

ICS 点击此处添加 ICS 号
点击此处添加中国标准文献分类号



中华人民共和国国家标准

GB/Z XXXXX—XXXX

工业领域电力需求侧管理实施指南

Implementation guidance for industrial power demand side management

(征求意见稿)

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX 实施

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局
中国国家标准化管理委员会 发布

目 次

前言.....	II
引言.....	III
1 范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义.....	1
4 总则.....	3
4.1 目标.....	3
4.2 原则.....	3
5 工作基础.....	3
5.1 制度化要求.....	3
5.2 数字化要求.....	4
5.3 工作流程.....	5
6 工作内容.....	5
6.1 安全可靠用电.....	5
6.2 节约用电.....	6
6.3 需求响应.....	7
6.4 绿色用电.....	8
6.5 环保用电.....	8
6.6 智能用电.....	8
7 工作评价.....	9
7.1 自评价.....	9
7.2 第三方评价.....	9
8 持续改进.....	10
8.1 确定改进目标.....	10
8.2 制定优化方案.....	10
8.3 跟踪改进过程.....	10
8.4 纳入制度规范.....	10
附录 A 工业领域电力需求侧管理工作自评价指标.....	11

前 言

本标准按照GB/T 1.1-2020给出的规则起草。

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这些专利的责任。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由全国电力需求侧管理标准化技术委员会（SAC/TC575）归口。

本标准主要起草单位：。

本标准主要起草人：。

引 言

党中央、国务院高度重视电力需求侧管理工作，把电力需求侧管理作为深入推进供给侧结构性改革、推动能源生产和消费革命、生态文明建设和促进电力经济绿色发展的重要举措。推进工业领域电力需求侧管理，有助于优化工业用电结构，调整用电方式，提高工业电能利用效率和效益，促进工业、电力和环境的平衡协调发展。

2015年，中共中央、国务院印发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号），明确提出积极开展需求侧管理和能效管理，通过运用现代信息技术、培育电能服务、实施需求响应等，促进供需平衡和节能减排。

2016年，《国家能源生产和消费革命战略（2016-2030）》明确开展工业领域电力需求侧管理专项行动，制定工作指南，并形成示范经验在交通、建筑、商业领域推广。工业和信息化部印发《工业领域电力需求侧管理专项行动计划（2016-2020年）》，明确通过制定工作指南等重点任务，鼓励工业园区构建能源服务体系，建设电力需求侧管理平台，创新综合能源服务模式；引导工业企业完善电力需求侧管理制度建设，改善电能质量，加强用电设备改造和信息化建设，促进电能替代、分布式能源利用、能源清洁和循环利用，全面提升工业领域用能效率和需求响应能力。

2017年，国家发展改革委、工业和信息化部等六部委联合印发《电力需求侧管理办法（修订版）》，指出新形势下电力需求侧管理除继续做好电力电量节约，促进节能减排工作以外，还应重点做好推进电力体制改革，总结推广需求响应试点经验；实施电能替代，扩大电力消费市场；促进可再生能源电力的有效消纳利用，推进能源绿色转型与温室气体减排；提高智能用电水平等工作。

2021年，《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》明确提出，实现碳达峰、碳中和目标，要坚持“全国统筹、节约优先、双轮驱动、内外畅通、防范风险”原则。到2030年，经济社会发展全面绿色转型取得显著成效，重点耗能行业能源利用效率达到国际先进水平。加快推进工业领域低碳工艺革新和数字化转型。

2022年，工业和信息化部印发《“十四五”工业绿色发展规划》，明确提出强化以电为核心的能源需求侧管理，引导企业提高用能效率和需求响应能力。

做好碳达峰、碳中和工作，统筹推进生态文明建设、能源消费革命、新一轮电力体制改革，都为电力需求侧管理提供了新的发展机遇，也提出了新工作要求。为保障工业领域电力需求侧管理工作有序开展，系统指导各地工业和信息化主管部门、工业领域用能单位和电能服务机构通过电力需求侧管理提高能源管理水平、优化资源配置，制定本标准。

本标准旨在建立健全工业领域电力需求侧管理工作规范，指导用能单位开展电力需求侧管理工作，加强电能管理，调整用能结构，提高终端用电效率，优化资源配置，持续提高单位工业增加值能效，实现节约、环保、绿色、智能、有序用电。标准基于策划-实施-检查-改进的（PDCA）持续改进模式，使电力需求侧管理工作融入工业领域用能单位和电能服务机构的日常活动。

工业领域电力需求侧管理实施工作指南

1 范围

本标准规定了工业领域电力需求侧管理实施的工作基础、工作内容、工作评价、持续改进。

本标准适用于工业领域各类用能单位，包括工业企业、工业园区，与工业相关的商业、服务业等组织、用电设施及公共建筑可参考使用。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本文件。凡是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 12325 电能质量 供电电压偏差
- GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变
- GB/T 13869 用电安全导则
- GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波
- GB/T 15316 节能监测技术通则
- GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡
- GB/T 15587 工业企业能源管理导则
- GB/T 15945 电能质量 电力系统频率偏差
- GB/T 17167 用能单位能源计量器具配备和管理通则
- GB/T 1848 电能质量 暂时过电压和瞬态过电压
- GB/T 1900 质量管理体系 要求
- GB/T 1986 电能质量 电能质量监测设备通用要求
- GB/T 2233 企业节能标准体系编制通则
- GB/T 23331 能源管理体系 要求
- GB/T 2639 电力系统安全稳定控制技术导则
- GB/T 2685 电力安全工作规程 电力线路部分
- GB/T 2686 电力安全工作规程 发电厂和变电站电气部分
- GB/T 29456 能源管理体系 实施指南
- GB/T 30137 电能质量 电压暂降与短时中断
- GB/T 31960.1 电力能效监测系统技术规范 第1部分：总则
- GB/T 32127 需求响应效果监测与综合效益评价导则
- GB/T 32672 电力需求响应系统通用技术规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

工业领域电力需求侧管理 industrial power demand side management (IDSM)

指在工业领域加强用电管理，综合采取合理、可行的技术和管理措施，优化配置电力资源，在用电环节制止浪费、提高能源利用效率、促进可再生能源消纳、减少污染物和温室气体排放，实现安全可靠用电、节约用电、电力需求响应、绿色用电、环保用电、智能用电。

3.2

用能单位 energy user

使用电能为主要能源的各类工业领域用能主体，包括工业企业、工业园区，以及与工业相关的商业企业、各类公共建筑等。

3.3

电能服务机构 electric energy service provider

为用能单位提供电力需求侧管理服务的各类机构，包括节能服务机构、电力需求侧平台提供机构、售电服务机构、节能量检测评价机构等。

3.4

电力需求侧管理评价机构 power demand side management evaluation agency

具备电力需求侧管理评价能力，提供专业评价服务的第三方机构（以下简称评价机构）。

3.5

工业领域电力需求侧管理平台 IDSM platform

指建立在工业企业或园区层面，为推进工业领域电力需求侧管理工作而开发的以电子装置和计算机网络为基础的综合性、专业化、开放式的信息管理和应用平台，实现用电（用能）在线监测、数据统计分析、用电决策支持、需求响应与有序用电、园区能源管控、建筑能耗分析、电力集中运维、能耗异常分析、用能行为分析、用能需求预测等功能，承担工业领域电力需求侧管理项目和电力需求响应执行功能，并可通过数据接口为上级平台提供相关数据信息，实现主站和子站的互通互联、信息交互和共享。

3.6

需求响应 power demand response (DR)

电力用户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。
[来源：GB/T 32672—2016，定义3.1]

3.7

电能替代 power energy substitution

在终端能源消费环节，使用便捷、高效、安全、优质的电能替代煤炭、石油、天然气等化石类一次能源消费方式。

3.8

电能质量 power quality

电力系统指定点处的电特性，关系到供用电设备正常工作（或运行）的电压、电流的各种指标偏离基准技术参数的程度。

注：基准技术参数一般是指理想供电状态下的指标值，涉及供电与负荷间的兼容性。

[来源：GB/T 32507—2016，定义2.1.1]

3.9

电力供需耦合 power supply demand coupling

在能源供给侧以可再生能源为主体，在电力供给侧以高比例可再生能源发电以及较大规模的储能、储电为标志，在终端能源消费中以电能消费为主体的电力系统中，通过智能电网技术平台和市场对资源配置的决定性作用，以及更好发挥政府作用，达到电力清洁、低碳、安全、高效、经济、便捷的系统优化、平衡状态。

4 总则

4.1 目标

工业领域电力需求侧管理应综合用能单位、电能服务机构、电网和政府的多重诉求，通过引导用能单位自主参与和落实电力需求侧管理工作计划，实现电力供应安全、高效、绿色、可靠的目标，并提升用能单位的相关管理绩效。

4.2 原则

工业领域电力需求侧管理以用能单位主体视角，体现“各级政府引导、用能单位主导、电网企业配合、服务机构支撑、电力市场配套”的原则。

5 工作基础

5.1 制度化要求

用能单位宜结合自身特点及相关要求，制定或完善电力需求侧管理制度及工作流程，并确保有效执行。可参照 GB/T 23331、GB/T 29456、GB/T 15587、GB/T 22336 等规范性文件要求，建立完善相关制度，包括职责安排、项目管理、目标考核、运行标准、激励机制等。具体可包括相关制度建设、适合于 IDSM 的职责及运行管理（执行）安排，建立完善激励机制、绩效考核、监督评价、人才培养、持续改进等机制，支持开展电力需求侧管理事项，实现相应决策目标。

用能单位建立电力需求侧管理制度机制，可包括（但不局限于）以下内容：

- a) 《用电管理手册》或在用能单位《能源管理手册》中明确各项电力管理专项制度；
- b) 电力系统计量、统计和数据分析管理；
- c) 节约用电管理；
- d) 分时用电管理；
- e) 重点电气设施设备能效监测管理；
- f) 电力设施检修维护管理；
- g) 设备停送电、低负荷及异常供电管理制度；
- h) 变电站标准化管理制度；
- i) 电业安全工作规程；
- j) 设备事故管理制度；
- k) 电力系统运行应急预案管理制度；
- l) 电力成本管理制度；
- m) 电能质量控制、电力系统平衡分析相关制度；
- n) 其他必要的制度文件，如用能单位分布式光伏、储能等设备运行维护管理制度。

5.2 数字化要求

5.2.1 总则

用能单位应结合自身的生产管理需要和数据信息安全要求，定制化开发、建设和维护电力需求侧管理数字化平台并可以该平台为核心，打造企业级的综合能源管理平台，与生产、制造、供应、办公等信息化平台实现数据共享和联动，消除企业信息化孤岛，提升企业信息化、自动化和智能化水平。

注：小规模用能单位可利用云服务技术、依托政府或相关单位既有工业领域电力需求侧管理平台，自主开展相关活动。

5.2.2 数字化平台要求

用能单位工业领域电力需求侧管理平台建设宜符合《国家电力需求侧管理平台管理规定（试行.2014）》《电力需求侧管理平台建设技术规范（试行）》、GB/T 31960.1等相关文件要求。电力需求侧管理平台应提供数据接口，实现与企业内部其他相关系统的信息交互，并按照国家、地方政府或工业园区电力需求侧管理平台要求提供数据信息交互。用能单位宜保留施工计划、工程图纸、施工质量、工程验收等平台建设资料，并对平台功能、运行监测，以及应用效果等进行控制。

5.2.2.1 基本功能

电力需求侧管理平台应具备但不限于以下基本功能：

- a) 电力数据采集、计量管理、数据统计分析、历史事件查询、报表管理；
- b) 需求响应管理、平台系统监视和控制、工业领域电力需求侧管理监督考核；
- c) 电力能效数据管理、能效对标管理、电能质量管理、电能优化管理；
- d) 故障诊断与定位、事故预警告警、记录分析和监控管理等。

5.2.2.2 基本结构

电力需求侧管理平台一般可分为三层，分别为：

- a) 数据采集层：包含多功能电表、变压器温控仪和保护装置等仪器仪表类设备，以及电力能效监测终端、数据集中采集器和区域数据采集器等采集终端类设备。
- b) 网络通信层：宜支持有线以太网、有线 Internet 网、无线自组网通信模块和无线 GPRS\3G\4G\5G 等多种通信方式，主要包括网络设备、安全防护设备和通信设备等。
- c) 能源管理层：包含数据处理服务器、工作站、数据异地备份等硬件设备以及电力需求侧管理平台软件、移动终端 APP。

5.2.2.3 部署方式

电力需求侧管理平台宜支持本地化部署和云端部署方式，从安全性考虑宜支持公有云和私有云两种模式，从规模上宜支持企业级、集团级和区域级三种规模，从业务上应支持能效管理、电力需求响应、配电设施托管、能源托管等核心业务，并可扩展碳资产管理、源网荷储一体化、冷热电三联供等业务。

5.2.3 监测及通信要求

监测点部署和监测要求应符合《国家电力需求侧管理平台管理规定（试行.2014年）》和《电力需求侧管理平台建设技术规范（试行）》、GB 17167、GB/T 31960.1等相关规范，且以满足用能单位电能管理的深度和精细度要求为准。监测点设置基本要求如下：

电力用户电源关口位置 100%安装监测终端。

电力用户变电站或开关站的出线各支线回路 100%安装监测终端(备用回路除外)，对于支线直接接

入用电设备的回路，监测终端安装在变电站或开关房的出线开关位置，对于支线接入设备动力柜(或控制柜的)监测终端安装在动力柜中。

电力用户的主要用电设备 100%安装监测终端。

电力用户的重要用电设备 100%安装监测终端。

电力用户的专用变压器 100%安装监测终端。

电力用户变配电室集中补偿电容柜 100%安装监测终端。

电力用户安装变频器控制的 50kW 以上的大功率拖动设备 100%安装监测终端。

电力用户为提高能效而开展的技术改造项目所涉及的电源关口 100%安装监测终端。

电力用户为满足生产管理个性化要求可以有选择的安装监测终端。

通信标准宜采用通用监测装置信息通讯协议，支持多种通信规约（协议）的接入，且易与其他系统或设备的接入；宜采用分层分布式系统结构，以便于维护和扩展；若负荷多且分散，可采用结构稳定的光纤自愈环网方式。采用分层监测，中间可配置不等数量的区域数据采集器。区域数据采集器通信物理接口应同时支持多种方式，如串口、以太网口、光纤网口、无线等；协议也应同时支持行业标准的多种通信协议，如 DL/T104、DL/T101、MODBUS、DL/T645、MQTT 等。

为了确保采集数据的准确性和可靠性，需要兼顾考虑计量器具的精度和校准，通信系统的单点对时和系统对时。平台层需要配置标准的时间源，可在平台建设时配置单独的 GPS 时钟装置，通过企业或网络的时钟服务器进行网络对时，确保平台的采集和数据服务器时钟保持准确。监测终端和采集器在协议上应支持对时功能，由平台采集服务器定期发送对时命令，确保监测设备的时钟保持准确。

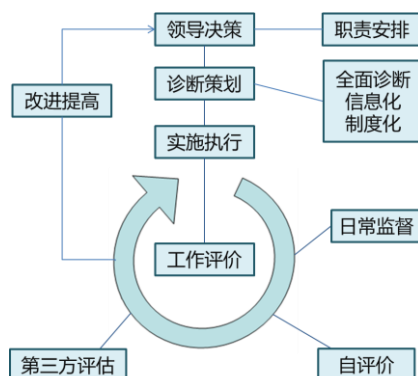
5.3 工作流程

用能单位开展工业领域电力需求侧管理工作流程宜分为全面诊断、综合治理和效果评价三个阶段。

a) 全面诊断：用能单位自主或委托电能服务机构开展用电情况全面诊断，依据电力需求侧管理相关标准和规范要求形成诊断报告；

b) 综合治理：用能单位组织完善数字化和制度化等工业领域电力需求侧管理基础工作，根据实际需求确定工业领域电力需求侧管理综合方案并有效实施，对配用电系统、设备设施、采集和计量器具及相关制度进行综合改进和优化治理；

c) 效果评价：用能单位可采用自我评价和/或第三方评价等方式，综合评价电力需求侧管理开展情况，核算阶段性实施效果效益，明确待改善建议项和持续改进目标，评价报告等评价结果可作为项目阶段性成效证明。



6 工作内容

6.1 安全可靠用电

6.1.1 配电系统可靠性

用能单位宜按照 GB/T 13869—2017、GB/T 26399—2011、DL/T 573—2010、DL/T 1102—2009 等相关规范，加强供配电系统基础管理和技术管理，以提高配电系统的可靠性，确保安全用电。

提高供配电系统可靠性措施可包括但不限于：加强内部输配电系统设计规划、规范建设和验收标准、推广数字化建设档案交付，对重要场所及负荷采用高可靠供配电接入方案，备用电源的合理配置；淘汰落后设备、采用高效变压器等电力新产品和自身故障率较低的先进设备；加强用电负荷管理，及时根据负荷特性调整改造配电用电系统；利用泛在物联网技术实时监测变配电设备、线路、开关的运行方式及电流、电压、温度、谐波、暂降、线损、负载率、无功等数据，严格运行管理和设备维护，加强供配电系统可靠性指标统计分析和故障预测等。

6.1.2 用电设备可靠性

用能单位宜参考 GB/T 23331、GB/T 19001 等标准，以及全员设备保全（TPM）等相关规范，建立完善用能设备可靠性管理规范，并确保其贯彻执行。

提高用能设备可靠性措施可包括但不限于：完善避雷接地等用电设备工作环境、加强设备维护点检等日常管理、开展用能设备运行状态分析（如 OEE）、实施设备能效评价（如电能转换效率等）、规范设备启停及低负荷运行条件，确保电力变压器系统，以及照明、空调、电热锅炉、电机拖动负荷等耗电设备经济运行，对辅助系统进行升级改造等。

注：设备综合效能（OEE）为评价设备管理水平的综合性指标，由设备开动率（A）、设备性能率（P）、以及产品一次合格率（Q）等三个指标相乘而得，是全员设备保全（TPM）和精益管理的基础指标。

6.1.3 电能质量

用能单位宜按照 GB/T 12325、GB/T 12326、GB/T 14549、GB/T 15543、GB/T 15945、GB/T 30137、DL/T 1198、DL/T 1227 等文件，对自身供配用电系统进行电能质量检测和治理。

a) 常规的电能质量管理措施包括：评价典型电能质量干扰源、采取措施改善电能质量，提升供配电系统可靠性、提高设备运行效率、减少因配电系统异常而带来的“非计划停机”。用能单位采用变频器等非线性或冲击性负荷应采取有效措施应对起产生的电能质量问题。

b) 对电能质量的持续监测可包括：电网电压波动与闪变、电压不平衡、电流不平衡、谐波分析和越限监视、电压暂升、电压暂降与短时中断、电压瞬变、频率偏差、暂时过电压和瞬态过电压等。

c) 通过采用电能质量检测、监测、评估和控制等技术手段，改善各级电能质量水平，对影响电能质量的各个环节进行全过程监督与管理。具有电能质量干扰源用户应加强技术管理，建立健全电能质量干扰源基础资料、电能质量事故及分析处理档案。

6.1.4 电气安全管理

用户应按 GB26859、GB26860、DL/T596 等文件，根据季节、环境特点及设备运行情况等安排设备的检查和维护。用户应参照 GB26859、GB26860 等相关国家、行业标准配备和使用电气安全工器具。电气安全工器具应严格遵照国家和行业规定进行定期试验和检测。

6.1.5 人员行为

应加强用能单位电力专业人员对日常工作的熟悉与掌握，明确自身岗位职责和工作内容、强化安全责任意识、确保规范安全操作、降低事件事故发生率并及时响应突发事件事故，保证配电系统及设备正常运行。

6.2 节约用电

6.2.1 节电方式

用能单位宜遵循“先管理、优工艺、再改造”的顺序开展节约用电，首先强化配用电制度与现场管理，减少浪费损失、控制波动与不稳定，再寻求工艺优化、消除工序或系统间不协同等影响因素，在系统诊断的基础上，采取技术合理、经济可行的路线，实施技术改造。

6.2.2 管理节电

用能单位宜建立制度措施对配用电设备和相关人员进行科学管理，以实现电力、电量及成本节约。用能单位宜设置能源管理岗位，聘任专业电能管理人员，建立完善电力需求侧管理体系，并与相关管理系统（ERP/MES/APS/SCM等）有机融合，从能源管理转向能源价值管理，实现能源流-业务流-价值流的高效转化。以系统化管理思维，从单点转向全面、从部门转向全员的全面节能意识，持续改进电能绩效。

管理节电措施可包括：落实责任制度、建立电能标准体系，开展电能数据库建设、强化数据分析、实施电耗目标管理，优化电力计费缴费方式、采用移峰填谷、容量改需量、电平衡测试、能源审计、参与电力直接交易等。

用能单位可成立相应管理机构，强化领导作用和资源配置能力，为有效开展管理节电提供必要的组织保障。管理节电措施宜与技术节电相配合，以实现系统化改善并巩固所取得成果。节能措施实施后宜由具有相应资质的第三方机构评估效果，出具评价报告。

6.2.3 技术节电

用能单位宜根据自身特点、配用电设备容量和工艺运行要求等，采取技术措施、通过技术进步来实现电能节约和高效利用。判别现有技术用电效率，淘汰国家及行业明令禁止使用的产品或技术，鼓励使用高效率的设备和技术。

技术节电措施主要指通过提高电能利用效率节约用电量和电力负荷的产品（技术），包括无功补偿、谐波治理、高效装置、能效管理、余热余压利用、可再生能源等分布式发电、热泵空调等。

6.3 需求响应

6.3.1 负荷管理

用能单位宜根据所在区域负荷供需情况，并结合政府和电网企业的电力安全应急管理要求，制订电力负荷管理方案，协同生产计划与能源使用，采取错峰用电、移峰填谷，确保电力供应和有效使用。

可利用工业领域电力需求侧管理平台，加强电力电量管理，采取负荷预测、用电规划与用电成本分析等措施，利用峰谷电价差、可再生电能消纳、电力辅助服务等激励措施合理配置用电负荷，实现经济用电。

6.3.2 电力需求响应

电力需求响应是应对短时区域的电力供需紧张或可再生能源消纳利用困难等情况，通过经济激励措施，引导电力用户自主调整用电行为，根据“谁受益、谁承担”的原则，用能单位自愿参与。参与电力需求响应宜完善内部的负荷管理和需求响应等制度方案，在确保安全前提下改变用电方式、调整用电负荷。用能单位亦可委托各类负荷聚合商代理参与需求响应，

用能单位的电力需求侧管理平台应满足 GB/T 32672 中对用能单位参与者的要求，接收电力需求响应执行信息，按照约定实施需求响应计划，并具有监测、记录、执行、验证等功能。

作为常态化电力需求响应参与电力市场的载体，用能单位亦可参与虚拟电厂建设和运行。通过先进信息通信技术和负荷控制管理系统，实现可控分布式电源、储能系统、可控负荷、电动汽车等分布式能源资源聚合和协调优化，参与电力市场和电网运行的电源协调管理系统。

注：具备条件的用能单位可参与提供电力辅助服务或电力现货市场交易，按规则执行获得相应收益。

6.3.3 有序用电

有序用电是在可预知电力供需紧张的情况下仍无法平衡电力电量缺口时，需行政措施和技术方法依法控制部分用电需求，维护供用电秩序平稳。用能单位宜在电网企业或电能服务机构支持下，利用电力需求侧管理平台的负荷管理功能等技术手段，落实内部负荷控制方案，加强电能管理、合理做好日用电平衡工作，按有序用电方案要求采取相应紧急措施。

执行有序用电方案的用能单位应具备完善的负荷管理设施、负控装置和用户侧开关设备。其电力需求侧管理平台应满足 GB/T 32672 相关要求，接入上级电力需求侧管理平台，接收有序用电指令信息，执行有序用电方案，及时反馈合理需求以减少限电损失，并具有监测、记录、执行、验证等功能。

6.4 绿色用电

6.4.1 可再生能源生产

用能单位可在其所管辖区域内合理建设分布式光伏、风电等可再生能源发电项目，所产生电力优先自发自用，余量上网。具备条件的用能单位亦可开展绿色低碳微电网和“源网荷储”一体化建设。

分布式发电项目可采取多能互补方式建设，接网电压等级在 35 千伏及以下的项目，单体容量不超过 20 兆瓦，宜安装占分布式装机容量的 10%—20%的储能，提升供电灵活性和稳定性，加强绿色电力运行调节。

6.4.2 可再生能源消纳

用能单位可通过调整用电计划和用电方式，或配置储能设备，参与可再生能源消纳，降低用电成本。

用能单位参与可再生能源电力消纳，可以通过自发自用可再生能源电量、向其他市场主体购买可再生能源电量或绿色电力证书。用能单位可参与绿色电力交易、碳交易等体现绿色电力消费意愿和承担社会责任能力。

6.5 环保用电

6.5.1 用电环保

用能单位应加强对用电用能设备的环境管理，控制“水、气、声、渣”等环境影响因素，实现达标排放、污染物排放总量控制。并应当按照环境保护相关法律的规定进行治理，并适时开展能源审计、清洁生产审计等措施。在用电环节做好环境排放强度与总量“双控”等工作。

用能单位宜积极利用可再生能源，促进能源消费清洁化，推进能源绿色转型与温室气体减排。

6.5.2 电能替代

用能单位可在满足生产工艺要求的基础上，统筹能源效率、成本和排放物等指标，科学组织，使用电能替代燃煤、燃油、燃气等化石能源，实现能源结构调整、促进节能减排。如地能热泵、工业电锅炉（窑炉）、农业电排灌、电动汽车、靠港船舶使用岸电、机场桥载设备、电蓄能调峰等。

6.6 智能用电

6.6.1 电力智能化运维

用能单位可在工业领域电力需求侧管理平台或能源管控中心等智能化用电系统的支持下，协同配电网、虚拟电厂、分布式发电、智能微网、储能，以及电动汽车等资源，合理参与需求响应、电力交易、

大数据处理、云平台、智慧城市等行动，实现电力系统智能化运维，促进智能制造升级。

6.6.2 智能分析与策略管理

用能单位宜充分利用工业领域电力需求侧管理平台等智能化用电系统的数据分析能力，实现对电能等能源介质从供应、分配输送、利用、余能回收或外供等“能源流”的智能化管理，并与智能制造系统（“制造流”）、财务运维系统（“价值流”），以及设备维护管理（“设备状态”）等协同，实现电能数据的精准管理；并以此对电力市场电能品种价格时段等信息，以及碳交易等新型价值资源进行集成，实现能源相关资源资产的策略管理。

6.6.3 电能供需耦合

用能单位宜提高电能信息化管理水平，参与“源网荷储”一体化智能调节，通过智能电网和能源互联网等平台，逐步并扩大电力需求侧和供给侧的双向互动，实现电能供需耦合。

实践电能供需耦合的具体措施可包括：调整用电结构、扩大可再生能源使用，辅以储能技术、协调分布式供能（电）系统与集中式电力系统（大电网），优化最大需量计划管理（即“契约用电负荷/合约用电”），与分散式冷、热、电、气等多样化需求耦合，实现能源的清洁、低碳、安全、高效、经济、便捷利用。

注：随着能源技术革命和体制革命推进的不断深入，电力供给侧和需求侧将在智能电网和能源互联网平台上逐步扩大供需耦合范围，供需耦合既是智能电网和能源互联网内在发展的目的和表现形式，也是构建现代化能源体系的必然结果。

7 工作评价

7.1 自评价

7.1.1 日常监督

用能单位宜制定和实施电力需求侧管理关键特性的测量计划，对其用电系统中的关键特性进行定期监视、测量和分析，确保上述数据是准确、可重现的，并保留相应记录。

测量方式可使用电力需求侧管理平台或能源管控系统相应模块，也可根据管理要求自行确定。

若发现重大偏差，应评估其影响并采取应对措施。

7.1.2 定期评价

用能单位可按照 GB/T 15316、GB/T 31960.1、GB/T 32127 等标准，参考 DL/T 1330、DB11/T 1232 等规范性文件要求，建立评价方法，按所确定的周期频次，评价用能单位电力需求侧管理工作开展的适宜性与有效性。

可设立由电力主管领导负责，包括技术服务方、工程项目、设备动力、运营管理和质量管控等专业技术人员在内的自评价小组，并指定具有相应专业技术能力的人员，按所确定的方法进行自我评价，通过全面诊断寻求改进机会，进行必要的综合治理。

自评价结果可用于用能单位自我改进，也可作为开展第三方评价或申报示范项目的参考信息。

工业领域电力需求侧管理工作自评价指标见附录 A。

注：评价自身电力需求侧管理开展的成熟程度，并进行内部水平对比或纵向历史数据分析。

7.2 第三方评价

用能单位可先开展自评价，在取得阶段性成效后委托第三方评价机构，评价其开展情况、取得成效、

经验特点，以及差距不足、结论建议等，获得相应评价结果。

第三方评价结果作为申请电力需求侧管理项目奖励资金或工作成效等证明材料；如果参加需求响应项目，由规定的负控关口平台或指定平台提供权威数据进行核算。

注：宜将评价结果与同类或相近类型用能单位数据作对标分析。

8 持续改进

8.1 确定改进目标

用能单位宜持续改进电力需求侧管理系统，提升其适宜性、充分性、有效性和规范性。

用能单位可根据自评价或第三方评价结果，对比相关规范或最佳实践标杆，寻找差距、识别改进方向，确定改进目标。

注：改进目标宜关注提高需求侧管理绩效、节约电能成本、提高电能利用效率和单位电能产出率，实现更精准化电能管理。

8.2 制定优化方案

用能单位宜制定行动措施和优化方案，并采取必要措施，确保目标达成。

8.3 跟踪改进过程

用能单位宜确定项目管理规范和责任要求，及时跟踪改进过程，避免偏离目标结果。

8.4 纳入制度规范

用能单位宜及时巩固改进成果，将其纳入管理规范或作业标准，以实现持续改进。

附录 A

工业领域电力需求侧管理工作自评价指标

使用说明：

1. 用能单位根据自身电力需求侧管理开展情况，对照每个具体指标，根据管理绩效/水平和指标说明，按照 0-4 分打分，并最终汇总成为“工业领域电力需求侧管理成熟度”，其得分为一个 0-4 分之间、保留到小数点后两位的数值。

2. 带“*”的为必填指标（不可漏评，如该项目确实未开展，则评价分数为“0”），其余为根据实际可选择项目（若某一可选择条款不适用，则自评价栏中不填写数值，并在“备注”栏说明理由，不影响最终成熟度分值）。

评价指标	分值	4	3	2	1	0	自评分/备注
	评分说明	国际领先，有重大创新（需提供证明材料）	国内领先，成效显著	基本实施，达平均水平	起步阶段，效果一般 存在明显提升空间	暂未实施或不达标	
制度化要求*	相关制度建设	IDSMS 相关配用电制度完备，与管理系统融合，职责明确、内外部沟通顺畅、能定期出具用能或用电专项报告，报告规范，整体能源体系及 IDSMS 制度完整并有效运行	IDSMS 相关配用电制度较为完整、已明确职责要求、建立了内外部沟通机制、能定期出具用能或用电专项报告、能源管理体系贯标并据此制定 IDSMS 制度	初步建立了内部用电等相关制度、有分工职责、内部汇报及沟通制度、能源管理体系处于建设阶段	有部分用电制度，电能管理职责未明晰、汇报/反馈等沟通渠道未明确、无定期报告制度	有零散用电相关制度，IDSMS 职责权限、汇报/反馈等内容均未明确	

评价指标	分值	4	3	2	1	0	自评分/备注
	评分说明	国际领先，有重大创新（需提供证明材料）	国内领先，成效显著	基本实施，达平均水平	起步阶段，效果一般存在明显提升空间	暂未实施或不达标	
激励机制	领导重视、激励措施具体有效、目标管理到位、资源保障有力、员工参与积极	领导支持、有激励措施、目标指标设置分解合理、资源配备充足、员工参与较为积极	有激励措施、在主要环节设置了目标指标、能得到经费支持、部分员工有参与意愿	无专项激励措施、有总目标但未分解、资源保障不够充分	基本无具体内容		
运行管理	运行标准具体科学、执行落实有效到位、项目管理有序开展，达到标杆水平	有运行标准、执行落实较为有效、项目管理基本规范，适用条款均有开展	运行标准较简略、执行落实有待完善、项目管理略有疏漏	未建立 IDSM 运行标准、执行落实偶然性大、项目管理未规范	基本无具体内容		
人才培养	有专业能力确认标准、岗位要求具体规范，根据要求开展技能训练、人员专业素养好，有专业团队支持系统，必要时外脑支持	有能力确认标准、技能训练有序开展、人员专业能力较有保障、部分环节/系统有维保等专业团队支持	有岗位要求和专业训练，但效果尚未验证，根据需要可组建内、外部专业团队	有简单岗位要求描述，但无能力确认、无规范配用电知识训练，专业瓶颈比较明显	基本无具体内容，无专业技术人员支持		
监督评价	监督评价方法规范科学、日常监督切实有效、定期评价规范、第三方评价深入详实，整改措施彻底到位	制定有监督评价方法、日常监督和定期评价基本有效，可提供第三方评价材料，整改措施基本有效	有简单监督评价规定，日常监督和定期评价尚不规范，无第三方评价，整改措施部分有效	无监督评价规范，日常监督较随意，定期评价尚未开展，整改措施无证据支持	基本无具体内容		

评价指标	分值	4	3	2	1	0	自评分/备注
	评分说明	国际领先，有重大创新（需提供证明材料）	国内领先，成效显著	基本实施，达平均水平	起步阶段，效果一般存在明显提升空间	暂未实施或不达标	
	持续改进	改善机制明确具体、提案改善路径清晰、员工参与保障有序、工具方法科学，改善效果有示范意义	有改善机制、员工有效参与、提案较具体，有效果验证	有改善制度及提案任务要求，部分员工参与、方法论待完善	无具体改善机制、个别员工有提案建议、组织落实尚不到位	基本无具体内容	
数字化要求*	平台决策	统筹布局，与MES/MOM/APS/ERP等系统有机兼容，成为智能运营的重要组成部分	对能源流管理要求明确，依据相关规范，与MES/MOM/APS/ERP等系统有关联	达到行业一般水平，仅满足于电能或相关能源介质管理，与其他系统协同较少	策划中，尚未完成	未建设	
	功能架构	档案管理、事件管理、项目管理、评价管理等基本功能充分实现，并有结合行业特点的先进算法支持，能够进行多系统协同，电能预测/需量/预算化管理及参与电力市场等扩展功能	档案管理、事件管理、项目管理、评价管理等基本功能充分实现，并有结合行业特点的算法支持，能与生产/设备等系统兼容，并可实现电费结算及预测（需量等）管理，可视化效果较好	档案管理、事件管理、项目管理、评价管理等功能基本实现，与相关系统未做兼容，尚未开展需量管理等预测	策划中，初步完成立项/调研报告，尚未建成	无计划	
	建设资料	施工计划、图纸、质量、验收、评价等齐全无误，无资料混用错用	施工计划、图纸、质量、验收、评价等基本齐全	施工计划、图纸、质量、验收、评价等部分完整、略有缺失、误用	资料管理混乱，出现过新旧版本误用或用错资料等情况	基本未开展	
	平台性能	优于技术规范要求、处于国际领先水平，作用发挥效果显著	优于规范要求	基本达到规范要求	部分满足规范要求	未实施	

评价指标	分值	4	3	2	1	0	自评分/备注
	评分说明	国际领先，有重大创新（需提供证明材料）	国内领先，成效显著	基本实施，达平均水平	起步阶段，效果一般存在明显提升空间	暂未实施或不达标	
	监测及通信要求	监测点部署满足规范要求，通信标准支持多种通信规约、稳定可靠易于维护扩展，兼顾计量校准并满足系统对时，达到国际领先水平	监测点部署满足规范要求、通信标准支持多种通信规约、系统稳定可靠，兼顾计量和对时要求，达到国内先进水平	监测点部署、通信标准、系统可靠性、计量和对时要求等基本满足规范要求	策划中，完成立项或可研报告，评估比对中	未开始考虑	
可靠用电*	配用电系统可靠	系统设计科学、接入方案可靠性高，备用电源配备完善，可实现毫秒级自动投切。高效变压器等配电设备选型先进合理，有足够的冗余及备用，运行规范明确，对相关标准理解准确、运行维护到位。实现电力系统全链路监测，可快速实现故障预警及定位	系统设计规范、备用电源配备完善，可实现秒级自动投切。配电设备选型较先进，有一定的冗余和备用。无落后设备，运行维护有序，关键参数监控分析较准确	系统设计较合理、配电设备选型较规范、无落后设备，运行维护有效及时，对相关标准收集不够全面，有关键参数监控分析，但深度略显不足	系统设计及接入方案存在一定不合理性，存在部分落后设备待淘汰，运行规范有瑕疵，运行维护不够及时，数据分析未展开	系统可靠性较差，经常出现各类问题造成非计划停机	

评价指标	分值	4	3	2	1	0	自评分/备注
	评分说明	国际领先，有重大创新（需提供证明材料）	国内领先，成效显著	基本实施，达平均水平	起步阶段，效果一般存在明显提升空间	暂未实施或不达标	
用电设备可靠性	设备设计选型较科学，运用P-FEMA/LCA等分析工具，操作维护科学规范，导入TPM、精益六西格玛等管理，OEE等指标达到JPMI评奖水平（设备可用性达到95%、自主维护占比70%以上、维护成本占重置成本2%以内）	设备选型布局较合理，操作维护较规范，初步导入TPM、精益等管理，主要指标接近JPMI评奖水平（OEE达到50%以上），能够开展自主改善	设备选型布局基本合理，存在部分系统不匹配（大马拉小车等）、操作规范执行较好，点检维护较规范，初步导入自主维护、5S、目视化管理，OEE高于20%，有提案改善制度	设备选型布局存在不合理，系统匹配不足、操作规范较简单且执行不到位，点检维护效果较差（工艺纪律不足），偶尔出现无计划停机造成影响，无提案改善	用电设备管理混乱，故障频出，处于救火队状态		
电能质量	全部总进线、重要出线、非线性负荷处安装电能质量监测装置，识别全部干扰源、建档管理并治理改善、效果良好，数据分析合理	90%总进线、重要出线、非线性负荷处安装电能质量监测装置，识别主要干扰源、建档管理并治理改善、且效果较好，基本未出现自身电能质量问题，数据分析较为合理	80%总进线、重要出线、非线性负荷处安装电能质量监测装置，识别主要干扰源并建档管理，定期治理主要干扰源，效果尚可，初步进行干扰源数据分析	70%总进线、重要出线、非线性负荷处安装电能质量监测装置，识别部分干扰源并记录，不定期治理主要干扰源、效果一般，偶尔出现电能质量问题，尚未主动进行干扰源数据分析	总进线、重要出线、非线性负荷处电能质量监测装置安装低于70%，未识别干扰源，有治理装置，但电能质量问题时有发生		

评价指标	分值	4	3	2	1	0	自评分/备注
	评分说明	国际领先，有重大创新（需提供证明材料）	国内领先，成效显著	基本实施，达平均水平	起步阶段，效果一般存在明显提升空间	暂未实施或不达标	
功率因数		计量电能表及主要电气设备功率因数实现在线监测，无功补偿装置运行正常，平均功率因数均在 0.95 以上，近三年内未发生力调电费罚款。	计量电能表及主要电气设备功率因数实现在线监测，无功补偿装置运行正常，平均功率因数均在 0.90 以上，近一年内未发生力调电费罚款。	计量电能表平均功率因数 0.90 以上，主要电气设备功率因数不低于 0.80。近一年内发生力调电费罚款不超过 1 次。	计量电能表平均功率因数 0.90 以上，主要电气设备功率因数不低于 0.65。近一年内发生力调电费罚款不超过 2 次。	计量电能表平均功率因数低于 0.90；近一年内发生力调电费罚款超过 2 次。	
电气设备 及安全工 器具管理		电气设备安全管理制度健全完善；严格按照制度实施，并有连续三年以上的检查维护记录和试验检测报告。制度、资料、报告等可以手机端或者 PC 端，通过信息化手段（如扫描二维码、输入信息编号等方式）随时调取查询。	电气设备安全管理制度健全完善；严格按照制度实施，并有完备的检查维护记录和试验检测报告。制度、资料、报告等可以手机端或者 PC 端，通过信息化手段（如扫描二维码、输入信息编号等方式）随时调取查询。	电气设备安全管理制度健全完善；严格按照制度实施，并有完备的检查维护记录和试验检测报告。	电气设备安全管理制度健全完善。	无管理相关内容。	

评价指标	分值	4	3	2	1	0	自评分/备注
	评分说明	国际领先，有重大创新（需提供证明材料）	国内领先，成效显著	基本实施，达平均水平	起步阶段，效果一般存在明显提升空间	暂未实施或不达标	
节约用电*	管理节电	<p>各项制度措施执行到位，且能进行“改善周/提案/对标管理”等自主改善，内部训练/督导系统周密，相关人员配用电素养较高，用电数据分析合理，电能目标指标分解落实有效（到关键台机/装置，≥ 3.5级计量），采用精益六西格玛/能源价值流管理等先进工具，TPM各项指标（如OEE≥ 85，预防维护占比大于等于70%，维护成本占设备设施重置成本小于等于2.5%等）及能效管理达到国际领先水平（能效领跑者）</p>	<p>对配用电设备和相关人员进行科学管理、设置能源管理岗位、聘任专业电能管理人员、建立完善电力需求侧管理体系、电能标准化管理有成效，开展电能数据库建设，实施电耗目标管理、定期开展电平衡/能源审计等自评估措施，导入TPM/5S等管理，鼓励员工采用“一点课”等内部交流，自主进行节能技改且取得成效，达到国家或地方能耗限额先进值</p>	<p>有专门的专业电能管理人员、初步建立电力需求侧管理体系并开始运行、对电能数据进行初步分析，对电能标准/技术规范管理尚不系统，电耗目标管理有待深化/细化落实，未开展电平衡等自评估措施，有部分节能技改项目，达到国家或地方能耗限额准入值</p>	<p>起步阶段，各项工作较零散，以满足领导要求为准，IDSM管理尚不完善，达到国家或地方能耗限额限定值</p>	<p>基本未开展，配用电设备管理粗放，或尚未达到能耗限额限定值</p>	

评价指标	分值	4	3	2	1	0	自评分/备注
	评分说明	国际领先，有重大创新（需提供证明材料）	国内领先，成效显著	基本实施，达平均水平	起步阶段，效果一般存在明显提升空间	暂未实施或不达标	
工艺节电	工艺布局先进合理，运用FEMA/P-FEMA等源头设计方法，系统自动化程度较高且可靠性较高，供-用能系统耦合度达到较高水平，能源系统与设备、生产、财务、运维等系统有机协同，各项运行基准/参数设定合理且经过验证，有面向智能制造/世界级工厂（WCM）的系统化建设方案及路径	工艺布局合理，系统自动化程度较高，供-用能系统协同性较好，能源系统与制造、运维等相关系统有协同，实现三级计量、各项运行基准/参数设定较合理，开始策划面向智能制造/世界级工厂（WCM）的系统化建设方案	工艺布局较为合理，部分系统效能有提升空间，供-用能系统协同有待开展，基本实现三级计量、运行基准/参数设定落实到产线和部分关键台机，无智能制造建设方案	起步阶段，基本未考虑工艺优化，工序间存在明显不协同现象，存在较大改善空间	基本未开展		
技术节电	配用电设备/系统先进性/自动化程度达到较高水平，无淘汰落后设备，各项节电新产品/新技术应用合理且成效显著，对工艺节电和管理节电支撑作用明显	根据自身特点、配用电设备容量和工艺运行要求等，采取技术节电措施，提高电能利用效率、节约电力电量，主动淘汰落后设备、应用节电新产品/新技术并取得显著成效	采用部分国家节能产品/技术推荐目录项目，部分列入淘汰落后设备名录的设备根据计划逐步落实中，节能技改取得成效，并经第三方验证，取得政府相应资金支持	起步阶段，开展了一些节能技改项目，但未做系统设备效能评估，尚存在较大改善空间	基本未考虑技术节电，设备效能处于较低水平		

评价指标	分值	4	3	2	1	0	自评分/备注
	评分说明	国际领先，有重大创新（需提供证明材料）	国内领先，成效显著	基本实施，达平均水平	起步阶段，效果一般存在明显提升空间	暂未实施或不达标	
需求响应	负荷管理*	负荷控制管理实现全自动化，根据制定的负荷控制方案协同生产计划与能源使用，日负荷预测偏差率小于2%。	负荷控制管理主要功能实现自动化，根据制定的负荷控制方案协同生产计划与能源使用，日负荷预测偏差率小于5%。	负荷控制管理部分功能实现自动化，能源使用与生产计划关联，开展日负荷预测，偏差率小于10%。	根据生产计划开展日负荷预测，并作为能源使用主要参考指标。	没有进行负荷预测等工作	
	需求响应	制定需求响应制度，能源管理系统具有需求响应功能，可根据外部或内部需求响应指令实现自动响应，单次响应负荷量达到指令要求。	制定需求响应制度，能源管理系统具有需求响应功能，可根据外部或内部需求响应指令实现相关响应事件，单次响应负荷量偏差小于10%。	根据已签订需求响应协议，实施需求响应，单次响应负荷量偏差小于20%。	根据已签订需求响应协议，参与需求响应相关工作。	未开展相关工作。	
	有序用电	有序用电方案和制度齐全，负控装置安装率100%，分级管理能源设备常态化，应急状态下能够自动执行有序用电。	有序用电方案和制度齐全，重要设备负控装置安装率100%，分级管理能源设备常态化，应急状态下能够自动执行有序用电。	已制定有序用电方案，根据电网要求已安装负控装置，应急状态下能够执行有序用电。	根据电网要求已安装负控装置，应急状态下能够执行有序用电。	未制定有序用电方案，未安装任何负控装置，	

评价指标	分值	4	3	2	1	0	自评分/备注
	评分说明	国际领先，有重大创新（需提供证明材料）	国内领先，成效显著	基本实施，达平均水平	起步阶段，效果一般存在明显提升空间	暂未实施或不达标	
绿色用电	可再生能源生产	积极利用屋顶墙面等场地空间，合理建设分布式光伏、风电或地热、生物质能等可再生能源发电项目，空间利用率较高，投融资管理顺畅，有专业人员/团队负责，可再生能源设施管理良好，自发自用与余量上网协调顺畅	合理建设分布式光伏、风电或地热、生物质能等可再生能源发电项目、投融资管理顺畅、有专业人员/团队负责，设施运行及管理较好，所生产电力以自发自用为主，少量上网	有采用一项或多项建设分布式光伏、风电或地热、生物质能等可再生能源发电项目，设施运维尚可，但无专人管理，投融资管理不够顺畅，且存在明显可利用空间	虽未开展，但有跟进、研究，收集相关资料，已编制可行方案或项目建议	尚未考虑	
	储能设备	配网接口利用占线路或变压器容量90%以上，电池检测及控制规范，三级BMS管理，消防设施联动，监测信息完善/可靠上传并设阈值，有视频及红外监测，TPM级运维	配网接口利用占线路或变压器容量70%以上，电池电芯有可靠性测试、簇状态监测或故障切除处置，BMS管理，消防设施联动，监测信息可靠上传，有视频或红外监测，运维较好	配网接口利用占线路或变压器容量50%以上，电芯可靠性测试、电池簇实时热力及压差分析、安全监测，消防设施联动，与其他平台公用/数据本地存储，空间温度监测，运维尚可	尚未开展，但已编制可行方案或项目建议	未考虑	
	可再生能源消纳	采购可再生能源电力或相应绿证、用电百分之百来自可再生能源，燃气或固体燃料已考虑采用生物质能等可再生能	采购可再生能源电力或绿证但比例未超过50%或仅略优于行业平均水平	已采购可再生能源电力或绿证，但比例不超过20%或处于行业平均水平，依然以传统能源为主	与可再生能源电力供应方有对接，但尚未签约执行	未考虑采购可再生能源电力	

评价指标	分值	4	3	2	1	0	自评分/备注
	评分说明	国际领先，有重大创新（需提供证明材料）	国内领先，成效显著	基本实施，达平均水平	起步阶段，效果一般存在明显提升空间	暂未实施或不达标	
		源替代					
环保用电	达标排放*	源头削减、过程控制、末端治理结合，“水、气、声、渣”等因素浓度控制远低于排放标准（10-30%标准值，或近零排放），有效控制污染物排放总量，有逐年递减计划并得到执行，定期披露可持续发展或社会责任报告	对“水、气、声、渣”等因素控制有效各因素排放浓度控制低于标准（50%标准值左右），充分了解配电系统特定污染物信息，污染物排放总量控制，参与环境排放自愿行动或社区宣传等活动，有排放削减计划，在网站有相关信息披露	实现连续稳定达标排放，个别指标远优于国标，了解配电系统特定污染物信息，总量控制合规，有环境改善行动	基本达标排放、偶尔个别指标超标，排放总量和浓度满足国家和地方的排放标准，未识别/获取配电系统特定污染物信息，三年内无环保处罚	排放浓度不能完全满足国家或地方的排放标准，无排放总量控制，或三年内受到环保处罚	
	清洁生产	持续滚动的开展清洁生产工作，清洁生产达到国际领先水平	主动开展清洁生产工作，清洁生产达到国内先进水平	定期开展清洁生产工作，基本做到清洁生产，清洁生产达到国内一般水平	有一定的清洁生产意识，但未系统开展清洁生产相关工作	从未开展清洁生产相关工作	

评价指标	分值	4	3	2	1	0	自评分/备注
	评分说明	国际领先，有重大创新（需提供证明材料）	国内领先，成效显著	基本实施，达平均水平	起步阶段，效果一般存在明显提升空间	暂未实施或不达标	
用电环保	每年展开碳盘查工作，并制定有明确的减排目标，采取有效的减排措施，完成预设的减排指标	每年展开碳盘查工作，并制定有明确的减排目标，但无明确有效的措施支撑目标的完成	每年展开碳盘查工作，但未并制定有明确的减排目标，无明确的有效措施	对温室气体排放做过盘查，但未开展相应的减排工作	未开展温室气体盘查及减排工作		
电能替代	统筹工艺要求、技术经济可行性，以及能效和排放等因素，调整能源结构，充分使用电能替代化石能源，静态回收期 36、48、60 个月的项目机会分别实现 100%、75%、50%替代	统筹工艺、技术经济可行性，以及能效和排放等因素，积极使用电能替代化石能源，静态回收期 36、48、60 个月的项目机会分别实现 75%、50%、25%替代	根据技术经济可行性，调整工艺、技术路线和能源结构，开始使用电能替代化石能源，已完成一个或数个电能替代项目试点，并拟扩展推广	开始考虑电能替代，初步完成可行研究或立项报告，尚未完成试点	尚未考虑电能替代		

评价 指标	分值	4	3	2	1	0	自评分/备注
	评分 说明	国际领先，有重大创新 (需提供证明材料)	国内领先，成效显著	基本实施，达平均水平	起步阶段，效果一般 存在明显提升空间	暂未实施或不达标	
智能 用电	电力智能 化运维	用电管理系统具有在线 监控配电设备状态及运 行工况、系统电压与主 变负荷、变压器温度， 以及电能调度、参与需 求响应、电力交易等功 能，能够智能化协同配 用电网、分布式发电、 储能、电动汽车等资源， 并可结合人工智能及大 数据处理为智能制造系 统提供实时数据支持	用电管理系统具有在线 监控配电设备状态及运 行工况、系统电压与主 变负荷、变压器温度， 以及电能调度、参与需 求响应等功能，并协同 配用电网、分布式发电、 储能、电动汽车等资源， 参与电力交易	用电管理系统具有在线 监控配电设备状态及运 行工况、系统电压与主 变负荷、变压器温度， 以及电能调度等功能， 并可参与需求响应	基本实现“在线”与“人 工”结合的运维，对配 电设备状态及运行工 况、系统电压与主变负 荷、变压器温度等进行 监控，并可实现电能调 度等功能	未有效开展，主要依靠 人工巡检方式，电力系 统管理较粗放，时有问 题发生	

评价指标	分值	4	3	2	1	0	自评分/备注
	评分说明	国际领先，有重大创新（需提供证明材料）	国内领先，成效显著	基本实施，达平均水平	起步阶段，效果一般存在明显提升空间	暂未实施或不达标	
	智能分析与策略管理 *	IDSMS平台具有较强数据分析能力和基于工艺逻辑的预测方法，可实现对电能等能源介质从供应、分配输送、利用、余能回收或外供等“能源流”的智能化管理，并与“制造流”、“价值流”、“设备状态”等相协同，实现电能数据的精准管理；并可指导需量管理、参与电力交易、开展碳盘查/碳交易等，实现相关资源的资产级策略管理	IDSMS平台具有基于工艺过程的分析预测能力，算法清晰明了，基本实现对电能等能源介质从供应、分配输送、利用、余能回收或外供等“能源流”的智能化管理，并可参与电力交易、指导需量管理、碳盘查等功能	IDSMS平台具有数据分析和预测方法，对电能等能源介质可实现从供应、分配输送、利用、余能回收或外供等“能源流”的管理	复制其他项目功能组态和算法逻辑，未进行需求调研和再度开发，运行效果一般，仅实现数据统计报表功能，不能满足深度分析和协同管理需求	简单复制其他项目，运行效果较差	

评价指标	分值	4	3	2	1	0	自评分/备注
	评分说明	国际领先，有重大创新（需提供证明材料）	国内领先，成效显著	基本实施，达平均水平	起步阶段，效果一般 存在明显提升空间	暂未实施或不达标	
	电能供需耦合	利用电能信息化平台参与“源—网—荷—储”一体化调节，逐步实现并扩大电力供需双向互动，调整用电结构、扩大可再生能源使用，协调储能及分布式与集中式电力系统，优化需量管理及电能预算化管理，与分散式多样化供能相结合，科学利用电能资源	初步实现“源—网—荷—储”一体化智能调节，积极利用可再生能源，协调储能等系统，实现分散式多样化高效率供电	/	/	/	