	12.66	2.41
19:00	98.28	4.67	6.38	11.28	4.42
20:00	99.99	4.62	6.71	13.20	1.88
21:00	92.89	4.63	6.48	10.47	0.40
22:00	93.54	4.62	6.25	8.79	1.61
23:00	92.13	4.53	6.02	6.57	3.10
24:00	90.93	4.52	5.85	5.91	1.77

4） 根据行业类型、用户基线负荷、用户实际负荷等方面情况，给出各用户的 $VOLL_i$ 以及实施 TOU 前后的 $LOLP$，计算相关电力参数，见表 A.10。

表 A.10　相关电力参数

用户编号	1	2	3	4	5
行业类型	工业	工业	工业	商业	商业
$VOLL_i$/[元/(kW·h)]	7.753	7.037	7.753	24.371	30.136
最大负荷削减量 ΔP_i/kW	5 370	150	770	2 710	700
电网侧可避免电量 ΔE_1/(kW·h)	5 323.1	发电侧可避免电量 ΔE_2/(kW·h)			5 914.6
实施 TOU 前归算到发电侧的电量 E_2/(kW·h)	实施需求响应提升的负荷率百分点 $\Delta\xi$			实施 TOU 前 *LOLP*	实施 TOU 后 *LOLP*
3 273 390.13	0.040 1			0.032 4	0.007 1

5)　可避免容量成本、可避免电量成本、环境效益计算涉及到的相关系数参考数据见表 A.11。

表 A.11　相关系数参考数据表

用户同时系数 σ	0.8	电网配电损失系数 α	0.05
系统备用容量系数 λ	0.1	厂用电率 γ	0.05
可避免容量成本(电网企业)的折算因子 β_1/[元/(kW·a)]	264	可避免容量成本(发电企业)的折算因子 β_2/[元/(kW·a)]	528
可避免电量(电网企业)的折算因子 ω_1/[元/(kW·h)]	0.40	可避免电量(发电企业)的折算因子 ω_2/[元/(kW·h)]	0.65
工业用户终端配电损失系数 l	0.05	商业用户终端配电损失系数 l	0.03
燃煤机组供电煤耗 b_g/[g/(kW·h)]	315	负荷率与单位煤耗的相关因子 φ/[g/(kW·h)·%]	4.5

污染气体	CO_2	SO_2	NO_x
污染气体排放系数/[t/(kW·h)]	0.000 335 7	0.000 008 03	0.000 006 9
污染气体减排价值/(元/t)	160	20 000	631.6

6)　根据实际建设、设备投资、技术管理等方面情况，确定相关成本参数，见表 A.12。

表 A.12　相关成本参数

电网设备投资/(万/户)	电网单位管理成本/(元/kW)	上网电价/[元/(kWh)]
18	10	0.40
单位用户设备成本/(元/户)	单位用户安装成本/(元/户)	单位负荷转移成本/[元/(kW·h)]
6 000	3 000	0.80

b)　基于激励的需求响应项目——可中断负荷(IL)

1)　电网企业与用户签订的可中断合同，明确中断提前通知时间 T_a、可中断负荷 ΔP、日可中断时间 T，形成可中断用户信息数据库。如表 A.13 所示。

表 A.13　可中断用户信息

用户编号 i	用户性质	中断提前通知时间 T_a/h	可中断的负荷 ΔP/kW	日可中断时间 T/h	失负荷价值 $VOLL$/[元/(kW·h)]	单位电量补贴 $p_{i,j}$/[元/(kW·h)]
1	工业	72	400	6	7.753	0.6
2	工业	0.5	68	6	2.071	0.3
3	工业	2	152	8	3.041	0.4
4	工业	1.5	60	8	12.684	0.9
5	商业	24	533	6	24.371	1.2

2）　获取实施 IL 前后用户负荷数据：假设 IL 开始时间为 9:00，参与用户负荷中断量符合合同中要求，见表 A.14。

表 A.14　中断前后用户负荷数据

时间	负荷平均值/MW									
	1		2		3		4		5	
	中断前	中断后	中断前	中断后	中断前	中断后	中断前	中断后	中断前	中断后
9:00	4.37	3.97	6.90	6.831	44.42	44.244	14.55	14.488	5.32	4.696
10:00	1.24	0.69	8.59	8.515	45.83	45.653	14.36	14.297	5.69	5.142
11:00	3.17	2.70	8.28	8.212	46.18	46.025	14.45	14.389	6.00	5.464
12:00	22.86	22.44	8.24	8.168	45.98	45.828	18.01	17.949	6.02	5.365
13:00	22.29	21.84	8.67	8.589	45.07	44.899	18.08	18.015	6.14	5.376
14:00	21.89	21.48	8.42	8.349	46.02	45.851	18.3	18.231	6.04	5.341
15:00	22.98	22.98	8.94	8.94	45.82	45.635	16.95	16.878	6.09	6.09
16:00	23.00	23.00	8.15	8.15	46.27	46.118	17.04	16.976	5.85	5.85
注：黑体标出部分为计算出的用户基线负荷。										

3）　根据用户基线负荷(中段前)和实际负荷(中断后)，给出实施 IL 前后的 $LOLP$，计算相关电力参数，见表 A.15。

表 A.15　相关电力参数

用户编号 i	1	2	3	4	5
最大负荷削减量 ΔP_i/kW	550	81	185	72	764
电网侧节约电量 ΔE_1/(kW·h)		9 681	发电侧可避免电量 ΔE_2/(kW·h)		10 756.7
实施 IL 前归算到发电侧的电量 E_2/(kW·h)		实施需求响应提升的负荷率百分点 $\Delta\xi$		实施 IL 前 $LOLP$	实施 IL 后 $LOLP$
2 590 491		0.001 4		0.033	0.011 8

4） 可避免容量成本、可避免电量成本、环境效益计算涉及到的相关系数参考数据见表 A.11。

5） 根据实际建设、设备投资、技术管理等方面情况，确定相关成本参数，见表 A.12 中数据。

步骤二：计算实施需求响应的综合效益

考虑基于价格和基于激励两种类型的需求响应项目：

c） 基于价格的需求响应项目——峰谷分时电价(TOU)

1） 根据公式(1)～公式(4)计算 TOU 项目减少电费支出约为 311 667 元；

2） 根据公式(8)、公式(9)计算 TOU 项目提高可靠性效益为 977 元；

3） 根据公式(10)、公式(11)计算 TOU 项目可避免容量成本(电网企业)为 963 368 元/年；

4） 根据公式(12)、公式(13)计算 TOU 项目可避免容量成本(发电企业)为 2 028 144 元/年；

5） 根据公式(14)、公式(15)计算 TOU 项目运营成本降低(电网企业)为 2 129 元；

6） 根据公式(16)、公式(17)计算 TOU 项目可避免电量成本(发电企业)为 3 844 元；

7） 根据公式(18)～公式(21)计算 TOU 项目环境效益为 1 703 元；

8） 根据 8.2 估算用户设备成本为 30 000 元；用户安装成本为 15 000 元；用户负荷转移成本为 49 360 元；

9） 根据 8.2 估算电网设备成本为 900 000 元；电网管理成本为 53 230 元；电网企业电费收入损失 311 667 元；

10） 根据 8.2 估算电厂售电损失为 2 366 元。

d） 基于激励的需求响应项目——可中断负荷(IL)

1） 根据公式(5)～公式(7)计算 IL 项目获得激励补偿为 7 342 元；

2） 根据公式(8)、公式(9)计算 IL 项目提高可靠性效益为 2 665 元；

3） 根据公式(10)、公式(11)计算 IL 项目可避免容量成本(电网企业)为 300 620 元/年；

4） 根据公式(12)、公式(13)计算 IL 项目可避免容量成本(发电企业)为 632 885 元/年；

5） 根据公式(14)、公式(15)计算 IL 项目运营成本降低(电网企业)为 3 872 元；

6） 根据公式(16)、公式(17)计算 IL 项目可避免电量成本(发电企业)为 6 992 元；

7） 根据公式(18)～公式(21)计算 IL 项目环境效益为 2 363 元；

8） 根据 8.2 估算用户设备成本为 30 000 元；用户安装成本为 15 000 元；用户负荷转移成本为 7 053 元；

9） 根据 8.2 估算电网设备成本为 900 000 元；电网管理成本为 88 160 元；电网企业激励补偿支出 7 342 元；

10） 根据 8.2 估算电厂售电损失为 4 303 元。