

doi:10.3969/j.issn.1671-5152.2012.06.005

海南省LNG天然气供气方案优化

□ 中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司(610017)张琳 章磊

□ 中国石油集团工程设计有限责任公司(100085)苏欣

摘 要: 本文介绍了海南省天然气管道、天然气资源和用户现状,详细分析了各类气源的利用情况,指出海气和陆气均只能保证当地用户的用气需求,没有多余气量进入管网,全省管网的主力气源只能由LNG气源承担。介绍了城市燃气用户、工业用户和各类电厂的用气特点,明确了不均匀系数,计算出了主要用户2016年和2020年用气高峰情况下小时用气量。根据气源和用户特点,对老管线提出了改造方案,并对新老管线的连接方式,新管线的管径进行了详细对比分析,最终确定新建管线设计压力(7.0MPa)和管径,同时推荐新管线仅向文昌供气,只在事故工况向老城和东方供气的连接方案,既满足了工艺要求,又节省了投资。最后,对海南省储气调峰工况提出了建议:2016年由管道和LNG共同承担电厂调峰,2020年由管道承担电厂调峰。

关键词: 海南省 天然气 LNG 供气 方案 优化 储气调峰

1 引言

海南省自然资源十分丰富,其中天然气储量大,产量高,它主要分布于南海南部和西部海域,陆地主要分布在澄迈福山一带,目前海南正在生产气田有崖城13-1气田、东方1-1气田、福山气田和乐东气田,目前正在建设的还有有的LNG气源。主要供给用户为化

学工业、发电厂、一般工业及包括东方市、海口市、三亚(亚龙湾)等少量城市用气。

海南省经济的快速发展对能源的需求日益增多,目前海南省已有天然气管道已不能满足用户用气需求,同时海南省目前正在新建的LNG接收站也对全省管道的供气模式提出了新的挑战。海南省目前天然气管道布局如图1和表1。

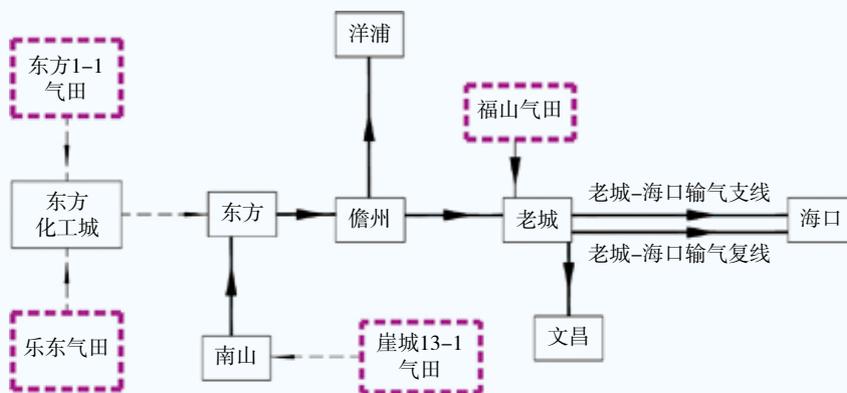


图1 海南省天然气管道现状

表1 海南省已有天然气管网

管道	设计压力MPa	长度km	管径mm	供气范围
儋州-洋浦输气管道	5.9	17	508	洋浦经济开发区
东方-儋州输气管道	6.6	113	508	洋浦、海口、老城经济开发区
儋州-老城输气管道	5.9	88	323.9	海口、老城经济开发区
老城-海口输气支线	2.5	19	323.9	海口市
南山-东方输气管道	6.4	118	323.9	东方化学工业用气
老城-海口输气管道复线	1.6	18	159	海口部分用气

2 气源利用规划

根据目前气源情况,海南省天然气气源可分为海洋气源、陆地气源和引进气源。

陆地气源(福山气田)一储量小、产量低,不能担当海南管网气源,气量仅能满足周边零星用户;由于福山气田产量小,到后期基本只能满足老城地区部分用户和海燃能源的直供,没有多余气量进入管网。

海洋气源(崖城13-1、东方1-1、乐东气田)一储量大,具有可发展潜力,可作为海南环岛主气源;崖城13-1、东方1-1和乐东气田的天然气热值高,适合化工工业用气利用,为此,这3个气源主要服务于海南西线一带,以满足东方化学工业用气,而崖城13-1只能稳定供气到2015年,因此海洋气源也没有多余气量进入管网。

引进气源(LNG)一根据海南天然气需求量缺口和国家能源储备为前提,引进量大,可作为海南环岛管网的主气源。LNG作为引进气源,港址定于海南省洋浦开发区的黑岩,可向东、西方向供气。

综上所述,LNG将作为海南环岛管网的主气源,因此应对全省管道供气方案进行优化调整,以保证供用气需求。

3 基础数据

3.1 天然气供需情况

根据总体规划,海南省天然气管道方案调整分为两期,2016年完成一期供气方案的调整,2020年完成二期供气方案的调整。两期供需情况见表2。

3.2 各类用户用气特点

(1) 工业用户

工业用户按每年350d,每天24h均匀供气考虑。

(2) 发电用户

文昌电厂:清澜电厂一期全天工作20h(3:00~22:00);清澜电厂二期(2套×180MW机组)为新建电厂。单套机组小时耗气量为 $3.75 \times 10^4 \text{m}^3$ 。新机组日工作小时16h(8:00~23:00)。

洋浦电厂:根据洋浦电厂2008年天然气用量的统计数据,洋浦电厂的小时不均匀系数见表3。

(3) 城市用户

城市用天然气月高峰系数为1.11,日高峰系数为1.24。

(4) 各类用户小时最大用气量

各类用户最大用气量是根据各类用户用气特点来确定,也就是满足用气最大时段的工业用户、电厂最大时和城市用户高峰月高峰日平均时的迭加。管道供LNG区块24h用气量见表4。

3.3 其它

(1) 资源参数

- 外输首站出口的天然气压力为7.0MPa,温度为0℃;
- 环境温度为7.6℃~35℃;
- 输气管道设计温度按沿线埋深处年平均气温 $t=21^\circ\text{C}$ 计算。

(2) 末端用户供气压力的确定

- 发电用户: $\geq 4.0 \text{MPa}$;
- 一般工业用气户: $\geq 2.5 \text{MPa}$;
- 城市民用气: $\geq 1.6 \text{MPa}$;

(3) 工艺分析软件

工艺方案计算采用英国ESI公司的水力计算软件PIPELINE-STUDIO3.1.0.6^[1]。该软件是受到国际管道运营商广泛认可的天然气长输管道计算软件,可根

表2 海南省天然气供需情况

单位: $\times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$

	地点	大类	2016年	2020年	备注
用气	文昌	电厂	1.190	1.190	运行时间3: 00-22: 00
			2.800	5.600	运行时间8: 00-23: 00
		工业	3.26	3.96	
		城市燃气	0.108	0.159	
	洋浦	电厂	3.9	3.9	全天运行
		工业	6.361	14.061	
	东方	工业	2.14	2.14	
		城市燃气	1.2	1.7	
老城	工业	2.68	3.08		
	城市燃气	1.715	2.511		
LNG供气	LNG		25.35	38.30	

表3 洋浦电厂小时不均匀系数

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0.60	0.58	0.51	0.52	0.49	0.55	0.55	0.76	1.24	1.29	1.38	1.30
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1.21	1.18	1.19	1.24	1.33	1.36	1.10	1.45	1.32	1.17	1.03	0.65

表4 管道供LNG区块24h用气量表

单位: $\times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$

	时间	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2016年 (一期)	文昌	4.06	4.06	7.06	7.06	7.06	7.06	7.06	14.06	14.06	14.06	14.06	14.06
	洋浦	10.37	10.25	9.95	9.99	9.82	10.14	10.14	11.1	13.34	13.56	13.97	13.62
	东方	4.51	4.51	4.51	4.51	4.51	4.51	4.51	4.51	4.51	4.51	4.51	4.51
	老城	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
2020年 (二期)	文昌	4.97	4.97	7.79	7.79	7.79	7.79	7.79	21.97	21.97	21.97	21.97	21.97
	洋浦	19.54	19.42	19.12	19.16	18.99	19.31	19.31	20.27	22.51	22.73	23.14	22.79
	东方	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33
	老城	7.78	7.78	7.78	7.78	7.78	7.78	7.78	7.78	7.78	7.78	7.78	7.78
	时间	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2016年 (一期)	文昌	14.06	14.06	14.06	14.06	14.06	14.06	14.06	14.06	14.06	14.06	11.06	4.06
	洋浦	13.18	13.06	13.09	13.31	13.73	13.87	12.68	14.29	13.72	13.01	12.33	10.58
	东方	4.51	4.51	4.51	4.51	4.51	4.51	4.51	4.51	4.51	4.51	4.51	4.51
	老城	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
2020年 (二期)	文昌	21.97	21.97	21.97	21.97	21.97	21.97	21.97	21.97	21.97	21.97	18.97	4.97
	洋浦	22.35	22.23	22.26	22.48	22.9	23.04	21.85	23.46	22.89	22.18	21.5	19.75
	东方	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33
	老城	7.78	7.78	7.78	7.78	7.78	7.78	7.78	7.78	7.78	7.78	7.78	7.78

据不同的约束条件和边界条件，计算长输管道的水力、热力参数。计算中选用的摩阻系数计算公式为科尔布鲁克（Colebrook）公式。

4 供气方案调整

由于其他天然气资源基本只能就近满足当地用户用气需求，没有多余气量进入管网，因此LNG将作为全省管道的主力气源，而若不对现有管道进行调整，现有管道的输送能力不能满足供用气需求，因此考虑

新建洋浦~儋州输气管道复线、儋州~老城输气管道复线，以满足供用气需求。

4.1 新老管道连接方案

新建洋浦~儋州和儋州~老城复线均可承担向东方区块和老城区块供气，在正常工况下，如果东方区块用户考虑由复线供气，老城区块既可由复线供气，又可由老线供气则整个系统新老管线供气关系见图2；如果东方和老城区块用户考虑由老线供气，则整个系统新老管线供气关系见图3^[2]。

经计算，在正常工况下，上述两种供气方式均

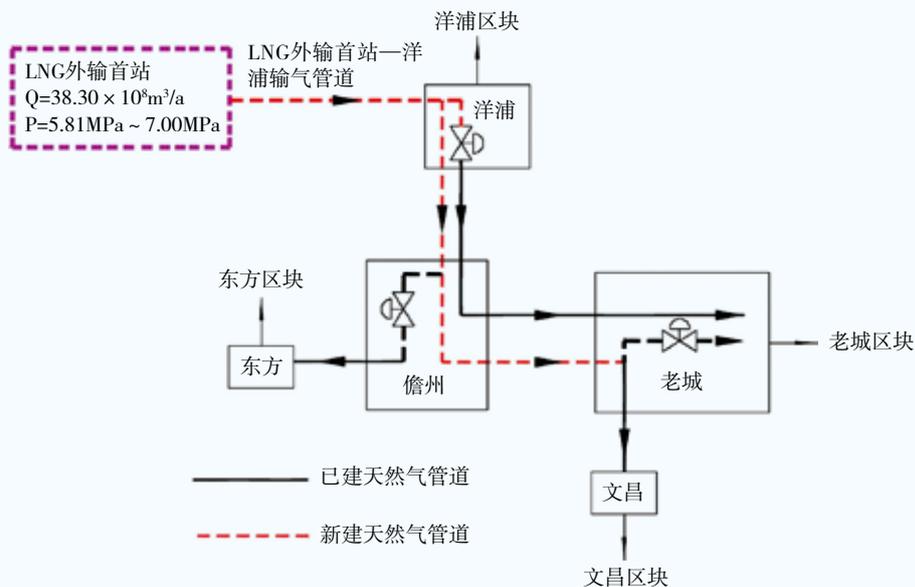


图2 东方和老城区块供气方式一

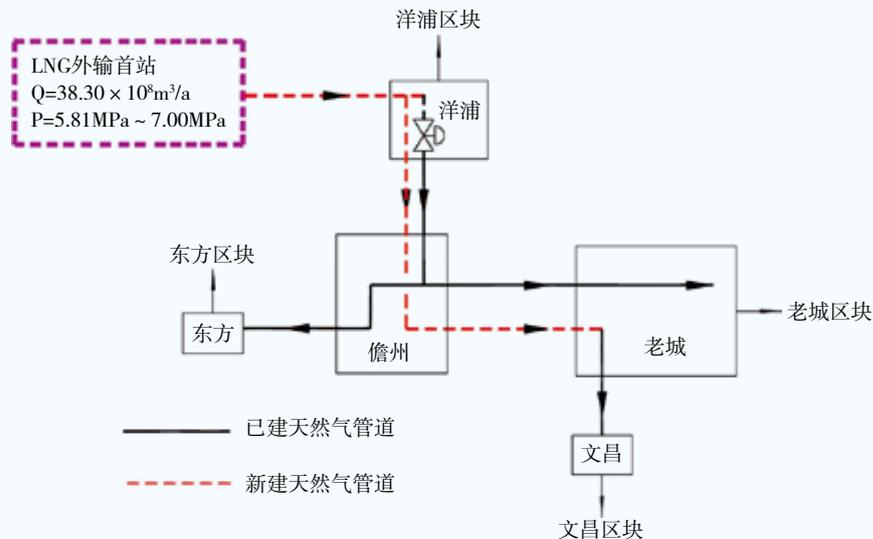


图3 东方和老城区块供气方式二

能满足各区块用户用气需求,但方式二的供气模式更能充分利用复线的输气能力,因为复线的设计压力为7MPa,而儋州~东方输气管线设计压力为6.6MPa,若东方区块由洋浦~儋州复线供气,则必然在儋州调压后才能输往东方区块,造成压能的浪费,同时使洋浦~儋州复线的输量增加,压损增加,儋州分输站压力下降,从而降低了儋州~文昌复线的输气能力,而文昌区块用户是继洋浦之后的第二大用气大户,故若由洋浦~儋州复线向东方区块供气不利于充分利用复线的输气能力。方式二的供气模式,利用洋浦~儋州老线即可满足东方和老城区块用户的用气,而新建复线直供文昌,该供气模式分别充分利用了老线和复线在各自设计压力下的输气能力。综上所述,在正常工况下推荐方式二的供气模式。

由于洋浦~儋州和儋州~老城复线建成后,与原老线构成并行管道,新老管线设计压力虽不相等,但在一定程度上仍可实现事故工况下的互为备用,故新老

管线相互连接方式见图4。

4.2 供气方案优化

(1) 二期(2020年)输气工艺

由于海南省原有管线设计压力较低,管径较小,拟对新建管道管径提出如下两种比选方案见表5,模拟结果见表6~7。

计算结果显示,方案一和二均能满足工艺要求,方案一LNG首站的供气范围是 $49.25 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ ~ $51.12 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$,在外输首站7.0MPa,文昌4.0MPa时,新建洋浦~文昌管道的最大输气能力为 $27.93 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$;方案二LNG首站的供气范围是 $48.44 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ ~ $51.12 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$,在外输首站7.0MPa,文昌4.0MPa时,新建洋浦~文昌管道的最大输气能力为 $28.33 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ 。从LNG首站供气范围和新建管道输气能力比较,方案二的管径虽比方案一大,但对提高输气能力和降低LNG供气波动范围作用不明显,故推荐采用方案一的管径搭配方式。

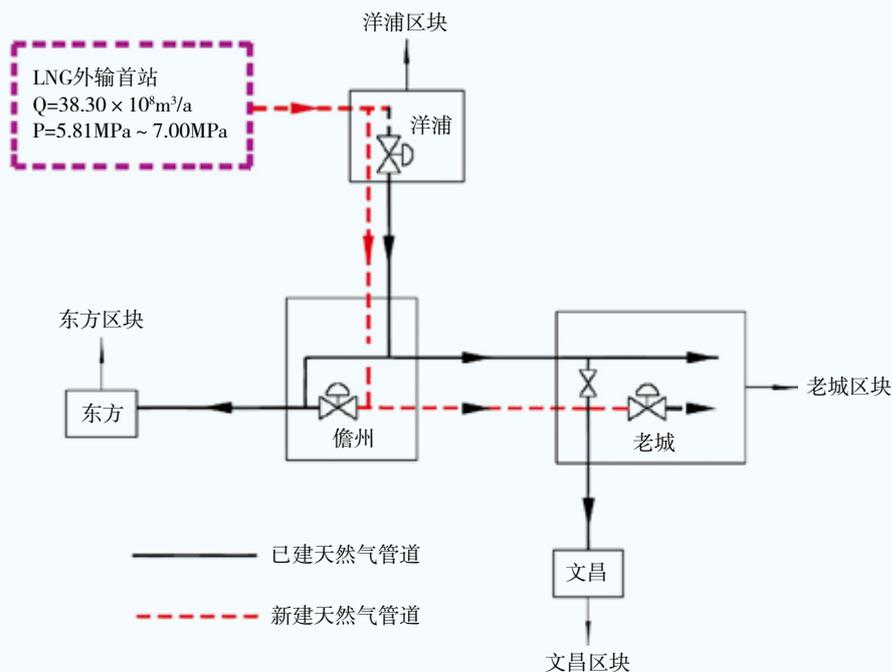


图4 系统管线连接示意图

表5 管径比选方案

方案	LNG外输首站~洋浦分输站	洋浦分输站~儋州分输站	儋州分输站~老城分输站
一	DN700	DN700	DN600
二	DN800	DN800	DN600

表6 方案一—2020年各区块及LNG外输首站压力

单位: MPa

	LNG外输首站	洋浦		儋州		东方	老城		文昌	
	出站	进站	出站	进站	出站	进站	进站	出站	进站	出站
老线	-	5.76~6.96	5.76~5.90	5.67~5.81		5.55~5.70	3.77~3.93		-	
新线	5.81~7.00		5.76~5.96	5.72~6.94		-	5.36~6.72		4.16~6.44	

表7 方案二—2020年各区块及LNG外输首站压力

单位: MPa

	LNG外输首站	洋浦		儋州		东方	老城		文昌	
	出站	进站	出站	进站	出站	进站	进站	出站	进站	出站
老线	-	5.82~6.98	5.82~5.90	5.74~5.81		5.73~5.79	3.85~3.93		-	
新线	5.85~7.00		5.82~6.98	5.80~6.97		-	5.46~6.76		4.27~6.48	

另外当洋浦~儋州老线管道发生事故时,下游用户所需LNG将全部通过洋浦~儋州复线输往下游,为了进一步说明方案一的合理性,对该工况进行模拟,模拟结果见表8~9。

计算结果显示,当洋浦~儋州老线出现事故后,不论选择何种方案,均不能维持文昌区块用气压力大于4.0MPa的要求。

从正常工况和事故工况模拟结果可看出,从满足正常工艺要求、最大输送能力和事故工况三方面考虑,方案一和方案二均没有本质区别,从节约投资从、满足工艺要求考虑,推荐方案一的管径搭配方式是合理的。

(2) 一期(2016年)输气工艺

如果一期只修建LNG外输首站~洋浦管道和老城~文昌管道,经核算此时洋浦~文昌输气管道在维持洋浦5.9MPa、文昌4.0MPa下,最大输气能力仅为 $7.42 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$,完全不能满足下游用户需求。

从上述分析可看出,一期除修建LNG外输首站~

洋浦管道和老城~文昌管道外,还需修建洋浦~儋州复线或儋州~老城复线。经核算洋浦~儋州老线在维持洋浦5.90MPa、儋州4.0MPa下,该管道的最大输气能力为 $57.87 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$;儋州~老城~文昌管道在维持儋州5.90MPa、文昌4.0MPa下,该管道的最大输气能力为 $7.84 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ 。因此,洋浦~儋州~老城老线输气管道的瓶颈段在儋州~老城段,为了满足文昌2016年的用气需求,一期除需建设LNG外输首站~洋浦管道和老城~文昌管道外,还要建设儋州~老城复线,才能满足各区块用户用气需求。

2016年工艺计算结果见表10。

2016年外输首站LNG供气波动范围为 $24.30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h} \sim 35.29 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ 。

4.3 储气调峰

由于管网中调峰电厂的用气所占比例较大,且用气规律不一。如果单靠管道储气来解决调峰,那么管径选取会较大,而在电厂不工作的时间段内,管道利用率和经济效益较低。

表8 洋浦~儋州老线事故时
方案一—2020年各区块及LNG外输首站压力

单位: MPa

	LNG外输首站	洋浦		儋州		东方	老城		文昌	
	出站	进站	出站	进站	出站	进站	进站	出站	进站	出站
老线	-	5.80~6.96	-	-		5.61~6.50	-		-	
新线	5.85~7.00		5.80~6.96	5.71~6.89 (进儋州~老城复线) 5.71~6.60 (进儋州~老城市管道)		-	4.98~6.41		3.66~6.10	

表9 洋浦~儋州老线事故时
方案二2020年各区块及LNG外输首站压力

单位: MPa

	LNG外输首站	洋浦		儋州		东方	老城		文昌	
	出站	进站	出站	进站	出站	进站	进站	出站	进站	出站
老线	-		-		-	5.71~6.50				-
新线	5.90~7.00	5.88~6.98	5.88~6.98	5.83~6.94 (进儋州~老城复线) 5.83~6.60 (进儋州~老城管道)		-	5.12~6.48		3.83~6.19	

表10 方案一2016年各区块及LNG外输首站压力

单位: MPa

	LNG外输首站	洋浦		儋州		东方	老城		文昌	
	出站	进站	出站	进站	出站	进站	进站	出站	进站	出站
老线	-	6.97~6.99	5.90	5.67~5.80		5.61~5.74	5.24~5.37		-	
新线	7.00		-	-		-	5.45~5.75		4.90~5.68	

LNG气源本身具有巨大的调峰能力, 可根据调峰电厂每天的用气规律, 在不同时段对液化天然气的气化量进行调节, 以此来满足电厂的小时调峰需求, 此外, 还可以解决化学工业用户、大型工业用户最大时和城市用户的高峰月高峰日平均时用气。

本工程2016年由于尚未建设洋浦~儋州输气管道复线, 故此时主要依靠LNG和管道共同调峰, 承担电厂用户、工业用户和城市用户高峰月和高峰日的用气, 此时LNG的小时供气量为 $27.42 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ ~ $38.67 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ 。

二期洋浦-儋州复线建成后, 由于新建管线管径较原管线大, 且设计压力也较原管线设计压力高, 故可以完全依靠管道进行储气调峰, 此时LNG稳定小时供气量 $51.12 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ 。

城市用户的高峰时用气调峰需求由各城市自行解决, 本工程中管道的设计压力较高, 管道本身有一定储气调峰能力, 而供给各区块压力均达到4.0MPa, 而且城市用气的压力较低, 所以可利用此压差, 通过管道储气或球罐储气的方式来满足调峰需求。或者各城市可建设1座小型LNG调峰设施也能满足调峰需求, 这也是海南省得天独厚之处。

5 结论

通过对海南省天然气供需情况、天然气新老管道

连接方案、天然气管道管径比选和储气调峰方案的详细分析, 得到了如下结论:

(1) 在充分考虑新老管线设计压力匹配和提高新建管道输送能力的前提下, 提出新建洋浦~儋州~老城输气管道在正常工况下, 只向用气大户文昌供气, 仅在事故工况下向老城或东方供气的连接方案, 简化了流程, 提高了新建输气管道的输气能力。

(2) 通过正常工况和事故工况的分析, 优选了输气管道复线的管径, 既确保了输送能力又节省了投资。

(3) 对于储气调峰工况, 一般考虑利用LNG气源和管道一并承担, 当管道足够大, 有足够调峰能力时, 可充分利用和发挥其储气调峰能力, 减小气源波动负荷, 确保气源平稳供气。因此, 提出了在2016年前, 由LNG和管道一并承担电厂调峰需求, 2020年仅由管道承担电厂调峰需求。

参考文献

- 1 苏欣.SPS与TGNET软件在天然气管网仿真中应用与认识[J].天然气与石油, 2009; 27(1): 1-3
- 2 苏欣, 章磊, 陈凤等. 海南液化天然气(LNG)站线项目接收站工程 [Z].成都: 中国石油工程设计有限公司西南分公司, 2010