

中国可持续能源项目
The China Sustainable Energy Program

能 源 基 金 会
The Energy Foundation

项目成果
Research Report



电力规划与生产模拟数据标准化研究

可再生能源发电并网专委会
2016 年 3 月

项目信息

项目资助号

Grant Number: G-1406-21501

项目期

Grant period: 7/1/2014 – 6/30/2015

所属领域: 可再生能源

Sector: Renewable Energy

项目概述: 随着可再生能源的大规模开发并网, 不仅对电力系统的安全经济运行提出了新的挑战, 同时也对电力规划与生产模拟等研究工具和数据需求提出了新的要求。课题综述了国内外知名电力规划与生产模拟软件模型与功能, 分析了主要软件工具的基本数据需求。结合具有二十多年成熟应用的 GESP 软件以及新开发的随机生产模拟软件, 考虑了可再生能源并网研究的数据需求, 设计了数据标准化结构, 初步开发了基于新数据标准化需求的数据库。

Project Discription: With the large-scale development of renewable energy and its grid connection, new challenges are faced by the safe and economic operation of power system, and new demands are made on the research tools and data requirements of power system planning and production simulation. This project summarizes famous power system planning and production simulation software models at home and abroad and their functions, analyzes the basic data requirements of several main software tools. Combined with the GESP software that has a 20-year history of mature application and the new developed stochastic production simulation software, considering the data requirements of renewable energy grid researches, this paper designs the structure of data standardization and initially develops a database based on the newly standardized data requirements.

关键词: 电力规划、生产模拟, 数据标准化, 数据库

Key Word: power system planning, production simulation, data standardization, database

摘要

电力规划和生产模拟是电力系统发展研究和方案制定的基本工具，也是电力系统研究中的传统方向。国内外专家学者、研究机构已开发出了多种成熟的研究工具，如 WASP、GESP、GASP、JASP 等规划软件工具，以及 WHPS、MAPS、Balmorel 等系统模拟软件工具。已有研究工具软件为不同国家的研究机构所拥有和使用，各自拥有不同的数据来源，软件的数据输入格式各不相同，各研究机构间在基础数据共享与合作方面缺乏相应机制和统一数据格式支持，研究讨论多集中于成果和方法论层面。此外，近年来随着风电、光伏等新能源发电大规模快速发展，以及跨区电网互联规模扩大和分布式能源系统的发展，给电力规划和生产模拟研究工作带来了新的挑战。新能源大规模开发、高比例并网带来的消纳问题，也使得加强电力规划和生产模拟研究，加强各机构间的基础数据合作、共享与标准化，共同推进可再生能源可持续发展的意义更为重大。

本文首先介绍国内外主要电力规划与生产模拟软件的模型算法原理，分析研究基础数据需求特点；参考国内外大型应用软件的数据输入形式，以已有软件模型数据格式为基础，考虑大规模可再生能源并网与扩大联网范围的研究条件下，如何实现电力规划与生产模拟软件数据的标准化和统一化问题，并构建基于 SQL 的数据库，实现了数据添加和查询等基本功能，为推进数据标准化研究工作进行了初步工作。

关键词：电力系统规划、生产模拟，数据标准化，数据库

Summary

As basic tools for the research on power system development and the formulation of development plans, power system planning and production simulation are the traditional direction for power system study. Experts, scholars, and research institutions at home and abroad have developed many mature research tools, including power system planning software like WASP, GESP, GASP, and JASP and system simulation software like WHPS, MAPS, Balmorel and so on. The existing research software tools are owned and used by research institutions in different countries with different data sources and input formats, lacking corresponding mechanisms and unified data format for basic data sharing and cooperation, and thus the researches and discusses usually focus on results and methods. Besides, in recent years, with the rapid development of mass new energy power generation such as wind power and photovoltaic power, the extending of interregional power grid interconnection and the development of distributed energy system, the power system planning and production simulation researches are confronted with new challenges. The large-scale development of new energy resources and the consumption problem caused by the high percentage of grid interconnection make it more significant to strengthen researches on power system planning and production simulation, promote

the cooperation, sharing and standardization of basic data among the institutions, and jointly promote the sustainable development of renewable energy sources.

This paper first introduces the model algorithm principle of the main power system planning and production simulation software at home and abroad, and then analyzes and studies the demand characteristics for basis data; referring to the data input forms in domestic and foreign large-scale application software, based on the data formats of existing software models, and under the condition of large-scale renewable power grid interconnection and extending it, the paper considers how to realize the standardization and unification of software data on power system planning and production simulation, builds database based on SQL which has realized the basic functions such as data-adding and query, and carries out preliminary work to advance the research on the standardization of data.

Key Word: power system planning, production simulation, data standardization, database

目 录

1	前言.....	1
2	电力规划模型.....	3
2.1	优化模型原理简介.....	3
2.2	常用电源优化工具.....	8
2.3	GESP 模型与数据需求简介.....	13
2.3.1	模型介绍.....	13
2.3.2	数据需求.....	15
2.4	GASP 模型与数据需求简介.....	16
2.4.1	模型介绍.....	16
2.4.2	数据需求.....	17
3	生产模拟模型.....	20
3.1	电力系统生产模拟方法.....	20
3.2	常用生产模拟工具.....	21
3.3	考虑网络约束的多区域电力系统生产模拟.....	24
3.3.1	目标函数.....	24
3.3.2	约束条件.....	25
3.4	GE-MAPS 软件数据设计.....	29
3.5	WHPS 软件数据设计.....	31
4	数据标准化研究.....	32
4.1	数据类的设置.....	33
4.1.1	与规划时段有关的类:	33
4.1.2	与规划地区有关的类:	33
4.1.3	与电厂有关的类:	34
4.1.4	与输电线有关的类:	35
4.1.5	与环保有关的类:	35
4.1.6	与水电相互补偿有关的类:	35
4.1.7	其它类:	36
4.2	数据表的设置.....	36
4.2.1	报告表 REPORT	36
4.2.2	常数表 CONSTANT	38
4.2.3	定界表 POLICY	39
4.2.4	投资流程表 INVEFLOW	39
4.2.5	控制设备表 CTL(CTL).....	40
4.2.6	燃料表 FUE(FUE).....	41
4.2.7	火电厂数据表 THM(THM)	41
4.2.8	水电厂数据表 HYD(HYD).....	46
4.2.9	抽水蓄能电站数据表 STG(STG).....	49
4.2.10	水工建筑数据表 DAM(HYN).....	52
4.2.11	核电厂数据表 NLR(NLR).....	52
4.2.12	新能源电厂数据表 NEW(NEW).....	56

4.2.13	输电线数据表 TRL(TRL)	58
4.2.14	地区缺电损失表 ENS(ENS)	60
4.2.15	地区数据表 DST(DST)	60
4.2.16	水电站群补偿效益数据表 HYDPOW(S)	62
4.2.17	污染物外部费用表 EXCOST	63
5	数据库框架	66
5.1	数据库设计原则	66
5.2	数据库设计	66
5.2.1	运行环境	66
5.2.2	数据库说明	66
5.2.3	数据表之间关系模式	68
5.2.4	数据库字段存储说明	71
5.3	功能介绍	73
5.3.1	界面介绍	73
5.3.2	查询介绍	73
6	结论与建议	79
6.1	结论	79
6.2	建议	80
	后记：需求侧管理	81

1 前言

数据是研究的基础，好的电力规划与生产模拟优化方案依赖于可靠、完备的数据支持。在传统的电力规划和生产模拟研究中，不仅涉及负荷、电源、电网等电力系统发展的核心数据，还涉及到能源供应、燃料价格、环保控制目标等边界条件数据。自上世纪 90 年代末期，世界风电进入加速发展时期，自 2005 年后，世界太阳能光伏发电进入开始发展时期。近年来，随着全球应对气候变化共识的逐步达成，欧洲及部分国家甚至提出了未来 80%~100%的可再生能源发电情景方案。我国风电与太阳能发电发展虽然起步晚于欧美发达国家，但近年来一直是全球可再生能源发展的重要领跑者，到 2015 年底的风电装机和太阳能发电装机容量均居世界首位，内蒙古、甘肃等部分省区的风电装机比重已超过最大负荷的 50%，青海省的太阳能发电装机比重超过最大负荷的 50%。高比例可再生能源发电并网发展形势已然形成，对已有成熟的电力规划与生产模拟软件提出了新的升级改造需求，不仅要考虑风光出力的波动性，将研究时间尺度由常规电源情况下的小时级细化到分钟级的电力电量平衡、调峰平衡和调频平衡，对风光发电出力特性数据、大范围基地的风光电站集群出力特性数据的采集和加工整理提出了更高的要求，也对负荷曲线的刻画以及研究方法提出了新的要求。电力规划与生产模拟研究中所涉及的数据量出现了急剧的增加。

就电力规划和生产模拟相关数据的掌握情况来看，风电、太阳能资源特性数据，掌握在水规院、电科院等科研机构手中；发电出力数

据掌握在可再生能源发电厂、电网调度机构手中。系统负荷和其他常规电源、电网数据掌握在电网公司和相关科研单位手中。相关的规划研究工作主要集中在电网公司所属的科研单位、政府部门所属的科研单位，以及相关企业、科研单位和高校等。从数据掌握情况来看，特有特长，以电网公司和科研单位为多；从模型开发和研究应用来看，以科研单位和高校为多。

为更好的服务支撑高比例可再生能源并网发展需求，需要各机构间实现数据共享、构建电力系统研究标准数据库体系。本课题是电力规划和生产模拟数据标准化研究工作的一个起步，以介绍电力规划和生产模拟的理论方法、常用软件工具入手，分析其数据需求特点，进而提出数据库设计方案，输入已有算例数据，初步形成了一个电力规划和生产模拟数据库。

2 电力规划模型

电力系统规划包含负荷预测、电源扩展规划、电网扩展规划三大部分。负荷预测是基础，电源规划与电网规划是电力系统规划不可分割的整体，但两者侧重点不同且统一优化困难较大，目前通常将电源规划与电网规划问题分开处理，协调迭代。但从能源系统发展、科研和适用面等角度，各机构的研究工作更多集中于电源的优化规划。

2.1 优化模型原理简介

电力规划本质上是一个优化问题，电力规划优化模型中，对每个建设项目的投资方案建立 0-1 优化变量，在满足规划时序约束、电力备用率约束以及典型日运行约束等条件下，寻求最经济的规划方案。传统电力规划中，需要考虑的系统未来运行状态的数目较少，典型日运行约束所产生的约束条件数目较少，然而，考虑风电后，为规划模型中增添了随机变量，传统电力规划优化模型将不能满足大规模风电接入下电力规划的需求。在规划模型中处理风电出力这一随机变量的方式主要有两种，一是将风电转化为多状态机组，对每种状态分别建立相应的约束条件和目标函数，同时考虑不同状态对应的约束条件，依概率合并目标函数，即求期望意义下的最优规划方案。二是利用机会约束规划模型进行求解，机会约束规划在优化模型中引入了规划风险与投资成本的折衷，能够避免考虑确定性约束条件时优化结果过于保守的情况。此外，还可在电源优化规划的优化迭代中嵌入随机生产模拟计算或在电力电量平衡约束中考虑风电可信容量。风电的接入还客观上要求系统常规电源能够提供更多灵活调节容量，这将会增加系

统的投资与运行成本，因此，需要通过优化模型权衡系统灵活性投资与弃风损失。为考虑风电出力的多样性，规划模型中需要考虑较多数量的风电出力情景，进而极大的增加了规划模型的规模。

一、电力规划数学模型一般型式

电力规划优化模型一般都采用了某种优化技术，其形式总可以表示为：

$$\min f(X,Y) \quad (2-1)$$

$$S.t \quad h_i(X) \leq a_i \quad (2-2)$$

$$g_i(Y) \leq b_i \quad (2-3)$$

$$k_i(X,Y) \geq d_i \quad (2-4)$$

$$X \geq 0, Y \geq 0 \text{ (或加上 } X \text{ 为整数)} \quad (2-5)$$

式中， X 为发电机容量； Y 为发电机出力变量； a_i ， b_i ， d_i 为常数。其中，式(2-1)为目标函数；式(2-2)为电源建设的施工约束；式(2-3)为运行约束；式(2-4)为发电机出力受发电厂最小技术出力的限制；式(2-5)为数学模型本身要求的变量约束。

二、目标函数

一般的目标函数是使系统总支出费用最小，包括两个部分：第一部分与安装发电机组容量有关，如发电厂的投资费用，另一部分与发电机的实际出力有关，如发电厂的运行费用，其中主要有发电厂的燃料费用。

由于电源优化规划涉及的范围很广，在实践中，规划目标不仅仅只是投资和运行费用，有时，还包括其它效益和支出，是一个多目标

问题。已有研究成果中，目标函数还可计及可靠性指标、输电线费用、未来的不确定性（如负荷预测、水文数据甚至市场因素等对规划结果的影响）、可再生能源的考虑、电力市场条件下的需求侧管理(DSM)、市场竞争环境对决策的影响等等。

对于多目标问题，具体处理方法是多样的，一般方法是将不同目标函数乘以不同权值形成目标函数，从而实现对于多重目标的优化。也可使用专家系统方法，综合考虑研究、设计和运行部门专家的意见，用模糊理论做最后决策。

三、约束条件

对于不同系统，约束条件是不相同的；使用不同的优化算法，约束条件也有差异。这里只提到通常规划中都需要考虑的条件。

(1) 备用容量或可靠性约束

电力系统电源容量除了满足负荷需求外，还应有一定的备用容量以保证供电的可靠性和电能的质量。粗糙的办法是取一个备用系数，较精确的办法是计算可靠性指标。

系统备用容量可表述为：

$$\sum_{j=1}^m X_{jt} + P_{zo} - P_{mt}(1 + \rho + \sigma) \geq \Delta B_t \quad t=1,2,\dots,T \quad (2-6)$$

式中， X_{jt} —新建电厂 j 在 t 新装容量； P_{zo} —系统原有总装机容量； P_{mt} —系统在 t 年的最大负荷； ρ —电厂厂用电率； σ —系统线损； ΔB_t —系统在 t 年应有的备用容量； T —规划期年数； m —待建电站数。

需要说明的是，一般有两种方法计及可靠性指标：一种将可靠性指标记入约束中，另一种将其做某种处理，记入目标函数。对于可靠

性标准的制定，由于具体情况的差异，不同系统的电源规划采用统一的可靠性标准是不现实的。此外，在制定可靠性标准时也要考虑其经济性。在建立的目标函数同时应该综合考虑经济性和紧急情况处置及停电损失的费用。这种观点被大多数学者接受，在电源优化规划研究中被大量采用。

(2) 电源建设施工约束

◆ 待建电站最大装机容量约束

$$\sum_{\tau \in t} X_{j\tau} \leq P_{zj\max t} \quad j=1,2,\dots,m \quad (2-7)$$

即各待建电厂某年 t 的装机容量，不应超过由施工、设备等条件决定的该年最大容许装机容量。

◆ 待建电站最大总装机容量约束

$$\sum_{t=1}^T X_{jt} \leq P_{zj\max} \quad j=1,2,\dots,m \quad (2-8)$$

即各待建电源最大装机容量受一些具体条件限制，在装机过程中各电源在规划期 T 内的总装机容量不应超过规定的最大容量。

◆ 最早最晚投入年限约束

$$\sum_{t=1}^{t_{ej}} X_{jt} = 0 \quad j=1,2,\dots,m \quad (2-9)$$

即待建电厂 j 从实际可能的角度考虑，其最早建成投入年限不应早于一定年限 t_{ej} 。如果某些电厂从规划年开始就可能投入，则可不受此约束。

◆ 财政约束，即某个时期内电源建设不应该超过财政支付能力。

◆ 待建电站装机连续性约束，即某个电站第一台机组投入运行

后，后续机组应连续安装，否则会给施工带来麻烦。

- ◆ 建设顺序约束，某些电站建设有先后顺序。

(3) 系统运行约束

- ◆ 系统需求约束，即在任何时候，系统发电容量总和要满足系统电力需求。

$$\sum_{j=1}^m P_{jt} + P_{ot} = D_t(1 + \rho + \sigma) \quad (2-10)$$

式中， P_{jt} 、 P_{ot} — j 电厂和系统原有电厂在 t 时刻出力； D_t —系统在 t 时刻负荷。

- ◆ 发电机组最大最小出力约束

$$P_{j\min t} \leq P_{jt} \leq P_{j\max t} \quad j=1,2,\dots,m \quad (2-11)$$

式中， $P_{j\min t}$ —机组 j 的最小出力； $P_{j\max t}$ —机组 j 的最大出力。

- ◆ 火电燃料消耗约束

$$\sum_{\tau=1}^{\tau} E_{jt} \beta_j \leq A_{j\tau} \quad j=1,2,\dots,k \quad (2-12)$$

式中， E_{jt} —电厂 j 在时间段 τ 的发电量； β_j —电厂 j 的平均燃料单耗； $A_{j\tau}$ —电厂 j 在 τ 时间段内的燃料消耗限量； τ —时段数。

- ◆ 水电水量消耗限制

$$\sum_{\tau=1}^{\tau} E_{jt} \leq W_j \times \tau \quad j=k+1, k+2, \dots, n \quad (2-13)$$

式中， E_{jt} —水电厂 j 在 t 时段的发电量； W_j —水电厂在时间段内的平均出力。

另外，根据采取模型不同，可能还要考虑：输电能力约束，最小开机容量约束，火电年利用小时约束，抽水蓄能电站约束等。

需要说明的是：以上列出的约束条件的表达方式在不同的模型中是不同的，处理方式也有差异。

2.2 常用电源优化工具

电力系统的发展使系统中出现多种不同性质的电源，它们与负荷点之间的联系网络也极为复杂。传统的以经验分析为基础的列举方案进行技术经济比较的方法无法适应这种复杂系统的电源优化扩展要求，在大量客观因素、包括一些不确定性因素的制约下，很难找到一个最优的系统发展方案。国外从六十年代开始应用优化技术研究电源和网络规划，已研制开发出多种各具特色的商用电源规划优化程序，其中较有代表性的有下述几种：

(1) WASP(Wien Automatic System Planning Package)程序包是国际原子能机构 IAEA 委托美国田纳西流域工程管理局 TVA 与橡树岭国家实验室 ORNL 研制的。它最初用于对发展中国家核电要求的分析，后来国际原子能机构对其作了许多改进，成为一个对电力系统容量扩建分析常用的软件包，称为 WASP-III。

(2) 通用电气公司 GE 开发的最优发电规划程序包 OGP，以生产费用最低为目标，用静态向前看的方法优化，使用失负荷概率 LOLP 作为可靠性约束准则。所谓静态向前看的方法是，它在优化时不像 WASP 那样用动态规划求整体优化方案，而是逐步静态优化，但在计算费用时计及各建设项目在规划水平年后的一段时间，称为向前看时段的长度(一般为 5~10 年)内的运行及维修费用，这个时段内的负荷假设与规划水平年相同，以此来计入一些投资大而运行费用低廉项目

的效益。

(3) 由美国电力科学院 EPRI 资助、麻省理工学院研制的电力系统发电容量扩建分析系统 EGEAS 模型是采用随机生产模拟方法来计算生产费用, 可用多种方法对扩建方案进行优化, 包括用线性规划、广义 Benders 分解技术进行线性和非线性迭代及各种不确定因素的灵敏度分析, 以及用最复杂和完善的动态规划法产生以机组数为整数变量的费用最小扩建规划, 并可对可靠性指标, 能源有限制的电源(水电站、抽水蓄能电站等)负载方式, 互联系统运行方式等做出分析。

(4) 法国电力公司 EDF 为进行电源优化规划而研制的国家投资模型 MNI 是一个颇有特色的程序软件, 它以热力发电设备(常规和核电)容量为变量, 产生一个费用现值最小的最优投资计划。在优化中使用最优控制理论的庞特里亚金极值原理。它包括两个子过程的交换迭代, 其中之一负责算出某一给定系统结构下的总费用, 也是经济准则; 另一个则用梯度法改变系统结构, 使费用最快速下降, 直到满足收敛准则。

(5) 美国电力科学院 EPRI 还研制了一个电源优化规划容量盈亏的代价及效益分析程序, 可用于估算不同负荷增长率下发电费用期望值与备用容量数值的关系, 确定在负荷增长率变化下系统扩建计划应采取的对策。

(6) 俄亥俄州立大学研制的生产费用模拟程序 PCS 与容量扩建及可靠性评价系统 CERES, 其基本原则与 WASP 相似, 可在随机模拟基础上进行短时段发电生产费用分析, 采用动态规划或静态向前看的

方法搜索最优系统扩展方案，它的财务模型可以给出最优及次最优方案的系统收支平衡表，并且以人机对话和批处理方法运行程序。

此外，还有西屋公司的 AGP 模型，西门子公司的 WAGNER 模型以及比利时的 GENEX 模型等。

我国在电力发展战略规划的优化方面也进行了研究，并取得了可喜的成果。我国能源开发及电力系统发展具有许多不同于国外的特点，例如，国外能源开发较发达，在蕴藏量、价格等方面的未知因素相对较少，许多国家幅员不大，水电已基本开发完毕，其运行方式基本固定。正是由于电力规划中不确定因素较少，因而其电源规划及电网规划往往可分别进行优化，水电往往作为确定因素处理，而且只侧重于对火电、核电开发研究及可靠性分析等。而我国则地域辽阔，电网结构薄弱，不确定性因素很多，水电资源尚有许多未开发，且水电资源开发是电源优化规划中的一个主要内容等等，这就使得我国战略电源规划的优化显得更加复杂。

国内许多单位结合三峡水利枢纽开发及其系统的论证进行了各种优化模型的研究。例如，西安交通大学研制的 JASP 程序，以最小年费用为目标，采用随机生产模拟，以排序和爬山法进行优化。国网能源研究院（原国电动力经济研究中心）研制的电力系统电源优化软件包 GESP，是一个混合整数规划模型，其内部的线性规划计算采用的是国际上的一个商用数学计算软件包—Cplex 优化包。该模型采用经验备用率及确定性生产模拟，以混合整数规划优化，对水电作了细致的考虑，可进行多地区分区平衡、整体优化，并提供区间的最优潮

流。清华大学研制的 IRELP/I 多分区电力长期规划模型具有多层次结构，第一层总体模型以混合整数规划优选电源结构，水电开发时序及电源点。第二、三层在总体优化基础上，以线性规划优化水、火电厂的装机容量，相应的煤矿建设规模，分区电力潮流，分别研究不同水文年的情况，对宏观决策方案进行技术经济评价。电力科学院研制的电源优化模型采用确定性生产模拟和混合整数规划进行优化。华中科技大学研制的考虑能源分区平衡的电源规划模型 DY-2，从系统工程的观点出发，运用系统分析方法，将已有的、指令性新建的、退役和待选的水电、核电和抽水蓄能电站等作为一个整体，在整个时间序列上做动态优化，采用变步长搜索法确定各类电站在典型日负荷曲线上的工作位置和工作容量以及水电弃水电量，除充分发挥水电、抽水蓄能电站在电力系统中的作用外，还考虑了系统内能源分区平衡、电力分区平衡以及分区间联络线容量约束等。

表 2-1 典型电源优化模型汇总表

模型工具	功能原理	开发机构	备注
WASP (Wien Automatic System Planning Package)	电力系统容量扩建分析常用的软件包，注重电力规划模型，对于电力需求预测，则多采用季节性自回归滑动平均混合模型，模型中并未具体考虑电力需求结构的实质影响因素——产业结构及居民生活。	国际原子能机构(IAEA)委托美国田纳西流域工程管理局(TVA)与橡树岭国家实验室(ORNL)研制	世界银行用以对其贷款的电力项目进行可行性分析和经济评估。
PlanElec-Pro (Plan Electricity Pro)	采用总费用现值最小作为目标函数，其中，总费用由投资费用、运行维护费用、燃料费用和停电损失费用组成；约束条件包括备用容量约束、电力不足概率 LOLP 约束、每年待选机组的最大最小投产台数等；程序应用随机生产模拟进行发电系统运行费用的估算，采用动态规划方法寻求最优的电源扩展方案。	瑞士联邦洛桑高等工业学院能源系统实验室	不能处理太阳能电站和风力发电站，而且该程序所能处理的现有电厂和待选电厂总数不超过 85 个。
最优发电规划程序包 OGP (Optimization Generating Planning)	以生产费用最低为目标，用静态向前看的方法优化。	通用电气公司 (GE)	
电力系统发电容量扩建分析系统(EGEAS)	采用随机生产模拟方法来计算生产费用，可用多种方法对扩建方案进行优化。	美国麻省理工学院	
国家投资模型(MNI)	以热力发电设备容量为变量，产生一个费用年值最小的最优投资计划，在优化中使用了最优控制理论的庞特里亚金极值原理。	法国电力公司 (EDF)	
JASP (Jiaotong Automatic System Planning Package)	以等效电量函数法为基础，采用随机生产模拟完成生产优化决策的功能。按发电厂优化，模型考虑了电源地理分布，能进行区域电力电量平衡。	西安交通大学	未纳入风电、太阳能发电等新能源
GESP (Generation Electricity System Planning)	混合整数优化方法，不仅同时给出最优的电源规划方案和电网规划方案，还能对电力环保方案进行优化配置。	国网能源研究院	未纳入风电、太阳能发电等新能源
电力系统电源规划优化及可靠性分析软件 (GASP)	采用遗传算法进行求解，包含了电源优化、运行模拟、可靠性计算、国民经济评价等模块	华中科技大学	包含了风电，未包含太阳能发电

2.3 GESP 模型与数据需求简介

“电力系统整体优化规划模型（GESP-III）”是由国网能源研究院（原国电动力经济研究中心）开发研制完成的，该模型曾用于三峡工程的国民经济评价，华南电网规划研究以及多项世界银行、亚洲开发银行贷款电力项目的经济分析。

2.3.1 模型介绍

GESP 是以计算期内总贴现费用最小为目标的电源发展优化模型。模型采用混合整数规划来求解中长期发电系统最优电源扩展规划问题。

（1）GESP 模型的目标函数

模型的目标函数为：

$$\text{MIN } Z = I - S + F + V + E$$

其中：

Z: 目标函数；

I: 规划期内总投资费用的现值；

S: 规划期内新增固定资产期末余值的现值；

F: 系统在规划期内固定运行费的现值；

V: 系统在规划期内可变运行费用的现值；

E: 系统在规划期内不供电量损失的现值。

（2）GESP 模型的约束条件

寻优过程必须满足一定的约束条件，在 GESP 模型中的主要约束条件有：

- 系统有效容量必须满足最大负荷加上所需备用；
- 各电厂的总出力应能满足负荷需求；
- 各电厂的出力在任何时刻应满足其最小技术出力限制；
- 各电厂的出力不大于其可发容量；
- 水电厂的发电量不大于其可发电量；
- 抽水蓄能电站必须满足库容约束和其发电量与抽水电量间的关系；
- 每一类电厂的装机容量不大于其装机限制。

(3) GESP 模型的主要功能：

- 确定规划期内电力系统电源扩展的最优方案，即各类候选电源的最佳装机进度及电源系统的合理布局；
- 确定所规划系统中各类电源的合理比重；
- 确定包括水电站群在内的电源最优开发顺序；
- 确定各电源项目的合理装机规模；
- 环境政策分析：环保收费、总量控制等；
- 电力系统污染物排放治理设备的费用和效益的评价；
- 电力系统中火电厂的污染物排放治理设备的选择及安装进度优化；
- 电力系统的污染物排放的边际控制费用分析；
- 电力系统的最优燃料选择等。

2.3.2 数据需求

GESP 是按机组类型进行优化的模型，数据输入输出只与系统和机组自身参数有关，没有考虑电源与负荷的地理位置信息。

（1）输入数据

GESP 软件中，输入数据除了包含常规数据类型，如规划时段、电源、输电线路、负荷、燃料等，还着重描述了流域梯级水电站间的互补情况、火电厂污染物排放控制设备投资运维及排放绩效、地区环境污染排放总量控制目标等。

在电源方面，分为火电、水电和抽水蓄能等三大类电源，对每一种电源又区分为已有电源、待选电源，并在电源数据中需要给出投资和运维费用、机组容量、强迫停运率、检修方式及天数、启停能力、运行小时上下限、厂用电率、最小技术出力、电厂污染控制设备、污染物排放绩效、规划期新增容量限制、承担备用上限及调节损失、受阻容量等。在水电场数据中，还需要包含平均出力、强迫出力、日调节能力、季受阻容量系数等，以及水工建设相关参数（大坝）；在抽水蓄电站数据中，还需要包括抽发比、电厂效率等。

在电网方面，主要分为已有输电线路和待选输电线路两大类，涉及数据主要包含投资和运维费用、规划周期新增输电容量上限、经济寿命、线损率、输送的旋转备用上限等。

在负荷方面，主要考虑年负荷曲线、典型日负荷曲线、负荷不均衡系数、现状年及规划水平年的最大负荷和用电量等数据。

在规划时段方面，主要包含规划周期、季的划分（按四季还是

12 个月，主要根据水电出力特性），负荷时段等。

（2）输出数据

模型的输出主要包括最小费用的电源扩展方案、系统最优运行方式和总投资现值（不包括固定资产期末余值）以及运行费用等信息。输出的系统总费用为折现到规划期第一年年初的系统总费用；对于一周期多年的数据，均折现到该周期第一年年初（投资）或年中（运行及燃料费）。

主要输出内容有：系统费用及分类，系统各水平年的负荷，系统电源扩展方案（即各类候选电源逐周期的装机流程表及控制设备安装情况），逐年投资流（包括电厂投资流及环保控制设备投资流），系统及各电厂逐年污染物排放情况（包括：粉尘、二氧化硫、氮氧化物及二氧化碳），各电厂及系统污染物减数据，全系统和分地区的电力平衡表，各类电源在各典型年各季的典型日负荷曲线上的工作位置与工作容量表，地区间潮流交换情况表，水电厂的弃水情况表，全系统和分地区的技术经济参数表，全系统和分地区电量平衡表，各类电源在各周期或各典型年的发电量及技术经济参数表等。

2.4GASP 模型与数据需求简介

2.4.1 模型介绍

模型从系统整体和实际出发，运用系统分析、优化技术、专家系统等理论，充分考虑电力系统中已有、指令性新建和待建的水电、火电、核电、抽水蓄能、风电以及启停、燃气轮机、联合循环等调峰火

电的技术经济指标，采用遗传算法寻优，在满足系统电力负荷需求和各种约束前提下，以整个系统年费用最小为目标，确定在规划期内整个时间序列上电源最优规划方案，即优化的各待建电站的装机顺序和装机规模。同时，可提供多个（一般可设为 3~5 个）次优规划方案供决策时参考。考虑到各待优化方案的可比性，对于某些技术上未达到相关规定的方案，其未达标部分作为罚函数计入模型的目标函数中。

模型目标函数可以简单表述如下：

$$\text{Min } F = \sum_{t=1}^T \left(K_I(I_t - S_t) + K_C(C_t - B_t) + \sum_{k=1}^{N_A} K_k \Delta A_{tk} \right) (1 + \gamma)^{-t}$$

式中， F 为贴现到规划起始年的前一年的目标函数现值； I_t 为第 t 年全部投资（包括电站及相同接入系统的输变电投资和流动资金）； S_t 为第 t 年投资到规划期末未回收投资； C_t 为第 t 年运行费用； B_t 为系统在第 t 年除发电外的其它效益（如供热、防洪、航运、旅游、养殖等）； ΔA_{tk} 为第 t 年技术指标 k 未达标值， $\Delta A_{tk} = A_{tk} - A_k^U$ 或 $\Delta A_{tk} = A_k^L - A_{tk}$ ； N_A 为计入模型目标函数的罚函数项数； γ 为电力工业基准收益率或贴现率； T 为规划期； K_I 、 K_C 分别为投资和年经营总成本是否计入目标函数的开关量（取值：0 或 1）； K_k 为技术经济指标 k 未达标时的罚系数。

2.4.2 数据需求

GASP 软件采用 Access 97 数据库结构按表单方式分类保存电源规划的原始数据。借助 Visual Basic 提供的数据库控制（Data Control）工具，可以方便地定义和访问 Access 格式的数据库文件。Access 数

数据库对用户输入的原始数据有一定的自动检测能力。

总体来看，GASP 软件的原始数据比 GESP 软件略多，包含了风机的信息，且在负荷曲线方面刻画的更细致一些。

在系统基本数据方面，主要包括规划起始年和规划期末年，保安开机率、LOLE 指标、排污折价、社会综合贴现率、增值税税率等，以及各类电源机组寿命和输变电设备寿命

在负荷数据方面，主要包括年最大负荷与负荷电量，各月每周负荷及周内各天的负荷率，典型日负荷曲线和各小时的负荷率，负荷备用率和事故冷热备用率等。

在电源方面，将电源分为 9 种类型：火电站，主要包括常规凝气式火电机组与供热机组；启停电站，主要为用于启停调峰目的的中、小型火电机组；燃气电站，主要指为调峰目的建设的、以天然气为燃料的火电机组；联合循环电站，主要为新型火力发电站；核电站；水电站，包括径流式水电站和有调节能力水电站；抽水蓄能电站，专为调峰目的建设的电站；风力发电站和系统外购电等。对每一类电源，又分为三种状态类型，现有电站，指规划期前已全部建成投产的电站；指令性电站指已定投产计划、但机组投产时间延伸到规划期内的电站；待建电站，在规划期内可能建设投运的电站。对于火电和调峰机组的煤耗，煤耗率按每 10% 一个点输入数据，同时强迫停运率、厂用电率、最小技术出力、燃料费用等与 GESP 相同。在核电方面，比 GESP 增加了乏燃料处置费、退役计划。水电方面参数与 GESP 基本相同，水文数据也是考虑了平水年和枯水年。风电方面，除了常规参

数外，增加了各月发电率参数。

3 生产模拟模型

电力系统生产模拟的基本任务是：从电力系统整体和实际出发，充分考虑电力系统中各类电站（包括风电、太阳能发电、水电、火电、核电、抽水蓄能以及调峰电站等）的特点，充分利用风电、水电等电站的容量和电量，模拟系统全年逐月的运行方式，以校验系统的装机容量是否满足系统负荷的需求，并确定各电站在系统逐月典型日 24 小时负荷曲线上的工作位置和工作容量。在生产模拟过程中，除考虑各类电站的运行特性外，还要计及系统中各电站的计划检修和系统的负荷备用、事故备用，检验系统内各分区的电力电量平衡，计算各类电站的年发电量和年利用小时数，年燃料需求和可变运行费用，水电站的弃水电量以及分区间联络线的交换潮流等技术经济指标。

3.1 电力系统生产模拟方法

电力系统生产模拟是对电源优化规划设计中常用的电力电量平衡分析的发展，是电源优化规划设计中的一项经常而重要的工作。电力系统生产模拟的主要工作是在计及各类机组不同时间尺度运行约束的基础上，模拟水平年电源配置方案的发电调度方式，计算系统的各类技术经济指标，是电源优化规划中电源配置方案优化的基本工具。目前主要的生产模拟方法有：电力电量平衡、随机生产模拟和蒙特卡罗模拟等。（1）电力电量平衡法，主要是从保证发电系统静态容量裕度出发，通过对电力系统典型运行方式的电力电量进行计算分析，确定规划水平年系统的电源配置方案是否满足系统负荷的电力需求和电量需求。（2）随机生产模拟是在考虑负荷变化、发电机组

强迫停运等随机因素影响的基础上，计算系统电源配置方案的期望发电成本，常用于系统电源规划方案的经济性评价。（3）蒙特卡罗模拟是一类通过对随机事件的概率特征（如概率分布、数学期望等）与数学分析的解联系起来，用试验的方法来求解数学、物理和工程技术等问题近似解的数值方法。采用蒙特卡罗方法进行电力系统的生产模拟，有着许多优点，例如，在一定的精度要求下，蒙特卡罗方法的抽样次数与系统的规模无关，可用于大型电力系统的评估计算；同时，基于蒙特卡罗方法的数学模型相对简单，容易模拟负荷变化等随机因素，因此计算结果符合工程实际。但蒙特卡罗方法也存在着明显的缺点，即计算精度与抽样次数的矛盾。在电力系统生产模拟中，若要获得较高的计算精度，则需要评估的系统随机状态数目往往是十分庞大的，因此模拟计算工作量巨大。目前，已有众多学者在改进该方法的计算效率方面做了大量的研究工作并取得了一定成效，但依然无法满足现有大系统、多约束、多种发电类型相混合的复杂电力系统的生产模拟要求。

3.2 常用生产模拟工具

从生产模拟软件工具看，目前已有的部分比较成熟的电力系统生产模拟软件，比如华中科技大学和华中电力集团公司于 1999 年合作开发的“联合电力系统生产模拟软件（WHPS 2000）”，在国内应用广泛，但未充分考虑新能源发电的生产模拟；计算时间尺度以小时级为单位，不能模拟新能源的快速波动；没有进行全年 8760 小时的持续模拟，难以反映新能源的随机性特征。国外 Balmorel 模型进行了全

年 8760 小时的含新能源的时序生产模拟，在算法上具有一定的先进性，但计算时间尺度为小时级，不能完全适应新能源出力特性；在计算区域达到 4-5 个以上时，存在无法求解的问题；且不包括机组检修计划模块，需要人工安排，难以达到最优。Plexos 模型计算时间尺度为 5 分钟，刻画较细，但在多区域计算上也存在较大难度；机组检修计划也依靠人工安排，存在明显不足；采用线性规划法求解模型，对部分电源生产模拟的约束条件无法恰当处理（如水电站运行约束等）。

总得来看，现有电力系统生产模拟模型的不足主要体现在：（1）风电、太阳能等新能源发电的运行模拟模型所采用的时间尺度过粗，不能合理地模拟新能源发电出力的波动性，不满足含大规模风电电力系统的电源配置方案的技术经济评估要求；（2）不能精确模拟区域间各种电能交换方式和交换能力（如直流不同运行方式的模拟），难以适应新形势对电源优化规划设计工作的要求；（3）不能对接入电网的分布式能源发电系统进行恰当的生产模拟。因此，随着近几年新能源、交直流输电网络、分布式能源系统的快速发展，适应新形势的成熟的电力生产模拟工具尚未出现。

表 3-1 典型电力生产模拟模型汇总表

模型工具	功能原理	开发机构	备注
WHPS	基于时序负荷曲线，能够对多区域电力系统进行全年逐月典型日逐小时的运行模拟计算，研究电力系统的装机构成和分布与负荷间的协调关系、各区域间联络线的合理输电容量、各区域调峰平衡分析、各电站逐月典型日的出力曲线、系统的技术经济指标分析等问题。	华中科技大学	确定性生产模拟模型，不能反映新能源的特性
Balmorel	采用混合整数线性规划方法，以经济性最优为目标，考虑了发电/供热/输电成本、新增发电容量的投资费用、各类污染物排放费用。模型采用基于生产模拟的时序仿真方法，对全年 8760 小时的运行情况进行模拟。并能够给出发电机组的最优投资建议。	丹麦 EA 能源咨询公司	时间尺度为小时级，不适应新能源的快速波动；无机组检修优化功能，依靠人工指定；分区间输电无法考虑直流运行方式的约束；单分区计算时间过长，4-5 个以上分区存在无法求解的问题
PLEXOS	采用混合整数线性规划算法，可以进行确定性与随机性的时序生产模拟，反映新能源的随机特性；最小模拟时间尺度为 5 分钟，在现有成熟软件中时间尺度最细；机组检修计划可以在生产模拟之前优化确定；分区间输电可以考虑直流、交流运行方式的约束。涵盖日前电力市场与实时电力市场，考虑了新能源日前功率预测的误差，可以进行“日前-实时”的两阶段整体优化求解		混合整数线性规划，分区过多或计算规模过大时计算时间较长；主要适用于市场化下的发电计划安排，在应用到国内情况时需做调整
MAPS	主要开展电源优化规划和经济性分析，包括电源和电网规划、评估对电力系统经济性和线路约束的影响、分析经济开机和电网调度（考虑电网约束条件）、分析各节点的价格、开机计划、线路潮流和排放、电力市场价格的评估、资产评估与投资分析等，已应用于可再生能源的规划和消纳研究	GE Energy	进行 8760 小时的连续模拟，采用确定性的可再生能源发电出力特性曲线，并对规划方案的直流潮流特性进行了分析。

3.3 考虑网络约束的多区域电力系统生产模拟

电力系统的生产模拟涉及了机组计划检修、机组组合优化和经济负荷分配、系统电力电量平衡以及系统调峰平衡等多方面的问题。考虑网络约束和新能源的多区域电力生产模拟软件基于各类发电机组的技术经济特点，以确保电力系统安全稳定运行和连续供电为前提，以经济/节能环保为目标，首先在计及分区间联络线输电能力约束的前提下，从系统整体角度评价各电站的技术经济特性，得出充分发挥各电站技术经济性能的最佳分区交换电力和电量；然后，计及分区交换电力电量，根据各分区电力电量平衡需要优化各火电站的开机容量，即实现机组组合优化；最后，根据各电站的优化开停机计划，优化各电站的工作位置和工作容量，输出运行模拟结果，实现多区域的电力系统生产模拟优化计算。

3.3.1 目标函数

电力系统运行模拟模型以整个电力系统的总发电成本最低或节能减排效果最佳为目标，实质上就是对上述多目标问题的联合协调优化，其目标函数可表示为：

$$\begin{aligned} \min F(P) = \min E_{WQ} \\ \cap \min \{E_{HQ} \mid \max(\bar{P}_{Hm} + R_{Hm}), m = 1, 2, \dots, 12\} \\ \cap \max \{\bar{P}_{Pm}(T_E, E_Q) + R_{Pm}(T_E, E_Q), m = 1, 2, \dots, 12\} \\ \cap \max \{P_{Am}(T_E) + R_{Am}(T_E), m = 1, 2, \dots, 12\} \\ \cap \max \{\min(\Delta P_{sm}(n_{Mm}), m = 1, 2, \dots, 12)\} \\ \cap \min \{F(P_T) \mid \max(\min(\Delta P_{sm}, m = 1, 2, \dots, 12)) \cap \min(\Delta E_s)\} \end{aligned} \quad (3-1)$$

式中， \cap 表示并列关系； $F(P)$ 、 $F(P_T)$ 分别为水平年电力系统和火电站总发电成本或一次能源消耗量； P 、 P_T 分别为电站及火电站发电

出力； ΔE_s 、 ΔP_{sm} 分别为系统或分区 s 水平年电量不足和 m 月电力盈余； n_{Mm} 为水平年 m 月安排检修机组台数； E_{WQ} 、 E_{HQ} 分别为风电弃风电量和水电弃水电量； $E_Q = E_{WQ} + E_{HQ}$ 为水平年电力系统弃风弃水电量之和； \bar{P}_{Hm} 、 \bar{P}_{Pm} 分别为水平年 m 月水电、抽水蓄能电站最大发电出力； P_{Am} 为水平年 m 月核电站出力； R_{Hm} 、 R_{Pm} 、 R_{Am} 分别为水平年 m 月水电、抽水蓄能和核电站承担备用容量； T_E 为电站期望年发电利用小时数。

3.3.2 约束条件

(1) 系统及分区电力电量平衡约束

● 系统及分区电力平衡约束

$$\sum_{i \in s} P_{imt} + \sum_{l \in s} P_{Llmt} = L_{smt} \quad (3-2)$$

$$\sum_{s \neq 0} L_{smt} + \sum_{\substack{l \in s \\ s=0}} P_{Llmt} = L_{smt} \quad (3-3)$$

式中， L_{smt} 为系统或分区 s 水平年 m 月 t 小时负荷（ $s=0$ 表示系统）； P_{imt} 为电站 i 水平年 m 月 t 小时发电出力； P_{Llmt} 为联络线 l 水平年 m 月 t 小时送入系统或分区 s 电力。

● 系统及分区负荷及事故备用约束

$$\begin{cases} \sum_{i \in s} R_{Rim} + \sum_{l \in s} R_{LRlm} = R_{Rsm} \geq R_{RNsm} \\ \sum_{i \in s} R_{Sim} + \sum_{l \in s} R_{LSlm} = R_{Ssm} \end{cases} \quad (3-4)$$

$$\begin{cases} \sum_{s \neq 0} R_{Rsm} + \sum_{\substack{l \in s \\ s=0}} R_{LRlm} = R_{Rsm} \\ \sum_{s \neq 0} R_{Ssm} + \sum_{\substack{l \in s \\ s=0}} R_{LSlm} = R_{Ssm} \end{cases} \quad (3-5)$$

式中， R_{Rsm} 、 R_{Ssm} 分别为系统或分区 s 水平年 m 月热（负荷及事

故旋转) 备用及冷 (事故停机) 备用容量; R_{RNsm} 为系统或分区 s 水平年 m 月热备用容量下限; R_{Rim} 、 R_{Sim} 分别为电站 i 水平年 m 月承担系统或分区 s 热备用及冷备用容量; R_{LRlm} 、 R_{LSlm} 分别为联络线 l 水平年 m 月送入系统或分区 s 热备用及冷备用容量。

● 系统及分区调峰平衡约束

$$\sum_{i \in S} \Delta P_{im} + \sum_{l \in S} \Delta P_{Llm} \geq \Delta L_{sm} + R_{Rsm} \quad (3-6)$$

式中, ΔP_{im} 、 ΔP_{Llm} 分别为水平年 m 月典型日电站 i 或联络线 l 调峰容量; ΔL_{sm} 为系统或分区 s 水平年 m 月典型日负荷峰谷差。

● 联络线最大输电容量约束

$$C_{L-lm} \leq P_{Llmt} + R_{LRlm} + R_{LSlm} \leq C_{L+lm} \quad (3-7)$$

式中, C_{L+lm} 、 C_{L-lm} 分别为联络线 l 水平年 m 月正向、反向最大输电容量。

● 系统及分区电量平衡约束

$$\sum_{i \in S} E_{im} + \sum_{l \in S} E_{Llm} = E_{sm} \cap \sum_{s \neq 0} E_{sm} + \sum_{l \in 0} E_{Llm} = E_{0m} \quad (3-8)$$

式中, E_{sm} 为系统或分区 s 水平年 m 月预测负荷电量; E_{im} 为电站 i 水平年 m 月发电量; E_{Llm} 为联络线 l 水平年 m 月送入系统或分区 s 电量。

● 系统及分区保安开机约束

$$\sum_{i \in S} n_{Tim} C_i + \sum_{i \in S} n_{Aim} C_i \geq C_{s \min} \quad (3-9)$$

式中, n_{Tim} 、 n_{Aim} 分别为火电站及核电站 i 水平年 m 月开机台数; C_i 为电站 i 的单机容量; $C_{s \min}$ 为系统或分区 s 水平年保安开机容量。

● 系统及分区火电旋转备用容量下限约束

$$\sum_{i \in S} R_{TRim} \geq R_{Tsmin} R_{Rsm} \quad (3-10)$$

式中， R_{TRim} 为火电站 i 水平年 m 月承担热备用容量； R_{Tsmin} 为火电机组承担系统或分区 s 旋转备用最低比例。

● 系统及分区水电、抽水蓄能电站备用容量上限约束

$$\sum_{i \in S} R_{Him} + \sum_{i \in S} R_{Pim} \leq R_{Hsmax} (R_{Rsm} + R_{Ssm}) \quad (3-11)$$

式中， R_{Him} 、 R_{Pim} 分别为水电、抽水蓄能电站 i 水平年 m 月承担系统及分区 s 备用容量； R_{Hsmax} 为系统或分区 s 水电和抽水蓄能电站承担系统或分区总备用的最大比例。

● 系统及分区火电机组检修能力约束

$$R_{Msmin} C_{Ts} \leq \sum_{i \in S} n_{TMim} C_i \leq R_{Msmax} C_{Ts} \quad (3-12)$$

式中， R_{Msmax} 、 R_{Msmin} 分别为系统或分区 s 火电检修能力上、下限； C_{Ts} 为系统或分区 s 火电总装机容量； n_{TMim} 为火电站 i 水平年 m 月计划检修机组台数。

● 系统及分区 CO_2 、 SO_2 、 NO_x 以及烟尘等排放上限约束

$$\sum_{i \in S} E_{ji} \leq E_{jsmax} \quad (3-13)$$

式中， E_{ji} 为电站 i 水平年第 j 类大气污染（ CO_2 、 SO_2 、 NO_x 以及烟尘等）排放量； E_{jsmax} 为系统或分区 s 水平年第 j 类大气污染排放上限。

(2) 电站运行约束

● 电站发电出力上、下限约束

$$\underline{P}_{im} \leq P_{imt} \leq \bar{P}_{im} \quad (3-14)$$

式中， \bar{P}_{im} 、 \underline{P}_{im} 分别为水平年 m 月电站 i 发电出力上、下限。

● 电站承担系统及分区备用容量上限约束

$$0 \leq R_{im} \leq R_{imax} \quad (3-15)$$

式中, R_{im} 、 R_{imax} 分别为电站 i 水平年 m 月承担系统及分区备用容量及其上限。

电站年发电能耗上、下限约束, 通常用电站年发电利用小时数表示

$$\underline{T}_i \leq T_{im} \leq \bar{T}_i \quad (3-16)$$

式中, T_{im} 、 \bar{T}_i 、 \underline{T}_i 分别为电站 i 年发电利用小时数及其上、下限。

● 电站检修场地约束

$$n_{Mim} \leq \bar{n}_{Mi} \quad (3-17)$$

式中, \bar{n}_{Mi} 、 n_{Mim} 分别为电站 i 同时安排检修机组台数约束和 m 月实际检修台数。

● 水电站电量平衡约束

$$\sum_{t=1}^{24 \times D_m} (P_{Himt} + P_{Qimt}) = 24 D_m P_{HAVim} \quad (3-18)$$

式中, P_{HAVim} 、 P_{Himt} 、 P_{Qimt} 分别为水电站 i 水平年 m 月平均出力、 t 小时发电出力和调峰弃水电力; D_m 为水平年 m 月天数。

● 抽水蓄能电站日电量平衡约束

$$\sum_{t=1}^{24} P_{Pimt} = \eta_i \sum_{t=1}^{24} L_{Pimt} \quad (3-19)$$

$$E_{PVim} = \sum_{t=1}^{24} L_{Pimt} \leq E_{PVi} \quad (3-20)$$

式中, E_{PVi} 和 η_i 分别为抽水蓄能电站 i 日最大抽水库容及抽水—发电转换效率; E_{PVim} 、 P_{Pimt} 、 L_{Pimt} 分别为抽水蓄能电站 i 水平年 m 月典

型日抽水电量、典型日 t 小时发电出力及抽水负荷。

● 火电站日开机台数约束

$$\underline{n}_{im} \leq n_{Tim} \leq \bar{n}_{im} \quad (3-21)$$

式中， \bar{n}_{im} 、 \underline{n}_{im} 分别为火电站 i 水平年 m 月开机台数上、下限。

● 火电站启停调峰运行时最短开机、停机时间约束

$$t_{Rim} \geq \underline{t}_{Ri} \cap t_{Sim} \geq \underline{t}_{Si} \quad (3-22)$$

式中， t_{Rim} 、 t_{Sim} 分别为火电站 i 水平年 m 月典型日启停调峰运行时连续开机小时数和连续停机小时数； \underline{t}_{Ri} 、 \underline{t}_{Si} 分别为火电站 i 启停调峰运行时连续开机小时数和连续停机小时数下限。

3.4 GE-MAPS 软件数据设计

GE 公司开发的多区域电力系统生产模拟软件 MAPS (Multi-Area Production Simulation) 用于电源优化规划与经济性分析，输入数据主要包括机组、线路和负荷 3 大类，输出数据主要包括机组调度信息、输电线路潮流和基于位置信息的发电机、负荷边际成本等。

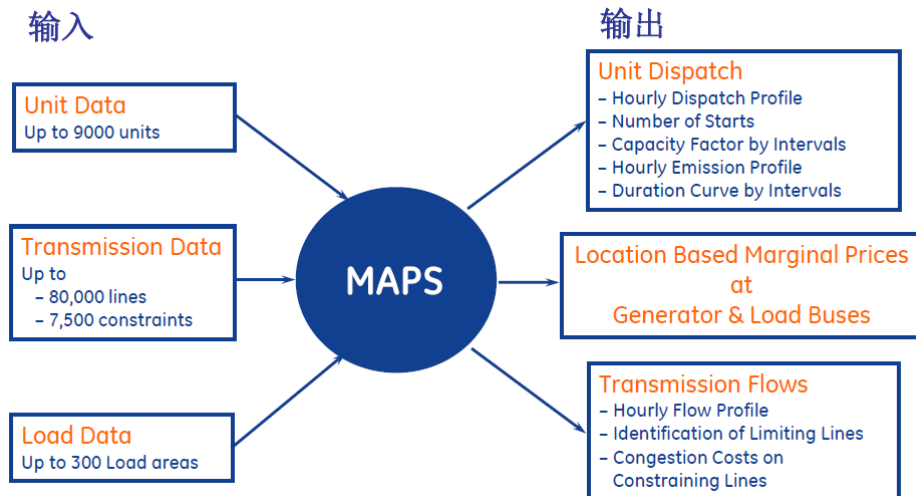


图 3-1 MAPS 数据框架

MAPS 的机组信息包含非热电机组、热电机组、储能机组等。非热电机组的数据包括小时级电源数据和可调节容量数据两大类，前者指发电机组或附加负荷（如销售合同），由机组容量、投产时间、退役时间、检修容量、在运机组台数、所属发电企业、所属发电区域、发电计划及相应的成本构成，后者是针对某一类型负荷而安排的发电计划，由最大输出功率、最小输出功率、投产时间、退役时间、检修容量、在运机组台数、所属发电企业、所属发电区域、不可用时间段、负荷跟踪因子、可用电量、负荷类型等构成。

热电机组信息由最小输出功率、最大输出功率、连续输出功率、调节容量、燃料类型、燃料价格、最小关停时间、固定运维成本、可变运维成本、检修安排、强迫停运率等组成。为满足系统安全需要，部分机组将被设置成保安开机、调峰机组、启停机组等类型。

储能机组信息主要包括旋转备用容量、最大充电功率、最大放电功率、充放电效率、最大储能容量、最小储能容量、开始充电容量、结束充电容量、储能类型（日调节、周调节；系统级、企业级；储能成本调整方式）、所属区域与位置等。

MAPS 对线路构建了详细的输电网络模型，包含了输电网的拓扑结构、电气参数和传输约束等。线路信息主要包括线路名称、线路回数、单回容量、线路起点、线路落点、最大负荷、最小负荷、HVDC 线路信息、相角调整数据、夏冬季功率系数等。

MAPS 的负荷数据是按区域划分的，然后整合成发电企业和系统的负荷特性。数据主要包括负荷预测误差系数、负荷平均方法、区域

名称、年最大负荷、年电量、月至年变换系数、月电量等。

3.5 WHPS 软件数据设计

联合电力系统运行模拟是在系统水平年负荷、电源装机以及联合系统内分区间联络线输送容量确定的情况下，模拟系统及各分区水平年内各时段的运行方式，以校验水平年联合系统及各分区的装机容量以及调峰容量是否足够，联合系统及各分区电源结构是否合理，分区间联络线输送容量是否满足要求，系统内各电站（机组）在日负荷曲线图上的工作位置和工作容量，从而确定系统内各电站（机组）的发电量、系统及各分区的弃水电量和备用容量等等。

软件设计时，充分考虑了联合电力系统中水电、火电、核电、抽水蓄能以及启停机组和燃气轮机等电站的特点，计及系统运行的各种约束条件和分区间联络线最大输电容量约束，在联合系统及各分区水平年逐月典型日 24 小时负荷曲线图上安排各电站的工作位置，以最佳的运行方式满足联合电力系统负荷的需求，从而获得联合电力系统运行模拟结果。

数据需求方面，根据生产模拟的小尺度研究需求，对负荷参数不仅需要最大负荷和电量，还需要各月典型日的数据，分区间联络线最大输送容量以及设定或优化的联络线典型日曲线，系统及各分区保安开机规模，系统及各分区各类电站运行参数，如火电、核电和调峰电站的最小技术出力约束和装机容量约束，水电站预想出力和强迫出力约束，抽水蓄能电站装机容量约束以及以机组为单位抽水蓄能约束，抽水蓄能电站日抽水、发电平衡约束等。

4 数据标准化研究

目前,大多数成熟的电力规划与生产模拟软件的数据输入采用文本文件导入的方式(如 WASP、GESP、MAPS 等),在软件中直接输入(如 Balmorel),以及界面输入并存储在 Access 数据库中的方式(如 WHPS、GASP)等。各种不同的输入方式、不同的数据格式和存储方式,使得基础数据的高效交流和共享存在一定困难。

电源规划与生产模拟所涉及的数据量非常多,相互间有共用数据,也有各自专用数据,且具有很强的软件依赖性。为了给用户提供一个方便的使用条件,合理的数据输入结构设计至关重要。为此,我们参照了国内外各类大型应用软件的数据输入形式,并吸取了国际上著名的能源规划(MARKAL)模型的思想,采取了类(CLASS)表(TABLE)形式的数据输入结构。

在数据标准化研究中,将电源优化与生产模拟模型所需的各种数据进行分类,如规划地区、规划周期、各类电厂、输电线、燃料等,这些数据分类就构成数据标准化体系中的类(CLASS);而有关各类(如电厂)的具体参数,如电厂的投产年、投资、燃料费用、电厂效率等,则以表(TABLE)的形式存放。

类表达的是整个数据库的框架结构。类的特点如下:

- ¾ 类是一组有逻辑联系的名字的集合,这些名字成为类成员;
- ¾ 每个类具有唯一的类名;
- ¾ 类成员后面,都可以跟中文或英文文字说明;
- ¾ 类成员名的字符长度必须小于等于类名的字符长度;

表所存储的是各类的具体参数。这些数据可以划分为两种：与规划周期无关的数据以及与规划周期有关的数据。表的特点是：

$\frac{3}{4}$ 表是一个包含数据的二维数组；

$\frac{3}{4}$ 每个表有唯一的表名

4.1 数据类的设置

考虑电源优化规划与生产模拟软件工具的数据需求，对各类数据可划分为七个大类，主要有规划时段相关的类、规划地区相关的类、电厂相关的类、输电线相关的类、环保有关的类、水电流域开发相关的类、其他类等。这七个大类下面，合计有 21 个小类。

4.1.1 与规划时段有关的类：

规划周期类（T），将所欲规划的时期划分成若干个周期，每个周期为该类的的一个类成员。

季度类（S），原则上可将全年 12 个月划分为任意个季，但一般按水电厂水文资料或负荷特性划分

时段类（P），将典型日的负荷曲线分成若干个时段，每个时段作为该类的成员。

规划期年度类（YEAR），规划期第一年到最后一年的每年的公元年号。

4.1.2 与规划地区有关的类：

规划地区类（DST），系统可以由若干地区组成，每个地区就是一个地区类成员。

地区缺电损失类（ENS），该类成员为一个地区的缺电损失虚拟电厂。

4.1.3 与电厂有关的类：

待建及扩建水电厂类（HYN），该类成员是那些在这次规划中备选的水电厂及扩建水电厂。

现有水电厂类（HYO），该类成员为规划系统中已有的水电厂。

待建及扩建火电厂类（THN），该类成员为那些在这次规划中备选的火电厂。

现有火电厂类（THO），该类成员为规划系统中已有的火电厂。

待建及扩建核电厂类（NLN），该类成员为那些在这次规划中备选的核电厂。

现有核电厂类（NLO），该类成员为规划系统中已有的核电厂。

待建及扩建新能源电厂类（NEN），该类成员为那些在这次规划中备选的新能源电厂。

现有新能源电厂类（NEO），该类成员为规划系统中已有的新能源电厂。

待建及扩建抽水蓄能电站类（STN），该类成员为那些在这次规划中备选的抽水蓄能电站。

现有抽水蓄能电站类（STO），该类成员为规划

系统中已有的抽水蓄能电站。

4.1.4 与输电线有关的类：

现有输电线类（**TLN**），该类成员为规划系统中已有的输电线。

待建及扩建输电线类（**TLO**），该类成员为规划系统中备选的输电线。

4.1.5 与环保有关的类：

电厂控制设备类（**SCT**），该类成员为火电厂所用的控制设备，但这类控制设备不能由其它控制设备改造建成。

可转换控制设备类（**CCT**），同 **SCT**，但这些控制设备可以由其它控制设备经改造建成。

电厂的燃料类（**FUE**），该类成员为电厂所用的燃料种类。

4.1.6 与水电相互补偿有关的类：

水电厂投运序列类（**FAN**），该类成员为一系列的水电厂投运顺序。

补偿电厂类（**HYP**），该类成员必为 **HYN** 类的类成员，为那些投运后将对其它水电厂的出力特性产生影响的待建水电厂。

被补偿电厂类（**HYS**），该类成员必为 **HYN** 或 **HYO** 类的类成员，为那些出力特性受补偿电厂投运

影响的水电厂。

4.1.7 其它类：

指令性电厂类（**EID**），该类成员名是那些由于作为指令性电厂而必须在某些周期投入的发电厂和输电线。

4.2 数据表的设置

4.2.1 报告表 **REPORT**

该表用于设置最终报告的输出内容，它给出了软件输出内容的控制变量及输出报告中所需的一些文字信息（支持中文）。各行名及意义如下：

表 4-1 报告表基本参数

行名	列名	说明
TITLE	TID	研究项目的题目。不超过 60 个字符。
UNIT	TID	货币单位。
USER1 USER2	TID	用户名称。如果用户名称超过 40 个字符，分成两行分别在 USER1 和 USER2 中填写。
EMISO2 EMITSP EMINOX EMICO2	TID	是否输出各种污染物（SO ₂ 、TSP、NO _x 或 CO ₂ ）排放表。 1.0 — 进行输出； 0.0 — 不输出
CTLSO2 CTLTSP CTLNOX	TID	是否输出各种控制设备的污染物（SO ₂ 、TSP 或 NO _x ）减排表。 1.0 — 进行输出； 0.0 — 不输出
INSTAL	TID	是否输出系统的装机过程表。 1.0 — 进行输出； 0.0 — 不输出
INVEST	TID	是否输出系统的投资流程表。 1.0 — 进行输出； 0.0 — 不输出
INVCTL	TID	是否输出控制设备的投资流程表。 1.0 — 进行输出； 0.0 — 不输出
ELEBAL	TID	是否输出系统的电力平衡表。 1.0 — 进行输出； 0.0 — 不输出
ELEALL	TID	电力平衡表中是否包含所有电厂。 1.0 — 包含所有电厂； 0.0 — 仅包含新建电厂

ELEDST	TID	是否输出所有规划地区的电力平衡表。 1.0 — 根据子变量进行输出； 2.0 — 所有地区均输出
E-(DST)	TID	是否输出规划地区（DST）的电力平衡表。 1.0 — 进行输出； 0.0 — 不输出。 此变量为 ELEDST 的子控制变量，只有当 ELEDST 设为 1.0 时才起作用。
PROCE	TID	是否输出所有规划周期的工作容量表。 1.0 — 根据子变量进行输出； 2.0 — 所有周期均输出。
P-(T)	TID	是否输出规划周期（T）各电厂的工作容量表。 1.0 — 进行输出； 0.0 — 不输出。 此变量为 PROCE 的子控制变量，只有当 PROCE 设为 1.0 时才起作用。
TRLPOW	TID	是否输出所有规划周期各输电线的潮流表。 1.0 — 根据子变量进行输出； 2.0 — 所有周期均输出
T-(T)	TID	是否输出规划周期（T）各输电线的潮流表。 1.0 — 进行输出； 0.0 — 不输出。 此变量为 TRLPOW 的子控制变量，只有当 TRLPOW 设为 1.0 时才起作用。
SPILL	TID	是否输出各水电厂的弃水电量表。 1.0 — 进行输出； 0.0 — 不输出
SYSIDX1	TID	是否输出各典型年系统的技术经济指标表。 1.0 — 进行输出； 0.0 — 不输出
SYSIDX2	TID	是否输出各规划周期的技术经济指标表。 1.0 — 进行输出； 0.0 — 不输出
DSTIDX1	TID	是否输出所有地区各典型年的技术经济指标表。 1.0 — 根据各子变量进行输出； 2.0 — 所有地区均输出
DSTIDX2	TID	是否输出所有地区各规划周期的技术经济指标表。 1.0 — 根据各子变量进行输出； 2.0 — 所有地区均输出
D-(DST)	TID	是否输出地区（DST）的技术经济指标表。 1.0 — 进行输出； 0.0 — 不输出。 此变量为 DSTIDX1 和 DSTIDX2 的子控制变量，只有当 DSTIDX1 或 DSTIDX2 设为 1.0 时才起作用。
IDXPLT1	TID	是否输出所有规划周期各电厂的技术经济指标表。 1.0 — 根据各子变量进行输出； 2.0 — 所有周期均输出
I-(T)	TID	是否输出规划周期（T）各电厂的技术经济指标表。 1.0 — 进行输出； 0.0 — 不输出。 此变量为 IDXPLT1 的子控制变量，只有当 IDXPLT1 设为 1.0 时才起作用。
IDXPLT2	TID	是否输出各规划周期所有电厂的技术经济指标表。 1.0 — 根据各子变量进行输出； 2.0 — 所有电厂均输出
I-(ELA)	TID	是否输出各规划周期电厂（ELA）的技术经济指标表。 1.0 — 进行输出； 0.0 — 不输出。 此变量为 IDXPLT2 的子控制变量，只有当 IDXPLT2 设为 1.0 时才起作用。

GSRA	TID	是否输出计算系统的可靠性所需的数据文件。 1.0 — 进行输出； 0.0 — 不输出
------	-----	---

说明：最后一列标'*'项为本表必须有的行名，其余未标'*'者为可选项。

在表中，如果表元素为空，则默认该表元素取值 0.0。

4.2.2 常数表 CONSTANT

该表给出了软件在运行过程所用到的常数。各行名及意义如下：

表 4-2 常数表基本参数

行名	列名	说明
NYEAR	(T)	每个规划周期的年数，各周期的年数可以不等。 单位：年
PLANTCR	(T)	每个规划周期系统的平均厂用电率。 单位：百分数。如 8.5% 用 8.50 表示。
MAXLOAD	TID	系统的负荷模式。0.0 — 平均负荷模式；1.0 — 电力平衡用最大负荷，电量平衡用平均负荷；2.0 — 特殊负荷模式 1；3.0 — 特殊负荷模式 2。
RESERVER	(T)	系统的总备用率（装机容量/最大负荷-1）要求。不建议使用。 单位：百分数。如 12.0% 用 0.12 表示。
STUDYEAR	TID	计算期年数，即规划期后延长的年数。研究期=规划期+计算期 单位：年
NDAY(S)	TID	季（S）的天数。所有季天数的总和必须为 365。 单位：天
NHOUR(P)	TID	负荷时段（P）的小时数。基荷时段必须为第一时段(K=1)。 单位：小时
PUMPUPBD	TID	一天中抽水可用的最大时段。 单位：时段
DISCOUNT	TID	经济贴现率，一般取 12%（填 0.12）。
CRISEA(S)	TID	季（S）对应基本年相应季的编号。如果季(S)为基本年季，此值设为 0.0。 此变量用于设定该季与所对应的基本年相应季保持相同的检修安排。
GENAFAT(S)	(T)	按给定的日负荷曲线计算出的发电量与给定的各年发电量的比值。 此数据在计算过程中会被覆盖掉，用户在初始时可以任意给定。
AV	(T)	各规划周期检修面积可用率。 单位：百分数。如果全部面积(100%)可用于检修，相应数值设为 1.0。
PRELOAD	TID	规划期前一年系统的最大负荷。 单位：百万千瓦。
PREENGY	TID	规划期前一年系统的用电量。 单位：亿千瓦时。

说明：最后一列标'*'项为本表必须有的行名，其余未标'*'者为可选项。

4.2.3 定界表 POLICY

该表给出了优化计算前已确定的发电厂、输电线路和水电厂序列的信息。各行名及意义如下：

表 4-3 定界表基本参数

行名	列名	说明
BOUND(ELN))	TID	电厂(ELN)在整个规划期的新建容量是否都已固定。 1.0 — 全部定界；0.0 — 部分定界
	(T)	电厂(ELN)在各规划周期的固定新建容量。 单位：百万千瓦
BDTRL(TRL)	TID	输电线(TRL)在整个规划期的新建容量是否都已固定。 1.0 — 全部定界；0.0 — 部分定界
	(T)	输电线(TRL)在各规划周期的固定新建容量。 单位：百万千瓦
BOUND(FAN))	TID	开始执行之前，序列(FAN)已被选中。 取值：1.0 仅能定义一个序列。
BOUND(HY N)	TID	多年过渡水电厂 ¹ 从开始投产到达到正常运行的年数。 单位：年
	(T)	多年过渡水电厂各过渡年的总装机容量。 单位：百万千瓦 紧靠 TID 列，在其以后各列中依次逐年（不按规划周期，而是按年）填写各过渡年的总装机容量（不是新增容量）。

说明：本表所有项为可选项，如果没有定界电厂、定界输电线或控制设备，本表为空。

4.2.4 投资流程表 INVEFLOW

该表给出了系统中所有新增或扩建发电厂、水工建筑、输电线路及控制设备的投资流程。各行名及意义如下：

表 4-4 投资流程表基本参数

行名	列名	说明
(ELN)	(#)	新建电厂投资流。
DAM(HYN)	(#)	新建水电厂水工建筑投资流。
TRL(TLN)	(#)	新建输电线投资流。
CTL(CTL)	(#)	控制设备投资流。

¹由于大型水电项目的建设周期较长，一些水电项目常常需要经过几年或十几年甚至更长时间的过渡期才能达到正常运行，我们称这类水电厂为多年过渡水电厂。对于这类水电厂，为了在模型中准确描述这类电厂过渡期的特性，采用了一种特殊的填数方式。具体办法参见水电厂表后的说明。

4.2.5 控制设备表 CTL(CTL)

该表给出了火电厂控制设备的各种参数。各行名及意义如下：

表 4-5 控制设备表基本参数

行名	列名	说明
START	TID	最早投产周期编号。
FOR	TID	强迫停运率。 单位：百分比。如 8.0% 用 0.08 表示。
MAINTIME	TID	一年中所需的检修天数。 单位：天
RETROFIT	TID	控制设备改造费用系数。 新建控制设备的投资和固定运行费为表中 INVEST 和 FXCOST 所填数，但控制设备改造的投资和固定运行费分别为新建控制设备的投资和固定运行费与控制设备改造费用系数 RETROFIT 的乘积。
CTL(CTL)	(CTL)	可以对控制设备(CTL)进行改造，形成本控制设备。
	TID	投资利用系数。表示对原控制设备(CTL)进行改造时，其投资可以被利用的百分数。如 0.98 表示原控制设备投资的 98% 可以得到利用。
INVEST	(T)	单位千瓦投资。 单位：元/千瓦
FXCOST	(T)	固定运行与维护费。 单位：元/千瓦
VARCOST	(T)	变动运行与维护费。 单位：分/kWh
SCALE	TID	整个规划期建设规模上限。 单位：百万千瓦
YSCALE	(T)	各规划周期建设规模上限。 单位：百万千瓦
LIFE	TID	经济寿命。 单位：年
PLANTCR	(T)	控制设备所消耗厂用电率。 单位：百分比。如 1.5% 用 0.015 表示。
COABASE	(T)	空载煤耗率。 单位：克标煤/千瓦时
COARATE	(T)	微增煤耗率。 单位：克标煤/千瓦时
DE-TSP	TID	控制设备除尘效率。 单位：百分比。如 95% 用 0.95 表示。
DE-SO2	TID	控制设备脱硫效率。 单位：百分比。如 80% 用 0.80 表示。
DE-NOX	TID	控制设备脱氮效率。 单位：百分比。如 60% 用 0.60 表示。

说明：上表中最后一列标 '*' 项表示该行名在表中必须存在；标 'C' 项表示该行名仅适用于类 CCT。

4.2.6 燃料表 FUE(FUE)

该表给出了系统中所用的各种燃料的参数，各行名及意义如下：

表 4-6 燃料表基本参数

行名	列名	说明
LHV	TID	燃料的低位发热量。 单位：千卡/千克
CARBON	TID	含碳量。 单位：百分比。如 50.0%用 0.50 表示。
SULPHUR	TID	含硫量。 单位：百分比。如 1.0%用 0.01 表示。
ASH	TID	含灰量。 单位：百分比。如 20.0%用 0.20 表示。
SCALE	TID	整个规划期可用燃料总量。指原始量如原煤、原油等。 单位：百万吨
YSCALE	(T)	各规划周期可用燃料总量。指原始量如原煤、原油等。 单位：百万吨
SENSITIV	TID	燃料价格系数。 最后实际燃料价格为燃料基准价格与燃料价格系数的乘积，加上电厂表中所填的燃料价格。
FUELPRIC	TID	燃料价格类型。 1.0 — 折算成标煤价格；0.0 — 燃料原始形态价格。
	(T)	各规划周期燃料的基准价格。 单位：元/吨标煤

说明：上表中所有项均为必须项。

4.2.7 火电厂数据表 THM(THM)

该表给出了系统中所有火电厂的技术经济参数。各行名及意义如下：

表 4-7 火电厂数据表基本参数

行名	列名	说明
START	TID	最早投产周期编号（针对电厂新增容量和控制设备）。
FOR	TID	强迫停运率。 单位：百分比。如 8.0%用 0.08 表示。
	'1'	电厂年运行小时数上限。 单位：小时
UNITSIZE	TID	单机容量。 单位：百万千瓦
MAINTIME	TID	一年中所需的检修天数。 单位：天

MAINTR(S)	TID	指明季（S）的检修方式。 1.0 — 检修方式人工指定；0.0 — 由模型优化安排检修
	(T)	各规划周期该季电厂的检修率（%）—检修容量/装机容量 单位：百分比。如检修 10%表示为 0.1。 仅在 TID 设为 1.0 时才起作用。
ON-OFF	TID	电厂是否具备日启停能力。 1.0 — 可以日启停运行；0.0 — 不具备日启停能力
	(T)	电厂的日启停费用。 单位：元/千瓦
L-FACTOR	TID	是否设定电厂的年运行小时数下限。 1.0 — 设定；0.0 — 不设定
	(T)	电厂各规划周期的年运行小时数下限。 单位：小时。 仅在 TID 设为 1.0 时才起作用。
C-RESER	TID	指定电厂是否可以承担系统冷备用。 1.0 — 不承担冷备用；0.0 — 可以承担系统冷备用
INVEST	(T)	单位千瓦投资。 单位：元/千瓦
FXCOST	(T)	固定运行与维护费。 单位：元/千瓦
VARCOST	(T)	变动运行与维护费。 单位：分/kWh
SCALE	TID	整个规划期新增装机容量上限。 单位：百万千瓦
YSCALE	(T)	各规划周期新增装机容量上限。 单位：百万千瓦
LIFE	TID	经济寿命。 单位：年
PLANTCR	(T)	厂用电率。 单位：百分比。如 5.5%用 0.055 表示。
EXISTCAP	(T)	已有装机容量。 单位：百万千瓦。 通过各规划周期已有装机容量的变化，可以指定电厂的退役计划。
MINPOWER	(T)	最小技术出力。如机组最小技术出力为 50%，填写为 0.5。
FUE(FUE)	TID	电厂的燃料种类。
DE-TSP	TID	电厂本身的除尘效率。 单位：百分比。如 95%用 0.95 表示。
	(T)	电厂所排放粉尘的外部费用因子。 在 DST 表中，指定了系统各种污染物的外部费用。各电厂实际排放粉尘的外部费用为系统粉尘外部费用与此因子的乘积。仅适用于外部费用取恒定值模式，不适用于外部费用分段模式。
DE-SO2	TID	电厂本身的脱硫效率。 单位：百分比。如 10%用 0.10 表示。

	(T)	<p>电厂所排放二氧化硫的外部费用因子。</p> <p>在 DST 表中，指定了系统各种污染物的外部费用。各电厂实际排放二氧化硫的外部费用为系统二氧化硫外部费用与此因子的乘积。仅适用于外部费用取恒定值模式，不适用于外部费用分段模式。</p>
EX-NOX	TID	<p>电厂本身的氮氧化物排放量。</p> <p>单位：千克/TJ。’TJ’为 10 亿千焦，指电厂发电量。</p>
	(T)	<p>电厂所排放氮氧化物的外部费用因子。</p> <p>在 DST 表中，指定了系统各种污染物的外部费用。各电厂实际排放氮氧化物的外部费用为系统氮氧化物外部费用与此因子的乘积。仅适用于外部费用取恒定值模式，不适用于外部费用分段模式。</p>
FUELPRIC	(T)	<p>燃料处理价格。</p> <p>单位：元/吨标煤。</p> <p>在燃料表中已经指明所用燃料的基准价格，最后的实际燃料价格为燃料表中基准价格与燃料价格系数的乘积，加上这里的燃料处理价格。通常此费用是为了反映不同电厂的不同运输成本等。</p>
CTL(CTL)	TID	<p>电厂可选的污染控制设备。</p> <p>1.0 或 2.0 — 此设备可选；0.0 — 电厂不安装此设备</p>
	(T)	<p>如果 TID 为 1.0，所填数表示各规划周期该控制设备装机容量的上限，不填表示无容量上界限制；如果 TID 为 2.0，所填数表示各规划周期该控制设备装机容量定界为所填数。</p> <p>单位：百万千瓦</p>
INVFT(CTL)		控制设备费用修正系数。该控制设备的实际费用为基本费用与此费用修正系数的乘积。
	TID	新建控制设备在该电厂的投资修正系数。
	’1’	新建控制设备在该电厂的固定运行费修正系数。
	’2’	新建控制设备在该电厂的变动运行费修正系数。
	’3’	改造控制设备在该电厂的投资修正系数。
	’4’	改造控制设备在该电厂的固定运行费修正系数。
		对于改造设备的费用修正系数，如果在这里指定其数值，相应控制设备表中的 RETROFIT 项自动失效。
NC-OLD	TID	<p>对电厂全部装机容量（已有容量+新增容量），是否指定未加装控制设备的总容量上限。</p> <p>2.0 — 定界；1.0 — 设定上限；0.0 — 不设定上限</p>
	(T)	各规划周期电厂全部装机容量未加装控制设备的总容量上限。如果所填数为 0.0，表示该电厂全部装机容量都已加装控制设备。
NC-NEW	TID	<p>对电厂新增容量，是否指定未加装控制设备的总容量上限。</p> <p>2.0 — 定界；1.0 — 设定上限；0.0 — 不设定上限</p>
	(T)	各规划周期电厂新增装机容量未加装控制设备的总容量上限。如果所填数为 0.0，表示该电厂新增装机容量都已加装控制设备。
COABASE	(T)	<p>空载煤耗率。</p> <p>单位：克标煤/千瓦时</p>
COARATE	(T)	<p>微增煤耗率。</p> <p>单位：克标煤/千瓦时</p>

SPINING(S)	TID	是否指定电厂在季(S)所能承担的系统旋转备用上限。 1.0 — 指定；0.0 — 不指定
	(T)	电厂在季(S)能够承担系统旋转备用的容量比上限。如 0.20 表示电厂总装机容量中，最多 20% 可以承担系统旋转备用。 仅在 TID 设为 1.0 时才起作用。
DETER(S)	(T)	电厂在季(S)的容量受阻系数。如 0.05 表示电厂在季(S)装机容量的 5% 受阻。
FIXPT(S)(P)	TID	设定电厂在季(S)负荷时段(P)的工作容量比例系数。 1.0 — 完全固定电厂的工作容量(定界)； 2.0 — 设定工作容量的下界； 3.0 — 设定工作容量的上界。
	(T)	电厂在季(S)负荷时段(P)的工作容量比例系数。 单位：百分比。如 10% 用 0.10 表示，说明电厂在该季该负荷时段的工作容量为开机容量的 10%(TID 为 1.0 时)，或者工作容量至少为开机容量的 10%(TID 为 2.0 时)，或者工作容量至多为开机容量的 10%(TID 为 3.0 时)。 对于每一季，所有负荷时段的工作容量比例系数之和必须小于等于 1.0。
SIM-THMID	TID	电站 ID
SIM-THMNM	TID	电站名称
SIM-THMTP	TID	电站类型
SIM-THMBID	TID	隶属系统 ID
SIM-THMSID	TID	供电系统 ID
SIM-THMGTP	TID	发电方式 300 煤电：0—常规；1—热电；12—启停； ... 301 燃油：13—常规； ... 302 燃气：14—常规；15—联合循环； ...
SIM-THMVOL	TID	电压等级
SIM-THMSUL	TID	燃料基硫份；标煤折合含硫量%
SIM-THMRMAX	TID	备用 Rmax
SIM-THMTEXP	TID	年 Texp
SIM-THMTMIN	TID	年 Tmin
SIM-THMTMAX	TID	月 Tmax
SIM-THMMNTFLD	TID	检修场地；电站最多同时检修机组台数。默认值 0—不安排机组检修
SIM-THMMNTTME	TID	检修时间；每台机组每年安排检修天数。≤0—不安排

SIM-THMSSC	TID	启停约束
SIM-THMTECOPT	TID	技术出力率
SIM-THMRMP	TID	爬坡率
SIM-THMOPRMON	TID	投产年月
SIM-THMOPRSCH	TID	投产进度
SIM-THMRETMON	TID	退役年月
SIM-THMRETSCH	TID	退役进度
SIM-THMDYNINV	TID	动态投资
SIM-THMTRSINV	TID	输变电投资
SIM-THMOMFEE	TID	运行维护费率
SIM-THMADDFEE	TID	附加运行费
SIM-THMMIGFND	TID	移民扶持基金
SIM-THMTAFU	TID	上网电价
SIM-THMTAFD	TID	汛期电价
SIM-THMCNTVOL	TID	接入电压
SIM-THMWAT	TID	适用水文条件。j16*16+j8*8+j4*4+j2*2+j1, 且 j? = 0 or 1; j1—枯; j2—平; j4—丰; j8—特枯; j16—特丰
SIM-THMMNTMON	TID	逐月计划检修机组台数
SIM-THMGCONPMAX	TID	发电约束 Pmax=各月机组最大出力（单机容量的比例，缺省=1）
SIM-THMGCONPMIN	TID	发电约束 Pmin=各月机组最小出力（单机容量的比例，缺省=机组最小技术出力率）
SIM-THMGCONNMIN	TID	发电约束 Nmin=各月最小开机台数（缺省=0）

说明：上表中最后一列标‘*’项表示该行名在表中必须存在；标‘N’项表示该行名仅适用于新电厂；其余项为可选项。

4.2.8 水电厂数据表 HYD(HYD)

该表给出了系统中所有水电厂的技术经济参数。各行名及意义如下：

表 4-8 水电厂数据表基本参数

行名	列名	说明
START	TID	最早投产周期编号。
FOR	TID	强迫停运率。 单位：百分比。如 8.0% 用 0.08 表示。
UNITSIZE	TID	单机容量。 单位：百万千瓦
RUNRIVER	TID	电厂类型。 1.0 — 径流式；0.0 — 具有调节能力
MAINTIME	TID	一年中所需的检修天数。 单位：天
MAINTR(S)	TID	指明季（S）的检修方式。 1.0 — 检修方式人工指定；0.0 — 由模型优化安排检修
	(T)	各规划周期该季电厂的检修率（%）— 检修容量/装机容量 单位：百分比。如检修 10% 表示为 0.1。 仅在 TID 设为 1.0 时才起作用。
INVEST	(T)	单位千瓦投资。 单位：元/千瓦
FXCOST	(T)	固定运行与维护费。 单位：元/千瓦
VARCOST	(T)	变动运行与维护费。 单位：分/kWh
SCALE	TID	整个规划期新增装机容量上限。 单位：百万千瓦
YSCALE	(T)	各规划周期新增装机容量上限。 单位：百万千瓦
LIFE	TID	经济寿命。 单位：年
PLANTCR	(T)	厂用电率。 单位：百分比。如 5.5% 用 0.055 表示。
EXISTCAP	(T)	已有装机容量。 单位：百万千瓦。
REGULA(S)	(T)	季(S)的日最大负荷调节系数。一般认为由于水库具有一定的调节裕度，可以将部分水量留存在最大负荷日多发，即最大负荷日的出力可以比平均负荷日大。两者之间的比值就是此调节系数。
AVERPOW(S)	(T)	季(S)的平均出力。 单位：百万千瓦

FORCPOW(S)	(T)	季(S)的强迫出力。 单位：百万千瓦 这是由于航运、灌溉等要求，水电厂在一些季存在最小出力约束。该参数必须小于相应季的平均出力 AVERPOW(S)。
DETER(S)	(T)	电厂在季(S)的容量受阻系数。如 0.05 表示电厂在季(S)装机容量的 5%受阻。
SPINING(S)	TID	是否指定电厂在季(S)所能承担的系统旋转备用上限。 1.0 — 指定；0.0 — 不指定
	(T)	电厂在季(S)能够承担系统旋转备用的容量比上限。如 0.20 表示电厂总装机容量中，最多 20%可以承担系统旋转备用。 仅在 TID 设为 1.0 时才起作用。
FIXPT(S)(P)	TID	设定电厂在季(S)负荷时段(P)的工作容量比例系数。 1.0 — 完全固定电厂的工作容量（定界）； 2.0 — 设定工作容量的下界； 3.0 — 设定工作容量的上界。
	(T)	电厂在季(S)负荷时段(P)的工作容量比例系数。 单位：百分比。如 10%用 0.10 表示，说明电厂在该季该负荷时段的工作容量为开机容量的 10%(TID 为 1.0 时)，或者工作容量至少为开机容量的 10%(TID 为 2.0 时)，或者工作容量至多为开机容量的 10%(TID 为 3.0 时)。 对于每一季，所有负荷时段的工作容量比例系数之和必须小于等于 1.0。
SIM-HYDID	TID	电站 ID
SIM-HYDNM	TID	电站名称
SIM-HYDTP	TID	电站类型
SIM-HYDBID	TID	隶属系统 ID
SIM-HYDSID	TID	供电系统 ID
SIM-HYDGT	TID	发电方式 307 水电——水库调节能力：0—径流 1.0；1—日 1.05；2—周 1.1；3—不完全季 1.15；4—季 1.2；5—年 1.25；6—多年 1.3；...
SIM-HYDVOL	TID	电压等级
SIM-HYDRMAX	TID	备用 Rmax
SIM-HYDTEXP	TID	年 Texp
SIM-HYDTMIN	TID	年 Tmin
SIM-HYDTMAX	TID	月 Tmax

SIM-HYDM NTFLD	TID	检修场地；电站最多同时检修机组台数。默认值 0—不安排机组检修
SIM-HYDW ATID	TID	该水电站所属流域的流域 ID
SIM-HYDM NTTME	TID	检修时间；每台机组每年安排检修天数。 ≤ 0 —不安排
SIM-HYDSS C	TID	启停约束
SIM-HYDTE COPT	TID	技术出力率
SIM-HYDR MP	TID	爬坡率
SIM-HYDOP RMON	TID	投产年月
SIM-HYDOP RSCH	TID	投产进度
SIM-HYDRE TMON	TID	退役年月
SIM-HYDRE TSCH	TID	退役进度
SIM-HYDD YNINV	TID	动态投资
SIM-HYDTR SINV	TID	输变电投资
SIM-HYDO MFEE	TID	运行维护费率
SIM-HYDA DDFEE	TID	附加运行费
SIM-HYDMI GFND	TID	移民扶持基金
SIM-HYDT AFU	TID	上网电价
SIM-HYDT AFD	TID	汛期电价
SIM-HYDC NTVOL	TID	接入电压
SIM-HYDW AT	TID	适用水文条件。 $j_{16} \cdot j_{16} + j_8 \cdot j_8 + j_4 \cdot j_4 + j_2 \cdot j_2 + j_1$ ，且 $j_i = 0 \text{ or } 1$ ； j_1 —枯； j_2 —平； j_4 —丰； j_8 —特枯； j_{16} —特丰
SIM-HYDM NTMON	TID	逐月计划检修机组台数
SIM-HYDG CONPMAX	TID	发电约束 P_{\max} = 各月机组最大出力（单机容量的比例，缺省 = 1）
SIM-HYDG CONPMIN	TID	发电约束 P_{\min} = 各月机组最小出力（单机容量的比例，缺省 = 机组最小技术出力率）

SIM-HYDG CONNMIN	TID	发电约束 Nmin=各月最小开机台数（缺省=0）
SIM-HYDW ATTPID	TID	水文数据类型标识=数据标识×100+数据类型。其中，【数据标识】：0—装机比例；1—MW。【数据类型】：0—预想出力；1—平均出力；2—强迫出力（必须整体输入）
SIM-HYDW ATRAT	TID	水文数据；取值装机比例，范围：0.0~1.0； 且预想出力≥平均出力≥强迫出力
SIM-HYDW ATINS	TID	水文数据；取值 MW，范围：≥0.0； 且预想出力≥平均出力≥强迫出力

说明：上表中最后一列标‘*’项表示该行名在表中必须存在；标‘N’项表示该行名仅适用于新电厂；其余项为可选项。

由于大型水电项目的建设周期较长，一些水电项目常常需要经过几年或十几年甚至更长时间的过渡期才能达到正常运行，我们称这类水电厂为多年过渡水电厂。这类电厂的数据填写方式与普通水电厂有所不同。其格式与常规水电有所不同，如下表所示：

表 4-9 多年过渡水电厂数据表基本参数

行名	列名	说明
AVERPOW(S)	TID	多年过渡水电厂的过渡总年数。 单位：年
	(T)	多年过渡水电厂各过渡年的平均出力。 单位：百万千瓦 紧靠 TID 列，在其以后各列中依次逐年（不按规划周期，而是按年）填写各过渡年的平均出力。
FORCPOW(S)	TID	多年过渡水电厂的过渡总年数。 单位：年
	(T)	多年过渡水电厂各过渡年的强迫出力。 单位：百万千瓦 紧靠 TID 列，在其以后各列中依次逐年（不按规划周期，而是按年）填写各过渡年的强迫出力。

4.2.9 抽水蓄能电站数据表 STG(STG)

该表给出了系统中所有抽水蓄能电站的技术经济参数。各行名及

意义如下：

表 4-10 抽水蓄能电厂数据表基本参数

行名	列名	说明	
START	TID	最早投产周期编号。	N
FOR	TID	强迫停运率。 单位：百分比。如 8.0% 用 0.08 表示。	*
UNITSIZE	TID	单机容量。 单位：百万千瓦	*
MAINTIME	TID	一年中所需的检修天数。 单位：天	*
MAINTR(S)	TID	指明季（S）的检修方式。 1.0 — 检修方式人工指定；0.0 — 由模型优化安排检修	
	(T)	各规划周期该季电厂的检修率（%）— 检修容量/装机容量 单位：百分比。如检修 10% 表示为 0.1。 仅在 TID 设为 1.0 时才起作用。	
INVEST	(T)	单位千瓦投资。 单位：元/千瓦	N
FXCOST	(T)	固定运行与维护费。 单位：元/千瓦	*
VARCOST	(T)	变动运行与维护费。 单位：分/kWh	
SCALE	TID	整个规划期新增装机容量上限。 单位：百万千瓦	N
YSCALE	(T)	各规划周期新增装机容量上限。 单位：百万千瓦	N
PLANTCR	(T)	经济寿命。 单位：年	*
EXISTCAP	(T)	已有装机容量。 单位：百万千瓦。	*
UPCAP	(T)	电站按最大发电小时的发电量，折合到 24 小时的平均出力。（电站上库容限制） 单位：百万千瓦	*
PUMPCAPF	TID	电站抽水容量与发电容量之比，即‘抽水容量/发电容量’。	*
EFFI	TID	电厂的效率。 单位：百分比。如 75% 表示为 0.75。	*
SPINING(S)	TID	是否指定电厂在季（S）所能承担的系统旋转备用上限。 1.0 — 指定；0.0 — 不指定	
	(T)	电厂在季（S）能够承担系统旋转备用的容量比上限。如 0.20 表示电厂总装机容量中，最多 20% 可以承担系统旋转备用。 仅在 TID 设为 1.0 时才起作用。	

SIM-PMPID	TID	电站 ID	
SIM-PMPNM	TID	电站名称	
SIM-PMPTP	TID	电站类型	
SIM-PMPBID	TID	隶属系统 ID	
SIM-PMPSID	TID	供电系统 ID	
SIM-PMPGTP	TID	发电方式 308 抽蓄——水库调节能力：0—日调节； 1—周调节； 2—季调节；3—年调节； 4—混抽（日调节，需填写水文数据）；...	
SIM-PMPVOL	TID	电压等级	
SIM-PMPSUL	TID	燃料基硫份；标煤折合含硫量%	
SIM-PMPRMAX	TID	备用 Rmax	
SIM-PMPTEXP	TID	年 Texp	
SIM-PMPTMIN	TID	年 Tmin	
SIM-PMPTMAX	TID	月 Tmax	
SIM-PMPMNTFLD	TID	检修场地；电站最多同时检修机组台数。默认值 0—不安排机组检修	
SIM-PMPMNTTME	TID	检修时间；每台机组每年安排检修天数。≤0—不安排	
SIM-PMPREVVUM	TID	抽水库容；本期装机新增抽水库容（本期装机满抽水小时数，0—混抽电站水电机组）	
SIM-PMPREVEFF	TID	抽发效率；抽水—发电转换效率，取值 0.6~0.8，缺省 0.75。	
SIM-PMPSSC	TID	启停约束	
SIM-PMPTECOPT	TID	技术出力率	
SIM-PMPRMP	TID	爬坡率	
SIM-PMPOPRMON	TID	投产年月	
SIM-PMPOPRSCH	TID	投产进度	
SIM-PMPRETMON	TID	退役年月	
SIM-PMPRETSCH	TID	退役进度	
SIM-PMPDYNINV	TID	动态投资	
SIM-PMPTRSINV	TID	输变电投资	
SIM-PMPOMFEE	TID	运行维护费率	
SIM-PMPADDFEE	TID	附加运行费	
SIM-PMPPMPTAF	TID	抽水电价，上网电价的比例	
SIM-PMPMIGFND	TID	移民扶持基金	
SIM-PMPTAFU	TID	上网电价	
SIM-PMPTAFD	TID	汛期电价	
SIM-PMPCNTVOL	TID	接入电压	
SIM-PMPWAT	TID	适用水文条件。j16*16+j8*8+j4*4+j2*2+j1，且 j? = 0 or 1；j1—枯；j2—平；j4—丰；j8—特枯；j16—特丰	
SIM-PMPMNTMON	TID	逐月计划检修机组台数	
SIM-PMPGCONPMAX	TID	发电约束 Pmax=各月机组最大出力（单机容量的比例，缺省=1）	

SIM-PMPGCONPMIN	TID	发电约束 Pmin=各月机组最小出力（单机容量的比例，缺省=机组最小技术出力率）	
SIM-PMPGCONNMIN	TID	发电约束 Nmin=各月最小开机台数（缺省=0）	
SIM-PMPWATRAT	TID	水文数据；取值装机比例，范围：0.0~1.0； 且预想出力≥平均出力≥强迫出力	
SIM-PMPWATINS	TID	水文数据；取值 MW，范围：≥0.0； 且预想出力≥平均出力≥强迫出力	

说明：上表中最后一列标‘*’项表示该行名在表中必须存在；标‘N’项表示该行名仅适用于新电厂；其余项为可选项。

4.2.10 水工建筑数据表 DAM(HYN)

该表给出了系统中所有备选水电厂的水工建筑的技术经济参数。

各行名及意义如下：

表 4-11 水工建筑数据表基本参数

行名	列名	说明	
START	TID	最早投产周期编号。	
INVEST	(T)	大坝的总投资。 单位：百万元	
FXCOSTR	(T)	大坝的年固定运行费用。 单位：百万元	
LIFE	TID	经济寿命。 单位：年	

说明：上表中所有项均为必须项。

4.2.11 核电厂数据表 NLR(NLR)

该表给出了系统中所有核电厂的技术经济参数。各行名及意义如下：

表 4-12 核电厂数据表基本参数

行名	列名	说明	
START	TID	最早投产周期编号（针对电厂新增容量和控制设备）。	N
FOR	TID	强迫停运率。 单位：百分比。如 8.0%用 0.08 表示。	*
	‘1’	电厂年运行小时数上限。 单位：小时	
UNITSIZE	TID	单机容量。 单位：百万千瓦	*

MAINTIME	TID	一年中所需的检修天数。 单位：天	*
MAINTR(S)	TID	指明季（S）的检修方式。 1.0 — 检修方式人工指定；0.0 — 由模型优化安排检修	
	(T)	各规划周期该季电厂的检修率（%）—检修容量/装机容量 单位：百分比。如检修 10%表示为 0.1。 仅在 TID 设为 1.0 时才起作用。	
ON-OFF	TID	电厂是否具备日启停能力。 1.0 — 可以日启停运行；0.0 — 不具备日启停能力	
	(T)	电厂的日启停费用。 单位：元/千瓦	
L-FACTOR	TID	是否设定电厂的年运行小时数下限。 1.0 — 设定；0.0 — 不设定	
	(T)	电厂各规划周期的年运行小时数下限。 单位：小时。 仅在 TID 设为 1.0 时才起作用。	
C-RESER	TID	指定电厂是否可以承担系统冷备用。 1.0 — 不承担冷备用；0.0 — 可以承担系统冷备用	
INVEST	(T)	单位千瓦投资。 单位：元/千瓦	N
FXCOST	(T)	固定运行与维护费。 单位：元/千瓦	*
VARCOST	(T)	变动运行与维护费。 单位：分/kWh	
SCALE	TID	整个规划期新增装机容量上限。 单位：百万千瓦	N
YSCALE	(T)	各规划周期新增装机容量上限。 单位：百万千瓦	N
LIFE	TID	经济寿命。 单位：年	*
PLANTCR	(T)	厂用电率。 单位：百分比。如 5.5%用 0.055 表示。	*
EXISTCAP	(T)	已有装机容量。 单位：百万千瓦。 通过各规划周期已有装机容量的变化，可以指定电厂的退役计划。	*
MINPOWER	(T)	最小技术出力。如机组最小技术出力为 50%，填写为 0.5。	*
FUE(FUE)	TID	电厂的燃料种类。	*

FUELPRI	(T)	燃料处理价格。 单位：元/吨标煤。 在燃料表中已经指明所用燃料的基准价格，最后的实际燃料价格为燃料表中基准价格与燃料价格系数的乘积，加上这里的燃料处理价格。通常此费用是为了反映不同电厂的不同运输成本等。	
CTL(CTL)	TID	电厂可选的污染控制设备。 1.0 或 2.0 — 此设备可选；0.0 — 电厂不安装此设备	
	(T)	如果 TID 为 1.0，所填数表示各规划周期该控制设备装机容量的上限，不填表示无容量上界限制；如果 TID 为 2.0，所填数表示各规划周期该控制设备装机容量定界为所填数。 单位：百万千瓦	
INVFT(CTL)		控制设备费用修正系数。该控制设备的实际费用为基本费用与此费用修正系数的乘积。	
	TID	新建控制设备在该电厂的投资修正系数。	
	'1'	新建控制设备在该电厂的固定运行费修正系数。	
	'2'	新建控制设备在该电厂的变动运行费修正系数。	
	'3'	改造控制设备在该电厂的投资修正系数。	
	'4'	改造控制设备在该电厂的固定运行费修正系数。	
		对于改造设备的费用修正系数，如果在这里指定其数值，相应控制设备表中的 RETROFIT 项自动失效。	
NC-OLD	TID	对电厂全部装机容量（已有容量+新增容量），是否指定未加装控制设备的总容量上限。 2.0 — 定界；1.0 — 设定上限；0.0 — 不设定上限	
	(T)	各规划周期电厂全部装机容量未加装控制设备的总容量上限。如果所填数为 0.0，表示该电厂全部装机容量都已加装控制设备。	
NC-NEW	TID	对电厂新增容量，是否指定未加装控制设备的总容量上限。 2.0 — 定界；1.0 — 设定上限；0.0 — 不设定上限	
	(T)	各规划周期电厂新增装机容量未加装控制设备的总容量上限。如果所填数为 0.0，表示该电厂新增装机容量都已加装控制设备。	
COABASE	(T)	空载燃料消耗率。 单位：克标煤/千瓦时	*
COARATE	(T)	微增燃料消耗率。 单位：克标煤/千瓦时	*
SPINING(S)	TID	是否指定电厂在季（S）所能承担的系统旋转备用上限。 1.0 — 指定；0.0 — 不指定	
	(T)	电厂在季（S）能够承担系统旋转备用的容量比上限。如 0.20 表示电厂总装机容量中，最多 20% 可以承担系统旋转备用。 仅在 TID 设为 1.0 时才起作用。	

DETER(S)	(T)	电厂在季(S)的容量受阻系数。如 0.05 表示电厂在季(S)装机容量的 5%受阻。	
FIXPT(S)(P)	TID	设定电厂在季(S)负荷时段(P)的工作容量比例系数。 1.0 — 完全固定电厂的工作容量(定界); 2.0 — 设定工作容量的下界; 3.0 — 设定工作容量的上界。	
	(T)	电厂在季(S)负荷时段(P)的工作容量比例系数。 单位: 百分比。如 10%用 0.10 表示, 说明电厂在该季该负荷时段的工作容量为开机容量的 10%(TID 为 1.0 时), 或者工作容量至少为开机容量的 10%(TID 为 2.0 时), 或者工作容量至多为开机容量的 10%(TID 为 3.0 时)。 对于每一季, 所有负荷时段的工作容量比例系数之和必须小于等于 1.0。	
SIM-NLRID	TID	电站 ID	
SIM-NLRNM	TID	电站名称	
SIM-NLRTP	TID	电站类型	
SIM-NLRBID	TID	隶属系统 ID	
SIM-NLRSID	TID	供电系统 ID	
SIM-NLRGTP	TID	发电方式 306 核电: 0—基荷; 1—可以调峰; 2—变出力; ...	
SIM-NLRVOL	TID	电压等级	
SIM-NLRRMAX	TID	备用 Rmax	
SIM-NLRTEXP	TID	年 Texp	
SIM-NLR Tmin	TID	年 Tmin	
SIM-NLR TMAX	TID	月 Tmax	
SIM-NLRMNTFLD	TID	检修场地; 电站最多同时检修机组台数。默认值 0—不安排机组检修	
SIM-NLRMNTTME	TID	检修时间; 每台机组每年安排检修天数。≤0—不安排	
SIM-NLRSSC	TID	启停约束	
SIM-NLRTECOPT	TID	技术出力率	
SIM-NLRRMP	TID	爬坡率	
SIM-NLROPRMON	TID	投产年月	
SIM-NLROPRSCH	TID	投产进度	
SIM-NLRRETMON	TID	退役年月	
SIM-NLRRETSCH	TID	退役进度	
SIM-NLRDYNINV	TID	动态投资	
SIM-NLRTRSINV	TID	输变电投资	
SIM-NLROMFEE	TID	运行维护费率	
SIM-NLRADDFEE	TID	附加运行费	
SIM-NLRVARFEE	TID	乏燃料处置费率	
SIM-NLRMIGFND	TID	移民扶持基金	
SIM-NLR TAFU	TID	上网电价	
SIM-NLR TAFD	TID	汛期电价	

SIM-NLRCNTVOL	TID	接入电压	
SIM-NLRWAT	TID	适用水文条件。j16*j16+j8*8+j4*4+j2*2+j1, 且 j? = 0 or 1; j1—枯; j2—平; j4—丰; j8—特枯; j16—特丰	
SIM-NLRMNTMON	TID	逐月计划检修机组台数	
SIM-NLRGCONPMAX	TID	发电约束 Pmax=各月机组最大出力（单机容量的比例，缺省=1）	
SIM-NLRGCONPMIN	TID	发电约束 Pmin=各月机组最小出力（单机容量的比例，缺省=机组最小技术出力率）	
SIM-NLRGCONNMIN	TID	发电约束 Nmin=各月最小开机台数（缺省=0）	

说明：上表中最后一列标‘*’项表示该行名在表中必须存在；标‘N’项表示该行名仅适用于新电厂；其余项为可选项。

4.2.12 新能源电厂数据表 NEW(NEW)

该表给出了系统中所有新能源电厂的技术经济参数。各行名及意义如下：

表 4-13 新能源电厂数据表基本参数

行名	列名	说明	
START	TID	最早投产周期编号。	N
FOR	TID	强迫停运率。 单位：百分比。如 8.0% 用 0.08 表示。	*
UNITSIZE	TID	单机容量。 单位：百万千瓦	*
RUNRIVER	TID	电厂类型。	
MAINTIME	TID	一年中所需的检修天数。 单位：天	*
MAINTR(S)	TID	指明季（S）的检修方式。 1.0 — 检修方式人工指定；0.0 — 由模型优化安排检修	
	(T)	各规划周期该季电厂的检修率（%）—检修容量/装机容量 单位：百分比。如检修 10% 表示为 0.1。 仅在 TID 设为 1.0 时才起作用。	
INVEST	(T)	单位千瓦投资。 单位：元/千瓦	N
FXCOST	(T)	固定运行与维护费。 单位：元/千瓦	*
VARCOST	(T)	变动运行与维护费。 单位：分/kWh	
SCALE	TID	整个规划期新增装机容量上限。 单位：百万千瓦	N
YSCALE	(T)	各规划周期新增装机容量上限。 单位：百万千瓦	N

LIFE	TID	经济寿命。 单位：年	*
PLANTCR	(T)	厂用电率。 单位：百分比。如 0.5% 用 0.005 表示。	*
EXISTCAP	(T)	已有装机容量。 单位：百万千瓦。	*
AVERPOW(S)	(T)	季(S)的平均出力。 单位：百万千瓦	*
DETER(S)	(T)	电厂在季(S)的容量受阻系数。如 0.05 表示电厂在季(S)装机容量的 5% 受阻。	*
SPINING(S)	TID	是否指定电厂在季(S)所能承担的系统旋转备用上限。 1.0 — 指定；0.0 — 不指定	
	(T)	电厂在季(S)能够承担系统旋转备用的容量比上限。如 0.20 表示电厂总装机容量中，最多 20% 可以承担系统旋转备用。 仅在 TID 设为 1.0 时才起作用。	
FIXPT(S)(P)	TID	设定电厂在季(S)负荷时段(P)的工作容量比例系数。 1.0 — 完全固定电厂的工作容量（定界）； 2.0 — 设定工作容量的下界； 3.0 — 设定工作容量的上界。	
	(T)	电厂在季(S)负荷时段(P)的工作容量比例系数。 单位：百分比。如 10% 用 0.10 表示，说明电厂在该季该负荷时段的工作容量为开机容量的 10% (TID 为 1.0 时)，或者工作容量至少为开机容量的 10% (TID 为 2.0 时)，或者工作容量至多为开机容量的 10% (TID 为 3.0 时)。 对于每一季，所有负荷时段的工作容量比例系数之和必须小于等于 1.0。	
SIM-NEWID	TID	电站 ID	
SIM-NEWNM	TID	电站名称	
SIM-NEWTP	TID	电站类型	
SIM-NEWBID	TID	隶属系统 ID	
SIM-NEWSID	TID	供电系统 ID	
SIM-NEWGTP	TID	发电方式 309 新能源：0—风电；1—太阳能；2—生物质能；3—特殊水电（径流式、日调节）；...	
SIM-NEWVOL	TID	电压等级	
SIM-NEWRMAX	TID	备用 Rmax	
SIM-NEWTEXP	TID	年 Texp	
SIM-NEWTMIN	TID	年 Tmin	
SIM-NEWTMAX	TID	月 Tmax	
SIM-NEWMNTFLD	TID	检修场地；电站最多同时检修机组台数。默认值 0—不安排机组检修	
SIM-NEWMNTTME	TID	检修时间；每台机组每年安排检修天数。≤0—不安排	

SIM-NEWSSC	TID	启停约束	
SIM-NEWTECOPT	TID	技术出力率	
SIM-NEWRMP	TID	爬坡率	
SIM-NEWOPRMON	TID	投产年月	
SIM-NEWOPRSCH	TID	投产进度	
SIM-NEWRETMON	TID	退役年月	
SIM-NEWRETSCH	TID	退役进度	
SIM-NEWDYNINV	TID	动态投资	
SIM-NEWTRSINV	TID	输变电投资	
SIM-NEWOMFEE	TID	运行维护费率	
SIM-NEWADDFEE	TID	附加运行费	
SIM-NEWMIGFND	TID	移民扶持基金	
SIM-NEWTAFU	TID	上网电价	
SIM-NEWTAFD	TID	汛期电价	
SIM-NEWCNTVOL	TID	接入电压	
SIM-NEWWAT	TID	适用水文条件。j16*j8+j4*4+j2*2+j1, 且 j? = 0 or 1; j1—枯; j2—平; j4—丰; j8—特枯; j16—特丰	
SIM-NEWMNTMON	TID	逐月计划检修机组台数	
SIM-NEWCUVYER	TID	发电曲线有效年份	
SIM-NEWCUVMON	TID	发电曲线有效月份	
SIM-NEWCUVWDK	TID	发电曲线有效星期	
SIM-NEWCUVSCA	TID	适用运行模拟类型。j0+j1*2+j2*4+j3*8+j4*16, 且 j? =0 or 1; j0—组合场景; j1—电力平衡; j2—调峰平衡; j3—电量平衡; j4—用户场景	
SIM-NEWCUV	TID	新能源发电出力曲线, 时间间隔 5min	

说明: 上表中最后一列标 '*' 项表示该行名在表中必须存在; 标 'N' 项表示该行名仅适用于新电厂; 其余项为可选项。

4.2.13 输电线数据表 TRL(TRL)

该表给出了系统中所有地区间联络线的技术经济参数。各行名及意义如下:

表 4-14 输电线数据表基本参数

行名	列名	说明	
START	TID	最早投产周期编号。	N
INVEST	(T)	单位千瓦投资。 单位: 元/千瓦	N
FXCOSTR	(T)	固定运行与维护费。 单位: 元/千瓦	*

SCALE	TID	整个规划期新增输电容量上限。 单位：百万千瓦	N
YSCALE	(T)	各规划周期新增输电容量上限。 单位：百万千瓦	N
EXISTCAP	(T)	已有输电容量。 单位：百万千瓦	*
LIFE	TID	经济寿命。 单位：年	*
TRLOSS	(T)	线损率。 单位：百分比。如线损 4.0% 表示为 0.04。	*
SPINING(S)	TID	是否指定线路在季（S）所能输送的旋转备用上限。 1.0 — 指定；0.0 — 不指定	
	(T)	线路在季（S）能够输送的旋转备用的容量比上限。如 0.20 表示电厂总输电容量中，最多可以输送 20% 的旋转备用。仅在 TID 设为 1.0 时才起作用。	
SIM-TRSID	TID	线路编号	
SIM-TRSNM	TID	线路名称	
SIM-TRSTP	TID	线路类型；400—交流线路；401—直流线路	
SIM-TRSSID	TID	起点系统 ID	
SIM-TRSEID	TID	终点系统 ID	
SIM-TRSDTP	TID	输电方式 0—联络线（输电容量约束条件下按系统电力电量平衡要求交换电力） 1—I 类输电线（新能源类：输电容量和年电量约束条件下，根据系统电力电量平衡要求按新能源方式确定交换电力） 2—II 类输电线（煤电类：输电容量和年电量约束条件下，根据受端子系统电力电量平衡要求按煤电方式确定交换电力） 3—III 类输电线（水电类：输电容量和年电量约束条件下，根据两端子系统电力电量平衡要求按水电方式确定交换电力） 4—IV 类输电线（储能类：输电容量和年电量约束条件下，根据两端子系统电力平衡和调峰平衡要求按储能发电方式确定交换电力）	
SIM-TRSVOL	TID	电压等级	
SIM-TRSFOR	TID	线路强迫停运率	
SIM-TRSOPRMON	TID	投产年月	
SIM-TRSOPRSCH	TID	投产进度；后续线路投运间隔月数×100+同时投运回路数	
SIM-TRSRETMON	TID	退役年月	
SIM-TRSRETSCH	TID	退役进度	
SIM-TRSDYNINV	TID	动态投资	
SIM-TRSUNTPRC	TID	单位输电费	
SIM-TRSPMIN	TID	输电 Pmin	

SIM-TRSPMAX	TID	备用 Rmax	
SIM-TRSLOS	TID	输电损耗率	
SIM-TRSTEXP	TID	年 Texp	
SIM-TRSTMIN	TID	年 Tmin	
SIM-TRSDIV	TID	投资分摊；受端（终点）系统线路投资分摊比例系数	
SIM-TRSSND	TID	年送电量	
SIM-TRSRCV	TID	年受电量	
SIM-TRSTAFU	TID	上网电价	
SIM-TRSTAFD	TID	下网电价	
SIM-TRSTAFF	TID	汛期电价	
SIM-TRSCNS	TID	输电约束类型 0—正向输电容量约束； 1—反向输电容量约束； 30—最大输电电力； 31—平均输电电力； 32—最小输电电力； 40—高峰最大输电电力； 41—高峰平均输电电力； 42—低谷反向最大输电电力； 43—低谷反向平均输电电力	
SIM-TRSCNSCUV	TID	输电约束曲线	
SIM-TRSCNTYER	TID	输电协议有效年份	
SIM-TRSCNTMON	TID	输电协议有效月份	
SIM-TRSCNTWDK	TID	输电协议有效星期	
SIM-TRSCNTWAT	TID	适用水文条件。j16*16+j8*8+j4*4+j2*2+j1，且 j? = 0 or 1； j1—枯；j2—平；j4—丰；j8—特枯；j16—特丰	
SIM-TRSCNTCUV	TID	输电协议曲线	

说明：上表中最后一列标'*'项表示该行名在表中必须存在；标'N'项表示该行名仅适用于新输电线；其余项为可选项。

4.2.14 地区缺电损失表 ENS(ENS)

该表给出了系统中各地区的缺电损失费用。各行名及意义如下：

表 4-15 地区缺电损失表基本参数

行名	列名	说明
ENSCOS(S)(P)	(T)	季(S)负荷时段(P)系统缺电量折合的钱数。 单位：元/千瓦时

4.2.15 地区数据表 DST(DST)

该表给出了系统中所有与地区有关的诸如负荷等的技术经济参数。各行名及意义如下：

表 4-16 地区数据表基本参数

行名	列名	说明	
CRESERVE	(T)	该地区各规划周期的冷备用率。 单位：百分比。如冷备用率 5% 用 0.05 表示。	*
PEAKLOAD	(T)	该地区各规划周期的最大负荷。 单位：百万千瓦	
ENERGY	(T)	该地区各规划周期的用电量。 单位：亿千瓦时	
EXTERTSP	TID	粉尘排放的外部费用系数。	
	(T)	各规划周期粉尘排放的基准外部费用。 单位：元/吨。 实际外部费用为基准外部费用与地区外部费用系数(TID 项)的乘积。对不同电厂，还应考虑相应电厂的外部费用系数。	
EXTERSO2	TID	二氧化硫排放的外部费用系数。	
	(T)	各规划周期二氧化硫排放的基准外部费用。 单位：元/吨。 实际外部费用为基准外部费用与地区外部费用系数(TID 项)的乘积。对不同电厂，还应考虑相应电厂的外部费用系数。	
EXTERNOX	TID	氮氧化物排放的外部费用系数。	
	(T)	各规划周期氮氧化物排放的基准外部费用。 单位：元/吨。 实际外部费用为基准外部费用与地区外部费用系数(TID 项)的乘积。对不同电厂，还应考虑相应电厂的外部费用系数。	
EXTERCO2	TID	二氧化碳排放的外部费用系数。	
	(T)	各规划周期二氧化碳排放的基准外部费用。 单位：元/吨。 实际外部费用为基准外部费用与地区外部费用系数(TID 项)的乘积。对不同电厂，还应考虑相应电厂的外部费用系数。	
LIMITTSP	TID	粉尘排放总量控制变量。 0.0 — 不起作用； 1.0 — 设定本规划地区的排放总量控制目标； 2.0 — 设定所有规划地区的排放总量控制目标。	
	(T)	各规划周期粉尘排放总量控制目标。 单位：千吨	
LIMITSO2	TID	二氧化硫排放总量控制变量。 0.0 — 不起作用； 1.0 — 设定本规划地区的排放总量控制目标； 2.0 — 设定所有规划地区的排放总量控制目标。	
	(T)	各规划周期二氧化硫排放总量控制目标。 单位：千吨	

LIMITNOX	TID	氮氧化物排放总量控制变量。 0.0 — 不起作用； 1.0 — 设定本规划地区的排放总量控制目标； 2.0 — 设定所有规划地区的排放总量控制目标。	
	(T)	各规划周期氮氧化物排放总量控制目标。 单位：千吨	
LIMITCO2	TID	二氧化碳排放总量控制变量。 0.0 — 不起作用； 1.0 — 设定本规划地区的排放总量控制目标； 2.0 — 设定所有规划地区的排放总量控制目标。	
	(T)	各规划周期二氧化碳排放总量控制目标。 单位：千吨	
PS(S)	(T)	季(S)的负荷不均衡系数，即平均日发电量/典型日发电量。其中典型日的定义与表 REPORT 中变量 MAXLOAD 的设定有关。	*
PLOAD(S)	(T)	系数：季(S)的最大负荷/年最大负荷。	*
SLOAD(S)	(T)	季(S)的月不均衡系数，即季内各月平均最大负荷/季最大负荷。	*
LOAD(S)(P)	(T)	季(S)典型日负荷时段(P)的负荷数值，用季(S)最大负荷的比值表示。见后续说明。	*

说明：上表中最后一列标 '*' 项表示该行名在表中必须存在；其余项为可选项。

在表 DST 中，对于负荷数据的填写：

✧ 对于每一季，必须先填写 SLOAD(S) 数据，然后填写 LOAD(S)(P) 数据；

✧ 基荷时段必须作为第一时段填写。

4.2.16 水电站群补偿效益数据表 HYDPOW(S)

该表给出了系统中与水电站群补偿效益有关的数据。该表的格式与其它表有所不同。行名为用户定义的联合调度水电厂群的状态，列名为所属联合调度群的各水电厂名称，各表元素为各水电厂在相应季的平均出力。各行名及意义如下：

表 4-17 水电站群补偿效益数据表基本参数

行名	列名	说明
----	----	----

STATE(#)	(HYD)	水电厂（HYD）在状态‘#’的平均出力。其中‘#’为‘1’、‘2’等数字编号。 单位：百万千瓦
----------	-------	--

4.2.17 污染物外部费用表 EXCOST

该表给出了系统中四种大气污染物的外部费用数据。各行名及意义如下：

表 4-18 污染物外部费用表基本参数

行名	列名	说明
TSPALL	TID	针对全部地区设定烟尘排放总量外部费用分段数目。 0.0 — 不起作用； 1.0 — 设定排放总量外部费用为一段线性计费； 2.0 — 设定排放总量外部费用为两段分段线性计费；
	(T)	依次设定各段烟尘排放总量阈值。 单位：千吨 注意：所填数值必须从(T)=1 开始填写。
TSPALL(#)	TID	‘#’为分段序号，指第‘#’段外部费用基本值。 单位：元/吨
	(T)	各周期外部费用系数。 各周期外部费用取值等于基本值与外部费用系数的乘积。
TSP(DST)	TID	针对地区(DST)设定烟尘排放总量费用分段数目。 0.0 — 不起作用； 1.0 — 设定排放总量外部费用为一段线性计费； 2.0 — 设定排放总量外部费用为两段分段线性计费；
	(T)	依次设定各段烟尘排放总量阈值。 单位：千吨 注意：所填数值必须从(T)=1 开始填写。
TSP(DST)(#)	TID	‘#’为分段序号，指第‘#’段外部费用基本值。 单位：元/吨
	(T)	各周期外部费用系数。 各周期外部费用取值等于基本值与外部费用系数的乘积。
SO2ALL	TID	针对全部地区设定二氧化硫排放总量外部费用分段数目。 0.0 — 不起作用； 1.0 — 设定排放总量外部费用为一段线性计费； 2.0 — 设定排放总量外部费用为两段分段线性计费；
	(T)	依次设定各段二氧化硫排放总量阈值。 单位：千吨 注意：所填数值必须从(T)=1 开始填写。

SO2ALL(#)	TID	'#'为分段序号, 指第'#'段外部费用基本值。 单位: 元/吨
	(T)	各周期外部费用系数。 各周期外部费用取值等于基本值与外部费用系数的乘积。
SO2(DST)	TID	针对地区(DST)设定二氧化硫排放总量外部费用分段数目。 0.0 — 不起作用; 1.0 — 设定排放总量外部费用为一段线性计费; 2.0 — 设定排放总量外部费用为两段分段线性计费;
	(T)	依次设定各段二氧化硫排放总量阈值。 单位: 千吨 注意: 所填数值必须从(T)=1 开始填写。
SO2(DST)(#)	TID	'#'为分段序号, 指第'#'段外部费用基本值。 单位: 元/吨
	(T)	各周期外部费用系数。 各周期外部费用取值等于基本值与外部费用系数的乘积。
NOXALL	TID	针对全部地区设定氮氧化物排放总量外部费用分段数目。 0.0 — 不起作用; 1.0 — 设定排放总量外部费用为一段线性计费; 2.0 — 设定排放总量外部费用为两段分段线性计费;
	(T)	依次设定各段氮氧化物排放总量阈值。 单位: 千吨 注意: 所填数值必须从(T)=1 开始填写。
NOXALL(#)	TID	'#'为分段序号, 指第'#'段外部费用基本值。 单位: 元/吨
	(T)	各周期外部费用系数。 各周期外部费用取值等于基本值与外部费用系数的乘积。
NOX(DST)	TID	针对地区(DST)设定氮氧化物排放总量费用分段数目。 0.0 — 不起作用; 1.0 — 设定排放总量外部费用为一段线性计费; 2.0 — 设定排放总量外部费用为两段分段线性计费;
	(T)	依次设定各段氮氧化物排放总量阈值。 单位: 千吨 注意: 所填数值必须从(T)=1 开始填写。
NOX(DST)(#)	TID	'#'为分段序号, 指第'#'段外部费用基本值。 单位: 元/吨
	(T)	各周期外部费用系数。 各周期外部费用取值等于基本值与外部费用系数的乘积。

CO2ALL	TID	针对全部地区设定二氧化碳排放总量外部费用分段数目。 0.0 — 不起作用； 1.0 — 设定排放总量外部费用为一段线性计费； 2.0 — 设定排放总量外部费用为两段分段线性计费；
	(T)	依次设定各段二氧化碳排放总量阈值。 单位：千吨 注意：所填数值必须从(T)=1 开始填写。
CO2ALL(#)	TID	'#'为分段序号，指第'#'段外部费用基本值。 单位：元/吨
	(T)	各周期外部费用系数。 各周期外部费用取值等于基本值与外部费用系数的乘积。
CO2(DST)	TID	针对地区(DST)设定二氧化碳排放总量费用分段数目。 0.0 — 不起作用； 1.0 — 设定排放总量外部费用为一段线性计费； 2.0 — 设定排放总量外部费用为两段分段线性计费；
	(T)	依次设定各段二氧化碳排放总量阈值。 单位：千吨 注意：所填数值必须从(T)=1 开始填写。
CO2(DST)(#)	TID	'#'为分段序号，指第'#'段外部费用基本值。 单位：元/吨
	(T)	各周期外部费用系数。 各周期外部费用取值等于基本值与外部费用系数的乘积。

5 数据库框架

5.1 数据库设计原则

数据库是由数据库管理系统软件来管理的，可通过数据库管理系统进行数据的插入、修改、检索等操作。数据库中的数据可以为多个用户共享，数据库的这种共享性节省了大量的人力物力，并且给用户带来了许多方便。数据库设计的基本原则有以下几点：

（1）数据库必须具有分明的层次结构，合理的布局，数据库中的数据必须具有高度的结构化。

（2）数据库的设计应遵循国家标准和行业标准。

（3）数据库必须具有数据共享性和独立性。

（4）数据库必须具有很高的安全性，并能方便的进行数据库的维护和扩充，同时要考虑操作简单和使用效率高等要素。

5.2 数据库设计

5.2.1 运行环境

处理器：intel(R)Core(TM)i5-3230M CPU @2.60GHz 2.60GHz；

内存：4.00G；操作系统：Win7 系统 32/64 位；

磁盘设备空间：10G 以上；

本研究中采用 SQL Server 2008 数据库，tomcat6.0，jdk1.6；

浏览器为 360 安全浏览器 7.1 版本。

5.2.2 数据库说明

数据库名称为 Ele2，共包含 23 张表，其中电力规划类 16 张，生产模拟类 7 张，分类如图 5-1 所示。下面分别给出各数据表分类及

其关系（括号中内容为数据库中存储的表名）

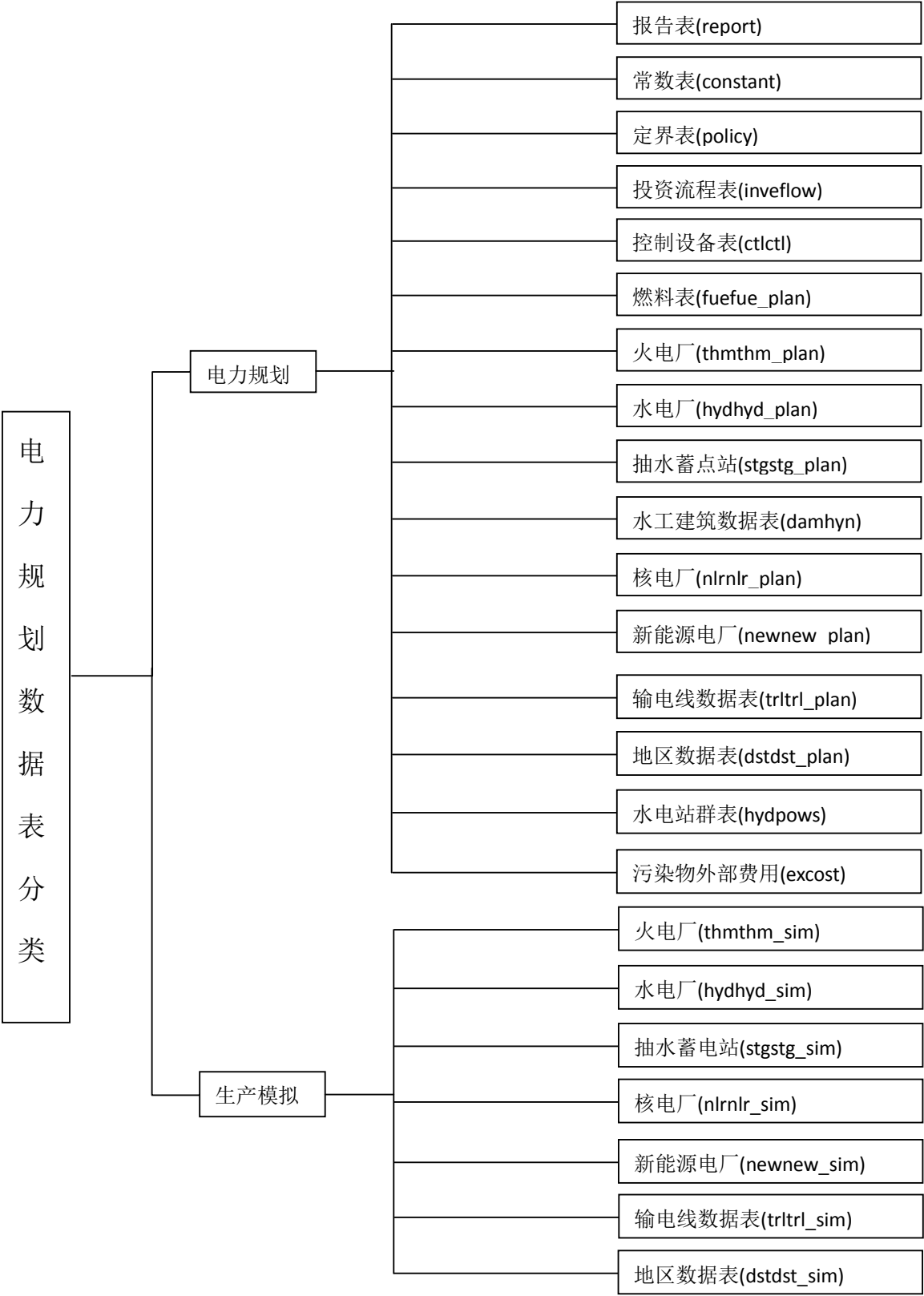


图 5-1 数据表的分类

5.2.3 数据表之间关系模式

1) 电力规划类

a). 火电厂与其他表之间的关系

火电厂 (t_id, p_id, i_id, ctl_id, f_id, dst_name)

定界表 (p_id)

投资流程表 (i_id)

控制设备表 (ctl_id)

燃料表 (f_id)

地区数据表 (dst_id, dst_name)

说明:

定界表的主键 p_id 是火电厂的外键;

投资流程表的主键 i_id 是火电厂的外键;

控制设备表的主键 ctl_id 是火电厂的外键;

燃料表的主键 f_id 是火电厂的外键;

地区表的 dst_name 与火电厂相关。

b). 水电厂与其他表之间的关系

水电厂 (h_id, p_id, i_id, ctl_id, dst_name, dam_id)

定界表 (p_id)

投资流程表 (i_id)

控制设备表 (ctl_id)

地区数据表 (dst_id, dst_name)

水工建筑群表 (dam_id)

说明:

定界表的主键 p_id 是水电厂外键;

投资流程表的主键 i_id 是水电厂的外键;

控制设备表的主键 ctl_id 是水电厂的外键;

地区表的 dst_name 与水电厂相关联;

水工建筑群表的主键 dam_id 是水电厂的外键。

c).抽水蓄电站与其他表之间的关系

抽水蓄点站 (s_id, p_id, i_id, dst_name)

定界表 (p_id)

投资流程表 (i_id)

地区表 (dst_id, dst_name)

说明:

定界表的主键 p_id 是抽水蓄电站的外键;

投资流程表的主键 i_id 是抽水蓄电站的外键;

地区表的 dst_name 与抽水蓄电站相关联。

d).核电厂与其他表之间的关系

核电厂 (n_id, p_id, i_id, ctl_id, f_id, dst_name)

定界表 (p_id)

投资流程表 (i_id)

控制设备表 (ctl_id)

燃料表 (f_id)

地区表 (dst_id, dst_name)

说明：

定界表的主键 p_id 是核电厂外键；

投资流程表的主键 i_id 是核电厂的外键；

控制设备表的主键 ctl_id 是核电厂的外键；

燃料表的主键 f_id 是核电厂的外键；

地区表的 dst_name 与核电厂相关联。

e).新能源电厂与其他表之间的关系

新能源电厂 (new_id, p_id, i_id, dst_name)

定界表 (p_id)

投资流程表 (i_id)

地区表 (dst_id, dst_name)

说明：

定界表的主键 p_id 是新能源电厂的外键；

投资流程表的主键 i_id 是新能源电厂的外键；

地区表的 dst_name 与新能源电厂相关联。

f).输电线表与其他表之间的关系

输电线表 (trl_id, p_id, i_id, dst_name)

定界表 (p_id)

投资流程表 (i_id)

地区表 (dst_id, dst_name)

说明：

定界表的主键 p_id 是输电线表的外键；

投资流程表的主键 i_id 是输电线表的外键；

地区表的 dst_name 与输电线表相关联。

2)生产模拟类

a).火电厂与其他表之间的关系

火电厂 (tsim_id, fsim_id)

燃料表 (fsim_id)

说明：

燃料表的主键 fsim_id 是火电厂的外键

b).核电厂与其他表之间的关系

核电厂 (nsim_id, fsim_id)

燃料表 (fsim_id)

说明：

燃料表的主键 fsim_id 是核电厂的外键

5.2.4 数据库字段存储说明

1)单值存储数据：字段值为单值时直接存入对应字段。

2)多行数据：字段值为多行多列数据时，数据中行以“;”隔开，列以“,”隔开，以字符串形式存入数据库(注：分行逗号均为英文符号)。

如图 5-2 的数据，数据库对应字段值存为:

TID,1,2,3,4,5,6,7,8,9,A,B,C;PLANTCR,0.005,,,,,,,,,0.01;

TID	1	2	3	4	5	6	7	8	9	A	B	C
PLANTCR	0.005											0.01

图 5-2 多行多列数据示例

3)大批量数据：将大批量数据存为文本文件放在本地（本例为D:\Apache Software Foundation\Tomcat 6.0\webapps\Ele2\download）路径下，数据库对应的字段值存为文本文件相对路径，界面查询此字段时点击字段对应的下载链接，即可下载此大批量数据的文本文件。

如图 5-3 为大批量文件下载界面，则将 enscoss.txt 文件存入D:\Apache Software Foundation\Tomcat 6.0\webapps\Ele2\download 路径下，数据库对应字段值存为如图 5-4 所示的路径。

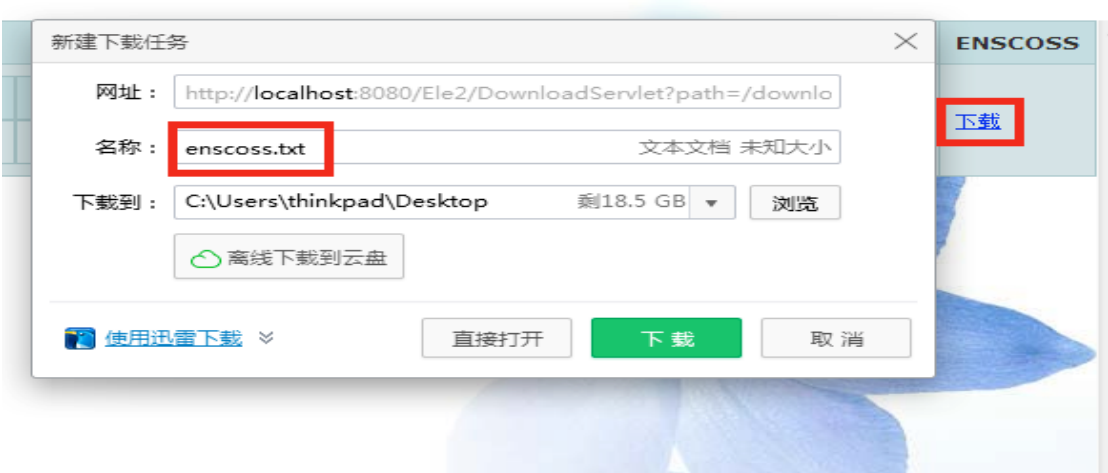


图 5-3 大批量数据示例

IINKPAD-PC.Ele2 - dbo.dstdst_plan									
xternox	dstexterc2	dstimittsp	dstitmitso2	dstimitnox	dstimitco2	dstploads	dstsloads	dstloadsp	enscoss
	NULL	NULL	LIMIT...	NULL		TID,1,2,3,4,5,6...	TID,1,2,3,4,5,6...	/download/ps(s)...	/download/ensc...
	NULL	NULL	NULL	NULL	NULL	NULL	NULL	NULL	/download/enscoss.txt

图 5-4 大批量文件数据库中存储形式

5.3 功能介绍

5.3.1 界面介绍

界面左侧导航栏分三级目录,对于涉及电力规划和生产模拟分类的表,在对应的目录下再加一级目录,有“电力规划”和“生产模拟”两个子目录。其余不涉及分类的表默认为电力规划,如图 5-5 中红线框中所示。



图 5-5 首页界面

5.3.2 查询介绍

a.快速查询

快速查询为对各类电厂、地区、电厂名之间相互关联的查询。如图 5-6~5-10 所示,其中图 5-6~5-9 属电力规划查询,图 5-10 为模拟类查询。以规划类查询为例进行说明,此功能可实现对某一地区某类电厂的查询,第二个下拉框(“请选择地区名”)与第一个下拉框相关,选择第一个之后第二个自动改变,第三个下拉框(“请选择电厂名”)与前两个都相关,选择前两项之后第三个自动改变,如图 5-8 所示。

其中，第一个下拉框电厂类是必须选的，后两个下拉框为可选。



图 5-6 电厂类型下拉框示例



图 5-7 地区下拉框示例



图 5-8 电厂名下拉框示例

图 5-5 为快速查询规划类结果，截图中查出了陕西电网的水电厂 HYDBSQ，图中显示的数据为分行显示效果。



图 5-9 电力规划快速查询示例

图 5-10 为快速查询模拟类结果，数据选择如红框中所示：



图 5-10 生产模拟快速查询示例

b.单表查询

单表查询为对单个表数据的查询，左侧导航栏选择所要查询表名，查询页面中在下拉列表中选择所要查询的字段名，检索框输入字段对应的值，点击查询按钮查出符合检索条件的记录。图 5-11 以规划类的水电厂为例，箭头为操作步骤，其余单表查询类似。



图 5-11 规划类单表查询示例

图 5-12 为模拟类的单表查询，以图中所选为例，箭头为操作步骤

骤，其余模拟类操作一致，不再一一截图。

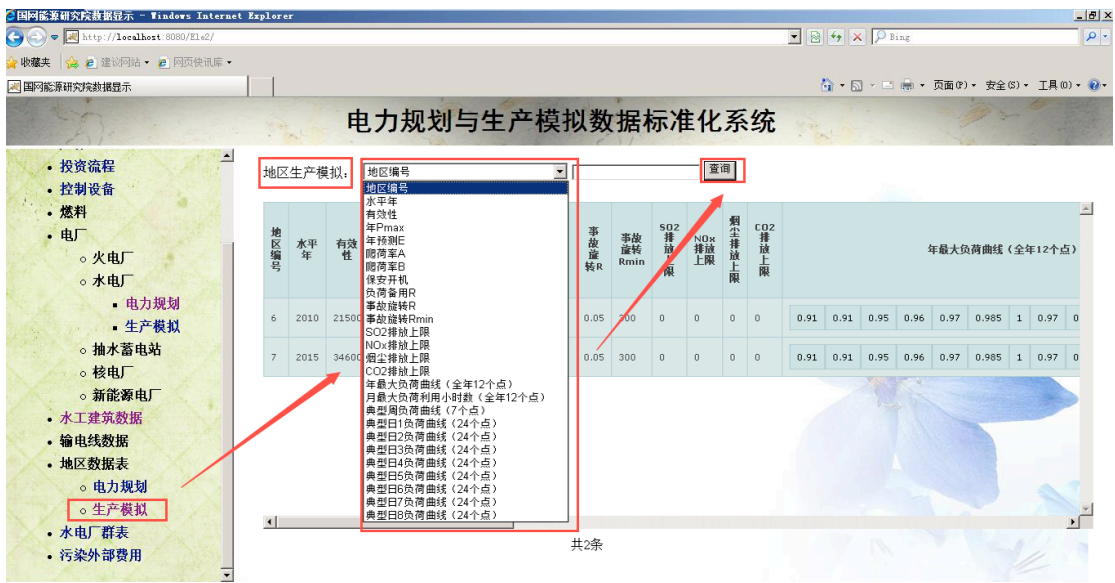


图 5-12 模拟类单表查询示例

图 5-13 为大容量字段的显示，是将此字段内容存入文本文件中，将此文件放在本地路径（本例中是放在 D:\Apache Software Foundation\Tomcat 6.0\webapps\Ele2\download），界面中若要查询此字段的值，直接点击下载，选择下载后的路径，下载即可，箭头为操作步骤。

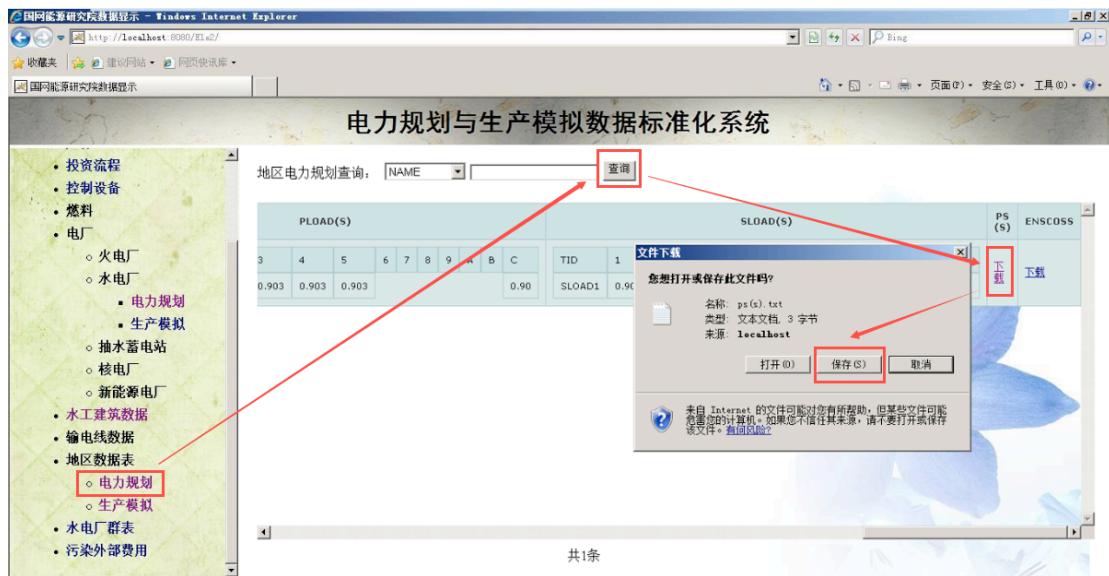


图 5-13 大批量数据查询示例

6 结论与建议

6.1 结论

（1）成熟软件工具众多，亟需加强数据标准化研究

国内外关于电源优化规划与生产模拟已开展多年研究，形成了WASP、GESP、JASP、WHPS、Balmorel 等模型工具。各类模型工具由不同研究机构研发和掌握，并拥有各自的数据来源。对各类软件工具的基础数据进行标准化处理，可以加强各研究机构与学者间的合作交流，共同推进新能源大规模并网条件下的系统规划与生产模拟研究发展，具有重要意义。

（2）高比例可再生能源并网成为必然，电源规划面临挑战

已有的电源规划软件，大都是在传统电源为主导年代开发完成的，很少考虑大规模风电、光伏等间歇性电源并网的研究特点和需求。部分研究中，简化做法通常是先在负荷曲线上扣减处理后的风电和光伏出力特性，然后再进行电源优化规划。这种方法缺乏对风光出力特性与常规电源以及负荷曲线进行小时间尺度的详细研究。要适应可再生能源大发展形势，未来需要加快电源规划方面的升级改造。

（3）以类与表的方式，是有效解决数据标准化问题的一种途径

在电源优化规划与生产模拟研究中，大多数核心数据需求是一致的，但侧重点略有不同、数据详细程度需求不同（尤其是仿真时间尺度、可再生能源出力特性、输电通道传输特性等方面）。综合考虑数据需求及特点，为了更好的将各类数据放入到同一个数据库中，采用

“类”描述数据库的框架结构，对各种数据进行分类；对各类的具体参数采用“表”的方式进行描述。这种数据架构具有结构清晰，层次简单的特点，可以有效解决电源优化与生产模拟工具中的决策数据标准化问题。

6.2 建议

（1）成立数据标准化和共享联盟

利用可再生能源学会这一非盈利性交流平台或与相关机构合作，推动成立数据标准化和共享联盟，协商数据共享机制，逐步制定和完善数据标准化的标准体系，推动各机构间的可再生能源与电力系统发展研究与交流。

（2）通过课题应用不断完善基础数据库建设

通过申请合作课题，不断吸纳各研究机构加入和初步实现基础数据共享。结合课题研究，不断推进数据标准化与基础数据库的应用，不断丰富和完善基础数据录入、管理，优化数据库设计与建设，提高标准化效率和实用性。

后记：需求侧管理

近年来，环境保护、气候变化已成为世界各国普遍关注的首要问题，节能、提高能源效率和发展可再生能源也已成为各国的基本能源政策。在能源日益短缺的情况下，世界各国都开展了一系列提高能效、节能减排的措施。根据国际能源署 2004 年的一份报告显示，自 20 世纪 70 年代石油危机以来，发达国家通过采取包括电力需求侧管理在内的多种提高能效的措施，使得单位 GDP 能耗降低了约 50%。如法国通过应用电力负荷监控等电力需求侧管理措施，日负荷率由 73% 提高到 85% 左右，相应减少发电容量 19000MW；英国筹集 1.65 亿美元，投资到 500 多个提高能效的项目中，实现节能 6800GWh，相当于 200 万家庭的年用电量。

我国也提出了加快建设资源节约型、环境友好型社会的宏伟目标。国家“十二五”规划中，明确提出要合理控制能源消费总量，节能减排是中国调整经济结构，实现经济增长方式转变的一个重要突破口。国家发改委决定建设国家电力需求侧管理平台。DSM 工作的顺利实施，能够将众多的管理数据、指标数据、节能项目档案数据进行统一管理维护和分析，以利于 DSM 目标责任考核的顺利执行和节能补贴资金的正确下发，为决策者辅助分析提供数据支撑等。

未来，如将需求侧管理纳入到电力系统优化规划研究考虑中，可以有效提升需求侧管理在电源优化规划与运行中的作用和贡献，也可有效降低系统装机需求、提升系统运行效率。

参考国内已有和在建的需求侧平台建设情况，需求侧管理涉及的

数据需求主要包括电力数据、经济数据、气象数据、有序用电数据、需求响应信息、DSM 考核指标信息、节能项目信息、企业在线监测数据，以及政策法规、新闻、知识库以及节能服务公司和测评机构信息等。

电力数据包括全国及各省（市、区）用电量、用电负荷、发电负荷、发电装机容量、可调装机容量、发电量、发电设备利用小时数、跨区跨省输电电力电量、业扩报装、分行业分地区（地级市）重点企业（企业用电量合计比重占全社会用电量比重的 85%）的电量明细数据等。

经济数据包括全国及各省（市、区）GDP、三次产业增加值、主要产品产量、人口、就业、财税收入、主要产品价格指数等。

气象数据包括各省典型地市的最高温度、最低温度、平均温度，湿度，降水量等。

有序用电管理数据包括全国各省有序用电方案、有序用电预警信息、参与用户数量、参与用户的类别、错避峰负荷、拉限电负荷、拉限电电量等。

需求响应信息包括需求响应计划、响应的用户数量、响应用户类别、用户认购的负荷、实际响应的负荷等。

DSM 指标考核信息包括节约电量考核指标、节约电力考核指标、制度信息、DSM 组织管理信息、DSM 岗位信息、DSM 组织人员信息、宣传培训信息、资金投入信息、技术支持信息等。

节能项目数据包括全国各省节能项目名称、属性、所属单位、

类别、节能量、节约电力、用能单位信息、项目认证及成果信息等。

企业在线监测数据包括监测企业的数量、监测企业的负荷规模、典型行业典型企业的先进电耗水平、各类设备用电量和负荷等。

节能服务公司、测评机构信息包括公司名称、企业性质、成立时间、信用情况、人员情况、技术实力、联系方式等基本信息，开展节能项目信息等。

新闻、知识库包括政策、法规、案例、专家、节能知识、节能技术等信息。