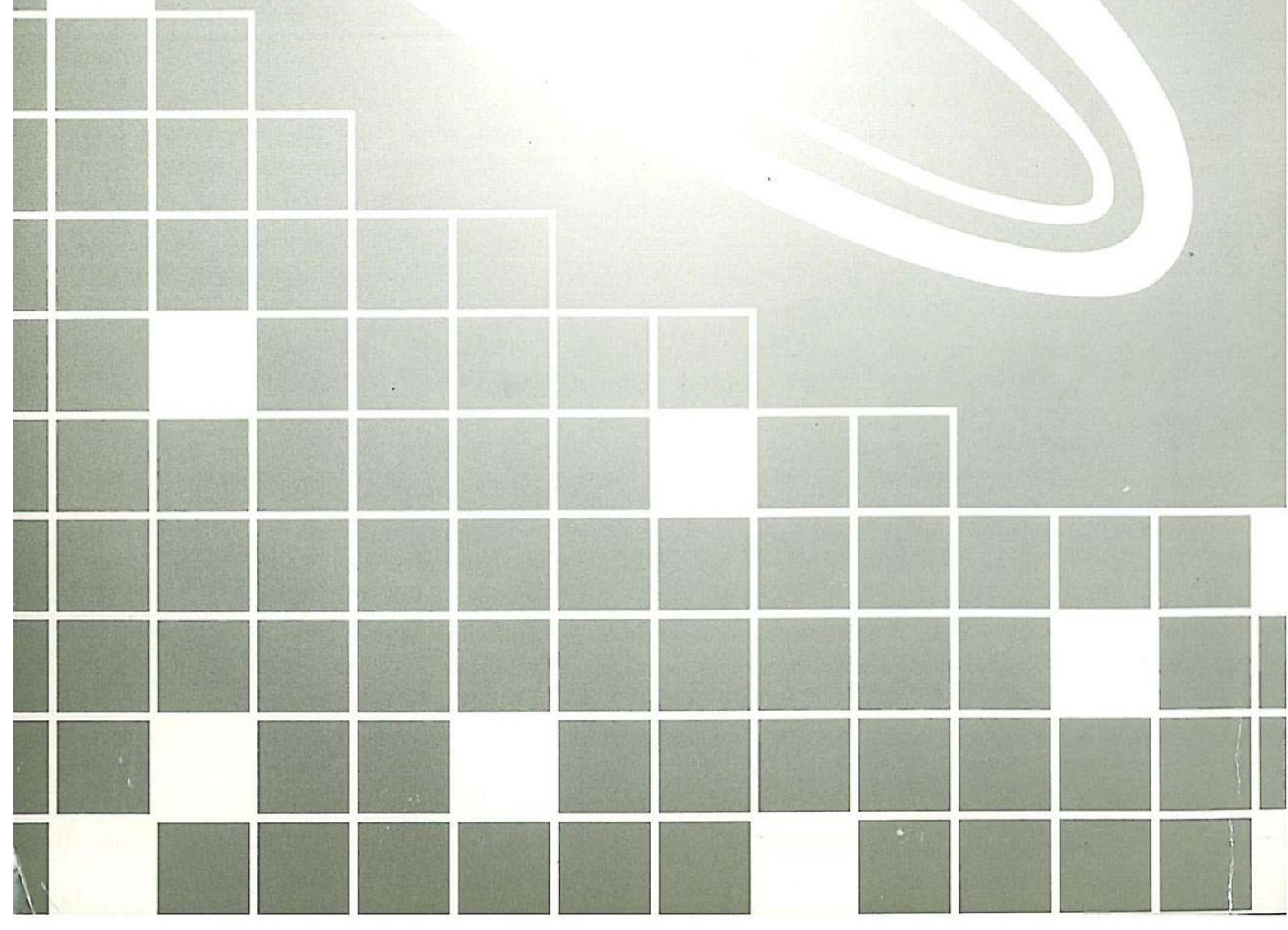
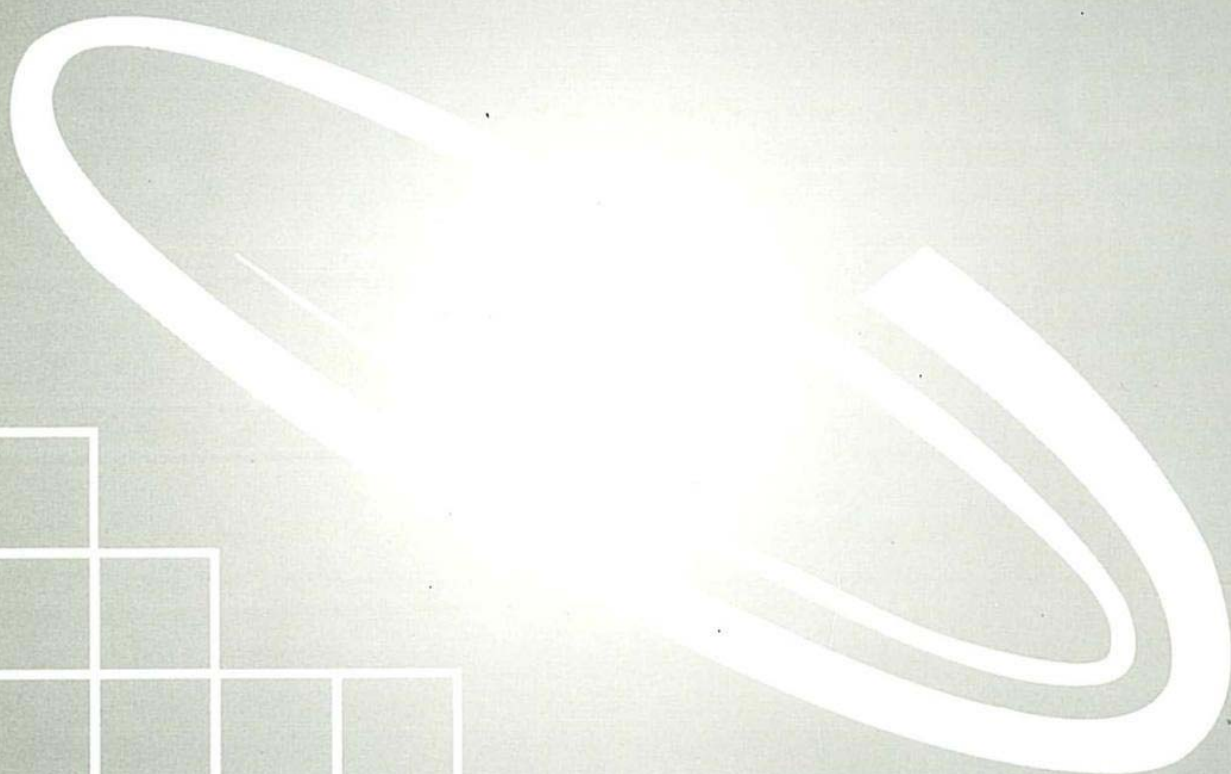




جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
امور انرژی

ترازنامه انرژی

سال ۱۳۷۵



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



جمهوری اسلامی ایران

وزارت نیرو

امور انرژی

ترازنامه انرژی سال ۱۳۷۵

دفتر برنامه ریزی انرژی

بهمن ماه ۱۳۷۶

تهیه شده در: دفتر برنامه ریزی انرژی - گروه ترازنامه انرژی

همکاران:

سیاوش یوسفی

داریوش فروغی

فیروزه امینی

افشین هنرور

نام نشریه : عملکردبخش انرژی در سال ۱۳۷۵

ناشر : وزارت نیرو - معاونت انرژی

تهیه و تدوین: دفتر برنامه ریزی انرژی

تاریخ چاپ : بهمن ماه ۱۳۷۶

تیراژ : ۱۰۰۰ جلد

چاپ : تیرو چاپ

فهرست مطالب

شماره	عنوان	صفحه
	فصل اول: تحولات بخش انرژی کشور	
	بخش اول: نفت	۱
۱:	نفت خام	۱
۱-۱:	ذخایر و میادین نفتی کشور	۱
۱-۱-۱:	میادین خشکی	۸
۱-۱-۲:	میادین دریایی	۸
۱-۱-۳:	میادین مشترک	۹
۱-۱-۴:	ذخایر نفتی دریای خزر	۱۰
۱-۲:	ضریب بازیافت	۱۰
۱-۳:	تولید، مصرف و صادرات نفت خام	۱۱
۱-۳-۱:	میادین تامین کننده خوراک پالایشگاهها	۱۱
۱-۳-۲:	تولید و مصرف مایعات گازی	۱۴
۱-۴:	انتقال نفت خام	۱۴
۱-۴-۱:	خطوط لوله	۱۴
۱-۴-۲:	کشتی های حمل نفت خام	۱۵
۲:	پالایش	۱۶
۲-۱:	پالایشگاهها و الگوی پالایشی کشور	۱۶
۲-۲:	نفت خام خوراک پالایشگاهها	۱۸
۲-۳:	مصارف انرژی پالایشگاهها	۱۹
۲-۳-۱:	سوخت	۱۹
۲-۳-۲:	تولید برق در پالایشگاه	۲۱
۲-۴:	هزینه های احداث پالایشگاه	۲۲
۲-۵:	توصیه های مربوط به اصلاح الگوی پالایشی	۲۳
۲-۶:	بررسی عملکرد و برنامه پالایش در برنامه پنجساله دوم	۲۳

فهرست مطالب

<u>شماره</u>	<u>عنوان</u>	<u>صفحه</u>
۳:	انتقال و توزیع	۲۵
۳-۱:	انتقال فرآورده های نفتی	۲۵
۳-۱-۱:	خطوط لوله	۲۶
۳-۱-۲:	نفتکشهای جاده پیما	۲۹
۳-۱-۳:	مخزن دارهای راه آهن	۳۰
۳-۱-۴:	کشتی های فرآورده بر	۳۲
۳-۲:	تجهیزات عرضه گاز مایع	۳۳
۳-۳:	مخازن نگهداری فرآورده های نفتی	۳۷
۳-۳-۱:	مخازن ذخیره سازی گاز مایع	۳۷
۳-۴:	طرحهای دردست اقدام مربوط به خطوط لوله فرآورده های نفتی	۴۰
۴:	فرآورده های نفتی	۴۱
۴-۱:	تولید و مصرف فرآورده های نفتی	۴۱
۴-۱-۱:	گاز مایع	۴۳
۴-۱-۱-۱:	مصارف خانگی و تجاری	۴۶
۴-۱-۱-۲:	مصارف حمل و نقل	۴۶
۴-۱-۲:	بنزین های موتور	۴۸
۴-۱-۳:	نفت سفید	۵۰
۴-۱-۴:	نفت گاز	۵۱
۴-۱-۵:	نفت کوره	۵۳
۴-۱-۶:	سایر فرآورده های نفتی	۵۴
۴-۲:	صادرات و واردات فرآورده های نفتی	۵۶
۴-۲-۱:	صادرات فرآورده های نفتی و ارزیابی اقتصادی آن	۵۶
۴-۲-۲:	واردات فرآورده های نفتی	۵۸

فهرست مطالب

شماره	عنوان	صفحه
۴-۳	قیمت اسمی و واقعی فروش فرآورده های نفتی	۵۸
۴-۴	بررسی عملکرد و برنامه پنجساله دوم	۶۲
۴-۴-۱	تولید	۶۲
۴-۴-۲	مصرف	۶۳
۴-۴-۲-۱	مصرف گاز مایع	۶۵
۴-۵	امکانات جایگزینی فرآورده های نفتی و هزینه های آن	۶۶
۴-۵-۱	امکانات مصرف گاز مایع در موتورهای بنزینی و دیزلی	۶۶
۴-۶	توصیه های مربوط به مصرف و ذخیره سازی فرآورده های نفتی	۶۸
۴-۶-۱	مصرف	۶۸
۴-۶-۲	ذخیره سازی	۶۹
بخش دوم: گاز طبیعی		
۱	ذخایر	۷۶
۱-۱	گازهای همراه	۷۷
۱-۲	میادین مستقل گازی	۷۷
۱-۲-۱	میادین مستقل گازی توسعه یافته	۷۸
۱-۲-۲	میادین مستقل گازی توسعه نیافته	۸۰
۱-۳	وضعیت ذخایر دریای خزر	۸۵
۲	تولید	۸۶
۲-۱	ضریب بازیافت میادین گازی کشور	۸۶
۲-۲	تولید گاز طبیعی در کشور	۸۶
۲-۳	منابع و مصارف گاز غنی تولیدی	۹۲

فهرست مطالب

شماره	عنوان	صفحه
۳:	پالایش	۹۳
۳-۱:	پالایشگاههای گاز طبیعی کشور	۹۳
۳-۲:	گاز تحویلی به پالایشگاههای گاز کشور	۹۵
۳-۳:	گاز طبیعی تحویلی پالایشگاههابه خطوط لوله	۹۶
۴:	انتقال و توزیع	۹۶
۴-۱:	انتقال گاز طبیعی	۹۶
۴-۲:	شبکه گذاری گاز طبیعی	۹۷
۴-۳:	انشعابات گاز طبیعی	۹۸
۵:	امکانات ذخیره سازی گاز طبیعی	۱۰۲
۵-۱:	ذخیره سازی گاز طبیعی در ایران	۱۰۳
۶:	مصرف	۱۰۴
۶-۱:	منابع و مصارف گاز سبک	۱۰۴
۶-۲:	مصارف گاز طبیعی به تفکیک بخشهای مصرف	۱۰۴
۶-۲-۱:	مصارف خانگی	۱۰۷
۶-۲-۲:	مصارف تجاری	۱۰۹
۶-۲-۳:	مصارف صنعت	۱۱۰
۶-۲-۴:	مصارف پالایشگاهها	۱۱۲
۶-۲-۵:	مصارف نیروگاهها	۱۱۳
۶-۲-۶:	مصارف واحدهای پتروشیمی	۱۱۳
۶-۲-۷:	تولید و مصرف میعانات گازی	۱۱۵
۶-۳:	کاربرد گاز طبیعی در بخش حمل و نقل	۱۱۶
۶-۳-۱:	مقایسه کاربرد گاز طبیعی فشرده و نفت گاز از نظر فنی - اقتصادی	۱۱۶
۶-۴:	تحولات مصرف گاز طبیعی در برنامه های پنجساله اول و دوم	۱۱۷

فهرست مطالب

شماره	عنوان	صفحه
	بخش سوم: سوخته‌های جامد	۱۲۰
۱:	زغال سنگ	۱۲۰
۱-۱:	فعالیت‌های اکتشافی و ذخایر	۱۲۰
۱-۱-۱:	مناطق تحت اکتشاف زغال سنگ	۱۲۰
۱-۲:	تولید و مصرف زغال سنگ کشور	۱۲۴
۱-۲-۱:	تولید زغال سنگ	۱۲۴
۱-۲-۲:	مصرف زغال سنگ	۱۲۶
۱-۳:	صادرات و واردات زغال سنگ	۱۲۷
۱-۴:	سرمایه‌گذاری در معادن زغال سنگ و دورنمای آن	۱۲۹
۱-۵:	قیمت تمام شده زغال سنگ	۱۳۱
۱-۵-۱:	قیمت تمام شده در معادن تحت پوشش شرکت ملی فولاد ایران	۱۳۲
۱-۵-۲:	قیمت تمام شده زغال سنگ در معادن بخش خصوصی	۱۳۴
۱-۶:	چشم اندازهای آتی زغال سنگ در ایران	۱۳۵
۲:	سوخته‌های غیر تجاری	۱۳۹
	بخش چهارم: برق	۱۴۱
۱:	کلیات	۱۴۱
۲:	قدرت اسمی و عملی برق	۱۴۳
۳:	روند قدرت (اسمی و عملی) در برنامه دوم توسعه	۱۵۶
۴:	تولید انرژی الکتریکی	۱۶۱
۵:	تولید سربانه انرژی الکتریکی	۱۶۶
۶:	مصارف داخلی نیروگاه‌ها و تلفات شبکه انتقال و توزیع برق	۱۶۸
۷:	بررسی خطوط انتقال و توزیع نیروی برق	۱۷۰

فهرست مطالب

<u>شماره</u>	<u>عنوان</u>	<u>صفحه</u>
۸:	مطالعه پستهای تبدیل ولتاژ	۱۷۷
۹:	عملکرد تاسیسات انتقال نیروی برق	۱۸۲
۱۰:	مطالعه قدرت الکتریکی در شبکه های برق کشور	۱۸۳
۱۱:	بررسی حداکثر بار همزمان و غیر همزمان	۱۸۹
۱۲:	مصرف انرژی الکتریکی	۱۹۸
۱۳:	قیمت برق	۲۰۰
۱۴:	مصرف کنندگان بزرگ	۲۰۱
۱۵:	مطالعات بار	۲۰۹
۱۵-۱:	منحنی تداوم بار	۲۰۹
۱۵-۲:	روند تغییرات بار روزانه در شبکه سراسری	۲۱۶
۱۵-۳:	روند ضریب بار فصلی	۲۱۶
۱۶:	مولفه ها و مدیریت بار	۲۱۸
بخش پنجم: انرژیهای نو		
۱:	انرژی برق آبی	۲۲۸
۱-۱:	پتانسیل های برق آبی کشور	۲۲۸
۲:	انرژی خورشیدی	۲۳۲
۲-۱:	سیستم های مختلف استفاده از انرژی خورشیدی	۲۳۴
۲-۱-۱:	نیروگاههای خورشیدی گرمایشی	۲۳۴
۲-۱-۲:	سیستم فتوولتایی	۲۳۶
۲-۱-۳:	هیدروژن خورشیدی	۲۳۷
۲-۱-۴:	سیستم گرمایشی و سرمایشی خورشیدی	۲۳۷

فهرست مطالب

<u>شماره</u>	<u>عنوان</u>	<u>صفحه</u>
۳:	انرژی باد	۲۳۸
۳-۱:	بادهای محلی ایران	۲۳۹
۳-۲:	پتانسیل باد در کشور	۲۴۰
۴:	انرژی زمین گرمایی	۲۴۸
۵:	انرژی دریایی	۲۵۱
۵-۱:	انرژی امواج	۲۵۱
۵-۲:	انرژی جزرومد	۲۵۱
۵-۳:	انرژی حرارتی دریایی	۲۵۲
۵-۴:	انرژی اختلاف غلظت نمک	۲۵۳
۵-۵:	پروژه های دفترانرژیهای نووزارت نیرو	۲۵۳
۲۵۶	بخش ششم: انرژی و محیط زیست	
۲۵۸	بخش هفتم: جداول ترازنامه انرژی کل کشور	

فهرست مطالب

شماره	عنوان	صفحه
فصل دوم: تحولات جهانی بخش انرژی		
۱:	وضعیت بخش انرژی در جهان	۳۲۹
۱-۱:	مصرف انرژی اولیه	۳۲۹
۱-۲:	سرمایه گذاری مورد نیاز بخش انرژی	۳۳۲
۲:	نفت	۳۳۳
۲-۱:	ذخایر نفت خام	۳۳۴
۲-۲:	تولید و مصرف نفت خام	۳۳۵
۲-۳:	تولید و مصرف فرآورده های نفتی	۳۳۷
۲-۴:	تجارت نفت خام و فرآورده های نفتی	۳۳۸
۳:	گاز طبیعی	۳۳۹
۳-۱:	ذخایر تثبیت شده	۳۴۰
۳-۲:	تولید و مصرف	۳۴۱
۳-۳:	تجارت گاز طبیعی	۳۴۲
۴:	زغال سنگ	۳۴۵
۴-۱:	ذخایر	۳۴۵
۴-۲:	تولید و مصرف	۳۴۵
۵:	سایر منابع انرژی	۳۴۶
۵-۱:	انرژی برق آبی	۳۴۶
۵-۲:	انرژی هسته ای	۳۴۷
۵-۳:	انرژی باد	۳۵۳
۵-۴:	انرژی زمین گرمایی	۳۵۳
۶:	انرژی و محیط زیست	۳۵۸
۷:	آمارهای بین المللی	۳۶۰

فهرست مطالب

<u>شماره</u>	<u>عنوان</u>	<u>صفحه</u>
	تعاریف و ضمائم	
	تعاریف	
۱:	تحولات بخش انرژی کشور	۴۱۶
۱-۱- نفت		۴۱۶
۱-۲- گاز طبیعی		۴۱۹
۲:	تحولات جهانی بخش انرژی	۴۲۲
	ضمائم	۴۲۳
۱:	گازمایع	۴۲۳
۲:	بنزین موتور	۴۲۵
۳:	نفت سفید	۴۲۶
۴:	نفت کوره	۴۲۷
۵:	زغال سنگ	۴۲۸
۶:	ضرایب تقریبی تبدیل واحدهای متعارف انرژی	۴۳۲

فهرست جداول

فصل اول: تحولات بخش انرژی کشور

شماره	عنوان	صفحه
۱-۱ :	ذخایر هیدروکربوری مایع ایران (مورد انتظار + ممکن)	۱
۱-۲ :	مشخصات میدانهای نفتی واقع در خشکی	۲
۱-۳ :	مشخصات میدانهای نفتی واقع در مناطق دریائی	۶
۱-۴ :	ذخایر در جای اولیه و قابل استحصال میادین دریایی لاوان و خارک	۹
۱-۵ :	مشخصات میادین مشترک نفتی	۹
۱-۶ :	میزان نفت خام تحویلی میادین مختلف نفتی به پالایشگاهها در سال ۱۳۷۵	۱۳
۱-۷ :	میزان تولید و مصرف مایعات گازی میادین مختلف گازی در سال ۱۳۷۵	۱۴
۱-۸ :	مشخصات خطوط لوله نفت خام رسانی به پالایشگاهها در سال ۱۳۷۵	۱۵
۱-۹ :	ظرفیت طراحی و عملکرد واقعی پالایش نفت خام در هریک از پالایشگاههای کشور	۱۶
۱-۱۰ :	تولید فرآورده های نفتی در پالایشگاهها به تفکیک گروه فرآورده ها	۱۷
۱-۱۱ :	نفت خام خوراک و تولید فرآورده های نفتی در کشور طی سالهای ۱۳۷۳-۷۵	۱۸
۱-۱۲ :	میزان سوخت مصرفی پالایشگاههای کشور به تفکیک نوع سوخت طی سالهای ۱۳۷۳-۷۵	۱۹
۱-۱۳ :	سوخت مصرفی پالایشگاههای کشور (میلیارد بی تی یو)	۲۰
۱-۱۴ :	سوخت مصرفی پالایشگاههای کشور (میلیون بشکه)	۲۱
۱-۱۵ :	وضعیت تولید و مصرف برق پالایشگاههای طی سالهای ۱۳۷۳-۷۵	۲۲
۱-۱۶ :	هزینه سرمایه گذاری مورد نیاز به ازای احداث هر بشکه ظرفیت	۲۲
۱-۱۷ :	برنامه پالایشی نفت خام طی برنامه پنج ساله دوم و مقایسه آن با عملکرد	۲۳
۱-۱۸ :	مقایسه برنامه و عملکرد پالایش نفت در پالایشگاههای کشور طی سالهای ۱۳۷۴-۷۵	۲۵
۱-۱۹ :	کارکرد وسایل حمل فرآورده های نفتی و هزینه مربوط به آنها طی سالهای ۱۳۷۳-۷۵	۲۶
۱-۲۰ :	مشخصات خطوط لوله فرآورده های نفتی در سال ۱۳۷۵	۲۷
۱-۲۱ :	تعداد و مشخصات نفتکش های حمل فرآورده های نفتی در سال ۱۳۷۵	۲۹
۱-۲۲ :	پیش بینی برنامه حمل فرآورده های نفتی توسط مخزن دارهای راه آهن در سال ۱۳۷۶	۳۱
۱-۲۳ :	تجهیزات حمل و تاسیسات سیلندر پرکنی گاز مایع در کشور	۳۴
۱-۲۴ :	تعداد و ظرفیت تاسیسات سیلندر پرکنی مجاز گاز مایع ۱۱ کیلوئی مستقر در استانهای کشور	۳۶
۱-۲۵ :	ظرفیت انبارهای پخش و کفایت روزانه آنها به تفکیک استان در سال ۱۳۷۵	۳۸
۱-۲۶ :	ظرفیت انبارهای گاز مایع در کل کشور	۴۰

فهرست جداول

فصل اول: تحولات بخش انرژی کشور

شماره	عنوان	صفحه
۱-۲۷	میزان تولید فرآورده های نفتی در سالهای ۱۳۷۳-۷۵	۴۲
۱-۲۸	کل مصرف فرآورده های نفتی در کشور	۴۲
۱-۲۹	مصرف فرآورده های اصلی نفتی به تفکیک بخشهای مختلف مصرف در سال ۱۳۷۵	۴۳
۱-۳۰	تولید گاز مایع در پالایشگاهها و صنایع پتروشیمی	۴۴
۱-۳۱	سهم بخشهای مختلف از مصرف گاز مایع	۴۵
۱-۳۲	مصرف ماهانه و تعداد تاکسی های گاز سوز کشور در سال ۱۳۷۵	۴۷
۱-۳۳	مشخصات انواع بنزین های موتور به تفکیک نوع بنزین	۴۸
۱-۳۴	برخی مشخصه های نفت گاز تولید داخلی و نفت گاز وارداتی	۵۱
۱-۳۵	متوسط سهم بخشهای مختلف مصرف از کل مصرف نفت گاز	۵۳
۱-۳۶	متوسط سهم بخش های مختلف مصرف از کل مصرف نفت کوره طی سالهای ۱۳۷۳-۷۵	۵۳
۱-۳۷	مصرف فرآورده های دیگر نفتی در سال ۱۳۷۵	۵۴
۱-۳۸	تولید روغنهای موتور و صنعتی به تفکیک تولید کننده سال ۱۳۷۵	۵۵
۱-۳۹	الگوی تولید پالایشگاه بندر عباس و ارزش صادراتی فرآورده های آن	۵۷
۱-۴۰	قیمت مصوب فروش فرآورده های عمده نفتی طی سالهای ۱۳۶۹-۷۵	۵۹
۱-۴۱	قیمت اسمی فروش فرآورده های عمده نفتی در سالهای ۱۳۵۳-۷۵	۶۰
۱-۴۲	قیمت واقعی فروش فرآورده های عمده نفتی در سالهای ۱۳۵۳-۷۵	۶۱
۱-۴۳	سطح تولید فرآورده های نفتی در کل کشور در برنامه پنجساله دوم	۶۲
۱-۴۴	تولید واقعی و برآورد تولید فرآورده های نفتی در سالهای ۱۳۷۳-۷۸	۶۲
۱-۴۵	مقایسه مصارف فرآورده های نفتی با شاخصهای برنامه پنجساله دوم در سالهای ۱۳۷۴-۷۵	۶۳
۱-۴۶	برآورد مصرف فرآورده های نفتی در سالهای باقیمانده برنامه پنجساله دوم	۶۴
۱-۴۷	برداشت گاز مایع از پالایشگاهها و سایر منابع طی سالهای برنامه پنجساله دوم	۶۵
۱-۴۸	برآورد مصرف گاز مایع در بخش حمل و نقل طی برنامه پنجساله دوم و مصارف واقعی آن در سالهای ۱۳۷۳-۷۵	۶۶
۱-۴۹	مقایسه اقتصادی استفاده از گاز مایع با استفاده از بنزین موتور در خودروها	۶۷

فهرست جداول

فصل اول: تحولات بخش انرژی کشور

شماره	عنوان	صفحه
۲-۱	برآورد ذخایر منابع عمده گاز طبیعی کشور به تفکیک نوع میادین مختلف	۷۶
۲-۲	مشخصات میادین مستقل گاز طبیعی مناطق خشکی در سال ۱۳۷۵	۸۳
۲-۳	مشخصات میادین مستقل گاز طبیعی مناطق دریائی در سال ۱۳۷۵	۸۵
۲-۴	گاز غنی و سبک تولیدی در سال ۱۳۷۵	۸۶
۲-۵	مشخصات گاز طبیعی خطوط لوله سراسری کشور	۸۷
۲-۶	میزان تولید گاز همراه نفت مناطق خشکی (به تفکیک میادین)	۸۹
۲-۷	میزان تولید گاز همراه نفت مناطق دریائی (به تفکیک میدان)	۹۱
۲-۸	تولید و مصرف گاز طبیعی به تفکیک مناطق تولید و نوع میدان در سال ۱۳۷۵	۹۲
۲-۹	میزان گاز تحویلی به پالایشگاههای گاز در سال ۱۳۷۵	۹۵
۲-۱۰	گاز طبیعی تحویل شده از پالایشگاههای گاز به خطوط لوله	۹۶
۲-۱۱	طول شبکه گذاری گاز طبیعی تا پایان سال ۱۳۷۴ و طی سال ۱۳۷۵	۹۹
۲-۱۲	تعداد انشعابات نصب شده گاز طبیعی به تفکیک استان تا پایان سال ۱۳۷۵	۱۰۰
۲-۱۳	تعداد انشعابات نصب شده گاز طبیعی به تفکیک استان در سال ۱۳۷۵	۱۰۱
۲-۱۴	تولیدات گاز طبیعی به تفکیک واحدهای فرآیندی در سال ۱۳۷۵	۱۰۴
۲-۱۵	میزان مصرف و تعداد مصرف کنندگان گاز طبیعی به تفکیک بخشهای مصرف در سال ۱۳۷۵	۱۰۵
۲-۱۶	سهم بخشهای مختلف مصرف کننده گاز طبیعی از کل مصرف گاز طبیعی در سال ۱۳۷۵	۱۰۷
۲-۱۷	میزان مصرف گاز طبیعی بخش خانگی طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳	۱۰۸
۲-۱۸	میزان مصارف تجاری گاز طبیعی طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳	۱۱۰
۲-۱۹	میزان مصارف گاز طبیعی در بخش صنایع طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳	۱۱۱
۲-۲۰	مصارف گاز طبیعی پالایشگاههای کشور طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳	۱۱۲
۲-۲۱	مصارف گاز طبیعی در نیروگاههای طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳	۱۱۳
۲-۲۲	مصارف گاز طبیعی واحدهای پتروشیمی به تفکیک نوع مصرف	۱۱۵
۲-۲۳	تولید و مصرف میعانات گازی به تفکیک میادین تولید کننده	۱۱۵
۲-۲۴	مقایسه فنی - اقتصادی طرح جایگزینی CNG به جای نفت گاز	۱۱۶

فهرست جداول

فصل اول: تحولات بخش انرژی کشور

شماره	عنوان	صفحه
۲-۲۵ :	مصارف گاز طبیعی طی برنامه پنجساله اول	۱۱۷
۲-۲۶ :	عملکرد و برآورد مصارف گاز طبیعی در برنامه پنجساله دوم	۱۱۸
۳-۱ :	برآورد ذخایر زغال سنگ ایران به تفکیک استانها	۱۲۱
۳-۲ :	برآورد ذخایر زغال سنگ به تفکیک مناطق مختلف ایران	۱۲۴
۳-۳ :	تولید زغال سنگ در سال ۱۳۷۵	۱۲۵
۳-۴ :	تولید کنسانتره در واحی تولیدی شرکت های زغال سنگ	۱۲۵
۳-۵ :	مشخصات و سهم زغال سنگ وارداتی و تولیدی معادن کشور در یک مورد نیاز ذوب آهن اصفهان	۱۲۶
۳-۶ :	میزان مصرف انواع کک در صنایع ذوب آهن کشور طی سالهای ۷۵-۱۳۷۰	۱۲۷
۳-۷ :	میزان مصرف زغال سنگ در صنایع کشور (غیر از ذوب آهن) در سال ۱۳۷۵	۱۲۷
۳-۸ :	میزان واردات زغال سنگ طی سالهای ۷۵-۱۳۷۰	۱۲۸
۳-۹ :	واردات زغال سنگ توسط شرکتهای مختلف دولتی	۱۲۹
۳-۱۰ :	میزان صادرات زغال سنگ طی سالهای ۷۵-۱۳۷۰	۱۲۹
۳-۱۱ :	میزان سرمایه گذاری انجام گرفته در شرکتهای زغال سنگ تابعه شرکت فولاد	۱۳۰
۳-۱۲ :	پیش بینی میزان سرمایه گذاریهای ارزی و ریالی در طرحهای مختلف تولید زغال سنگ	۱۳۱
۳-۱۳ :	اجزاء تشکیل دهنده سرمایه گذاری در معادن زغال ایران	۱۳۱
۳-۱۴ :	رابطه بین ضخامت لایه ها و قیمت تمام شده زغال سنگ در ایران	۱۳۲
۳-۱۵ :	اجزاء قیمت تمام شده هر تن زغال سنگ در معادن تحت پوشش شرکت ملی فولاد	۱۳۳
۳-۱۶ :	قیمت تمام شده هر تن زغال سنگ در معادن استانهای مختلف کشور	۱۳۴
۳-۱۷ :	اجزاء هزینه تولید یک تن زغال سنگ کنسانتره در معادن نمونه بخش خصوصی	۱۳۵
۳-۱۸ :	تولید فولاد در سال ۱۳۷۵ و پیش بینی مربوط به آن طی سالهای ۸۵-۱۳۷۶	۱۳۶
۳-۱۹ :	برآورد زغال سنگ مورد نیاز بمنظور تولید کنسانتره، کک، چدن و فولاد به روش کوره بلند	۱۳۷
۳-۲۰ :	میزان تولید فرآورده های جنگلی شمال کشور در سال ۱۳۷۵	۱۳۹
۳-۲۱ :	پراکندگی جنگلها و مراتع کشور در سال ۱۳۷۵	۱۴۰
۴-۱ :	مقایسه نماگرهای رشد صنعت برق کشور (وزارت نیرو و تولید کنندگان مستقل)	۱۴۳
۴-۲ :	قدرت نامی و عملی نیروگاههای بهره برداری شده در سال ۱۳۷۵	۱۴۴

فهرست جداول

فصل اول: تحولات بخش انرژی کشور

شماره	عنوان	صفحه
۴-۳	نیروگاههای مقرر در سال ۱۳۷۵ و عملکرد واقعی	۱۴۵
۴-۴	مجموع قدرت اسمی و عملی نیروگاههای کشور (۷۵-۱۳۴۶)	۱۴۶
۴-۵	روند تغییرات مجموع قدرت اسمی و عملی نیروگاههای وزارت نیرو و صنایع بزرگ (۷۵-۱۳۶۷)	۱۴۶
۴-۶	مجموع میانگین قدرت عملی و سهم انواع نیروگاههای وزارت نیرو (۷۵-۱۳۴۶)	۱۵۱
۴-۷	مجموع میانگین قدرت عملی و سهم انواع نیروگاههای وزارت نیرو با تفکیک سیکل ترکیبی	۱۵۱
۴-۸	بازده نیروگاههای حرارتی برق کشور در سال ۱۳۷۵ (وزارت نیرو و صنایع بزرگ)	۱۵۲
۴-۹	مقایسه بازده ضریب خروج اضطراری و دسترسی نیروگاههای وزارت نیرو (۷۵-۱۳۷۳)	۱۵۳
۴-۱۰	مجموع قدرت اسمی انواع نیروگاههای کشور (۷۵-۱۳۶۷)	۱۵۴
۴-۱۱	روند رشد مجموع قدرت اسمی انواع نیروگاههای وزارت نیرو و صنایع بزرگ (۷۵-۱۳۶۷)	۱۵۴
۴-۱۲	قدرت قابل تولید، تولید و مصرف توان الکتریکی در شبکه سراسری و کل کشور (۷۵-۱۳۷۳)	۱۵۵
۴-۱۳	روند تغییرات قدرت عملی و بیشترین توان قابل تولید وزارت نیرو (۷۵-۱۳۶۷)	۱۵۷
۴-۱۴	مقایسه عملکرد قدرت نصب شده وزارت نیرو با شاخص برنامه دوم تا پایان سال ۱۳۷۵	۱۵۷
۴-۱۵	روند احداث و توسعه نیروگاههای برق وزارت نیرو (برنامه دوم توسعه)	۱۵۸
۴-۱۶	پیش بینی ساختار توزیع مجموع قدرت نامی وزارت نیرو	۱۵۹
۴-۱۷	مقایسه برآورد مجموع قدرت اسمی نیروگاههای وزارت نیرو با اهداف برنامه دوم توسعه در پایان سال ۱۳۷۸	۱۵۹
۴-۱۸	روند تغییرات تولید انرژی الکتریکی در کشور (۷۵-۱۳۴۶)	۱۶۲
۴-۱۹	روند تولید انرژی الکتریکی، خاموشی و معادل افت فرکانس در شبکه سراسری برق کشور (۷۵-۱۳۶۵)	۱۶۳
۴-۲۰	سهم نیروگاههای وزارت نیرو و صنایع بزرگ در تامین نیاز مصرف انرژی کل کشور	۱۶۴
۴-۲۱	روند تغییرات سهم انواع نیروگاههای وزارت نیرو از تولید انرژی الکتریکی (۷۵-۱۳۴۶)	۱۶۵
۴-۲۲	اهداف تولید انرژی الکتریکی وزارت نیرو در برنامه پنجساله دوم	۱۶۶
۴-۲۳	تولید انرژی الکتریکی در بعضی از کشورهای جهان: ۱۹۹۴	۱۶۷
۴-۲۴	روند تغییرات تولید سرانه انرژی الکتریکی در کل کشور (۷۵-۱۳۴۶)	۱۶۸
۴-۲۵	روند تغییرات مصارف داخلی نیروگاهها و تلفات شبکه های برق کشور (۷۵-۱۳۴۶)	۱۶۹
۴-۲۶	عملکرد اهداف برنامه دوم توسعه در رابطه با مصارف داخلی و تلفات وزارت نیرو	۱۶۹
۴-۲۷	روند توسعه خطوط انتقال، فوق توزیع و توزیع	۱۷۲
۴-۲۸	اهداف توسعه خطوط انتقال، فوق توزیع و توزیع در برنامه دوم	۱۷۳
۴-۲۹	روند گسترش خطوط انتقالی و فوق توزیع و توزیع برق کشور (۷۵-۱۳۴۶)	۱۷۴
۴-۳۰	خطوط انتقال و فوق توزیع مورد بهره برداری در سال ۱۳۷۵	۱۷۵

فهرست جداول

فصل اول: تحولات بخش انرژی کشور

شماره	عنوان	صفحه
۴-۳۱	روند تغییرات تعداد ترانسفورماتورهای شبکه انتقال، فوق توزیع و توزیع (۱۳۴۶-۷۵)	۱۷۷
۴-۳۲	روند تغییرات مجموع ظرفیت ترانسفورماتورهای نصب شده شبکه انتقال، فوق توزیع و توزیع (۱۳۴۶-۷۵)	۱۷۸
۴-۳۳	روند توسعه ترانسفورماتورهای انتقال، فوق توزیع و توزیع (۱۳۶۷-۷۵)	۱۷۹
۴-۳۴	اهداف توسعه ظرفیت ترانسفورماتورهای انتقال، فوق توزیع و توزیع در برنامه دوم	۱۷۹
۴-۳۵	پستهای انتقال و فوق توزیع مورد بهره برداری در سال ۱۳۷۵	۱۸۰
۴-۳۶	روند بارگیری از پستهای انتقال و فوق توزیع برق کشور	۱۸۱
۴-۳۷	حداکثر نیاز مصرفی و نحوه تامین آن (۱۳۶۸-۷۵)	۱۸۴
۴-۳۸	بیشترین نیاز مصرف همزمان شبکه و ناهمروز مناطق خارج از شبکه سراسری کشور	۱۸۵
۴-۳۹	توزیع فراوانی زمانی وقوع پیک بار (۱۳۶۵-۷۵)	۱۸۵
۴-۴۰	مقایسه روز بیشترین تولید و بیشترین مصرف در پیک همزمان شبکه در سال ۱۳۷۵	۱۸۶
۴-۴۱	وضعیت بار شبکه سراسری و کل کشور در روز بیشترین تولید (۱۳۶۸-۷۵)	۱۸۷
۴-۴۲	روند تغییرات حداکثر بار و ضریب بار تولیدی (۱۳۴۶-۷۵)	۱۸۸
۴-۴۳	روند تغییرات فصلی حداکثر بار در شبکه سراسری و کل کشور	۱۸۹
۴-۴۴	روند تامین قدرت مورد نیاز کشور در روز پیک شبکه سراسری (۱۳۷۴-۷۵)	۱۹۰
۴-۴۵	رشد بار شبکه سراسری و کل کشور طی سالهای ۱۳۶۸-۷۵	۱۹۱
۴-۴۶	حداکثر بار همزمان با شبکه سراسری در مناطق برق کشور	۱۹۳
۴-۴۷	حداکثر بار غیر همزمان مناطق برق و سهم آنها از حداکثر بار همزمان کل کشور در سال ۱۳۷۵	۱۹۴
۴-۴۸	بررسی بار مناطق و استانهای کشور (همزمان با پیک شبکه سراسری)	۱۹۵
۴-۴۹	تغییرات ماهیانه حداکثر نیاز مصرف در کل کشور همزمان با پیک شبکه (۱۳۶۸-۷۸)	۱۹۷
۴-۵۰	سهم فروش برق به تفکیک گروههای مختلف مصرف کننده (۱۳۴۶-۷۵)	۱۹۹
۴-۵۱	پیش بینی فروش انرژی الکتریکی و تعداد مشترکین وزارت نیرو (۱۳۷۴-۷۸)	۱۹۹
۴-۵۲	سهم تعداد مشترکین گروههای مختلف مصرف کننده (۱۳۴۶-۷۵)	۲۰۰
۴-۵۳	میانگین نرخ فروش انرژی برق	۲۰۱
۴-۵۴	وضعیت تولید و مصرف صنایع بزرگ در سال ۱۳۷۵	۲۰۲
۴-۵۵	تغییرات سالیانه بیشترین بار روزانه صنایع بزرگ کشور (۱۳۷۴-۷۵)	۲۰۳
۴-۵۶	تغییرات بار همزمان صنایع بزرگ و شبکه سراسری در مرداد ماه سال ۱۳۷۵	۲۰۶
۴-۵۷	میزان تقریبی بارهای بزرگ صنعتی مناطق برق کشور تا پایان برنامه دوم	۲۰۷
۴-۵۸	تغییرات بار ۲۴ ساعته شبکه باویدون صنایع بزرگ (۱۳۷۴-۷۵)	۲۰۸
۴-۵۹	تغییرات حداکثر و متوسط بارهای غیر صنعتی بزرگ مناطق شبکه سراسری	۲۰۹

فهرست جداول

فصل اول: تحولات بخش انرژی کشور

شماره	عنوان	صفحه
۴-۶۰	مختصات بار و زمان منحنی تداوم بار در سال ۱۳۷۴	۲۱۰
۴-۶۱	مختصات بار و زمان منحنی تداوم بار در سال ۱۳۷۵	۲۱۱
۴-۶۲	مختصات بار (درصدی) و زمان (واقعی) تداوم بار شبکه سراسری (۱۳۷۴-۷۵)	۲۱۲
۴-۶۳	مختصات بار (واقعی) و زمان (درصدی) تداوم بار شبکه سراسری (۱۳۷۴-۷۵)	۲۱۲
۴-۶۴	تغییرات فصلی بار شبکه سراسری در سال ۱۳۷۴	۲۱۳
۴-۶۵	تغییرات فصلی بار شبکه سراسری در سال ۱۳۷۵	۲۱۳
۴-۶۶	روند تغییرات بار پایه و پیک در شبکه سراسری برق کشور (۱۳۶۶-۷۵)	۲۱۴
۴-۶۷	روند ضریب بار فصلی شبکه سراسری	۲۱۷
۴-۶۸	سهم بار خانگی و موسسات شبانه روزی در پیک بار	۲۱۸
۴-۶۹	سهم بار تجاری و عمومی از حداکثر بار	۲۲۰
۴-۷۰	درصد وزنی مولفه های بار (نسبت به پیک شب و روز برق خراسان)	۲۲۰
۴-۷۱	سهم مولفه های بار در پیک شبکه سراسری برق کشور	۲۲۱
۴-۷۲	سهم لوازم برقی خانگی از حداکثر بار شبکه سراسری	۲۲۳
۵-۱	مشخصات طرحهای حوضه کارون	۲۲۹
۵-۲	مشخصات طرحهای حوضه دز	۲۳۰
۵-۳	مشخصات طرحهای حوضه کرخه	۲۳۱
۵-۴	تعداد، توان و انرژی قابل تولید پتانسیل های نیروگاهی برق آبی به تفکیک استان	۲۳۱
۵-۵	تعداد متوسط روزهای کاملاً آفتابی در شهرهای مختلف کشور براساس داده های ایستگاههای سینوپتیک	۲۳۳
۵-۶	هزینه برق تولیدی نسبت به سرعت متوسط باد و نرخ بازگشت داخلی (مستقل از تورم و وام ۲۰ ساله)	۲۳۹
۵-۷	انرژی و سرعت باد به تفکیک استان	۲۴۲
۵-۸	مشخصات و پتانسیل مخازن زمین گرمایی در ایران	۲۴۸
۵-۹	مشخصات و هزینه نیروگاههای زمین گرمایی در جهان	۲۴۹
۵-۱۰	میانگین سالانه پتانسیل انرژی جزرومد در یک پریود جزرومدی	۲۵۵
۶-۱	میزان انتشار آلاینده های NOx و SOx به تفکیک بخشهای مختلف	۲۵۷
۶-۲	میزان انتشار آلاینده های SPM و CO به تفکیک بخشها	۲۵۷
۷-۱	اطلاعات عمومی - روند شاخصهای عمده اقتصاد انرژی	۲۵۹
۷-۲	اطلاعات عمومی - رشد سالانه شاخصهای عمده اقتصاد انرژی	۲۶۴
۷-۳	عرضه کل انرژی اولیه و مصرف کل انرژی نهائی	۲۶۹

فهرست جداول

فصل اول: تحولات بخش انرژی کشور

شماره	عنوان	صفحه
۷-۴ :	مصرف نهائی انرژی به تفکیک بخشها	۲۷۴
۷-۵ :	عرضه برق کل کشور به تفکیک منابع و شاخصهای جانشینی فرآورده های نفتی	۲۷۹
۷-۶ :	مصرف انرژی بخشهای مختلف به تفکیک حامل های انرژی	۲۸۴
۷-۷ :	سهم انواع حاملهای انرژی در عرضه انرژی اولیه	۲۸۹
۷-۸ :	سهم مصرف کنندگان نهائی در کل مصرف حامل های انرژی	۲۹۴
۷-۹ :	سهم بخشهادر کل مصرف نهائی انرژی	۲۹۹
۷-۱۰ :	سهم حاملهای مختلف انرژی در تامین انرژی بخشها	۳۰۴
۷-۱۱ :	رشد سالانه عرضه انرژی اولیه و بخش تبدیلات به تفکیک اجزاء	۳۰۹
۷-۱۲ :	رشد سالانه مصرف نهائی حامل انرژی در بخشهای مختلف	۳۱۴
۷-۱۳ :	رشد سالانه عرضه برق شاخصهای جانشینی فرآورده های نفتی	۳۱۹
۷-۱۴ :	رشد سالانه مصرف انرژی در بخشهای مختلف	۳۲۴

فهرست جداول

فصل دوم: تحولات جهانی بخش انرژی

شماره	عنوان	صفحه
۱	تولید انرژی اولیه تجاری به تفکیک مناطق مختلف در سال ۱۹۹۶	۳۳۱
۲	مصرف انرژی اولیه تجاری به تفکیک مناطق مختلف در سال ۱۹۹۶	۳۳۲
۳	عرضه و تقاضای نفت خام	۳۳۶
۴	عرضه و تقاضای گاز طبیعی	۳۴۲
۵	حجم صادرات و واردات گاز طبیعی در سال ۱۹۹۶	۳۴۴
۶	تولید اورانیوم و برق هسته ای در کشورهای مختلف	۳۴۹
۷	نیروگاههای هسته ای در حال کار و در دست احداث در پایان سال ۱۹۹۶	۳۵۱
۸	پراکندگی زمینهای مناسب جهت استفاده از پتانسیل باد	۳۵۳
۹	تولید برق و استفاده مستقیم از انرژی زمین گرمایی در جهان	۳۵۴
۱۰	موقعیت توسعه انرژی زمین گرمایی در جهان	۳۵۷
۱۱	اثرات کاهش آلودگی بر روی چند مشخصه مهم کشورهای اوپک در سال ۲۰۱۰	۳۵۹
۱۲	ذخایر تثبیت شده نفت جهان	۳۶۱
۱۳	تولید نفت در جهان	۳۶۴
۱۴	مصرف نفت در جهان	۳۶۶
۱۵	مصرف فرآورده های عمده نفتی در مناطق مختلف جهان	۳۶۹
۱۶	ظرفیت پالایشگاههای نفت جهان	۳۷۲
۱۷	خوراک پالایشگاههای نفت جهان	۳۷۴
۱۸	واردات و صادرات نفت در سال ۱۹۹۶	۳۷۶
۱۹	قیمت فروش تک محموله نفت خام در بازارهای منطقه ای تولید (اسپات)	۳۷۷
۲۰	ذخایر تثبیت شده گاز طبیعی	۳۸۰
۲۱	تولید گاز طبیعی در جهان	۳۸۳
۲۲	مصرف گاز طبیعی در جهان	۳۸۵
۲۳	قیمت های گاز طبیعی و نفت خام	۳۸۷
۲۴	ذخایر تثبیت شده زغال سنگ جهان در پایان سال ۱۹۹۶	۳۸۹
۲۵	تولید زغال سنگ در جهان	۳۹۰
۲۶	مصرف زغال سنگ در جهان	۳۹۲
۲۷	مصرف انرژی هسته ای در جهان	۳۹۵
۲۸	مصرف برق آبی در جهان	۳۹۷
۲۹	ظرفیت نصب شده نیروگاههای آبی کوچک جهان	۳۹۹

فهرست جداول

فصل دوم: تحولات جهانی بخش انرژی

<u>شماره</u>	<u>عنوان</u>	<u>صفحه</u>
۳۰:	نیروگاههای آبی کوچک در دست ساخت و برنامه ریزی شده جهان در پایان سال ۱۹۹۶	۴۰۱
۳۱:	مصرف انرژی اولیه تجاری در جهان	۴۰۳
۳۲:	مصرف انرژی اولیه تجاری در سال ۱۹۹۶	۴۰۵
۳۳:	قیمت و درصد مالیات مربوط به گاز طبیعی در کشورهای OECD - سال ۱۹۹۶	۴۰۸
۳۴:	قیمت و درصد مالیات مربوط به بنزین در کشورهای OECD - سال ۱۹۹۶	۴۰۹
۳۵:	قیمت و درصد مالیات مربوط به نفت گاز در کشورهای OECD - سال ۱۹۹۶	۴۱۰
۳۶:	قیمت و درصد مالیات مربوط به نفت کوره سنگین در کشورهای OECD - سال ۱۹۹۶	۴۱۲
۳۷:	قیمت و درصد مالیات مربوط به نفت کوره سبک در کشورهای OECD - سال ۱۹۹۶	۴۱۳
۳۸:	قیمت و درصد مالیات مربوط به برق در کشورهای OECD - سال ۱۹۹۶	۴۱۴

فهرست نمودارها

فصل اول: تحولات بخش انرژی کشور

شماره	عنوان	صفحه
۱-۱:	ذخایر هیدروکربوری مایع ایران (مورد انتظار و ممکن)	۷۰
۱-۲:	سهم انواع وسایل حمل و نقل در حمل فرآورده های نفتی	۷۱
۱-۳:	ظرفیت انبارهای پخش کشور در سال ۱۳۷۵	۷۱
۱-۴:	قیمت اسمی و واقعی فرآورده های عمده نفتی	۷۱
۱-۵:	تولید و مصرف پنج فرآورده نفتی در سال ۱۳۷۵	۷۱
۱-۶:	نمودار جریان توزیع بنزین موتور در کشور	۷۲
۱-۷:	نمودار جریان توزیع نفت سفید در کشور	۷۳
۱-۸:	نمودار جریان توزیع نفت گاز در کشور	۷۴
۱-۹:	نمودار جریان توزیع نفت کوره در کشور	۷۵
۲-۱:	برآورد ذخایر گاز طبیعی ایران (مورد انتظار و ممکن) در سال ۱۳۷۵	۱۱۸
۲-۲:	تولید گاز سبک طی سالهای ۷۵-۱۳۷۰	۱۱۹
۲-۳:	مصرف گاز طبیعی به تفکیک بخشهای مصرف در سال ۱۳۷۵	۱۱۹
۲-۴:	تعداد مصرف کنندگان گاز طبیعی به تفکیک بخشها طی سالهای ۷۵-۱۳۷۰	۱۱۹
۳-۱:	ذخایر احتمالی زغال سنگ به تفکیک استانهای کشور	۱۳۷
۳-۲:	توزیع منابع زغال سنگ ایران	۱۳۸
۴-۱:	روند تغییرات مجموع قدرت اسمی و عملی نیروگاههای وزارت نیرو و صنایع بزرگ	۲۲۵
۴-۲:	سهم انواع نیروگاههای وزارت نیرو در مجموع میانگین قدرت عملی در سال ۱۳۷۵	۲۲۵
۴-۳:	روند تغییرات تولید انرژی الکتریکی در کشور طی سالهای ۷۵-۱۳۶۷	۲۲۵
۴-۴:	سهم انواع نیروگاههای وزارت نیرو در تولید انرژی الکتریکی طی سالهای ۷۵-۱۳۶۷	۲۲۵
۴-۵:	سهم فروش برق به تفکیک گروههای مختلف مصرف کننده	۲۲۵
۴-۶:	متوسط نرخ انواع برق طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳	۲۲۵
۴-۷:	حداکثر، متوسط و حداقل بار هفتگی شبکه بهم پیوسته در سال ۱۳۷۵	۲۲۶
۴-۸:	مقایسه بار روز استثنایی (سیزده نوروز) با روز حداکثر پیک ماه مربوطه سال ۱۳۷۵	۲۲۶
۴-۹:	مقایسه بار روز استثنایی تاسوعا و عاشورا با روز حداکثر پیک ماه مربوطه سال ۱۳۷۵	۲۲۶

فهرست نمودارها

فصل اول : تحولات بخش انرژی کشور

شماره	عنوان	صفحه
۴-۱۰ :	بار ۲۴ ساعته در روز حداکثر پیک فصل بهار	۲۲۷
۴-۱۱ :	بار ۲۴ ساعته در روز حداکثر پیک فصل تابستان	۲۲۷
۴-۱۲ :	بار ۲۴ ساعته در روز حداکثر پیک فصل پائیز	۲۲۷
۴-۱۳ :	بار ۲۴ ساعته در روز حداکثر پیک فصل زمستان	۲۲۷
۵-۱ :	گازکربنیک متصاعد شده به ازای تولید هر کیلووات ساعت برق	۲۵۰
۵-۲ :	مقایسه اثرات گلخانه انرژی زمین گرمایی با سایر انواع انرژی	۲۵۰

فهرست نمودارها

فصل دوم: تحولات جهانی بخش انرژی

شماره	عنوان	صفحه
۱	: ذخایر تثبیت شده نفت در مناطق مختلف جهان	۳۶۳
۲	: عمر ذخایر نفت به تفکیک مناطق در سال ۱۹۹۶	۳۶۳
۳	: توزیع ذخایر تثبیت شده نفت خاورمیانه در سال ۱۹۹۶	۳۶۳
۴	: میزان اکتشاف و برداشت از ذخایر نفت به تفکیک مناطق طی سالهای ۹۶-۱۹۸۶	۳۶۳
۵	: تولید نفت در جهان به تفکیک مناطق مختلف	۳۶۸
۶	: سهم کشورهای خاورمیانه در تولید نفت در سال ۱۹۹۶	۳۶۸
۷	: مصرف نفت جهان به تفکیک مناطق مختلف	۳۶۸
۸	: توزیع مصرف نفت خاورمیانه در سال ۱۹۹۶	۳۶۸
۹	: مصرف بنزین موتور در مناطق مختلف جهان	۳۷۱
۱۰	: مصرف فرآورده های میان تقطیر در مناطق مختلف جهان	۳۷۱
۱۱	: مصرف نفت کوره در مناطق مختلف جهان	۳۷۱
۱۲	: مصرف سایر فرآورده های نفتی در مناطق مختلف جهان	۳۷۱
۱۳	: ظرفیت پالایشگاههای نفت جهان به تفکیک مناطق مختلف :	۳۷۵
۱۴	: ظرفیت پالایشگاههای نفت منطقه خاورمیانه در سال ۱۹۹۶	۳۷۵
۱۵	: تولید روزانه نفت خام و ظرفیت تولید روزانه پالایشگاهها در سال ۱۹۹۶	۳۷۵
۱۶	: خوراک پالایشگاههای نفت جهان به تفکیک مناطق مختلف	۳۷۵
۱۷	: واردات و صادرات نفت و فرآورده های نفتی در سال ۱۹۹۶	۳۷۸
۱۸	: قیمت های اسپات نفت خام در بازارهای منطقه ای تولید	۳۷۸
۱۹	: تولید و مصرف نفت در سال ۱۹۹۶	۳۷۸
۲۰	: جریان تجاری نفت در جهان	۳۷۹
۲۱	: جریان تجاری گاز طبیعی در جهان	۳۷۹
۲۲	: ذخایر تثبیت شده گاز طبیعی در مناطق مختلف جهان	۳۸۲
۲۳	: توزیع ذخایر تثبیت شده گاز طبیعی منطقه خاورمیانه در سال ۱۹۹۶	۳۸۲
۲۴	: عمر ذخایر گاز طبیعی جهان به تفکیک مناطق در سال ۱۹۹۶	۳۸۲

فهرست نمودارها

فصل دوم: تحولات جهانی بخش انرژی

شماره	عنوان	صفحه
۲۵	میزان اکتشاف و برداشت ذخایر گاز طبیعی جهان به تفکیک مناطق طی سال ۱۹۸۶-۹۶	۳۸۲
۲۶	تولید گاز طبیعی در جهان به تفکیک مناطق مختلف	۳۸۸
۲۷	سهم کشورهای خاورمیانه در تولید گاز طبیعی منطقه در سال ۱۹۹۶	۳۸۸
۲۸	مصرف گاز طبیعی در جهان به تفکیک مناطق مختلف	۳۸۸
۲۹	توزیع مصرف گاز طبیعی منطقه خاورمیانه در سال ۱۹۹۶	۳۸۸
۳۰	تولید و مصرف گاز طبیعی در سال ۱۹۹۶	۳۸۸
۳۱	ذخایر زغال سنگ جهان در پایان سال ۱۹۹۶	۳۹۴
۳۲	تولید زغال سنگ در جهان به تفکیک مناطق مختلف	۳۹۴
۳۳	مصرف زغال سنگ در جهان به تفکیک مناطق مختلف	۳۹۴
۳۴	مصرف انرژی هسته ای در جهان به تفکیک مناطق مختلف	۴۰۷
۳۵	مصرف انرژی برق آبی در جهان به تفکیک مناطق مختلف	۴۰۷
۳۶	مصرف انرژی اولیه در جهان به تفکیک مناطق مختلف	۴۰۷
۳۷	مصرف انرژی اولیه به تفکیک مناطق مختلف جهان در سال ۱۹۹۶	۴۰۷
۳۸	قیمت و مالیات گاز طبیعی در بخش صنعت کشورهای منتخب OECD: ۱۹۹۶	۴۱۱
۳۹	قیمت و مالیات گاز طبیعی در بخش خانگی کشورهای منتخب OECD: ۱۹۹۶	۴۱۱
۴۰	قیمت و مالیات هر لیتر بنزین سرب دارد کشورهای منتخب OECD: ۱۹۹۶	۴۱۱
۴۱	قیمت و مالیات هر لیتر بنزین بدون سرب در کشورهای منتخب OECD: ۱۹۹۶	۴۱۱
۴۲	قیمت و مالیات هر کیلووات ساعت برق در بخش صنعت کشورهای منتخب OECD: ۱۹۹۶	۴۱۱
۴۳	قیمت و مالیات هر کیلووات ساعت برق در بخش خانگی کشورهای منتخب OECD: ۱۹۹۶	۴۱۱
۴۴	قیمت و مالیات هر تن نفت کوره سنگین در بخش صنعت برخی از کشورهای OECD: ۱۹۹۶	۴۱۵
۴۵	قیمت و مالیات هر تن نفت کوره سنگین در نیروگاههای برخی از کشورهای OECD: ۱۹۹۶	۴۱۵
۴۶	قیمت و مالیات نفت کوره سبک در بخش صنعت کشورهای منتخب OECD: ۱۹۹۶	۴۱۵
۴۷	قیمت و مالیات نفت کوره سبک در بخش خانگی کشورهای منتخب OECD: ۱۹۹۶	۴۱۵
۴۸	قیمت و مالیات هر لیتر نفت گاز در بخش تجاری کشورهای OECD: ۱۹۹۶	۴۱۵
۴۹	قیمت و مالیات هر لیتر نفت گاز در بخش غیر تجاری برخی از کشورهای OECD: ۱۹۹۶	۴۱۵

فصل اول

تحولات بخش انرژی کشور

بخش اول: نفت

۱- نفت خام

۱-۱- ذخایر و میادین نفتی کشور

طبق محاسبات انجام شده کل ذخایر در جای اولیه نفت خام و میعانات گازی ایران ۵۲۱/۴ میلیارد بشکه شامل ۵۰۶/۴ میلیارد بشکه نفت خام و ۱۵ میلیارد بشکه میعانات گازی می باشد. جدول (۱-۱) وضعیت ذخایر هیدروکربوری مایع ایران را نشان می دهد.

جدول (۱-۱): ذخایر هیدروکربوری مایع ایران (موردانتظار + ممکن)^۱

(میلیارد بشکه)

منطقه		ذخیره در جای اولیه	ذخیره نهایی			ضریب بازیافت نهایی (اولیه و ثانویه) (درصد)	باقیمانده قابل استحصال در پایان سال ۱۳۷۵		
			اولیه	ثانویه	کل		اولیه	ثانویه	کل
خشکی	نفت خام	۴۲۰/۸	۸۳/۹	۲۰/۸	۱۰۴/۷	۲۴/۹	۴۲/۳	۱۹/۸	۶۲/۱
	میعانات گازی	۵/۰	۴/۴	—	۴/۴	۸۸/۰	۴/۰	—	۴/۰
	جمع	۴۲۵/۸	۸۸/۳	۲۰/۸	۱۰۹/۱	۲۵/۶	۴۶/۳	۱۹/۸	۶۶/۱
دریا	نفت خام	۸۵/۶	۱۰/۳	۴/۹	۱۵/۲	۱۷/۸	۶/۷	۴/۹	۱۱/۶
	میعانات گازی	۱۰	۷/۷	—	۷/۷	۷۷/۱	۷/۷	—	۷/۷
	جمع	۹۵/۶	۱۸	۴/۹	۲۲/۹	۲۴	۱۴/۴	۴/۹	۱۹/۳
جمع	جمع نفت خام	۵۰۶/۴	۹۴/۲	۲۵/۷	۱۱۹/۹	۲۳/۷	۴۹/۰	۲۴/۷	۷۳/۷
	جمع کل	۵۲۱/۴	۱۰۶/۳	۲۵/۷	۱۳۲	۲۵/۳	۶۰/۷	۲۴/۷	۸۵/۴

۱- رجوع شود به تعاریف ذخیره مورد انتظار + ممکن

در جدول فوق ذخایر باقیمانده قابل استحصال نفت خام و میعانات گازی میادین خشکی و دریائی در پایان سال ۱۳۷۵ نشان داده شده است. بطوریکه ملاحظه می گردد میزان نفت خام باقیمانده قابل استحصال در پایان سال ۱۳۷۵ برابر ۷۳/۷ میلیارد بشکه و میزان ذخایر قابل استحصال میعانات گازی ۱۱/۷ میلیارد بشکه برآورد شده است.

از مجموع ۱۱۷ میدان کشف شده نفت و گاز کشور تعداد ۸۵ میدان آن نفتی می باشد. از این میادین ۶۵ میدان در خشکی و مابقی در مناطق دریائی قرار دارند. اطلاعات مربوط به ذخیره در جای اولیه (مورد انتظار + ممکن) و میزان ذخیره نهائی اولیه (مورد انتظار + ممکن) میادین نفتی کشور در جداول (۱-۲) و (۱-۳) نشان داده شده است. میعانات گازی اصولاً به منابع مستقل گازی مرتبط می باشند و تولید آنها بستگی به گاز طبیعی حاصله از این میادین دارد.

جدول (۱-۲): مشخصات میدانهای نفتی واقع در خشکی

(میلیون بشکه)

شماره	میدان	استان	سازند	نفت خام موجود درجای اولیه (موردانتظار + ممکن)	ذخیره قابل استحصال اولیه (موردانتظار + ممکن)	ذخیره قابل ^(۱) استحصال ثانویه (موردانتظار + ممکن)	درجه API
۱	آغاجاری	خوزستان	آسماری	۲۴۸۲۰/۰	۸۷۳۸/۰	۵۰۶۸	۳۴/۰
			بنگستان	۲۲۶۰/۰	۴۵۸/۵	—	۳۴/۳
۲	آب تیمور	خوزستان	ایلام	۷۹۳۴/۰	۷۵۵/۵	—	۲۴/۰
			سروک	۷۹۸۳/۵	۷۵۹/۵	—	۲۴/۰
۳	البرز	قم	قم	۱۰۲/۶	۲۲/۱	—	۳۹/۰
۴	اهواز	خوزستان	آسماری	۲۷۹۱۳/۰	۱۲۵۶۲/۵	—	۳۲/۷
			ایلام	۱۲۸۰۲/۰	۱۵۷۳/۰	—	۳۲/۷
			سروک	۲۴۷۵۳/۰	۲۷۵۵/۵	—	۳۲/۷
			خامی	۴۸۶/۰	۷۶/۰	—	۳۲/۷
۵	بی بی حکیمه	خوزستان	آسماری	۱۴۸۹۰/۰	۲۷۴۸/۵	۱۲۸۰	۳۰/۶
			بنگستان	۳۱۴۲/۰	۲۸۳/۰	—	۳۰/۶
۶	بوشهر	بوشهر	سورمه	۲۳۱/۵	۱۵/۰	—	۳۸/۰
۷	بوشگان	بوشهر	آسماری	۲۸۲/۵	۱۵/۵	—	۳۴/۸
۸	بینک	بوشهر	آسماری	۲۸۹/۵	۲۶/۰	—	۲۷/۶
			بنگستان	۳۲۸۰/۰	۵۹۹/۰	۳۴۱	۳۰/۳
۹	پایدار	ایلام	آسماری	۹۳۹/۰	۱۱۴/۰	—	۱۷/۹
۱۰	پایدار غرب	ایلام	آسماری	۱۴۲/۵	۱۵/۰	—	۱۷/۹
			بنگستان	۲۷۷۸/۵	۲۹۶/۰	—	۲۱/۴
۱۱	پلنگان	خوزستان	بنگستان	۳۰۲/۰	۳۲/۰	—	۳۴/۵
۱۲	پرسپاه	خوزستان	آسماری	۳۹۲/۵	۴۸/۵	—	۳۸/۱
۱۳	پارسی	خوزستان	آسماری	۱۲۲۹۲/۵	۲۶۰۹/۰	۶۸۰	۳۴/۰
۱۴	پازنان	خوزستان	آسماری	۶۹۲۹/۰	۱۳۳۷/۰	۳۴۴- ^(۲)	۳۵/۰
۱۵	جوفیر	خوزستان	ایلام و سروک	۳۵۲۴/۰	۱۳۸/۰	—	—
۱۶	چشمه خوش	ایلام	آسماری	۲۰۷۵/۵	۴۰۲/۵	—	۲۷/۷
۱۷	چهاربیشه	فارس	آسماری	۴۹۵/۵	۵۰/۰	—	۳۱/۰
۱۸	چلینگر	کهگیلویه و بویراحمد	داریان، فهلپان سورمه	۹۹۲/۵ ۱۱۸۴/۵	۱۰۱/۵ ۱۲۲/۵	—	۳۸/۰ ۳۹/۷
۱۹	خشت	فارس	آسماری، چهارم	۱۰۴۰/۰	۷۷/۷	—	—

جدول (۲-۱): مشخصات میدانهای نفتی واقع در خشکی ... ادامه

(میلیون بشکه)

شماره	میدان	استان	سازند	نفت خام موجود درجای اولیه (موردانتظار + ممکن)	ذخیره قابل استحصالی اولیه (موردانتظار + ممکن)	ذخیره قابل ^(۱) استحصالی ثانویه (موردانتظار + ممکن)	درجه API
۲۰	خویز	خوزستان	داریان، گدوان	۱۹۴۹/۰	۱۶۱/۰	—	۳۵/۶
۲۱	خیرآباد	کهگیلویه	آسماری	۴۳/۱	۳/۵	—	۳۹/۰
۲۲	دهلران	ایلام	سروک	۴۴۰۱/۷	۶۶۱/۵	—	۳۴/۳
۲۳	دانان	ایلام	بنگستان	۱۰۶۱/۰	۹۸/۰	—	۳۰/۲
			آسماری	۲۱۹۵/۵	۱۳۵/۰	—	۲۷/۷
۲۴	دال پری	ایلام	سروک	۴۸۶/۵	۴۹/۵	—	۲۹/۳
۲۵	دودرو	کهگیلویه	فهلپیان	۱۰۹/۵	۱۲/۰	—	—
۲۶	دارخوین	خوزستان	فهلپیان	۷۶۸۳/۵	۱۲۵۳/۵	—	—
			سروک	۱۰۰۴/۰	۱۵۶/۰	—	—
			ایلام	۱۳۵۶/۰	۷۰/۵	—	—
۲۷	رامین	خوزستان	آسماری	۱۹۰۵/۰	۱۳۶/۰	—	۳۰/۲
۲۸	رامشیر	خوزستان	آسماری	۱۱۵۲/۵	۲۲۴/۵	—	۲۷/۱
			بنگستان	۴۸۰/۵	۵۷/۵	—	۳۲/۰
۲۹	رگ سفید	خوزستان	آسماری	۱۲۰۶۸/۵	۲۴۵۳/۵	—	۲۹/۳
			بنگستان	۶۶۷۴/۵	۱۰۹۲/۵	—	۲۹/۳
۳۰	رودک	فارس	خلیج، فهلپیان	۶۷۰/۰	۸۹/۰	—	۳۹/۲
۳۱	زاغه	بوشهر	یابده	۱۷۲۹/۰	۲۷۳/۵	—	۱۵/۰
۳۲	زیلوثی	خوزستان	آسماری	۶۰۷/۰	۹۱/۵	—	۴۲/۰
			سروک	۲۷۵/۵	۳۵/۵	—	۴۲/۰
۳۳	سرکان	لرستان	بنگستان	۱۱۴۶/۰	۵۶/۰	—	۴۵/۸
۳۴	سوسنگرد	خوزستان	آسماری	۱۵/۵	۲/۰	—	۱۹/۱
۳۵	سولابدر	کهگیلویه	خامی	۱۷۴۹/۵	۱۶۱/۵	—	۳۹/۹
۳۶	سیاه‌مکان	بوشهر	بنگستان	۱۳۳۸/۰	۶۸/۰	—	۳۹/۰
۳۷	سعادت آباد	فارس	بنگستان	۵۸۰/۰	۶۳/۵	—	—
۳۸	سروستان	فارس	بنگستان	۹۹۴/۰	۱۶۶/۹	—	۲۹/۱
۳۹	شادگان	خوزستان	آسماری ۱	۱۷۲۲/۵	۳۶۰/۲	—	۲۸/۲
			آسماری ۲	۱۳۷۶/۰	۴۱۸/۶	—	۳۵/۶
۴۰	شروم	کهگیلویه	سروک	۹۸۴/۰	۱۸۷/۰	—	—

جدول (۱-۲): مشخصات میدانهای نفتی واقع در خشکی ... ادامه

(میلیون بشکه)

شماره	میدان	استان	سازند	نفت خام موجود در جای اولیه (موردانتظار + ممکن)	ذخیره قابل استحصال اولیه (موردانتظار + ممکن)	ذخیره قابل ^(۱) استحصال ثانویه (موردانتظار + ممکن)	درجه API
۴۱	شور	بوشهر	آسماری	۴۸۸/۰	۳۵/۴	—	—
۴۲	قلعه نار	خوزستان	آسماری	۱۹۱۵/۰	۱۸۷/۵	—	۲۹/۸
۴۳	کبود	خوزستان	آسماری	۲۸۳/۵	۴۲/۵	—	۴۸/۴
			سروک	۱۵۱/۰	۱۵/۵	—	۳۷/۳
۴۴	کارون	خوزستان	آسماری	۱۱۷۱/۰	۷۶/۵	—	۳۵/۶
۴۵	کوپال	خوزستان	آسماری	۵۹۱۸/۰	۷۵۶/۰	۱۹۸	۳۲/۰
			بنگستان	۴۳۰۰/۵	۴۲۹/۵	—	۳۴/۷
۴۶	کیلور کریم	بوشهر	آسماری	۳۳۸۵/۰	۲۱۵/۰	—	۲۷/۴
			بنگستان	۱۰۸۸/۰	۵۵/۰	—	۳۳/۵
۴۷	کوه کاکلی	بوشهر	آسماری	۲۲۲/۰	۱۹/۰	—	۲۴/۹
			بنگستان	۹۵۳/۰	۸۰/۰	—	۲۸/۳
۴۸	کوه مند	بوشهر	چهرم	۴۰۳۷/۰	ناچیز	۴۰۴ ^(۳)	۱۴/۰
			سروک	۴۸۱۳/۰	۲۴۰	۷۲۰ ^(۳)	۱۴/۰
۴۹	کرنج	خوزستان	آسماری	۱۰۰۶۹/۵	۳۱۰۵/۰	۱۱۵۰	۳۴/۰
			پابده	۲۲۹۵/۰	۴۷۵/۵	—	۲۵/۷
۵۰	کوه رنگ	کهگیلویه	داریان	۴۰۴/۰	۱۲۷/۰	—	—
۵۱	گرنگان	کهگیلویه	داریان، فهلان	۵۹۶/۵	۴۶/۵	—	۳۵/۶
			سورمه	۸۲/۰	۵/۵	—	۳۵/۶
۵۲	گلخاری	بوشهر	چهرم، آسماری	۱۷۷۰/۵	۱۲۶/۰	—	۲۶/۰
			داریان	۵۲/۵	۵/۵	—	۴۱/۳
			خلیج	۱۴۲/۵	۱۴/۵	—	۳۶/۳
۵۳	گچساران	کهگیلویه	آسماری	۴۹۳۴۲/۵	۱۱۶۱۶/۰	۴۴۳۷	۳۱/۵
			بنگستان	۳۶۱۷/۵	۵۸۵/۵	—	۳۱/۳
			خامی	۴۲۸/۰	۷۰/۰	—	۳۱/۲
۵۴	لب سفید	خوزستان	آسماری	۲۴۵۰/۰	۳۹۹/۵	۲۲۳	۳۶/۰
۵۵	لالی	خوزستان	آسماری	۹۳۷/۵	۶۷/۰	—	۳۷/۰
			بنگستان	۷۳۶/۵	۳۲/۵	—	۲۵/۰
۵۶	ماله کوه	لرستان	بنگستان	۱۳۳۱/۰	۱۴۰/۵	—	۴۳

جدول (۱-۲): مشخصات میدانهای نفتی واقع در خشکی ... ادامه

(میلیون بشکه)

شماره	میدان	استان	سازند	نفت خام موجود درجای اولیه (موردانتظار + ممکن)	ذخیره قابل استحصال اولیه (موردانتظار + ممکن)	ذخیره قابل ^(۱) استحصال ثانویه (موردانتظار + ممکن)	درجه API
۵۷	مسجد سلیمان	خوزستان	آسماری، یابده	۶۶۲۸۱۰	۱۱۳۹۱۰	—	۴۰/۸
۵۸	منصوری	خوزستان	آسماری	۲۴۹۹۱۰	۷۷۸۱۰	—	۲۹/۳
			ایلام	۱۲۶۹۵۱۰	۸۱۷۱۵	—	۲۹/۳
			سروک ۱	۸۱۸۶۱۵	۵۲۳۱۵	—	۲۹/۳
			سروک ۲	۳۲۱۸۱۵	۲۰۶۱۵	—	۲۹/۳
۵۹	مارون	خوزستان	آسماری	۴۶۶۶۵۱۰	۱۳۰۰۰۱۰	۲۹۹۶	۳۳/۰
			بنگستان ۱	۳۰۵۲۱۵	۲۳۳۱۰	—	۳۰/۲
			بنگستان ۲	۴۷۸۱۵	۳۶۱۰	—	۳۰/۲
			بنگستان ۳	۲۴۰۱۰	۱۸۱۰	—	۳۰/۲
۶۰	منصورآباد	خوزستان	—	۱۳۷۱۵	۱۳۱۸	—	—
۶۱	نفت شهر	کرمانشاه	آسماری	۷۷۳۱۴	۱۹۶۱۴	—	۴۴/۲
۶۲	نفت سفید	خوزستان	آسماری	۲۳۸۸۱۰	۴۸۱۱۵	۹۲- ^(۲)	۳۶/۹
			بنگستان	۵۹۹۱۰	۹۶۱۰	—	۳۶/۹
۶۳	نرگسی	بوشهر	آسماری، جهرم	۲۰۴۴۱۰	۳۲۵۱۵	—	۳۶/۹
۶۴	ویژنهار	لرستان	ایلام	۵۷۳۱۰	۴۸۱۵	—	۳۶/۰
۶۵	هفتگل	خوزستان	آسماری	۸۵۷۵۱۰	۱۷۶۵	۱۰۶	۳۷/۹

۱- علاوه بر ذخایر ثانویه ذکر شده در جدول (۱،۲) ذخیره ثانویه مربوط به مخازن توسعه یافته و توسعه نیافته ای که در جدول مذکور آورده نشده است، نزدیک به ۲۵۹۴ بشکه بوده است که میزان ۲۲/۷۵ درصد ذخیره اولیه آنها (همانند تولید مناطق خشکی) محاسبه و منظور شده است. گفتنی است که برای میادین اهواز (آسماری)، منصوری (آسماری)، رگ سفید، مسجد سلیمان (آسماری و یابده) پرسپاه، ماله کوه، رامین و لالی بخاطر وجود شبکه آبران قوی طبیعی و یا کلاهیگ گازی بزرگ یا ستون نفت ناچیز و همچنین میادین زاغه و پایدار (آسماری) بخاطر داشتن نفت سنگین بازدهی ثانویه محاسبه و منظور نگردیده است.

۲- علامت منفی بدلیل برداشت از کلاهیگ و هرزروی نفت می باشد.

۳- ذخیره ثالثیه.

جدول (۱-۳): مشخصات میدانهای نفتی واقع در مناطق دریایی

(میلیون بشکه)

شماره	میدان	ناحیه	سازند	نفت خام موجود درجای اولیه (موردانتظار + ممکن)	ذخیره قابل استحصالی اولیه (موردانتظار + ممکن)	ذخیره قابل استحصالی ثانویه (موردانتظار + ممکن)	درجه API
۱	ابوذر	خارک	برگن ب	۱۰۵/۰	۲۷/۲	—	—
			غار	۳۲۷۵/۰	۱۰۴۶/۰	—	۲۶/۰
			آسماری	۲۵۵۵/۰	۴۵۰/۳	—	—
۲	اسفندیار ^(۱)	خارک	رتاوی زیرین	۲۴۳۳/۰	۷۳۰	—	۳۱/۳
۳	آلفا	لاوان	عرب سی	۱۲۰/۰	۱۸/۷	—	۳۲/۴
			عرب آ	۲۰/۰	۲/۰	—	—
۴	بلال	لاوان	خاتیا	۲۰۲/۰	۱۳/۰	—	—
			عرب ، هیث	۵۴۰/۰	۹۱/۸	۷۲/۲	—
			شعینا	۵۶/۰	۲/۸	—	—
۵	بهرگانسر	بهرگان	غار	۲۵۶/۰	۹۱/۰	—	۳۳/۹
			آسماری	۳۷۴/۰	۱۰۷/۸	—	۲۶/۳
			نهرامر	۷۲/۰	۱۸/۰	—	—
			سروک	۳۹۰/۰	۱۰۵/۵	—	۲۳/۹
			یاماما	۳۳/۰	۲/۷	—	—
۶	دروود	خارک	آسماری	۳۳۰/۰	۵۵/۶	—	۲۱/۰
			رتاوی خامی	۳۳۰۷/۰	۳۲۹/۰	—	۳۱/۹
			یامامامونیفا	۸۳۹۶/۰	۱۹۱۷/۰	۶۲۴/۰	۳۴/۰
۷	رسالت	لاوان	شعینا	۶۷۸/۰	۷۹/۴	۲/۰	۳۴/۱
			عرب سی	۷۷۹/۰	۱۸۴/۳	۳۴/۸	۳۴/۰
			میشریف	۲۲۲/۰	۲۳/۷	—	۲۹/۰
۸	رشادت	لاوان	میشریف	۴۱۳/۰	۵۷/۹	—	۲۷/۰
			شعینا	۲۲۷۶/۰	۱۳۹/۰	۸۵/۰	۳۴/۲
			عرب آ	۶۴/۰	۱۸/۲	—	۳۹/۰
			عرب بی	۱۰/۰	۱/۷	—	—
			عرب سی	۹۴/۰	۱۷/۰	—	۴۱/۰
۹	سلمان	لاوان	بوئیب	۲۹۷/۰	۸۰/۲	—	۳۵/۱
			عرب فوقانی	۱۹۶۶/۰	۲۵۵/۶	۲۸۲/۷	۳۶/۵
			عرب تحتانی	۲۸۴۱/۰	۱۲۱۱/۲	—	۳۱/۰

جدول (۳-۱): مشخصات میدانهای نفتی واقع در مناطق دریایی ... ادامه

(میلیون بشکه)

شماره	میدان	ناحیه	سازند	نفت خام موجود درجای اولیه (موردانتظار + ممکن)	ذخیره قابل استحصال اولیه (موردانتظار + ممکن)	ذخیره قابل استحصال ثانویه (موردانتظار + ممکن)	درجه API
۱۰	سیری A	سیری	ایلام	۱۹۸۰/۰	۱۰۲/۷	—	۳۱/۷
			میشریف	۷۹/۰	۷/۰	—	—
۱۱	سیری C	سیری	میشریف	۵۵۱/۰	۹۲/۱	۶۷/۷	۳۱/۰
۱۲	سیری D	سیری	میشریف	۷۰۰/۰	۱۶۰/۰	۱۲۳/۰	۳۱/۰
۱۳	سیری E	سیری	میشریف	۱۷۲۵/۰	۱۵۲/۰	۴۹۸	۳۰/۲
۱۴	ساختمان F		کرتاسه تحتانی وعرب	۳۰۶۱۰/۰	ناچیز	۳۰۶۱/۰ ^(۳)	—
۱۵	سروش	خارک	برگن آ	۳۰۲۰/۰	۲۴/۳	—	۱۹/۰
			برگن ب	۶۹۰۲/۰	۵۹۸/۰	—	—
			برگن سی	۱۸۳۸/۰	ناچیز	۸۱/۹ ^(۳)	۳۱/۰
۱۶	فروزان	خارک	برگن ب	۹۱۸/۰	۵۰۵/۹	—	۳۱/۰
			برگن آ	۵۸۹/۰	۲۶۵/۷	—	۳۱/۰
			یاماما	۵۱۷/۰	۵۱/۰	—	۳۱/۰
			عرب	۹۲/۰	۱۸/۵	—	۳۱/۰
			شعبیا	۳۷۸/۰	۸۱/۰	—	۳۱/۰
۱۷	مبارک (سهم ایران)		ایلام	۹۱/۰	۳۲/۹	—	۴۰/۰
			میشریف	۴۵/۰	۱۶/۲	—	۴۰/۰
۱۸	نصرت	سیری	ایلام ، میشریف	۱۹۲/۰	۵۴/۵	—	۳۲/۶
۱۹	نوروز	بهرگان	نهرامر	۱۹۰۲/۰	۷۴۴/۰	—	۲۱/۰
			دیکتیاکتوس	۱۴۷/۰	۱۴/۷	—	۲۰/۰
			شعبیا	۵۲۴/۰	۱۰۵/۰	—	—
۲۰	هندیجان	بهرگان	غار	۲۳۲/۰	۷۰/۳	—	۲۳/۵
			آسماری	۱۳۳/۰	۲۸/۷	—	۲۹/۳
			سروک	۲۱۷/۰	۴۶/۴	—	۲۵/۳
			نهرامر	۱۰۷/۰	۳۴/۹	—	۲۳/۵

۱- ارقام تقریبی می باشند.

۲- ذخایر قابل استحصال نائشیه.

۱-۱-۱- میادین خشکی

تعداد میادین خشکی کشف شده ۶۵ میدان در قالب ۹۶ سازند می باشد. ذخیره در جای اولیه این میادین ۴۲۰/۸ میلیارد بشکه و ذخیره نهائی آنها ۱۰۴/۷ میلیارد بشکه بوده که ۴۲/۶ میلیارد بشکه از آن تا کنون برداشت شده است. ذخیره باقیمانده قابل استحصال در پایان سال ۱۳۷۵ معادل ۶۲/۱ میلیارد بشکه است که ۴۲/۳ میلیارد بشکه آن از طریق تکنولوژی های اولیه و مابقی از طریق بازیافت ثانویه قابل بهره برداری می باشد. بطور کلی میادین نفتی خشکی ایران بعلاوه ساختمانهای زمین شناسی خاص در استانهای جنوبی و جنوب غربی کشور قرار گرفته اند بطوریکه از کل ذخایر در جای اولیه و قابل استحصال نفت خام کشور بترتیب ۶۵ و ۶۰/۲ درصد در استانهای خوزستان و کهگیلویه و بویراحمد قرار دارند.

میادین آغاچاری، اهواز و مارون واقع در استان خوزستان و میدان گچساران در استان کهگیلویه و بویراحمد از نظر ذخیره قابل استحصال اولیه و ثانویه از قابلیت های بالائی برخوردارند. میادین واقع در سایر استانهای کشور مانند بوشهر، ایلام و فارس از نظر ذخایر اهمیت نسبی کمتری دارند.

۱-۱-۲- میادین دریایی

میادین دریائی خلیج فارس عبارتند از: ابوذر، بهرگانسر، نوروز، سروش، اسفندیار، فروزان، بلال، آلفا، رسالت، رشادت، سلمان، سیری "A"، "C"، "D"، "E"، ساختمان F، درود، هندیجان، مبارک و نصرت. از کل ۸۵/۶ میلیارد بشکه نفت خام ذخیره در جای اولیه این میادین ۱۵/۲ میلیارد بشکه آن به روشهای اولیه و ثانویه قابل بازیافت است که ۳/۶ میلیارد بشکه آن از طریق بازیافت اولیه برداشت شده است. از ذخایر موجود ۶/۷ میلیارد بشکه دیگر از طریق بازیافت اولیه و ۴/۹ میلیارد بشکه از طریق بازیافت ثانویه قابل برداشت می باشد.

در مورد میادین نفتی واقع در مناطق دریائی، منطقه دریائی خارک با دارا بودن میادین ابوذر، اسفندیار، دورود، سروش و فروزان از اهمیت ویژه ای برخوردار است بطوریکه این منطقه به تنهایی ۴۰ درصد ذخایر در جای اولیه نفت خام مناطق دریائی را بخود اختصاص می دهد. خلاصه میزان نفت خام موجود در مناطق خارک و لاوان در مقایسه با سایر مناطق دریایی بشرح جدول (۴-۱) می باشد.

جدول (۱-۴): ذخایر درجای اولیه و قابل استحصال میادین دریایی لاوان و خارک

(میلیون بشکه)

شرح	نفت خام درجای اولیه	ذخیره قابل استحصال اولیه	ذخیره قابل استحصال ثانویه
خارک	۳۴۶۵۵	۵۶۶۱/۲	۷۰۵/۹
لاوان	۱۰۵۷۹	۲۱۹۴/۵	۴۷۶/۷
جمع	۴۵۲۳۴	۷۸۵۵/۷	۱۱۸۲/۶
سهم از کل ذخایر مناطق دریایی	۵۲/۸	۷۶	۲۴

مناطق دریایی خارک و لاوان در زمره غنی ترین مناطق دریایی هستند به نحوی که ۵۲/۸ درصد ذخایر در جای اولیه، ۷۶ درصد ذخیره قابل استحصال اولیه و ۲۴ درصد ذخیره قابل استحصال ثانویه نفت خام مناطق دریایی را بخود اختصاص می دهند. سایر مناطق دریایی در مقایسه با مناطق فوق الذکر از اهمیت کمتری برخوردار می باشند.

۱-۱-۳- میادین مشترک

این میادین عمدتاً در مناطق دریائی خلیج فارس قرار دارند و تولید نفت خام این میادین در سال ۱۳۷۵ حدود ۶۱/۱۲ میلیون بشکه بوده است. تنها میدان مشترک نفتی خشکی میدان نفت شهر می باشد که میزان تولید از این میدان در سال ۱۳۷۵ معادل ۲۹۹۰/۲ هزار بشکه بوده است. مشخصات میادین مشترک نفتی کشور به شرح جدول (۱-۵) می باشد.

جدول (۱-۵): مشخصات میادین مشترک نفتی

(میلیون بشکه)

نام میدان	کشور مشترک	نفت خام درجای اولیه	ذخیره نهایی	تولید نفت خام در سال ۱۳۷۵ (هزار بشکه)
نفت شهر	عراق	۷۷۳/۴	۱۹۶/۴	۲۹۹۰/۲
فروزان	عربستان سعودی	۲۴۹۴	۹۲۲/۱	۱۷۸۹۰/۶
نصرت	دوبی	۱۹۲	۵۴/۵	۸۲۸/۴
مبارک (سهم ایران)	شارجه	۱۳۶	۷۲/۱	—
سلیمان (۱)	ابوظبئی	۲۹۷	۸۰/۲	۳۹۴۰۷/۳

۱- لایه بونیب میدان سلمان یا کشور ابوظبئی مشترک می باشد.

۴-۱-۱- ذخایر نفتی دریای خزر

دریای خزر بزرگترین دریاچه جهان است که بین ایران، آذربایجان، روسیه، قزاقستان و ترکمنستان قرار دارد. کل ذخایر نفتی دریای خزر (بغیر از سهم ایران) حدود ۴۴ میلیارد بشکه برآورد می‌گردد. با این حال شرایط خاص دریای خزر مشکلات عدیده‌ای را برای فعالیتهای نفتی در آن بوجود آورده است. این دریای بسته تنها بوسیله آبراه ولگا - دن و با قابلیت کشتیرانی محدود به دیگر دریاها و اقیانوسها مرتبط است. حداکثر ظرفیت نفتکشهای قابل تردد در دریای خزر و آبراههای رودخانه‌ای آن حدود ۷ هزار تن می‌باشد، از طرف دیگر دریای خزر اصولاً دریای آرامی نیست و ارتفاع امواج آن در طول ۲۰۰ متر گاهی به ۱۲ متر می‌رسد که برای کشتیرانی و تأسیسات دریایی خطرناک است.

۲-۱- ضریب بازیافت

ضریب بازیافت میدان‌های نفتی به شرایط فیزیکی سنگ مخزن، نوع سیال، فشار، درجه حرارت، مکانیسم طبیعی تولید (انبساط سیال، ریزش ثقلی، نیروی موئینه واقعی و ...) و نحوه بهره‌برداری در طول زمان بستگی دارد. بطور کلی ضریب بازیافت اولیه میادین نفتی بین ۵ تا ۲۵ درصد ذخیره در جای اولیه آنها می‌باشد؛ ولی با بکارگیری روش‌های جدید، در بیشتر موارد میزان بازیافت میادین به بیش از ۵۰ درصد افزایش یافته است. در حال حاضر میانگین بازیافت مخازن نفتی ایران نیز بین ۱۷ تا ۲۵ درصد گزارش گردیده است. در سال ۱۳۷۵ بمنظور بهبود ضریب بازیافت میادین و صیانت از میادین نفتی کشور حدود ۲۱۳۶۲/۴ میلیون مترمکعب گاز طبیعی (۵۸/۳۷ میلیون مترمکعب در روز) به میادین تولیدی مناطق خشکی بشرح زیر تزریق گردیده است:

میدان کرنج: بمیزان ۱۹۰۸ میلیون مترمکعب (۵/۲ میلیون مترمکعب در روز) از گازهای سبک همراه با نفت از طریق پالایشگاه بیدبلند جهت تزریق در این میدان مورد استفاده قرار گرفته است.

میدان هفتگل: حجم گاز تزریقی در این میدان از گاز کلاهدک نفت سفید و به میزان ۵۱۳ میلیون مترمکعب (۱/۴ میلیون مترمکعب در روز) بود.

میدان گچساران: حجم گاز تزریقی به میدان گچساران برابر ۱۰۸۷۰ میلیون مترمکعب (۲۹/۷ میلیون مترمکعب در روز) از گازهای همراه با نفت منطقه گچساران و کلاهدک پازنان بوده است.

میدان بی بی حکیمه: میزان ۸۰۸/۴ میلیون مترمکعب (۲/۲ میلیون مترمکعب در روز) از گاز همراه با نفت میدان بی بی حکیمه و رگ سفید به این میدان تزریق گردید.

میدان مارون: حجم گاز تزریقی به میدان مارون از گاز کلاهدک پازنان از طریق کارخانه گاز و گاز مایع شماره ۱۰۰۰ برابر ۶۷۵۳ میلیون مترمکعب (۱۸/۵ میلیون مترمکعب در روز) بوده است

میدان لب سفید: میزان گاز تزریقی از کلاهدک بنگستان لب سفید به مخزن آسماری لب سفید برابر ۵۱۰ میلیون مترمکعب (۱/۴ میلیون مترمکعب در روز) بود.

۳-۱- تولید، مصرف و صادرات نفت خام

میزان تولید روزانه نفت خام در سال ۱۳۷۵ معادل ۳۶۰۰ بشکه درروز بوده است که ۸۷ درصد آن در مناطق خشکی و بقیه در مناطق دریائی تولید شده است. همچنین درسال مذکور مقادیری میعانات و مایعات گازی به منظور بهبود کیفیت نفت خام تولید به حجم نفت خام تولیدی مناطق خشکی و دریائی اضافه گردیده است. فعالیتهای مربوط به تولید نفت خام به تفکیک مناطق مختلف بشرح زیر بوده است:

- میزان تولید سالانه نفت خام از ۴۴ میدان خشکی برابر ۱۱۳۲۲۶۱ هزاربشکه بوده است .

- بمنظور بهبود کیفیت نفت خام تولیدی به میزان ۱۷۵۶۴ هزاربشکه میعانات و مایعات گازی به آن تزریق گردیده است .

- ۱۲ میدان دریائی فعال در مجموع به میزان ۱۶۷۷۷۵ هزاربشکه نفت خام تولید کرده اند.

از مجموع نفت خام تولیدی در سال مذکور، روزانه ۱۴۰۱ هزاربشکه برای مصارف داخلی و ۲۱۹۹ هزاربشکه برای صادرات اختصاص داده شده است. مقایسه ارقام فوق با رقمهای مشابه سال قبل نشانه ای از کاهش توان صادراتی به لحاظ افزایش تقاضای داخلی می باشد که در صورت ادامه روند موجود در تقاضای نفت خام داخلی، این امر تشدید خواهد شد.

۳-۱-۱- میادین تأمین کننده خوراک پالایشگاهها

میزان نفت خام تحویلی به پالایشگاههای داخلی از میادین خشکی در سال ۱۳۷۵ برابر ۵۰۱۲۲۸ هزار بشکه (میانگین روزانه ۱۳۷۴ هزار بشکه) بوده و بقیه نفت خام تولیدی این مناطق جهت صادرات به پایانه خارک ارسال گردیده است . از جمع کل تولید مناطق دریائی ۱۰۶۸۵ هزار بشکه به مجتمع پالایشی لاوان تحویل و بقیه تولیدات میادین دریائی از پایانه های خارک ، لاوان و سیری صادر گردیده است .

میزان نفت خام تحویلی به پالایشگاههای داخلی در سال ۱۳۷۵ از میادین مختلف نفتی به تفکیک پالایشگاه های مختلف داخلی بشرح زیر بوده است .

پالایشگاه آبادان: تأمین خوراک پالایشگاه از طریق سه خط لوله مستقل واز میادین زیر صورت گرفته است:
الف - نفت خام اهواز آسماری بمیزان ۵۶۲۲۸ هزار بشکه (۱۵۳/۶ هزار بشکه در روز) .

ب - نفت خام سنگین صادراتی از میادین اهواز (آسماری) ، منصوری (آسماری) و آب تیمور به میزان ۴۶۷۳۸ هزار بشکه (۱۲۷/۷ هزار بشکه در روز).

ج - نفت خام میادین منطقه مرکزی مشتمل بر مسجد سلیمان ، هفتگل ، نفت سفید ، پر سیاه ، کارون ، ذیلائی ، لالی و مخلوط دزفول شمالی شامل میادین چشمه خوش ، دهلران ، دانان ، پایدار ، پایدار غرب و ... به میزان ۴۰۵۸/۱ هزار بشکه (۱۱۰/۹ هزار بشکه در روز) .

پالایشگاه اصفهان: از طریق خط لوله مارون - گندمکار ۱۸۹۹۵۴ هزار بشکه (۴۰۱ هزار بشکه در روز) از نفت خام میادین مارون و شادگان به اصفهان انتقال داده شد که میزان ۱۲۹۹۳۰ هزار بشکه (۳۵۵ هزار بشکه در روز) توسط پالایشگاه اصفهان برداشت شده و بقیه از طریق خط لوله ۲۴ اینچی اصفهان - ری به پالایشگاههای تهران و تبریز ارسال گردیده است .

پالایشگاه اراک: در سال ۱۳۷۵ به میزان ۱۴۶۷۶۶ هزار بشکه نفت خام (۴۰۱ هزار بشکه در روز) از طریق خط لوله ۳۰/۲۶ اینچی اهواز - ری و از نفت خام اهواز آسماری برای خوراک پالایشگاه اراک ، تبریز ، تهران ، و کرمانشاه انتقال یافت . که به میزان ۶۳۰۲۵/۲ هزار بشکه (۱۷۲/۲ هزار بشکه در روز) از آن طریق انشعاب ۲۶ اینچی تنگ فنی - اراک به پالایشگاه اراک منتقل شد.

پالایشگاه کرمانشاه: نفت خام مورد نیاز این پالایشگاه در سال ۱۳۷۵ از منابع زیر تأمین گردیده است .

الف - میدان نفت شهر به میزان ۲۹۹۰ هزار بشکه (۸/۲ هزار بشکه در روز).

ب - میادین سرکان و ماله کوه به میزان ۱۴۹۴ هزار بشکه (۴/۱ هزار بشکه در روز).

ج - نفت خام اهواز آسماری به میزان ۳۴۴۰ هزار بشکه (۹/۴ هزار بشکه در روز).

پالایشگاه تبریز: نفت خام مورد نیاز پالایشگاه تبریز در سال ۱۳۷۵ به میزان ۴۱۱۰۲ هزار بشکه (۱۱۲/۳ هزار بشکه در روز) از طریق خط لوله ۳۰/۲۶ اینچی اهواز ری و در امتداد آن از خط لوله ۱۶ اینچی ری - تبریز تأمین شده است .

پالایشگاه تهران: در سال ۱۳۷۵ میزان برداشت پالایشگاه تهران از خط لوله اصفهان - ری و اهواز - ری برابر ۸۴۹۱۲ هزار بشکه (۲۳۲/۴ هزار بشکه در روز) بوده است .

ممکن است اختلاف موجود بین میزان نفت خام ارسالی توسط خطوط لوله مارون - اصفهان ، اصفهان - ری ، اهواز - ری و ری - تبریز با میزان برداشت چهار پالایشگاه تهران ، تبریز ، اراک و کرمانشاه بعلت نوع وسائل و خطای دستگاههای اندازه گیری مناطق تولید خشکی و سیستم های اندازه گیری پالایشگاهها فوق باشد.

پالایشگاه شیراز: در سال ۱۳۷۵ به میزان ۱۶۱۰۴ هزار بشکه (۴۴ هزار بشکه در روز) نفت خام گچساران از طریق خطوط لوله ۱۰ اینچی گچساران - شیراز به پالایشگاه شیراز تحویل داده شده است .

پالایشگاه لاوان: نفت خام پالایشگاه لاوان از مخلوط نفتهای میادین نفتی سلمان ، رسالت و رشادت و به میزان ۱۰۶۸۵ هزار بشکه (۲۹/۲ هزار بشکه در روز) تأمین گردیده است .

جدول (۱-۶) میزان نفت خام تحویلی به پالایشگاهها از میادین مختلف نفتی را نشان می دهد .

جدول (۱-۶): میزان نفت خام تحویلی میادین مختلف نفتی به
پالایشگاهها در سال ۱۳۷۵ (هزار بشکه)

نام میدان	نفت خام تحویلی به پالایشگاه
مارون / شادگان	۱۸۹۹۵۴
اهواز آسماری	۲۰۲۹۹۴
میادین نفتی ناحیه مرکزی و دزفول شمالی	۴۰۵۸۱
گچساران	۱۶۸۳۶
سلمان / رشادت و رسالت	۱۰۶۸۵
سرکان / ماله کوه	۱۴۹۴
نفت خام سنگین صادراتی امیدیه	۴۶۳۷۹
نفت شهر	۲۹۹۰
جمع	۵۱۱۹۱۳

توضیحات:

۱. از ۵۱۱۹۱۳ هزار بشکه نفت خام تحویلی به پالایشگاهها ۴۹۷۹۱۹ هزار بشکه بعنوان نفت خام خوراک

مورد استفاده قرار گرفته است و ۱۳۹۹۴ هزار بشکه بقیه صرف ذخیره سازی در پالایشگاهها و تلفات انتقال

از میدان تا پالایشگاه شده است.

۲-۳-۱- تولید و مصرف مایعات گازی

جمع کل تولید مایعات گازی استحصالی از گازهای همراه با نفت میادین نفتی مناطق خشکی در کارخانجات گاز و گاز مایع شماره ۱۰۰ تا ۸۰۰ در سال ۱۳۷۵ برابر ۴۵۲۷۹۲۱ مترمکعب بوده که به میزان ۴۳۲۸۸۲۷ مترمکعب از مایعات گازی شیرین بعنوان خوراک تحویل پتروشیمی بندرامام گردیده و بقیه به نفت خام صادراتی تزریق شده است. میزان تولید مایعات گازی در میادین مختلف گازی به شرح جدول (۱-۷) می باشد.

جدول (۱-۷): میزان تولید و مصرف مایعات گازی میادین مختلف گازی در سال ۱۳۷۵

نام منطقه	تولید مایعات گازی	خوراک پتروشیمی	صادرات
آغا جاری	۶۳۲۹۴۶	۴۳۳۸۵۲	۱۹۹۰۹۴
مارون	۴۴۲۹۸۰	۴۴۲۹۸۰	—
اهواز	۳۴۵۱۹۹۵	۳۴۵۱۹۹۵	—
جمع	۴۵۲۷۹۲۱	۴۳۲۸۸۲۷	۱۹۹۰۹۴

۴-۱- انتقال نفت خام

۱-۴-۱- خطوط لوله

از سال ۱۳۵۷ تا سال ۱۳۷۵ ظرفیت حمل خطوط لوله نفت خام شرکت ملی نفت ایران از میادین تولیدی پالایشگاههای داخلی از حدود ۱ به ۱/۷۷ میلیون بشکه در روز افزایش یافته است. این امر بطور عمده ناشی از بهره برداری خط لوله مارون - اصفهان برای تأمین خوراک پالایشگاه اصفهان، خط لوله تنگ فنی - کرمانشاه برای تأمین خوراک پالایشگاه کرمانشاه و خط لوله دوم تنگ فنی - اراک و افزایش ظرفیت این خط لوله بوده است. میزان ظرفیت اسمی خطوط لوله نفت خام نیز در سال ۱۳۷۵ برابر با ۲/۴۸ میلیون بشکه در روز بود. همچنین جمع کارکرد خطوط لوله نفت خام طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ بترتیب به ۲۸۵۴۶، ۲۸۰۰۶ و ۳۳۴۱۴ میلیون تن کیلومتر بالغ گردیده است.

همزمان با بهره برداری از پالایشگاه اراک و واحدهای جدید پالایشگاه آبادان تغییراتی در سیستم انتقال و تغذیه پالایشگاههای کشور بوجود آمده که اهم آن به شرح زیر می باشد.

- ۱- تغذیه پالایشگاه آبادان بمیزان ۳۹۲ هزار بشکه در روز بوسیله سه رشته خط لوله ۲۴، ۲۴/۲۰ و ۲۰/۱۶ اینچی و با ظرفیتهای ۱۴۳/۵، ۱۲۲/۱ و ۱۲۶/۷ هزار بشکه در روز، صورت می گیرد.

- ۲- روزانه ۳۷۷ هزار بشکه از نفت خام اهواز آسماری بوسیله خط لوله ۳۰/۲۶ اینچ از اهواز به سمت ری ارسال میگردد. ازاین میزان روزانه حدود ۱۰ و ۱۲۷ هزاربشکه بمنظور تأمین نفت خام مورد نیاز پالایشگاههای کرمانشاه و اراک و مابقی جهت تغذیه پالایشگاههای تهران و تبریزمورداستفاده قرار میگیرد.
- ۳- بطور متوسط روزانه ۵۰۳ هزار بشکه از نفت خام مارون و شادگان بوسیله خط لوله ۳۶/۳۲/۳۰ اینچ مارون - اصفهان بسمت پالایشگاه اصفهان ارسال می شود. این پالایشگاه ۳۵۵ هزار بشکه نفت خام روزانه خود را از خط فوق برداشت می کند و مابقی از طریق تلمبه خانه اصفهان و بوسیله خط لوله ۲۴ اینچ اصفهان - ری جهت تغذیه پالایشگاههای تهران و تبریز به ری فرستاده می شود .
- ۴- روزانه ۴۴ هزار بشکه از نفت خام منطقه گچساران بوسیله خط لوله ۱۰ اینچ به پالایشگاه شیراز فرستاده می شود.

جدول (۸-۱): مشخصات خطوط لوله نفت خام رسانی به پالایشگاهها در سال ۱۳۷۵

استان	پالایشگاه	ظرفیت (هزار بشکه در روز)		قطر (اینچ)	طول (کیلومتر)	مشخصات مسیر
		اسمی	عملیاتی ۱۳۷۵			
مبدأ - مقصد	تغذیه کننده					
خوزستان - خوزستان	آبادان	۱۵۰	۱۴۳/۵	۲۴	۱۲۸	اهواز - آبادان
خوزستان - خوزستان	آبادان	۲۳۰	۱۲۲/۱	۲۴/۲۰	۱۲۸	اهواز - آبادان
خوزستان - خوزستان	آبادان	۱۰۰	۱۲۶/۷	۲۰/۱۶	۱۶۰	مایل صفر - آبادان
خوزستان - تهران	اراک - تهران - تبریز	۴۵۰	۳۷۷	۳۰/۲۶	۷۳۵	اهواز - ری
تهران - آذربایجان شرقی	تبریز	۱۱۰	۱۱۲/۶	۱۶	۶۰۶	ری - تبریز
اصفهان - تهران - آذربایجان شرقی	اصفهان - تهران - تبریز	۵۵۰	۵۰۳	۳۶/۳۲/۳۰	۴۳۶	مارون - اصفهان
اصفهان - تهران - آذربایجان شرقی	تهران - تبریز	۲۲۰	۱۴۸/۷	۲۴	۳۷۲	اصفهان - ری
لرستان - کرمانشاه	کرمانشاه	۴۲	۱۵/۵	۱۶/۱۰	۲۲۶	تنگ فنی - کرمانشاه
ایلام - کرمانشاه	کرمانشاه	۱۵	۸/۱	۸	۲۳۵	نفت شهر - کرمانشاه
کهگیلویه - فارس	شیراز	۴۰	۴۳/۶	۱۰	۲۳۰	گچساران - شیراز
خارک - هرمزگان	بندرعباس	۳۳۰	—	۳۲	۱۰	اسکله شهید رجائی - بندرعباس

۲-۴-۱- کشتی های حمل نفت خام

ظرفیت حمل نفت خام توسط ۱۵ فروند کشتی های نفت خام بر ، حدود ۲۰۷۵۹ هزار تن می باشد.

نزدیک به ۶۷/۴ درصد کل ظرفیت موجود در سال جاری و در نتیجه شروع به فعالیت کشتی های ایران نور، ایران نوح، ایران نبی، ایران نجم و ایران نساء به ظرفیت سالهای قبل اضافه شده است.

۲- پالایش

۲-۱- پالایشگاهها و الگوی پالایشی کشور

پالایشگاههای نفت بعنوان اصلی ترین مراکز تولید فرآورده های انرژی زای کشور بجز در مواردی که نیاز به تعمیر داشته باشند یا با توقف های غیرقابل پیش بینی مواجه شوند، بطور شبانه روزی به عملیات دریافت نفت خام از خطوط لوله ، ذخیره سازی و پالایش آنها و بالاخره تحویل فرآورده ها به انبارهای پخش یا خطوط لوله مشغول هستند.

مجموع ظرفیت اسمی طراحی شده پالایشگاههای نفت کشور در سال ۱۳۷۵ معادل ۱۱۸۰ هزار بشکه درروز بوده است جدول (۹-۱) ظرفیت عملیاتی و میزان عملکرد پالایش نفت خام آنها طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ را نشان می دهد .

جدول (۹-۱): ظرفیت طراحی و عملکرد واقعی پالایش نفت خام در هریک از پالایشگاههای کشور

پالایشگاه	ظرفیت طراحی (هزار بشکه درروز)	۱۳۷۳		۱۳۷۴		۱۳۷۵	
		عملکرد	درصد	عملکرد	درصد	عملکرد	درصد
تهران	۲۲۵	۲۴۱	۱۰۷	۲۲۹	۱۰۲	۲۳۲/۴	۱۰۳
اصفهان	۲۰۰	۳۵۳	۱۷۶	۳۴۷	۱۷۳	۳۵۵	۱۷۸
تبریز	۸۰	۱۰۵	۱۳۱	۹۷	۱۲۲	۱۱۲/۳	۱۴۰
شیراز	۴۰	۴۳	۱۰۷	۴۳	۱۰۷	۴۳/۶	۱۰۹
کرمانشاه	۱۵	۲۴	۱۶۳	۲۲	۱۴۹	۲۳/۴	۱۶۰
لاوان	۲۰	۲۷	۱۳۵	۲۹	۱۴۵	۲۹/۲	۱۴۵
آبادان ^(۱)	۴۵۰	۳۲۳	۷۲	۳۷۱	۸۳	۳۹۲/۳	۸۷
اراک	۱۵۰	۱۴۸	۹۹	۱۶۲	۱۰۸	۱۷۲/۳	۱۱۵
جمع	۱۱۸۰	۱۲۶۴	۱۰۷	۱۳۰۰	۱۱۰	۱۳۶۰/۳	۱۱۵

۱- یس از بازسازی

بطور کلی پالایشگاههای کشور طی سالهای اخیر از عملکرد بسیار خوبی برخوردار بوده اند و همانگونه که از جدول فوق مشاهده می شود عملکرد واقعی پالایشگاههای کشور عمدتاً بالاتر از ظرفیت طراحی بوده است . ولی هرگاه ارقام عملکرد با ظرفیت حداکثر بالقوه تولید پالایشگاهها مقایسه گردد رقم بدست آمده بمراتب کمتری درصدهای عملکرد ، پایین تر از ارقام فوق خواهند بود.

فزونی عملکرد پالایشگاههای کشور به ظرفیت طراحی شده آنها گرچه از واردات فرآورده های نفتی کاسته است ولی با توجه به عمر مفید واحدهای پالایشی و کاهش عمر نهایی کاتالیست ها ، افزایش

هر چه بیشتر پالایش نفت خام در دراز مدت شاید زیان های غیرقابل جبران و یا حداقل افزایش هزینه های پالایشی را در برداشته باشد. همچنین افزایش مصرف نفت خام در پالایشگاههای داخلی بخصوص استفاده از نفت های خام سبک و مرغوب (که اغلب پالایشگاههای کشور برای این نوع نفت های خام طراحی گردیده اند) باعث نزول کیفیت نفت خام صادراتی و در نتیجه کاسته شدن از درآمدهای ارزی کشور خواهد شد. در اینجا باید متذکر شد که کیفیت نفت های خام تولیدی، (حتی انواع مرغوب آن) با توجه به سازند ذخایر، سیر نزولی دارند لذا در آینده لزوم اعمال تغییراتی در پالایشگاههای کشور در صورت ادامه روند کنونی ضروری خواهد بود. در نهایت توجه مسئولین پالایشی کشور باید بسمت تولید فرآورده های سبک از فرآورده های سنگین نفتی و اعمال روش های تبدیل نفت کوره (که فعلاً مازاد بر مصارف کشور است) به مواد میان تقطیر معطوف گردد تا روند رو به افزایش پالایش نفت خام بحد معقولی کاهش یابد. سپس با استفاده از گاز طبیعی و انجام عملیات جایگزینی، سطح پالایش نفت خام در کشور بحد قابل رسانده شود. بکارگیری این سیاست علاوه بر صیانت از مخازن نفت خام، عمر مفید واحدهای پالایشی را نیز افزایش داده و باعث پاکیزگی محیط زیست خواهد شد.

بررسی الگوی پالایشی کشور در حال حاضر در چارچوب تجزیه و تحلیل درصد تولید فرآورده ها در پالایشگاههای موجود خلاصه می گردد که ارقام مربوط به آنها برای سال ۱۳۷۵ بشرح جدول (۱-۱۰) می باشد.

جدول (۱-۱۰): تولید فرآورده های نفتی در پالایشگاهها به تفکیک گروه فرآورده ها

(هزار بشکه در روز)

پالایشگاه	نفت خام تحویلی	فرآورده های تقطیر		نفت کوره		رتبه از نظر تولید نفت کوره
		میزان	درصد	میزان	درصد	
تهران	۲۳۲/۴	۱۳۴	۵۸	۶۶	۲۸	۵
اصفهان	۳۵۵/۱	۲۳۳	۶۶	۸۱	۲۳	۷
تبریز	۱۱۲/۳	۷۰	۶۲	۳۲	۲۹	۴
شیراز	۴۳/۶	۲۶	۶۰	۸	۱۸	۸
کرمانشاه	۲۳/۴	۱۳	۵۵	۱۰	۴۱	۲
لاوان	۲۹/۲	۱۷	۵۸	۱۱	۳۸	۳
آبادان	۳۹۲/۲	۱۹۹	۵۱	۱۸۲	۴۶	۱
اراک	۱۷۲/۲	۱۱۴	۶۶	۴۲	۲۴	۶
جمع	۱۳۶۰/۴	۸۰۶	۵۹	۴۳۲	۳۲	—

در سال ۱۳۷۵ بطور متوسط ۵۹ درصد از نفت خام تحویلی به پالایشگاههای کشور به فرآورده های تقطیری، ۳۲ درصد به نفت کوره و ۹ درصد بقیه به سایر مواد سنگین و ته مانده تبدیل شده است. در

سال مذکور پالایشگاه آبادان بدلیل عدم تجهیز به امکانات کافی با تبدیل ۴۶ درصد نفت خام تحویلی به نفت کوره از این لحاظ رتبه اول را داشته است که این رقم در صورت بازسازی واحد کت کراکر تولید نفت کوره می تواند تا ۴۲-۴۱ درصد تقلیل یابد. در این صورت نیز همچنان این پالایشگاه در کنار پالایشگاه کرمانشاه بیشترین درصد نفت کوره را تولید خواهند نمود.

۲-۲- نفت خام خوراک پالایشگاهها

میزان فرآورش نفت خام پالایشگاههای کشور با رشد متوسط سالیانه ۳/۹ درصد طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ به ۷۹۱۶۳ میلیون لیتر افزایش یافت. این میزان نفت خام پالایش شده در نتیجه ضریب بازیافت ۹۵/۶ درصدی موجود در پالایشگاههای کشور به ۷۵۶۷۲ میلیون لیتر فرآورده قابل عرضه تبدیل گردید. نکته حائز اهمیتی که در خصوص فرآورش نفت خام مشاهده می شود افزایش متوسط ضریب بازیافت پالایشگاههای کشور از ۹۵/۴ به ۹۵/۶ طی سالهای مورد مطالعه بوده که بسیار مطلوب می باشد. با اینحال مشکل اساسی موجود در این خصوص سهم غالب فرآورده های سنگین در ترکیب فرآورده های تولیدی می باشد. برای مثال در سال ۱۳۷۵ نفت کوره ۳۳/۲ درصد کل فرآورده های تولیدی را تشکیل می داده است که کاهش این سهم باید در سرفروحه امور پالایشی کشور قرار گیرد. جدول (۱-۱۱) تولید فرآورده های نفتی و نفت خام خوراک مورد استفاده پالایشگاههای کشور را نشان می دهد.

جدول (۱-۱۱): نفت خام خوراک و تولید فرآورده های نفتی در کشور طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ (میلیون لیتر)

فرآورده	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
گازمایع	۲۶۲۵	۲۷۷۲	۲۶۸۷
بنزین های موتور	۱۰۴۴۲	۱۰۶۲۱	۱۰۳۶۶
سوخت هواپیمائی	۸۹۰	۸۴۰	۸۴۹
حلالها	۵۹	۶۶	۶۶
نفت سفید	۹۱۵۹	۸۶۵۲	۹۲۳۰
نفت گاز	۱۹۴۳۶	۲۰۳۳۱	۲۱۱۸۰
نفت کوره	۲۲۰۲۹	۲۲۷۰۰	۲۵۱۲۶
انواع قیر	۲۸۷۸	۲۴۳۷	۲۷۷۹
روغن های موتور	۵۴۰	۵۱۴	۴۹۸
پتروشیمی ها و صنایع	۱۰۸۳	۱۱۱۵	۲۰۰۴
سایر فرآورده ها	۷۹۵	۱۰۱۸	۸۸۷
جمع فرآورده ها	۶۹۹۳۶	۷۱۰۶۶	۷۵۶۷۲
نفت خام خوراک	۷۳۳۳۵	۷۵۴۵۸	۷۹۱۶۳
ضریب بازیافت (درصد)	۹۵/۴	۹۴/۲	۹۵/۶

۲-۳- مصارف انرژی پالایشگاهها

۱-۲-۳- سوخت

هر پالایشگاه برای انجام عملیات پالایشی بخصوص تقطیر نفت خام و تولید فرآورده ها ، تولید بخار و بالاخره انجام عملیات پالایشی نیاز به مقادیری سوخت دارد که بنا به موقعیت جغرافیائی پالایشگاه و قابلیت دسترسی آن به انواع سوخت ها ، مناسب ترین آن انتخاب می گردد.

در هر پالایشگاه از هر مترمکعب نفت خام پالایش شده حدود ۲۵-۲۰ مترمکعب گازهای سبک سوختی (متان و اتان) حاصل می شود که همراه با گازهای مشابهی که در عملیات پالایشی و شکستن ملکولهای سنگین حاصل شده اند، کلاً بمصرف سوخت می رسد . علاوه بر گازهای تولیدی خود پالایشگاه که اجباراً باید بمصرف سوخت برسند، هر پالایشگاه می تواند از گاز طبیعی ، نفت کوره ، نفت گاز و حتی گاز مایع برای سوخت استفاده می نماید. مصرف نفت کوره ، نفت گاز و گاز مایع در صورت نیاز از محل تولیدات هر پالایشگاه صورت می گیرد. مجموعه سوخت های مصرفی پالایشگاههای کشور طی سال ۷۵-۱۳۷۳ به شرح جدول (۱-۱۲) می باشد.

جدول (۱-۱۲): میزان سوخت مصرفی پالایشگاههای کشور به تفکیک نوع سوخت

طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ (هزار بشکه در روز)

نوع سوخت	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
نفت کوره	۲۸/۴۷	۳۱/۶۳	۳۲/۱۵
نفت گاز	۶/۳۲	۶/۰۸	۷/۱۶
گازمایع	۰/۷۴	۱/۵۵	۲/۰۲
گازهای پالایشگاه	۱۷/۲۹	۱۷/۵۹	۱۶/۸۳
گازطبیعی (۱)	۷۴۵/۳	۷۲۷/۹	۷۲۳/۱

(۱) رقم مربوط به گازطبیعی برحسب میلیون مترمکعب درروز میباشد.

در سال ۱۳۷۵ نفت کوره با ۳۲/۱۵ هزار بشکه مصرف روزانه بیشترین سهم و بعد از آن گازهای پالایشگاهی با ۱۶/۸۳ هزار بشکه در روز نقش اصلی را در تأمین سوخت پالایشگاهها بر عهده داشتند. بعد از آن گازطبیعی ، نفت گاز و گازمایع در مراتب بعدی قرار دارند. ترکیب سوخت مصرفی پالایشگاههای کشور از الگوی خاصی پیروی نمی کند و بنظر می رسد در دسترس بودن سوخت عامل اصلی در شکل دهی ترکیب سوخت مصرفی بوده است . بررسی روند استفاده از گازطبیعی بعنوان سوخت پالایشگاهی نشان دهنده کاهش نسبی مقدار مصرف آن است ، بطوریکه این مقدار از ۷۴۵/۳ میلیون مترمکعب درسال ۱۳۷۳ به ۷۲۳/۱ میلیون مترمکعب درسال ۱۳۷۵ رسیده که چندان با سیاستهای جایگزینی گازطبیعی با سایر سوختها مطابقت ندارد . عمده مصرف سوخت های گازی از محل تولیدات

پالایشگاه تأمین می‌شود و در صورت نیاز از گاز طبیعی نیز برای جبران کمبودها و تولید هیدروژن نیز استفاده شده است. مصرف نفت کوره، نفت گاز و گاز مایع در صورت نیاز از محل تولیدات هر پالایشگاه صورت گرفته است.

کل انرژی مصرفی پالایشگاههای کشور در سال ۱۳۷۵ معادل ۲۵/۸ میلیون بشکه سوخت بوده که نسبت به سال قبل ۳/۶ درصد افزایش نشان می‌دهد. این میزان برابر با ۵۲ بشکه انرژی مصرف شده برای پالایش هر هزار بشکه نفت خام است که نسبت به رقم مشابه سال ۱۳۷۴ کاهش نشان می‌دهد. مصرف انرژی به ازای پالایش هر بشکه نفت خام تا اندازه زیادی به پیچیدگی و سادگی پالایشگاهها و عمر آنها ارتباط دارد، بطوریکه هر اندازه پالایشگاه پیچیده تر و واحدهای انرژی بر آن بیشتر باشد، تولید زیادتر فرآورده های سبک تر به افزایش انرژی مصرفی برای پالایش هر بشکه نفت خام منجر می‌شود. بعنوان مثال شاخص مزبور برای پالایشگاه مدرن و تازه تأسیس اراک ۰/۰۵۹ بشکه سوخت و برای پالایشگاه قدیمی کرمانشاه ۰/۰۳۸ بشکه سوخت بوده است. از طرف دیگر فرسوده بودن تجهیزات پالایشگاه و اتلاف انرژی در آنها باعث افزایش شاخص فوق الذکر می‌شود. در هر صورت کاهش انرژی مصرفی به ازای پالایش هر بشکه نفت خام در تک تک پالایشگاهها و با توجه به تکنولوژیهای معمول در آنها مطلوب می‌باشد. جداول (۱۳-۱) و (۱۴-۱) وضعیت مصرف انرژی پالایشگاههای کشور طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ را نشان می‌دهد.

جدول (۱۳-۱): سوخت مصرفی پالایشگاههای کشور (میلیارد بی‌تی‌یو)

نام پالایشگاه	سوخت مصرفی بر حسب (میلیارد BTU)			میزان پالایش نفت خام (میلیون بشکه)			سوخت مصرفی به ازای پالایش هر بشکه نفت خام (هزار BTU)		
	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
پالایشگاه آبادان	۲۷۳۵۵	۲۷۴۰۱	۲۹۳۱۰	۱۱۸	۱۳۶	۱۴۴	۲۳۲	۲۰۱	۲۰۴
پالایشگاه اراک	۱۸۹۱۰	۲۱۵۴۳	۲۱۰۹۰	۵۴/۱	۵۹	۶۲	۳۵۰	۳۶۵	۳۴۰
پالایشگاه لاوان	۲۵۹۹	۲۷۹۶	۲۸۴۸	۹/۴۲	۱۰/۴۴	۱۰/۲۴	۲۷۶	۲۶۸	۲۷۸
پالایشگاه اصفهان	۳۷۶۹۱	۳۸۸۴۰	۳۹۱۴۲	۱۲۸/۸	۱۲۶/۶	۱۲۹/۹	۲۹۳	۳۰۷	۳۰۱
پالایشگاه کرمانشاه	۱۹۶۶	۲۰۵۹	۲۱۴۰	۸/۹	۸/۲	۸/۶	۲۲۱	۲۵۱	۲۴۹
پالایشگاه شیراز	۹۴۴۳	۸۶۳۱	۹۴۳۲	۱۵/۶	۱۵/۶	۱۵/۹	۶۰۵	۵۵۳	۵۹۳
پالایشگاه تهران	۲۹۵۳۰	۳۳۶۷۲	۳۲۷۶۱	۸۷/۹	۸۳/۶	۸۵/۱	۳۳۶	۴۰۳	۳۸۵
پالایشگاه تبریز	۱۱۶۴۲	۱۲۰۶۵	۱۳۲۱۹	۳۸/۳	۳۵/۵	۴۱/۱	۳۰۴	۳۴۰	۳۲۲
کل کشور	۱۳۹۱۳۶	۱۴۷۰۰۷	۱۴۹۹۴۲	۴۶۱/۰۲	۴۷۴/۹۴	۴۹۶/۶	۳۰۲	۳۱۰	۳۰۲

جدول (۱۴-۱): سوخت مصرف پالایشگاههای کشور (میلیون بشکه)

نام پالایشگاه	میزان پالایش نفت خام (میلیون بشکه)			سوخت مصرفی به ازای پالایش هزار بشکه نفت خام (بشکه معادل نفت خام)			نسبت سوخت مصرفی به نفت خام پالایش شده (درصد)		
	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
آبادان	۱۱۸	۱۳۶	۱۴۴	۴۰	۳۵	۳۵	۴	۳/۵	۳/۵
اراک	۵۴/۱	۵۹	۶۲	۶۰	۶۳	۵۹	۶	۶/۳	۵/۹
لاوان	۹/۴۲	۱۰/۴۴	۱۰/۲۴	۴۸	۴۶	۴۸	۴/۸	۴/۶	۴/۸
اصفهان	۱۲۸/۸	۱۲۶/۶	۱۲۹/۹	۵۱	۵۳	۵۲	۵/۱	۵/۳	۵/۲
کرمانشاه	۸/۹	۸/۲	۸/۶	۳۸	۴۳	۴۳	۳/۸	۴/۳	۴/۳
شیراز	۱۵/۶	۱۵/۶	۱۵/۹	۱۰۴	۹۵	۱۰۲	۱۰/۴	۹/۵	۱۰/۲
تهران	۸۷/۹	۸۳/۶	۸۵/۱	۵۸	۵۸	۶۶	۵/۸	۵/۸	۶/۶
تبریز	۳۸/۳	۳۵/۵	۴۱/۱	۵۲	۵۹	۵۵	۵/۲	۵/۹	۵/۵
کل کشور	۴۶۱/۰۲	۴۷۴/۹۴	۴۹۶/۶	۵۲	۵۳	۵۲	۵/۲	۵/۳	۵/۲

۲-۳-۲- تولید برق در پالایشگاه

ظرفیت کل مولدهای برق پالایشگاههای کشور در سال ۱۳۷۵ بیش از ۳۳۷ مگاوات بوده که نسبت به سال قبل ۱۵/۴ درصد افزایش نشان می دهد. افزایش در ظرفیت مولدها به افزایش ظرفیت مولدهای پالایشگاه آبادان از ۹۰ مگاوات به ۱۳۵ مگاوات مربوط می شود. تولید برق پالایشگاههای کشور در سال مورد بررسی ۱۱۴۱/۸ میلیون کیلووات ساعت بوده که نسبت به رقم مصرف برق آنها ۱۲۶۰/۳ میلیون کیلووات ساعت کسری نشان می دهد. کمبود برق مذکور از شبکه برق سراسری تأمین گردیده است. پالایشگاه تبریز تنها پالایشگاهی بوده که مازاد تولید برق داشته است. رشد متوسط سالانه تولید طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳، ۵/۶ درصد و رشد متوسط سالانه مصرف ۳/۳ درصد بوده که باعث بهتر شدن وضعیت موازنه تولید و مصرف برق پالایشگاهها و کاهش نیاز آنها به شبکه سراسری برق گردیده است.

جدول (۱۵-۱) وضعیت تولید و مصرف برق پالایشگاههای کشور طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ را

نشان می دهد.

جدول (۱۵-۱): وضعیت تولید و مصرف برق پالایشگاهها طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳

نام پالایشگاه	ظرفیت مولد (مگاوات)			تولید (میلیون کیلووات ساعت)			مصرف (میلیون کیلووات ساعت)		
	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
پالایشگاه تهران	۴۳/۲	۴۳/۲	۴۳/۲	۱۹۷/۳	۱۹۷/۳	۲۰۴/۸	۱۹۷/۳	۱۹۷/۴	۲۰۴/۸
پالایشگاه اراک	۴۰	۴۰	۴۰	۱۸۱/۹	۱۸۹/۶	۱۹۱/۳	۱۸۱/۹	۱۸۹/۸	۱۹۰/۳
پالایشگاه لاوان	۴/۶	۴/۶	۴/۶	۱۳/۶	۱۵/۵	۱۴/۲۳	۱۳/۶	۱۵/۵	۱۴/۲
پالایشگاه اصفهان	۶۴	۶۴	۶۴	۲۳۶/۸	۲۲۸/۹	۲۳۳/۷۸	۲۳۷/۵	۲۳۱/۴	۲۳۵/۵
پالایشگاه کرمانشاه	۵/۴	۵/۴	۵/۴	۱۶/۹	۱۵/۹۳	۱۵/۱۳	۱۶/۹	۱۵/۹	۱۵/۶۴
پالایشگاه شیراز	۱۸	۱۸	۱۸	۴۶/۷	۴۷/۶۵	۵۰/۲	۴۶/۷	۴۷/۶	۵۳/۵
پالایشگاه آبادان	۹۰	۹۰	۱۳۵	۲۳۵/۶	۲۶۵/۹	۳۳۲/۳	۳۹۲	۳۹۷	۴۵۰/۵
پالایشگاه تبریز	۲۷/۲	۲۷/۲	۲۷/۲	۹۴/۸	۹۴/۳	۱۰۰/۲	۹۴/۸	۹۴/۳	۹۴/۶
جمع کل کشور	۲۹۲/۴	۲۹۲/۴	۳۳۷/۴	۱۰۲۳/۵	۱۰۵۵/۲	۱۱۴۱/۸	۱۱۸۰/۶	۱۱۸۸/۹۱	۱۲۶۰/۳۳

۲-۴- هزینه های احداث پالایشگاه

هزینه های سرمایه گذاری برای ایجاد پالایشگاهها بستگی به نوع پالایشگاه از نظر پیچیدگی و تکنولوژی های مربوطه پیچیدگی دارد که بطور خلاصه و براساس آخرین برآوردهای موجود در این زمینه بشرح جدول (۱۶-۱) می باشد.

جدول (۱۶-۱): هزینه سرمایه گذاری مورد نیاز به ازای احداث هر شبکه ظرفیت

شرح	پالایشگاه ساده	پالایشگاه نیمه پیچیده	پالایشگاه پیچیده
هزینه (دلار)	۷۸۰۰	۱۱۳۰۰	۱۳۳۰۰

تهیه برخی از وسائل و تجهیزات پالایشی در کشور امکان پذیر می باشد و بسته به مورد با صرف حدود ۳۰-۴۰ درصد از هزینه ها بصورت ریالی و بقیه بصورت ارزی برآورد می گردند که هرگاه تکنولوژی انتخاب شده از نوع ساده تروقابل اجراء در کشور باشد، از درصد هزینه های ارزی آن کاسته و به هزینه های ریالی افزوده می گردد. بنابراین برای دستیابی به ارقام ملموس در این رابطه باید مبنای ارزی ملاک مقایسه قرار گیرد. هزینه احداث پالایشگاهی مانند اراک با ظرفیت ۱۵۰ هزار بشکه در روز که ضریب پیچیدگی آن در حد متوسط است در فاصله سالهای ۷۵-۱۳۷۳ حدود ۱/۱۴ میلیارد دلار بوده که مشابه

این پالایشگاه در یکی از کشورهای صنعتی که از تکنولوژی خود بهره می گیرند بمراتب کمتر و شاید در حد ۸۰۰-۷۰۰ میلیون دلار باشد.

۵-۲- توصیه های مربوط به اصلاح الگوی پالایشی

همانگونه که اشاره گردید توسعه ظرفیت های پالایشی کشور با توجه به اولویت توسعه منابع گازی و لزوم تغییر سیستم انرژی از نفت به گاز توصیه نمی گردد ، ولی احداث واحدهای تبدیل برش های سنگین به مواد میان تقطیر در مرحله اول و کک در مرحله بعدی از جمله نیازهای کشور برای نیل به کاهش تولید نفت کوره و بی نیازی از واردات فرآورده های نفتی و کک صنعتی در دراز مدت می باشد.

اقدامات زیر در جهت تغییر الگوی پالایش کشور ضروری می نماید :

- گازرسانی به پالایشگاه تبریز و نیروگاه آن در جهت مرتفع ساختن نیاز سوختی این پالایشگاه به نفت کوره و در مرحله بعدی احداث واحد تبدیل نفت کوره به مواد میان تقطیر در این پالایشگاه .
- جایگزینی نفت کوره مصرفی صنایع و نیروگاههای پالایشگاههای تهران و اصفهان با گاز طبیعی که باعث خارج نمودن واحد کاهش گرانیروی این پالایشگاهها از سرویس نفت خام و کاهش تولید نفت کوره در آنها خواهد شد.

- احداث واحدهای جدید برای تبدیل نفت کوره به مواد میان تقطیر یا کک صنعتی در پالایشگاه آبادان.
- احداث واحدهای تقطیر در خلاء در پالایشگاههای کرمانشاه و لاوان .

۶-۲- بررسی عملکرد و برنامه پالایش در برنامه پنجساله دوم

برنامه پنجساله دوم در زمینه پالایش نفت خام و عملکرد واقعی دو سال اول این برنامه بشرح جدول (۱۷-۱) می باشد.

جدول (۱۷-۱): برنامه پالایشی نفت خام طی برنامه پنجساله دوم و مقایسه آن با عملکرد

الف : با احتساب پالایشگاه بندرعباس (هزار بشکه در روز)

شرح	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸
برنامه پالایش نفت خام	۱۳۹۵	۱۴۳۷	۱۴۸۰	۱۵۲۴	۱۵۲۴
عملکرد پالایش نفت خام	۱۳۰۰	۱۳۶۰	—	—	—
اختلاف	-۹۵	-۷۷	—	—	—

ب: بدون پالایشگاه بندرعباس

شرح	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸
برنامه پالایش نفت خام	۱۲۹۰	۱۲۳۶	۱۴۸۰	۱۵۲۴	۱۵۲۴
عملکرد پالایش نفت خام	۱۳۰۰	۱۳۶۰	—	—	—
اختلاف	+۱۰	+۱۲۴	—	—	—

قابل ذکر است که بهره برداری از پالایشگاه بندرعباس در نیمه دوم سال ۱۳۷۴ برنامه ریزی شده بود که بدلیل بروز مشکلات مالی این امر به سال ۱۳۷۶ موکول گردید. لذا برنامه پالایشی کشور و عملکرد مربوط به آن در سالهای ۱۳۷۴-۷۵ مطابقت ندارد و میزان عملکرد بترتیب ۹۳ و ۹۵ درصد مقادیر پیش‌بینی می‌شود. هرگاه مقایسه عملکرد مجموعه پالایشی کشور با برنامه پیش‌بینی شده بدون در نظر گرفتن سطح تولید مورد نظر برای پالایشگاه بندرعباس صورت گیرد، ملاحظه می‌گردد که میزان فراورش نفت خام در سالهای مذکور بترتیب به میزان ۱۰ و ۱۲۴ هزار بشکه در روز از برنامه پیش‌بینی شده بیشتر بوده است.

در جدول (۱۹-۱) برنامه و عملکرد پالایش نفت خام طی سالهای برنامه دوم بدون در نظر گرفتن میزان پالایش پیش‌بینی شده برای پالایشگاه بندرعباس نشان داده شده است.

قابل ذکر است که در برنامه پنجساله دوم، علاوه بر پالایشگاه بندرعباس که قرار بود در سال ۱۳۷۴ بمرحله بهره برداری برسد (ولی به سال ۱۳۷۶ موکول گردید)، بهره برداری از پالایشگاه مایعات گاز نهم کشور (آخرین محل تعیین شده برای آن در جوار پالایشگاه بندرعباس است) نیز در سال ۱۳۷۷ در نظر گرفته شده است. این پالایشگاه با بهره‌گیری از حدود ۶۰ هزار بشکه در روز خوراک مایعات گازی فعالیت خواهد کرد و محصولات آن به جرگه تولیدات کشور اضافه خواهد شد. اما با توجه به روند کنونی، بهره برداری از این پالایشگاه نه تنها در سال ۱۳۷۷ بلکه تا پایان برنامه دوم و حتی اواسط برنامه سوم نیز متصور نمی‌باشد.

جدول شماره (۱۸-۱) برنامه و عملکرد پالایشگاهها و مجموع پالایش نفت خام در پالایشگاههای کشور در سال اول برنامه پنجساله دوم را نشان می‌دهد.

جدول (۱۸-۱): مقایسه برنامه و عملکرد پالایش نفت در پالایشگاههای کشور طی سالهای ۷۵-۱۳۷۴

(هزار بشکه در روز)

پالایشگاه	۱۳۷۴			۱۳۷۵		
	برنامه	عملکرد	درصد	برنامه	عملکرد	درصد
تهران	۲۳۹	۲۲۹/۱	۹۶	۲۲۸	۲۳۲/۴	۱۰۲
اصفهان	۳۵۰	۳۴۶/۷	۹۹	۳۴۰/۶	۳۵۵/۰	۱۰۴
تبریز	۱۰۰/۸	۹۷/۲	۹۶	۱۱۰	۱۱۲/۳	۱۰۲
شیراز	۴۲/۷	۴۲/۷	۱۰۰	۳۹/۲	۴۳/۶	۱۱۱
کرمانشاه	۲۲/۹	۲۲/۴	۹۸	۲۴/۳	۲۳/۴	۹۶
لاوان	۳۵	۲۹/۰	۸۳	۳۲/۱	۲۹/۲	۹۱
آبادان	۳۵۰	۳۷۱/۴	۱۰۶	۳۱۲	۳۹۲/۲	۱۲۶
اراک	۱۵۰	۱۶۱/۷	۱۰۸	۱۵۰	۱۷۲/۲	۱۱۵
بندرعباس	۱۰۴/۸	—	—	۲۰۰/۷	—	—
جمع	۱۳۹۵/۲	۱۳۰۰/۲	۹۳	۱۴۳۶/۹	۱۳۶۰/۳	۹۵

۳- انتقال و توزیع

۳-۱- انتقال فرآورده های نفتی

بمنظور حمل فرآورده های نفتی از مبادی تولید و بنادر وارداتی از چهار نوع وسیله حمل شامل خطوط لوله ، نفتکش های جاده پیما ، مخزن دارهای راه آهن و نفتکش های دریائی استفاده می گردد. مجموع کارکرد وسائل حمل فرآورده های نفتی در سال ۱۳۷۵ معادل ۲۲۸۰۹ میلیون تن - کیلومتر بوده که ۶۷/۲۸ درصد آن به خطوط لوله ، ۲۴/۷۴ درصد به نفتکش های جاده پیما، ۷/۹ درصد به راه آهن و ۰/۰۶۶ درصد باقی مانده به نفتکش های دریائی مربوط می شده است. هزینه متوسط حمل هر تن فرآورده به ازای هر کیلومتر طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ سالیانه بطور متوسط ۳۱/۵ درصد افزایش یافته و از ۸/۱ ریال به ۱۴ ریال رسیده است. جابجایی فرآورده ها از طریق وسایل حمل آبی در سال ۱۳۷۵ با ۲۵۷ ریال به ازای هر تن - کیلومتر گرانترین و جابجائی از طریق خطوط لوله با ۳/۸ ریال به ازای هر تن -

کیلومتر ارزانتترین وسیله انتقال فرآورده بوده اند. جدول (۱-۱۹) کارکرد وسایل حمل و نقل فرآورده های نفتی و هزینه مربوط به هر کدام از آنها را نشان می دهد.

جدول (۱-۱۹): کارکرد وسایل حمل فرآورده های نفتی و هزینه مربوط به آنها طی
سالهای ۷۵-۱۳۷۳

شرح	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
الف : کارکرد (میلیون تن/کیلومتر)			
خطوط لوله فرآورده	۱۵۲۲۸	۱۴۹۱۵	۱۵۳۴۷
راه آهن	۲۰۷۶	۲۳۸۷	۱۸۰۴
وسایل حمل جاده ای	۵۸۸۹	۵۴۶۳	۵۶۴۳
وسایل حمل آبی	۲۳	۱۶	۱۵
جمع	۲۳۲۱۶	۲۲۷۸۱	۲۲۸۰۹
ب : هزینه (تن کیلومتر/ریال)			
خطوط لوله فرآورده	۲/۱	۳/۱	۳/۸
راه آهن	۱۲/۷	۳۰/۷	۳۲
وسایل حمل جاده ای	۲۱/۵	۳۰/۷	۳۶/۴
وسایل حمل آبی	۱۴۴	۲۳۸	۲۵۷
متوسط	۸/۱	۱۲	۱۴

۱-۱-۳- خطوط لوله

خطوط لوله فرآورده های نفتی ، اصلی ترین وسیله حمل فرآورده های نفتی می باشد که فرآورده های سبک و میان تقطیر تولیدی پالایشگاههای کشور و همچنین فرآورده های میان تقطیر وارداتی را به انبارهای اصلی پخش منتقل می نمایند. جدول (۱-۲۰) مشخصات خطوط لوله فرآورده های نفتی کشور را در سال ۱۳۷۵ نشان می دهد.

جدول (۲۰-۱): مشخصات خطوط لوله فرآورده های نفتی در سال ۱۳۷۵

(هزار بشکه در روز)

مبدأ و مقصد	قطر لوله (اینچ)	ظرفیت طراحی	ظرفیت حمل در روز تقویمی	تعداد تلمبه خانه	طول (کیلومتر)	استان مبدأ - مقصد
آبادان - اهواز	۱۶	۱۰۳	۶۰/۰	۱	۱۲۸	خوزستان - خوزستان
آبادان - اهواز	۱۲	۶۶	۴۵/۵	۱	۱۲۸	خوزستان - خوزستان
اهواز - ری	۱۶/۲۰/۱۶	۸۷	۳۳/۲	۸	۷۵۴	خوزستان - تهران
اهواز - ازنا - ری	۱۰/۱۴/۱۰	۴۵	۳۱/۸	۱۲	۸۲۱	خوزستان - تهران
ازنا - اصفهان	۶	۱۳	درسرویس گاز	۲	۲۳۵	لرستان - اصفهان
ری - کن	۱۲	۵۷	۲۸/۸	۱	۳۴	تهران - تهران
ری - قرچک	۱۲	۴۳	۲۴/۸	۱	۲۳	تهران - تهران
ری - مهرآباد	۸	۱۶	۸/۵	۱	۲۱	تهران - تهران
ری - کرج	۸	۱۹	۱۲/۴	۱	۴۰	تهران - تهران
ری - شهریار (نفت کوره)	۸	۱۷	۱۷/۴	۱	۴۸	تهران - تهران
ری - فرح آباد (نفت کوره)	۸	۱۰	۳/۷	۱	۱۳	تهران - تهران
ری - امام شهر	۸	۲۰	—	۲	۳۵۵	تهران - سمنان
ری - امام شهر - مشهد	۲۲/۲۰	۱۸۰	۹۷/۲	۲	۸۴۲	تهران - سمنان - خراسان
امام شهر - مشهد	۸	۱۲	۰/۶	۳	۴۶۲	سمنان - خراسان
امام شهر - گرگان - گنبد	۱۰/۸	۴۱	۱۵/۴	۲	۱۶۶	سمنان - مازندران
امام تقی - تربت حیدریه	۸	۲۲	۲۲/۲	۱	۹۳	خراسان - خراسان
قزوین - رشت	۶	۱۲	۱/۰	۱	۱۷۵	زنجان - گیلان

جدول (۲۰-۱): مشخصات خطوط لوله فرآورده های نفتی در سال ۱۳۷۵ ... ادامه

(هزار بشکه در روز)

مبدأ و مقصد	قطر لوله (اینچ)	ظرفیت طراحی	ظرفیت حمل در روز تقویمی	تعداد تلمبه خانه	طول (کیلومتر)	استان مبدأ - مقصد
ری - رشت	۱۸/۱۶/۱۴	۱۲۰	۵۵/۳	۲	۳۱۳	تهران - گیلان
اصفهان - ری	۱۸	۱۲۰	۱۱۵/۱	۱	۳۷۲	اصفهان - تهران
اصفهان - ری	۲۴	۲۲۰	۲۸/۴	۱	۳۷۲	اصفهان - تهران
اصفهان - فرودگاه جدید	۸	۳۰	۰/۴۲	۱	۶۸	اصفهان - اصفهان
ری - ساری	۱۶/۱۲	۵۱	۲۳/۸	۱	۲۸۷	تهران - مازندران
ری - تبریز	۱۴	۸۰	۳۱/۸	۵	۶۰۶	تهران - آذربایجان شرقی
تبریز - میاندوآب - ارومیه	۱۰/۸/۶	۳۵/۲۲	۲۹/۱	۲	۲۸۰	آذربایجان شرقی - غربی
بندرعباس - رفسنجان	۲۶	۳۰۰	۷۸/۷	۳	۴۴۹	هرمزگان - کرمان
رفسنجان - کرمان	۱۴	۸۰	۵۲/۷	۱	۱۴۴	کرمان - کرمان
رفسنجان - یزد - اصفهان	۱۶	۱۰۰	۲۶/۰	۲	۵۰۹	کرمان - یزد - اصفهان
اراک - ملایر - همدان	۱۲	۴۰	۳۰/۳	۱	۱۸۸	مرکزی - همدان
بندر انزلی - رشت	۱۶	۱۰۰	۲۶/۰	۲	۵۰۹	گیلان - گیلان
نوشهر - چالوس	۱۶	۱۰۰	۲۳/۰	۱	۱۰	مازندران - مازندران
تنگ فنی - کرمانشاه	۱۶/۱۰	۴۲	۷/۴	۱	۲۲۶	لرستان - کرمانشاهان
آبادان - ماهشهر (نفت کوره)	۲۶	۲۹۰	۲۰۵	۱	۹۸	خوزستان - خوزستان
آبادان - ماهشهر	۱۶	۱۰۰	۵۹/۵	۱	۱۰۶	خوزستان - خوزستان
آبادان - ماهشهر	۱۲	۵۰	۴۳/۰	۱	۱۰۶	خوزستان - خوزستان

خطوط لوله موجود عمدتاً برای حمل نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره مورد استفاده قرار می گیرند. در حال حاضر خط لوله ای برای حمل و نقل گاز مایع در کشور احداث نگردیده و فقط در مواقعی که پالایشگاه گاز مایع ماهشهر متوقف و پالایشگاه گاز مایع مارون در حال کار است، از خط لوله خوراک رسانی به پالایشگاه ماهشهر برای انتقال گاز مایع تولیدی مارون استفاده می گردد. در شرایط

کنونی که هر دو پالایشگاه بدلیل کمبود خوراک مایعات گازی شیرین متوقف هستند از این خط استفاده نمی‌گردد. بنابراین عملاً در کشور خط لوله انتقال گاز مایع از مبادی تولید به تأسیسات سیلندپرکنی وجود ندارد. (۱)

۳-۱-۲- نفتکشهای جاده پیمای

نفتکشهای جاده پیمای، فرآورده های نفتی را از انبارهای جنب پالایشگاهها و یا انبارهای مراکز استانهای کشور به اقصای نقاط کشور حمل می کنند. در سال ۱۳۷۵ میزان کارکرد ۵۷۲۴ نفتکش جاده پیمای فعال در مجموع ۵۶۴۳ میلیون تن کیلومتر بوده است. از این تعداد نفتکش فعال در سال ۱۳۷۵، تعداد ۱۱۵۸ نفتکش ۶ چرخ، ۱۹۴۳ نفتکش ۱۰ چرخ و بقیه ۱۸ چرخ بوده اند. همچنین از تعداد مذکور ۳۱۷۷ نفتکش بصورت واگذاری، ۱۷۴۷ نفتکش بصورت پیمان و ۸۰۰ فروند بقیه بصورت آزاد به کار مشغول بودند. جدول (۲۱-۱) تعداد و مشخصات نفتکش های فعال سال ۱۳۷۵ را نشان می دهد.

جدول (۲۱-۱): تعداد و مشخصات نفتکش های حمل فرآورده های نفتی

در سال ۱۳۷۵

نوع نفتکش	تعداد	ظرفیت (لیتر)	متوسط کارکرد ماهیانه (تن / کیلومتر)
تریلی ۱۸ چرخ	۱۱۵۸	۲۶۰۰۰-۳۱۰۰۰	۶۰۰۰
ده چرخ	۱۹۴۳	۱۶۰۰۰-۱۹۵۰۰	۴۵۰۰
شش چرخ	۲۶۲۳	۱۱۰۰۰-۱۴۰۰۰	۳۵۰۰

تجمع عمده نفتکشها در انبارهای ری، اصفهان، مشهد، تبریز، ارومیه، کرمان، شیراز و اهواز بوده و کارکرد متوسط روزانه هر کدام از آنها حدود ۱۵۰ الی ۲۰۰ کیلومتر بوده است.

۱- خطوط لوله احداث شده از پالایشگاه ماهشهر به اسکله شماره ۶ و از واحدهای NF پتروشیمی بندرامام به اسکله ها و همچنین خطوط لوله بارگیری گاز مایع در پتروشیمی خارک، جزو خطوط لوله داخل کشور برای حمل و نقل گاز مایع بشمار نمی رود.

لازم به ذکر است که تعداد نفتکشهای حمل فرآورده های نفتی نسبت به سال ۱۳۶۷ (که تعداد آنها ۷۶۵۵ عدد بوده) کاهش قابل ملاحظه ای را نشان می دهد. دلایل این کاهش را می توان به شرح زیر برشمرد.

- عدم توازن و هماهنگی نرخ مربوط به حمل فرآورده های نفتی با نرخهای حمل موجود در سایر بخشها
- عدم جایگزینی نفتکشهای جدید بجای نفتکشهای فرسوده و یا انهدام یافته در اثر سوانح و حوادث .
- سنگین بودن هزینه های جاری و تعمیراتی نفتکشها و کمبود قطعات و لاستیک .

کامیونهای گازبر: کامیونهای گازبر زمینی متعلق به شرکتهای توزیع کننده بوده و گاز مایع مورد نیاز تأسیسات سیلندرپرکنی را از پالایشگاههای نفت و یا واحدهای پتروشیمی جنوب و مخازن بندرعباس برداشت و حمل می نمایند. ظرفیت اسمی مخازن کامیونها ۲۰ تن می باشد ولی عملاً ۱۸/۵ تن گاز مایع بارگیری می نمایند. تعداد کامیونهای گاز مایع در سالهای ۷۵-۱۳۷۳ به ترتیب ۹۸۱ و ۱۰۰۵ و ۱۲۶۱ دستگاه بوده است .

۳-۱-۳- مخزن دارهای راه آهن

در سال ۱۳۷۵ میزان کارکرد مخزن دارهای راه آهن با توجه به محدودیت های موجود در کمبود نیروی کشش ، همچنین ترافیک موجود در بعضی از خطوط ۱۸۰۴ میلیون تن - کیلومتر بوده است . به منظور افزایش کارکرد مخزن دارهای راه آهن و رفع کمبودها و محدودیتهای موجود در این زمینه پیشنهاد می شود که اقدامات زیر صورت پذیرد.

- ایجاد هماهنگی با راه آهن در خصوص تجهیز ناوگان و امکانات افزایش شبکه راه آهن .
- تأمین نیروی کششی بمیزان کافی .
- برنامه ریزی در خصوص کاهش ترافیک موجود در خطوط مورد نیاز شرکت .

پیش بینی انجام گرفته در زمینه میزان حمل فرآورده های نفتی برای سال ۱۳۷۶ و با توجه توانائیهای موجود به شرح جدول (۲۲-۱) می باشد.

جدول (۲۲-۱): پیش بینی برنامه حمل فرآورده های نفتی توسط مخزن دارهای راه آهن در سال ۱۳۷۶

(تعداد مخزن دار در روز بطور متوسط)

ردیف	مبدأ	مقصد	نفت سفید	نفت گاز	نفت کوره	جمع کل
۱	اصفهان	مس سرچشمه	—	—	۱۰	۱۰
۲		کرمان	—	—	۲۵	۲۵
۳		نیروگاه زرنند	—	—	۵	۵
۴		نیروگاه شهید رجائی ^(۱)	—	—	۲۰	۲۰
جمع						
۱	ری	فیروزکوه	۱	۲	—	۳
۲		قائم شهر	—	—	۲۰	۲۰
۳		مشهد	—	—	۵۰	۵۰
۴		تبریز	—	—	۳۰	۳۰
۵		شاهرود	—	—	۱۵	۱۵
۶		راه آهن تهران	—	۴	—	۴
۷		راه قائم شهر	—	۱	—	۱
جمع						
۱	اراک	قزوین	—	—	۵	۵
۲		سیمان آبیک	—	—	۱۰	۱۰
۳		نیروگاه شهید رجائی ^(۱)	—	—	۳۵	۳۵
۴		اندیمشک	—	—	۷	۷
۵		ماهشهر	—	—	۳۵	۳۵
۶		سیمان درود	—	—	۸	۸
جمع						
۱	تبریز	مراغه	۱۰	۱۰	—	۲۰
۲	قزوین	خوی	۵	۵	—	۱۰
جمع کل						
			۱۶	۲۲	۲۷۵	۳۱۳

۱- حمل نفت کوره به مقصد نیروگاه شهید رجایی از مبادی اصفهان و اراک ، منوط به لزوم استفاده این نیروگاه از نفت کوره بوده و در

صورت استفاده آن از گاز طبیعی و تخصیص نفت کوره مربوطه جهت صادرات از مبادی جنوبی کشور برنامه حمل این نیروگاه عیناً

به مقصد ماهشهر اجرا خواهد شد.

مخزن دارهای حمل گاز مایع: تعداد مخزن دارهای حمل گاز مایع راه آهن از ۱۱۷ دستگاه موجود در سال ۱۳۷۳ به ۸۹ دستگاه در سال ۱۳۷۵ کاهش یافته است. در حال حاضر از امکانات راه آهن فقط به منظور جابجائی مقادیری گاز مایع از مخزن ۱۸ هزار تنی ری به مقصد تأسیسات شمال کشور و مشهد استفاده می شود. جمع کل ظرفیت عملیات فعلی آنها حدود ۳ هزار تن می باشد. همچنین تأسیسات حمل ماهشهر و بارگیری شهید لشگری از سرویس خارج هستند.

۴-۱-۳- کشتی های فرآورده بر

میزان کارکرد ناوگان دریائی حمل فرآورده های نفتی در سال ۱۳۷۵ با تعداد ۱۴ فروند کشتی فرآورده بر ظرفیت حمل ۲۴۰۸۲۲۱ تن، جمعاً به میزان ۱۵ میلیون تن - کیلومتر بوده است. علاوه بر موارد مذکور دو فروند کشتی گاز مایع هر کدام ظرفیت ۶۵۰۰ تن نیز به حمل گاز مایع مشغول بوده اند که گاز مورد نیاز مناطق شرقی، جنوب شرقی، جنوب استان خراسان و استانهای کرمان و سیستان و بلوچستان را از مبادی خارک و پتروشیمی بندر امام بارگیری و در مخازن بندرعباس تخلیه می کنند. از این مخازن گازبرهای زمینی برداشت های لازم را انجام می دهند. عوامل چندی باعث شده که همواره میزان حمل فرآورده های نفتی توسط نفتکش ها بطور مداوم روند نزولی را طی می کند که این عوامل را می توان به تفکیک بنادر مختلف بشرح زیر برشمرد.

بندر بوشهر: بندر یادشده بدلیل عدم آبخور مناسب جهت پهلوگیری کشتی و شرائط جغرافیائی کانال ورودی در تمام ۲۴ ساعت قادر به پذیرش کشتی ها نمی باشد.

بندر چاه بهار: بندر یاد شده فاقد موج شکن می باشد و بدین دلیل سه ماه از سال (از ۱۵ خرداد تا ۱۵ شهریور) قابل پهلوگیری نمی باشد. از طرف دیگر بدلیل نامناسب بودن آبخور، کشتی ها مجبور هستند که با ۳/۴ ظرفیت در آن پهلوگیری نمایند. محدودیت مخازن ساحلی بندر مذکور از دیگر مشکلات این بندر می باشد.

بندرعباس: اهم محدودیتهای مربوط به این بندر بشرح زیر می باشد:

- محدودیت ظرفیت مخازن ساحلی.
- محدودیت پهلوگیری کشتی ها در پاره ای از ساعات روز.
- فرسودگی اسکله های بندر شهید باهنر
- پائین بودن ظرفیت انتقال

- تردد بیش از ظرفیت اسکله ها در آن (از طریق شناورهای موجود در بندرعباس)
- بعلت انجام صادرات نفت کوره تولیدی پالایشگاه بندرعباس از طریق اسکله شهید رجائی، اغلب اسکله یادشده اشغال و کشتی های فرآورده قادر به پهلوگیری نبوده و یا با تأخیری بیش از اندازه پهلوگیری می کنند.
- بندر انزلی: اولویت پهلوگیری از اسکله بندر مذکور با کشتی های مسافربری می باشد و شرکت پالایش و پخش برای پهلوگیری کشتی های خود در این بندر اغلب با مشکل مواجه می باشد.
- بندر بوشهر: اسکله موجود در این بندر پاسخگوی نیازهای شرکت ملی پخش و پالایش نمی باشد. در مجموع تنگناهای مربوط به حمل فرآورده ها توسط کشتی را می توان به صورت زیر نام برد:
- کشتی های فرآورده برحدوداً خارج رده بوده و اغلب در تعمیرات بسر می برند و کارائی لازم را ندارند.
- شناورهای سوخت رسان (لندینگ کرافیت) کهنه بوده و از لحاظ ظرفیت و تعداد پاسخگوی سوخت مورد نیاز نمی باشند.
- اسکله های موجود با حداقل استانداردهای جهانی مطابقت ندارد.
- تجهیزات تخلیه اغلب قدیمی و فرسوده می باشند.
- ظرفیت مخازن ساحلی اغلب محدود می باشد.

۳-۲- تجهیزات عرضه گاز مایع

- گاز مایع توسط وسایل نقلیه زمینی و دریائی به مقصد تأسیسات سیلندرپرکنی کشور حمل و در سیلندر با ظرفیت های مختلف مظروف و بین مشترکین توزیع می گردد.
- حدود ۹۵-۹۰ درصد از سیلندرهای مصرفی کشور ۱۱ کیلویی و ۵ الی ۱۰ درصد بقیه سیلندرهای ۲۵، ۳۳ و ۵۰ کیلویی هستند که برای تأمین نیاز بخش های تجاری و ساختمانهای یک طبقه مورد استفاده قرار می گیرند.
- تعدادی از واحدهای صنعتی (صنایع کاشی، لعاب، مواد غذایی و ...)، تجاری و مسکونی نیز گاز مایع را در استوانه های تحت فشار برای مقاصد سوخت کوره ها و یا بصورت لوله کشی در منازل و مجتمع ها مورد استفاده قرار می دهند.

جدول (۲۳-۱): تجهیزات حمل و تأسیسات سیلندرپرکنی گاز مایع در کشور

شرح	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
مخزن دارهای راه آهن :			
- تعداد	۱۱۷	۱۰۶	۸۹
- ظرفیت (تن)	۴۰۰۳	۳۷۱۰	۳۰۴۵
کامیون :			
- تعداد	۹۸۱	۱۰۰۵	۱۲۶۲
- ظرفیت (تن)	۱۸۴۶۰	۱۸۵۹۰	۲۴۶۲۰
کشتی :			
- تعداد (فروند)	۱	۱	۱
- ظرفیت (تن)	۶۵۰۰	۶۵۰۰	۶۵۰۰
تعداد واحدهای کپسول پرکن : ^(۱)			
- تعداد	۱۰۹	۱۱۳	۱۱۴
- ظرفیت در یک نوبت کاری (سیلندر در روز)	۴۴۵۴۰۰	۴۵۶۷۸۰	۴۶۱۴۷۰
تلفات در سیستم کپسول پرکن : ^(۲)			
تعداد کپسولها:			
- ۱۱ کیلویی	۳۵۴۰۰	۳۸۴۵۰	۴۱۶۰۰
- ۳۳ کیلویی	—	—	—
سایر	—	—	—

۱- در سال ۱۳۷۵ تعداد ۲۱۰ واحد کپسول پرکنی ۲ کیلویی در سطح کشور فعالیت داشته اند.

۲- تعداد سیلندرهایی از رده خارج شده و معدوم شده.

تأسیسات سیلندر پرکنی: مصارف گاز مایع در سیلندرهایی ۱۱ کیلویی نیازمند ارائه خدمات سریع و پیشرفته از نظر تعویض بموقع سیلندرهایی معیوب، بازسازی شیر، دسته، پایه و رنگ آمیزی سیلندرها و بالاخره رفع مشکلات مشترکین در زمینه مصارف این فرآورده می باشد.

در سالهای اخیر، سالیانه حدود ۴۰ هزار سیلندر معیوب و غیر قابل بازسازی از رده خارج شده اند. البته باید در نظر داشت که تعداد سیلندرهایی معیوب و غیر استاندارد بمراتب بیش از مقدار فوق بوده اند.

و در صورت تعویض همه آنها کارخانجات تولید سیلندر با ظرفیت های موجود خود نمی توانند جوابگو باشند.

هزینه احداث یک واحد تأسیسات سیلندر پرکنی حدود ۱/۵ تا ۲ میلیارد ریال برآورد می گردد. طبق آمار موجود، حدود ۷-۷/۵ میلیون مشترک خانگی و تجاری گاز مایع در سطح کشور وجود دارد و تعداد سیلندرهایی در گردش و مستقر در منازل حدود ۲۰ میلیون عدد می باشد که حداقل ۴۰ درصد از آنها از استانداردهای ایمنی کافی برخوردار نیستند. با اینحال باید شرکت های توزیع کننده که فقط جنبه های اقتصادی مسئله را مورد توجه قرار می دهند به رعایت اصول ایمنی ارائه شده از طرف مسئولین امر در شرکت ملی پخش فرآورده های نفتی، مؤسسات نظیر استاندارد و سازمان حمایت از مصرف کننده ملزم گردند. تعداد و ظرفیت سیلندرپرکنی های کشور به تفکیک استانها در جدول شماره (۱-۲۷) آمده است.

واحدهای کپسول پرکنی: علاوه بر تأسیسات سیلندرپرکنی ۱۱ کیلوئی تعداد ۲۱۰ واحد کپسول پرکنی ۲ کیلوئی در سطح کشور فعال می باشند. قابل ذکر است که آمار دقیق سیلندرهایی ۲ کیلوئی غیرمجاز کشور در دسترس نمی باشد زیرا گاز مایع علاوه بر سیستم های استاندارد، از طریق روش های غیر متداول از سیلندرهایی ۱۱ کیلوئی به سیلندرهایی ۲ کیلوئی منتقل و بفروش می رسد که از جمله کانالهای غیر استاندارد عرضه گاز مایع بشمار می رود.

جایگاههای سوخت گیری: اخیراً استفاده از گاز مایع بعنوان سوخت اتومبیل ها بجای بنزین موتور بدلیل تمیز بودن و عدم آلودگی زیست محیطی آن مورد توجه قرار گرفته است. با توجه به امر گاز سوز کردن خودروها، میزان مصرف گاز مایع هر ساله رو به افزایش است.

با توجه به کمبود جایگاههای عرضه که تا پایان سال ۱۳۷۵ تعداد آن ۱۱ جایگاه در سطح شهر تهران بود (فقط دو جایگاه بیهقی و فدائیان اسلام از جمله جایگاههای مجهز می باشند)؛ امر سوخت رسانی به خودروها به کندی صورت می گرفت که با افتتاح حدود ۲۰ جایگاه در دست احداث در سال ۱۳۷۶ این معضل برطرف خواهد شد.

اخیراً گاز سوز کردن حدود ۲۵ هزار تاکسی در شهرهای تهران، اصفهان، یزد و تبریز مقادیری گاز مایع در خودروها بمصرف میرسد.

جدول (۲۴-۱): تعداد و ظرفیت تأسیسات سیلندر پرکنی مجاز گاز مایع ۱۱ کیلوئی مستقر در استانهای کشور (سیلندر در روز در یک نوبت کاری)

استان	۱۳۷۳		۱۳۷۴		۱۳۷۵	
	ظرفیت	تعداد	ظرفیت	تعداد	ظرفیت	تعداد
تهران	۱۲۹۰۵۰	۱۵	۱۲۴۲۵۰	۱۳	۱۲۴۲۵۰	۱۳
مرکزی	۸۴۰۰	۲	۸۴۰۰	۲	۸۴۰۰	۲
قم (۱)	—	—	۴۸۰۰	۲	۴۸۰۰	۲
گیلان	۱۲۰۰۰	۴	۱۲۰۰۰	۴	۱۲۰۰۰	۴
مازندران	۱۳۲۲۰	۸	۱۳۲۲۰	۸	۱۴۸۲۰	۹
آذربایجان شرقی	۲۱۷۲۰	۶	۲۱۷۲۰	۶	۲۱۷۲۰	۶
آذربایجان غربی	۱۱۹۵۰	۴	۱۱۹۵۰	۴	۱۱۹۵۰	۴
اردبیل	۳۲۰۰	۲	۳۲۰۰	۲	۳۲۰۰	۲
کرمانشاهان	۸۴۸۰	۴	۸۴۸۰	۴	۸۴۸۰	۴
خوزستان	۳۴۶۴۰	۸	۳۸۷۳۰	۹	۳۸۷۳۰	۹
فارس	۳۲۸۰۰	۸	۳۲۸۰۰	۸	۳۲۸۰۰	۸
کرمان	۱۷۱۸۰	۷	۱۷۱۸۰	۷	۱۷۱۸۰	۷
خراسان	۲۳۶۴۰	۵	۲۳۶۴۰	۵	۲۳۶۴۰	۵
اصفهان	۴۰۳۰۰	۱۰	۴۴۳۹۰	۱۱	۴۸۳۹۰	۱۲
سیستان و بلوچستان	۵۰۴۰	۲	۶۶۴۰	۳	۶۶۴۰	۳
کردستان	۱۶۰۰	۱	۱۶۰۰	۱	۱۶۰۰	۱
همدان	۱۵۲۶۰	۵	۱۵۲۶۰	۵	۱۴۳۵۰	۴
چهارمحال و بختیاری	۴۰۰۰	۱	۴۰۰۰	۱	۴۰۰۰	۱
لرستان	۶۷۰۰	۲	۶۷۰۰	۲	۶۷۰۰	۲
ایلام	۱۵۰۰	۱	۱۵۰۰	۱	۱۵۰۰	۱
کهگیلویه و بویراحمد	—	—	—	—	—	—
بوشهر	۷۲۰۰	۳	۷۲۰۰	۳	۷۲۰۰	۳
زنجان	۱۸۷۲۰	۳	۱۸۷۲۰	۳	۱۸۷۲۰	۳
سمنان	۶۷۲۰	۲	۶۷۲۰	۲	۶۷۲۰	۲
یزد	۶۲۴۰	۳	۶۲۴۰	۳	۶۲۴۰	۳
هرمزگان	۱۵۸۴۰	۳	۱۷۴۴۰	۴	۱۷۴۴۰	۴
جمع	۴۴۵۴۰۰	۱۰۹	۴۵۶۷۸۰	۱۱۳	۴۶۱۴۷۰	۱۱۴

اطلاعات استاندارد در خصوص وسائل حمل و نقل و تلفات سیستم کیسول پرکنی وجود ندارد.

۱- استان قم تا پایان سال ۱۳۷۳ جزو استان تهران ملحوظ گردیده است.

۳-۳- مخازن نگهداری فرآورده های نفتی

ظرفیت مخازن پخش در هریک از مناطق و نواحی مصرف با در نظر گرفتن برآورد تقاضا برحسب مصرف روزانه و نیز با توجه به نوسانات فصلی و مشکلات حمل و نقل موادنفتی احداث می شوند. کل ظرفیت ذخیره سازی ۴ فرآورده اصلی در سال ۱۳۷۵ حدود ۷۲۲۱ میلیون لیتر بوده که معادل ۴۳ روز مصرف کشور در این سال می باشد.

سهم بنزین موتور، نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره از کل ظرفیت مخازن فرآورده های نفتی کشور به ترتیب ۱۵/۸ ، ۲۸ ، ۴۲/۸ و ۱۳/۴ درصد می باشد. بیشترین مخازن ذخیره سازی با ۱۵/۵ درصد از کل ظرفیت کشور به استان تهران و کمترین آنها به استانهای کهگیلویه و بویراحمد و ایلام مربوط می شود. جدول (۱-۲۵) ظرفیت مخازن فرآورده های نفتی و کفایت روزانه آنها را به تفکیک نوع فرآورده و استان نشان می دهد.

۳-۳-۱- مخازن ذخیره سازی گاز مایع

برای ذخیره سازی گاز مایع تولیدی در پالایشگاههای نفت ، پالایشگاههای گاز مایع ماهشهر و همچنین پتروشیمی های بندرامام و خارک تعدادی مخازن گاز مایع در مراکز مربوطه نصب شده است . گاز مایع تولیدی در پالایشگاههای نفت پس از اختلاط پروپان و بوتان به نسبت مشخص فصلی به مخازن بارگیری کروی شکل تحت فشار جنب پالایشگاهها هدایت و توسط گازبرهای زمینی یا مخزن دارهای راه آهن بارگیری و به مقصد تأسیسات سیلندرپرکنی حوزه پالایشگاه حمل می گردد. گاز مایع تولیدی در پالایشگاه گاز مایع بندرماهشهر ، پتروشیمی بندرامام ، و پتروشیمی خارک در مخازن مجهز به سیستم تبرید ذخیره و برای بارگیری درکشتی ها از طریق خطوط لوله به بازوهای بارگیری هدایت می گردد. در صورت نیاز به استفاده از گازمایع سرد شده برای مصارف داخلی ، گازمایع باید با سیستم تبخیر به بخار تحت فشار تبدیل و مایع شده تا امکان حمل و نقل آن به کامیون های زمینی و مخزن دارهای راه آهن فراهم گردد.

جدول (۱-۲۶) مخازن مستقر در استانهای تولیدکننده گاز مایع ، همراه با نام شهرستان مربوطه و جمع کل ظرفیت مخازن هر استان را نشان می دهد. ظرفیت کل ذخیره سازی گاز مایع کشور در پایان سال ۱۳۷۵ حدود ۳۳۱ هزار تن بوده است .

جدول (۲۵-۱): ظرفیت انبارهای پخش و کفایت روزانه آنها به تفکیک استان در سال ۱۳۷۵

استان	نفت گاز		نفت سفید		نفت کوره	
	ظرفیت (هزار مترمکعب)	کفایت (روز)	ظرفیت (هزار مترمکعب)	کفایت (روز)	ظرفیت (هزار مترمکعب)	کفایت (روز)
تهران	۲۸۰	۲۸	۲۷۶	۵۹	۲۲۳	۳۹
مرکزی	۳۷۰	۲۳۲	۱۰۳	۱۴۸	۱۹۱	۳۳۲
قم	۳۲	۳۳	۱۶	۷۸	۸۴	۱۴۹
گیلان	۶۳	۳۹	۶۰	۳۷	۲	۱۵
مازندران	۱۴۳	۳۴	۹۹	۳۶	#	۰
آذربایجان شرقی	۱۷۱	۴۷	۱۲۳	۴۵	۳۸	۸
آذربایجان غربی	۶۴	۲۵	۸۰	۳۱	۷۵	۸۸
اردبیل	۱۷	۲۷	۲۸	۴۵	۵	۳۱
کرمانشاه	۳۴	۲۶	۵۳	۴۳	۳۱	۱۷
خوزستان	۲۴	۷	۱۲۹	۲۵۳	۳	۳
فارس	۳۵	۱۰	۷	۶	۰	۰
کرمان	۴۳	۱۶	۸۴	۸۸	۰	۰
خراسان	۵۷۵	۹۵	۱۸۹	۷۳	۲۸	۱۲
اصفهان	۵۵۰	۱۱۱	۱۶۱	۱۱۳	۲۱۱	۲۲
سیستان و بلوچستان	۴۲	۱۹	۱۳	۴۳	۰	۰
کردستان	۲۵	۲۷	۳۶	۳۲	۰	۰
همدان	۱۲۰	۸۱	۱۲۴	۱۲۹	۱	۱
چهارمحال و بختیاری	۱۱	۲۲	۱۹	۳۱	۲	۱۱
لرستان	۴۶	۳۹	۶۴	۵۹	۰	۰
ایلام	۲	۱۰	۳	۱۴	۰	۰
کهگیلویه و بویراحمد	۲	۲۳	۴	۳۸	۰	۰
بوشهر	۷۳	۵۸	۴۴	۳۴۱	۴۳	۲۷
زنجان	۵۱	۲۲	۵۹	۵۸	۸	۲
سمنان	۲۴	۲۱	۲۷	۷۱	۶	۱۴
یزد	۳۰	۱۷	۳۲	۵۰	۰	۰
هرمزگان	۱۶۳	۷۳	۱۸۹	۱۳۸۰	۱۸	۷۹
کل کشور	۳۰۹۰	۴۹	۲۰۲۲	۶۶	۹۶۹	۲۳
سهم از کل ظرفیت	۴۲/۸	—	۲۸	—	۱۳/۴	—

جدول (۲۵-۱): ظرفیت انبارهای پخش و کفایت روزانه آنها به تفکیک استان در سال ۱۳۷۵ ... ادامه

استان	بنزین موتور		جمع کل چهارفراآورده	
	ظرفیت (هزار مترمکعب)	کفایت (روز)	ظرفیت (هزار مترمکعب)	سهم از کل کشور (درصد)
تهران	۲۴۲	۲۸	۱۱۲۱	۱۵/۵
مرکزی	۱۷	۳۰	۶۸۱	۹/۴
قم	۲۶	۴۵	۱۵۸	۲/۲
گیلان	۷۴	۵۷	۱۹۹	۲/۸
مازندران	۵۲	۲۴	۲۹۴	۴/۱
آذربایجان شرقی	۸۱	۵۶	۴۱۳	۵/۷
آذربایجان غربی	۳۴	۳۳	۲۵۳	۳/۵
اردبیل	۵	۱۴	۵۵	۰/۸
کرمانشاه	۱۱	۱۶	۱۲۹	۱/۸
خوزستان	۵۵	۳۰	۲۱۱	۲/۹
فارس	۱۴	۶	۵۶	۰/۸
کرمان	۵۷	۴۵	۱۸۴	۲/۵
خراسان	۶۹	۲۶	۸۶۱	۱۱/۹
اصفهان	۱۰۵	۴۰	۱۰۲۷	۱۴/۳
سیستان و بلوچستان	۸	۹	۶۳	۰/۹
کردستان	۴	۱۱	۶۵	۰/۹
همدان	۲۱	۴۱	۲۶۶	۳/۷
چهارمحال و بختیاری	۵	۱۷	۳۷	۰/۵
لرستان	۲۳	۵۶	۱۳۳	۱/۸
ایلام	۲	۱۹	۷	۰/۱
کهگیلویه و بویراحمد	۲	۲۹	۸	۰/۱
بوشهر	۳۶	۱۰۲	۱۹۶	۲/۷
زنجان	۲۲	۲۶	۱۴۰	۱/۹
سمنان	۱۴	۳۸	۷۱	۱
یزد	۱۶	۲۷	۷۸	۱/۱
هرمزگان	۱۴۵	۱۷۸	۵۱۵	۷/۱
کل کشور	۱۱۶۲	۳۵	۷۲۲۱	۱۰۰
سهم از کل ظرفیت	۱۵/۸	—	۱۰۰	—

* ۱۱ هزار مترمکعب از مخازن نفت کوره به مخازن نفت خام قزاقستان تخصیص داده شده است.

جدول (۲۶-۱): ظرفیت انبارهای گاز مایع در کل کشور

(تن)

نام استان	نام شهرستان	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
خوزستان	آبادان، ماهشهر، بندرامام	۲۴۳۸۷۰	۲۴۴۱۴۰	۲۴۵۲۶۰
تهران	ری	۲۲۷۰۰	۲۲۷۰۰	۲۲۷۰۰
اصفهان	اصفهان	۵۴۰۰	۵۴۰۰	۵۴۰۰
آذربایجان	تبریز	۵۷۰۰	۵۷۰۰	۵۷۰۰
کرمانشاه	کرمانشاه	۲۲۰۰	۲۲۰۰	۲۲۰۰
فارس	شیراز	۲۴۰۰	۲۴۰۰	۲۴۰۰
هرمزگان ^(۱)	بندرعباس	۸۰۰۰	۸۰۰۰	۸۰۰۰
بوشهر	جزیره خارک	۳۳۹۰۰	۳۳۹۰۰	۳۳۹۰۰
مرکزی	اراک	۶۰۰۰	۶۰۰۰	۶۰۰۰
کل کشور	—	۳۳۰۱۷۰	۳۳۰۴۴۰	۳۳۱۵۶۰

۱- یک مخزن کروی به ظرفیت ۱۵۰۰ تن برای گاز مایع در دست احداث است.

بیشترین مخازن ذخیره سازی گاز مایع با ظرفیت حدود ۲۴۵ هزارتن در استان خوزستان و در ۴واحد، پتروشیمی بندرامام، پالایشگاه گاز مایع بندرماهشهر، ذخیره سازی مایل ۴۰ ماهشهر و پالایشگاه آبادان مستقر می باشند. استان بوشهر (جزیره خارک) با حدود ۳۴ هزار تن و استان تهران با ۲۲/۷ هزار تن ظرفیت ذخیره سازی بترتیب در مراتب بعدی قرار دارند. بمنظور مقابله با بحرانهای ناشی از کمبود گاز مایع احداث مخازن ذخیره در استانهای خراسان و مازندران (مشهد و ساری) در برنامه می باشد و بررسی های لازم برای احداث ذخیره سازی استراتژیک گاز مایع در سایر استانها مانند گیلان، آذربایجان شرقی، کرمانشاه نیز صورت پذیرفته است.

۳-۴- طرحهای در دست اقدام مربوط به خطوط لوله فرآورده های نفتی

از نظر فرآورده های نفتی احداث چند رشته خط لوله فرآورده بشرح زیر در برنامه پنجساله دوم پیش بینی گردیده است:

- ۱- خط لوله کرمانشاه - سنندج بقطر ۸/۱۰ اینچ و بطول ۱۲۰ کیلومتر برای تأمین نیازهای استان کردستان از محل تولیدات پالایشگاه کرمانشاه و واردات.
- ۲- خط لوله کرمان - زاهدان بقطر ۱۰ اینچ و بطول ۵۰۰ کیلومتر برای تأمین نیازهای استان سیستان و بلوچستان. این خط لوله باعث کاهش هزینه های حمل زمینی از کرمان به زاهدان می گردد.

- ۳- خط لوله تبریز - سراب - اردبیل بقطر ۱۲ اینچ و بطول ۲۱۸ کیلومتر برای تأمین نیازهای استان اردبیل به فرآورده های نفتی بخصوص بنزین و نفت گاز .
- ۴- خط لوله مهرآران - فسا - داراب بقطر ۱۲ اینچ و بطول ۲۳۰ کیلومتر برای تأمین نیازهای استان فارس و جبران کمبودهای این استان از محل تولیدات پالایشگاه بندرعباس .
- ۵- خط لوله آبادان - ماهشهر (نفت کوره) بقطر ۲۶ اینچ . این خط لوله در واقع جایگزین خط فرسوده موجود خواهد شد.
- ۶- خط لوله پالایشگاه بندرعباس - نیروگاه بندرعباس (نفت کوره). برای تأمین نفت کوره مورد نیازنیروگاه بندرعباس از پالایشگاه .
- ۷- خط لوله پالایشگاه اراک - نیروگاه اراک (نفت کوره). برای تأمین نفت کوره موردنیاز نیروگاه اراک از محل تولیدات پالایشگاه اراک .
- ۸- خط لوله نکا - ساری بقطر ۱۶ اینچ و بطول ۵۰ کیلومتر. این خط برای انجام واردات فرآورده و در صورت نیاز واردات نفت خام از شمال احداث می گردد.
- ۹- خط لوله آبادان به نیروگاههای رامین و زرکان (نفت کوره) بقطر ۱۶ اینچ و بطول ۱۲۰ کیلومتر برای تأمین نیازهای سوختی این دو نیروگاه .
- ۱۰- خط لوله انبارنفت قم به نیروگاه قم برای انتقال نفت گاز مورد نیاز نیروگاه .

طرحهای فوق بمنظور تأمین نیازهای مناطق مختلف کشور و کاهش هزینه های حمل زمینی مورد نظرمی باشند، زیرا هزینه های حمل زمینی در مقایسه با خط لوله حدود ۱۲-۱۰ برابر بوده و احداث خط لوله و جابجائی مواد نفتی با آن چه از نظر اقتصادی و چه از نظر تأمین بموقع و مطمئن فرآورده ها ، از توجیهاات کافی برخوردار است .

۴- فرآورده های نفتی

۴-۱- تولید و مصرف فرآورده های نفتی

تولید فرآورده های نفتی در سال ۱۳۷۵ نسبت به سال ۱۳۷۴ رشدی برابر ۴/۷ درصد داشته است. میزان تولید فرآورده ها در سالهای ۷۵-۱۳۷۳ در جدول (۲۷-۱) نشان داده شده است.

جدول (۲۷-۱): میزان تولید فرآورده های نفتی در سالهای ۷۵-۱۳۷۳

(هزار بشکه در روز)

سال / فرآورده	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
گاز مایع	۴۴/۷	۴۷/۸	۴۶/۲
بنزین های موتور	۱۷۹/۹	۱۸۳/۰	۱۷۸/۲
نفت سفید	۱۵۷/۸	۱۴۹/۱	۱۵۸/۶
نفت گاز	۳۳۴/۹	۳۵۰/۳	۳۶۳/۹
نفت کوره	۳۷۹/۶	۴۰۸/۴	۴۳۱/۸
سایر فرآورده ها	۱۰۷/۶	۱۰۳/۲	۱۲۱/۷
جمع	۱۲۰۴/۵	۱۲۴۱/۸	۱۳۰۰/۴

ارقام جدول فوق نشان دهنده رشد سالیانه ای در حدود ۲/۳ درصد برای تولید فرآورده های تقطیری (گاز مایع ، بنزین موتور ، نفت سفید ، نفت گاز) می باشد.

سرانه مصرف سالیانه فرآورده های نفتی انرژی را (شامل گاز مایع ، بنزین موتور، نفت سفید ، نفت گاز و نفت کوره) طی دوره مذکور از ۶۷۹ لیتر به ۹۶۰ لیتر رسیده که بیانگر میانگین نرخ رشد سالیانه ای معادل ۱/۷ درصد می باشد. کل مصرف فرآورده های نفتی طی بیست سال اخیر از حدود ۲۲۶۰۸ میلیون مترمکعب به سطح ۶۹۴۵۵ میلیون مترمکعب افزایش یافته و از میانگین نرخ رشد متوسط سالیانه ۶/۱ درصد برخوردار بوده است. تحولات مصرف پنج فرآورده اصلی در فاصله سالهای ۷۵-۱۳۷۳ (بشرح جدول (۲۸-۱) بوده است .

جدول (۲۸-۱): کل مصرف فرآورده های نفتی در کشور^(۱)

(هزار مترمکعب در سال)

شرح	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
گاز مایع	۳۱۱۷	۳۱۱۶	۳۳۴۸
بنزین موتور	۱۱۴۱۵	۱۱۴۴۵	۱۲۰۵۲
نفت سفید	۱۰۸۲۸	۱۰۴۸۴	۱۱۱۴۸
نفت گاز	۲۲۷۰۷	۲۱۸۱۶	۲۲۸۷۳
نفت کوره	۱۵۳۵۲	۱۴۸۲۸	۱۵۵۸۱
سایر فرآورده ها	۴۴۵۹	۴۰۱۱	۴۴۵۳
جمع	۶۷۸۷۸	۶۵۷۰۰	۶۹۴۵۵

۱- به استثنای مصارف پالایشگاهها

بخش حمل و نقل با مصرف ۲۴۹۰۵^(۱) هزار مترمکعب فرآورده (۴۳/۲ درصد کل مصارف نهائی) بالاترین حجم مصرف را داشته است. پس از آن بخشهای خانگی، صنعت، کشاورزی و تجاری بترتیب با ۲۶/۷، ۱۴/۳، ۸/۲ و ۷/۶ درصد از مصارف نهائی در مراتب بعدی قرار دارند. جدول (۱-۲۹) مصرف پنج فرآورده اصلی در بخشهای مختلف مصرف را نشان می دهد.

جدول (۱-۲۹): مصرف فرآورده های اصلی نفتی به تفکیک بخشهای مختلف مصرف در سال ۱۳۷۵

(هزارمترمکعب)

شرح		گاز مایع		بنزین موتور		نفت سفید		نفت گاز		نفت کوره	
		مقدار	سهم از کل	مقدار	سهم از کل	مقدار	سهم از کل	مقدار	سهم از کل	مقدار	سهم از کل
خانگی	۳۰۹۶	۸۹/۲	—	—	—	۹۸۸۷	۸۸/۷	۲۴۰۷	۱۰/۳	—	—
تجاری	۱۳۲	۳/۸	۶۴	-/۵	۶۰۹	۵/۵	۱۱۴۵	۴/۹	۲۴۱۷	۱۳/۸	—
صنعت	۲۱	۰/۶	۶۹	۰/۶	۳۱۹	۲/۹	۲۶۲۷	۱۱/۳	۵۱۸۸	۲۹/۵	—
حمل و نقل	۹۹	۲/۹	۱۱۸۷۶	۹۸/۵	—	—	۱۱۵۵۶	۴۹/۶	۴۹۳	۲/۸	—
کشاورزی	—	—	۴۳	۰/۴	۳۲۹	۲/۹	۴۳۶۱	۱۸/۷	—	—	—
جمع مصارف نهائی	۳۳۴۸	۹۶/۵	۱۲۰۵۲	۱۰۰	۱۱۱۴۴	۱۰۰	۲۲۰۹۶	۹۴/۸	۸۰۹۸	۴۶/۱	—
نیروگاهها	—	—	—	—	۴	#	۷۷۸	۳/۳	۷۴۸۴	۴۲/۶	—
پالایشگاهها	۱۲۲	۳/۵	—	—	—	—	۴۲۸	۱/۹	۱۹۷۱	۱۱/۳	—
مصرف کل	۳۴۷۰	۱۰۰	۱۲۰۵۲	۱۰۰	۱۱۱۴۸	۱۰۰	۲۳۳۰۲	۱۰۰	۱۷۵۵۳	۱۰۰	—

* ناچیز

۱-۴-۱- گاز مایع

گاز مایع در پالایشگاههای نفت، صنایع پتروشیمی (بندرامام - خارك) و در صورت نیاز در پالایشگاههای گاز مایع ماهشهر و مارون تولید می گردد. همچنین تولید گاز مایع در پالایشگاههای گاز طبیعی کنگان و سرخون (گاز این مناطق دارای مقداری پروپان و بوتان می باشد) نیز عملی بوده ولی در پالایشگاه گاز خانگیران تولید آن امکان پذیر نمی باشد.

جدول (۱-۳۰) مقادیر تولید گاز مایع در پالایشگاههای نفت و واحدهای پتروشیمی بندرامام و خارك طی سالهای ۱۳۷۳-۷۵ را نشان می دهد.

۱- مصرف بخش حمل و نقل شامل مصارف ATK و JP4 نیز می باشد.

جدول (۳۰-۱): تولید گاز مایع در پالایشگاه‌ها و صنایع پتروشیمی

(هزار متر مکعب در سال)

شرح / سال	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
تولید پالایشگاه‌های نفت	۲۶۲۵	۲۷۷۲	۲۶۸۷
تولید صنایع پتروشیمی	۲۲۳۵	۲۴۵۵	۲۵۹۸
جمع کل تولید	۴۸۶۰	۵۲۲۷	۵۲۸۵

از مجموع تولیدات گاز مایع کشور، مقادیری که در پالایشگاه‌های نفت تولید می‌گردد (بجز گاز مایع تولیدی در لاوان) توسط شرکت‌های توزیع کننده در سیلندرهای گاز مایع مظلروف و به مصرف کنندگان داخلی عرضه می‌شود. نظر باینکه مصارف کشور بیش از تولید پالایشگاه‌های نفت داخلی است مقادیری گاز مایع از شرکت ملی صنایع پتروشیمی (از بندرامام و خارک) بصورت حمل زمینی و دریائی برداشت و به مراکز مصرف ارسال می‌گردد. صنایع پتروشیمی مازاد تولیدات خود را از خارک و بندرامام صادر می‌نماید.

برداشت از پتروشیمی بندرامام به دو صورت زمینی و دریائی و برداشت از خارک فقط از طریق دریائی امکان پذیر است ، لذا محموله های دریائی باید توسط کشتی به یکی از بنادر کشور (در حال حاضر بندرعباس) حمل گردد. با توجه به آغاز بهره برداری از پالایشگاه بندرعباس در سالهای اخیر این پالایشگاه گاز مایع مورد نیاز حوزه های جنوب شرقی کشور و استانهای سیستان و بلوچستان ، کرمان ، جنوب خراسان و یزد را تأمین خواهد نمود، بنابراین به تناسب برداشت از پتروشیمی ها کاهش خواهد یافت.

تنگنای فعلی (بدون پالایشگاه بندرعباس) تأمین نیاز داخلی به برداشت از سایر منابع مربوط می‌شود. با توجه به اینکه صنایع پتروشیمی تعهدات صادرات گاز مایع را دارند ، لذا تحویل گاز مایع توسط آنها به منظور مصارف داخلی پیوسته با مشکلاتی چه از نظر اولویت و چه از نظر مسائل مرتبط با بارگیری کشتی در اسکله های خارک و بندرامام ، روبرو بوده است . برای رفع این معضل اقداماتی در جهت احداث یک رشته خط لوله از پتروشیمی بندرامام به تأسیسات شهید لشگری ماهشهر در شرف انجام است که گاز مایع از طریق این خط برای بارگیری زمینی و راه آهن به تأسیسات بارگیری ارسال خواهد گشت .

حمل روزانه حدود ۲۰۰۰ تن گاز مایع از مبادی بندرامام - آبادان - بندرعباس به نقاط مرکزی، شمال، شمال غرب و غرب کشور توسط گازبرهای زمینی، هزینه های حمل و نقل این فرآورده را بشدت بالا برده است که هرگاه شعاع متوسط حمل ۱۰۰۰ کیلومتر و هزینه هر تن کیلومتر حمل نیز ۳۷ ریال فرض گردد سالیانه حدود ۲۶/۵ میلیارد ریال فقط بابت حمل گاز مایع از جنوب هزینه می گردد. به هزینه های فوق سالیانه حدود ۷/۸ میلیون دلار نیز بابت هزینه های حمل و نقل دریائی (عملیات کشتی گاز مایع بدون احتساب هزینه های بندری) اضافه می گردد که با در نظر گرفتن نرخ ارز معادل ۳۰۰۰ ریال مجموع هزینه ها معادل ۲۳/۴ میلیارد ریال خواهد بود.

مجموع تلفات گاز مایع در سیستم های توزیع و انتقال حدود ۳-۴ درصد می باشد که با احتساب گاز مایع ذخیره شده و در حال حمل، در مجموع حدود ۶/۵ درصد از گاز مایع برداشت شده از مراکز تولید، بصورت تلفات، ذخیره و جابجائی بدون دسترسی باقی می ماند. لذا گاز مایع توزیع شده بین مصرف کنندگان ۹۳-۹۴ درصد کل گاز مایع برداشت شده می باشد.

میزان مصارف نهایی گاز مایع در سال ۱۳۷۵ با ۷/۴ درصد افزایش نسبت به سال قبل به ۳۳۴۸ هزار مترمکعب رسید. عمده افزایش مصرف این فرآورده در سال مذکور به افزایش مصارف حمل و نقل آن مربوط می شود. بطوریکه سهم این بخش از کل مصارف گاز مایع از ۱/۲ درصد به ۲/۹ درصد افزایش یافته است.

سهم مصارف نهائی گاز مایع در بخش های مختلف مصرف کننده از مصارف گاز مایع کشور طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ به شرح جدول (۱-۳۱) بوده است.

جدول (۱-۳۱): سهم بخشهای مختلف از مصرف گاز مایع

شرح	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
خانگی	۹۴/۸	۹۴/۱	۹۲/۳
تجاری	۳/۹	۴/۰	۴/۱
سوخت خودروها	۰/۶	۱/۲	۲/۹
صنعتی	۰/۴	۰/۴	۰/۴
متفرقه	۰/۳	۰/۳	۰/۳
جمع	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰

در سالهای آتی با توجه به گسترش گاز طبیعی در شهرها انتظار می رود که مراکز مصرف گاز مایع از شهرهای گازرسانی شده به شهرهای دیگر و مناطق دورافتاده و روستائی انتقال یابد. لذا توزیع کنندگان گاز مایع نیز بالاجبار باید مسئله سرویس دهی به این مناطق را در برنامه های آتی خود قرار دهند. در تائید این مطلب تجربه سالیان اخیر نشان داده است که گرچه از تعداد مشترکین گاز مایع در شهرهای بزرگ کاسته شده است ولی تعداد کل مشترکین بخصوص در سطح روستاها و عشایر روبه افزایش نهاده است. با توجه به مراتب اشاره شده توسعه مصرف گاز مایع در استانهای ایلام، سیستان و بلوچستان، جنوب خراسان، هرمزگان، بوشهر و بخش عظیمی از روستاهای گیلان و مازندران، آذربایجان شرقی و غربی، اردبیل و کرمانشاه پیش بینی می شود. وضعیت مصرف گاز مایع در بخشهای مختلف مصرف آن بشرح زیر بوده است.

۱-۱-۴- مصارف خانگی و تجاری

به منظور فراهم آوردن امکانات لازم برای مصرف گاز مایع در بخش خانگی و تجاری، مظروف سازی آن در سیلندرهایی تحت فشار از جمله ضروریات می باشد. در سال ۱۳۷۵ تعداد ۱۱۴ واحد سیلندرپرکنی متعلق به حدود ۳۰ شرکت توزیع کننده در حال فعالیت بوده و روزانه در یک نوبت کاری ۴۵۰-۴۶۰ هزار سیلندر ۱۱ کیلویی را مظروف و توسط کامیونت های درون شهری بین مشترکین داخل شهر و یا مصرف کنندگان برون شهری توزیع نموده اند. همچنین تعداد کمی سیلندر با ظرفیت های ۲ و ۲۵ و ۳۳ و ۵۰ کیلویی توسط این واحد مظروف و بین مشترکین توزیع شده است. بطور کلی حدود ۹۵-۹۰ درصد گاز مایع مصرفی کشور در سیلندرهایی ۱۱ کیلویی برای مصارف پخت و پز خانگی مظروف می گردد. ۱۰-۵ درصد بقیه در سیلندرهایی ۲ کیلویی برای مصارف پیک نیکی و در سیلندرهایی ۲۵ و ۳۳ و ۵۰ کیلویی برای مصارف تجاری و بالاخره در مخازن استوانه ای شکل با اندازه های گوناگون برای مصارف شهرک ها، صنایع شیشه سازی و لعاب و کارخانجات تهیه نان و بیسکویت و مواد غذایی مورد استفاده قرار می گیرد.

۲-۱-۱-۴- مصارف حمل و نقل

در احداث جایگاههای تحویل سوخت گاز مایع رعایت مقررات ایمنی از نظر حریم، ورودی و خروجی مناسب، مخازن ذخیره سازی کافی و رعایت برخی موارد خاص ضروری است.

عمده ترین تحول در مصرف گاز مایع در بخش حمل و نقل و بخصوص در مصارف جایگزینی بجای بنزین خودروهای شهری (عموماً تاکسی های تهران) صورت گرفته است. مصرف سالیانه گاز مایع در بخش حمل و نقل از حدود ۱۱ هزار تن در سال ۱۳۷۳ به بیش از ۵۴ هزار تن در سال ۱۳۷۵ رسیده است. علاوه بر تهران، تعدادی از تاکسی های اصفهان، یزد و تبریز نیز گاز سوز شده اند که مصارف آنها حدود ۱۰ درصد کل مصرف گاز مایع خودروهای کشور بوده است. قابل ذکر است که بدلیل کمبود جایگاه، عرضه گاز مایع به خودرو بطور منظم انجام نگرفته و خودروها در برخی موارد مجبور به استفاده از سوخت بنزین شده اند. با احتساب مصرف متوسط روزانه ۴۰ لیتر گاز مایع توسط هر تاکسی و با در نظر گرفتن این فرض ده هر تاکسی سالانه بطور متوسط ۳۰۰ روز فعال می باشد تعداد تاکسیهای گاز سوز شده کل کشور ۸۳۲۰ عدد برآورد شده اند، که در چهار شهر تهران، اصفهان، تبریز و یزد پراکنده بوده اند. جدول (۱-۳۲) تعداد و میزان مصرف گاز مایع تاکسی های گاز سوز شده شهرهای مختلف کشور را نشان می دهد.

جدول (۱-۳۲): مصرف ماهانه و تعداد تاکسی های گاز سوز کشور در سال ۱۳۷۵

شرح / شهرستان	تهران	اصفهان	تبریز	یزد
فروردین	۲۷۷۱	—	—	۳۵
اردیبهشت	۳۴۹۱	—	—	۱۰۶
خرداد	۳۵۰۰	۱۶۸	—	۸۸
تیر	۳۷۱۵	۳۱۲	—	۵۳
مرداد	۳۸۵۱	۳۱۵	۲۰۳	۱۰۳
شهریور	۳۹۱۶	۲۱۵	۲۰۸	۱۰۴
مهر	۴۱۵۹	۱۴۵	۱۹۶	۵۳
آبان	۳۸۲۵	۳۲۱	۱۸۲	۹۶
آذر	۴۶۸۳	۳۰۵	۲۰۰	۱۰۸
دی	۴۸۵۲	۳۲۶	۲۰۰	۸۷
بهمن	۴۹۲۲	۳۳۸	۲۰۰	۱۰۷
اسفند	۵۲۲۷	۳۵۷	۲۰۰	۸۹
جمع مصرف	۴۸۹۱۲	۲۸۰۲	۱۵۸۹	۱۰۲۹
متوسط تعداد خودروها	۷۵۰۵	۴۲۱	۲۳۹	۱۵۵

همانگونه که مشاهده می گردد رشد مصرف ماهیانه گاز مایع خودروها در تهران بسیار بالا بوده و از حدود ۲۷۷۱ تن در ابتدای سال ۱۳۷۵ به دو برابر در اسفندماه رسیده است. حرکت در جهت گاز سوز

کردن خودروها در شهرهای اصفهان ، تبریز و یزد اگرچه از شتاب چندانی برخوردار نیست ولی اقدامات انجام شده در این زمینه نوید دهنده تبدیل سوخت خودروهای عمومی ، بخصوص در شهرهای بزرگ کشور است.

۲-۱-۴- بنزین های موتور

در سال ۱۳۷۵ به میزان ۱۰۰۲۴ مترمکعب بنزین موتور در داخل کشور تولید گردیده است و در تولید آن سعی شده است تا در حد توان مشخصات شیمیائی و فیزیکی آنها بهبود یابد. مشخصات استاندارد بنزین های موتور فعلی کشور اجازه تزریق حداکثر ۲/۱۱ گرم سرب به هر گالن آمریکایی بنزین را مجاز دانسته است (۰/۵۶ گرم برای هر لیتر) ولی به منظور جلوگیری از آلودگی های سربی مسئولین پالایشی کشور سعی در کاهش رقم فوق دارند، بطوریکه بنزین های تولیدی فعلی کشور دارای سرب حدود ۰/۱۳ گرم در هر لیتر بوده و سعی بر اینست که عدد فوق کمتر شده و در نهایت به صفر برسد (اگر احتراق کامل باشد) . جدول (۱-۳۳) مشخصات فیزیکی و شیمیائی انواع بنزین های موتور تولید داخل را نشان می دهد.

جدول (۱-۳۳): مشخصات انواع بنزین های موتور به تفکیک نوع بنزین

شرح	بنزین موتور معمولی	بنزین موتور سوپر	بنزین سوپر بدون سرب
میزان سرب (گرم /لیتر)	۰/۱۳	۰/۱۳-۰/۲۰	۰/۰۱۳
حداقل عدد اکتان	۸۷-۹۰	۹۵	۹۵
رنگ	قرمز	آبی	سبز

بنزین های معمولی و سوپر سرب دار فعلاً دارای ماده سربی در حد ۰/۲ گرم در هر لیتر می باشند ، بنزین های سوپر بدون سرب فاقد ماده سربی بوده و از اختلاط پلات فرمیت تولیدی اراک (با اکتان ۱۰۰ و بالاتر) با LSRG و پنتان پالایشگاه تهران تولید می گردند. هرگاه احتراق در موتورها کامل باشد کلیه هیدروکربورهای ناشی از احتراق بنزین های موتور بصورت CO_2 خارج می شوند و فقط در بنزین های موتور سرب دار، سرب موجود در بنزین به همراه CO_2 وارد هوا می شود مثلاً در شهری مانند تهران که روزانه حدود ۷/۵ میلیون لیتر بنزین مصرف می گردد، هرگاه کلیه بنزین مصرفی آن از نوع معمولی باشد روزانه حدود ۹۷۵ کیلوگرم و یا حدود یک تن سرب وارد هوای تهران می شود. در صورت استفاده از

بنزین های موتور بدون سرب که دارای ۰/۰۱۳ گرم سرب در هر لیتر می باشند. آلودگی سربی هوای تهران به حدود ۱۰۰ کیلوگرم در روز تقلیل خواهد یافت. میزان انتشار سایر آلاینده ها در نتیجه استفاده از بنزین های موتور به درصد مواد خام سوخته شده مانند آروماتیک ها و هیدروکربورها و میزان هوای تنظیمی موتور بستگی دارد. روشهای زیر برای جلوگیری از آلودگی هوا توصیه می گردد :

- تولید بنزین های موتور بدون سرب و مواد آروماتیکی کمتر
- خارج نمودن اتومبیل های فرسوده از سیستم ترابری شهری
- تنظیم بموقع وسائط نقلیه
- ایجاد امکانات مناسب از طرف شهرداریها در زمینه تنظیم موتور
- تولید و عرضه لوازم یدکی مصرفی با قیمت مناسب (این لوازم شامل : شمع ، پلاتین ، فیلترهای هوا ، روغن و بالاخره وسائل ارزان قیمت اگزوز اتومبیل ها می باشند).

باید توجه کرد که کاربرد بنزین های بدون سرب در اتومبیل هایی که برای این منظور طراحی نشده اند بطور مداوم توصیه نمی گردد، عبارت دیگر نظر به ترکیب متالوژیکی فلزات بکار رفته در اتومبیل های قدیمی ، ماده سربی حالت روان کنندگی به آن می دهد که حذف آن باعث اصطکاک شدید قطعات موتور خواهد شد، لذا در صورت نیاز به کاربرد بنزین بدون سرب پس از سه بار پر کردن مخزن اتومبیل از آن ، یکبار باید از بنزین موتور سرب دار استفاده گردد. در اتومبیل های مدل جدید و اتومبیل هایی که از طرف سازنده کاربرد بنزین های بدون سرب در آنها مجاز دانسته شده ، هیچگونه مانعی در کاربرد اینگونه بنزینها وجود ندارد .

بررسی و تجزیه و تحلیل آمار و ارقام مصرف بنزین های موتور در سالهای قبل نشان می دهد که مصرف این فرآورده از رشد فزاینده و غیرمعمولی برخوردار بوده، بطوریکه درصد رشد مصرف آن نسبت به سال ۱۳۷۴ حدود ۵/۵ درصد و میزان مصرف در سال ۱۳۷۵ برابر با ۱۲۰۵۲ هزارمترمکعب بوده که از این میزان ۲۰۲۸ هزارمترمکعب از طریق واردات تأمین شده است . واردات بنزین موتور در سال ۱۳۷۵ نسبت به سال قبل ۷۹ درصد افزایش یافته که از رشد فزاینده تقاضای داخلی و محدودیت تولید داخلی ناشی شده است از دلایل عمده ازدیاد مصرف این فرآورده می توان به موارد زیر اشاره نمود :

- الف - قیمت ارزان و مصرف بدون کنترل برخی از اتومبیل های پرمصرف تولید داخلی وخارجی.
- ب - ادامه روند تولید اتومبیل توسط صنایع مونتاژ و الگوی تولید اتومبیل داخلی که در طول سنوات گذشته بدون تغییر باقی مانده است .

ج - عمر متوسط بالای حدود ۱۴ سال اتومبیل های موجود کشور که خود عامل بالارفتن مصرف

سوخت و روغن های موتور می باشد.

د - اتلاف بنزین موتور در جایگاههای عرضه سوخت .

و - عدم رشد امکانات حمل و نقل شهری در مقایسه با تعداد سفرهای مورد نیاز .

۳-۱-۴- نفت سفید

تولید نفت سفید برای مقاصد حرارتی و مصارف روشنایی عمدتاً در کشورهای توسعه نیافته صورت می گیرد. در کشورهای دیگر مخصوصاً مناطقی که دارای گاز طبیعی و تولیدات کافی گاز مایع هستند اصولاً استفاده از نفت سفید برای مقاصد حرارتی صورت نمی گیرد بلکه این ماده عمدتاً در تولید سوخت سنگین جت (سوخت هواپیماهای جت مسافری و سنگین) کاربرد دارد.

در حال حاضر حدود ۷ میلیون خانوار در اقصی نقاط کشور بخصوص روستاها و نقاط دور افتاده که امکانات گاز رسانی در این مناطق فراهم نگردیده، استفاده کننده نفت سفید می باشند. همچنین با توجه به برنامه های گازرسانی پیش بینی می گردد که تا پایان برنامه پنجساله دوم خانوارهای استفاده کننده از گاز طبیعی به ۸ میلیون خانوار افزایش یابد که با فرض رشد سالانه ۲ درصدی برای تعداد خانوارها طی دوره مورد بررسی همچنان ۵ میلیون خانوار به دلیل عدم دسترسی به گاز طبیعی از نفت سفید استفاده خواهند کرد. در آن صورت اصولاً واردات نفت سفید برای مقاصد حرارتی ضروری نخواهد بود و بایستی بتدریج تولیدات نفت سفید داخلی بسمت تولید سوخت سنگین جت سوق داده شود.

نفت سفید بیشتر در ایجاد روشنایی و گرمایش در مناطق محروم و بدور از امکانات گازرسانی به کار برده می شود . طبق محاسبات انجام شده ، متوسط مصرف نفت سفید هر خانوار سالیانه ۱۰۰۰ لیتر می باشد که این رقم در نقاط سردسیر به بیش از ۲۰۰۰ لیتر و در نقاط گرمسیر به کمتر از ۲۰۰ لیتر در سال می رسد . با توجه به تعداد خانوارهای مصرف کننده و متوسط مصرف سالیانه هرکدام از آنها، عرضه سالیانه ۲۳ میلیون لیتر نفت سفید، بمنظور پوشش دادن به تقاضا ضروری می باشد، از این مقدار حدود ۷۰ درصد در فصول سرد و ۳۰ درصد بقیه در فصول گرم به مصرف می رسد.

مصرف نفت سفید طی سال ۱۳۷۵ نسبت به سال ۱۳۷۴ رشد ۶/۳ درصدی داشته است . به عبارت دیگر مصرف نفت سفید در این سال به ۱۱۱۴۸ هزار مترمکعب رسید که ۹۲۳۰ هزارمترمکعب از آن توسط پالایشگاههای کشور و مابقی از طریق واردات تأمین گردیده است . از میان فرآورده های نفتی ، نفت سفید تنها فرآورده ای است که بیش از ۹۵ درصد آن در بخش خانگی و تجاری (خانگی ۸۸ درصد و تجاری ۷ درصد) و برای مصارف روشنایی و پخت و پز ، گرمایش و تولید آب گرم به مصرف می رسد که با برنامه ریزیهای از قبیل جانشینی تدریجی گاز مایع و گاز طبیعی بجای نفت سفید در بخش خانگی

- و تجاری می‌توان تا اندازه زیادی مصرف آن را کاهش داد. استفاده از روشهای ذیل در کنار اقدامات انجام شده و مورد برنامه می‌تواند تسریع کنترل مصرف نفت سفید را در پی داشته باشد.
- استفاده از وسائل نفت سوز مدرن و توسعه صنایع ساخت این وسائل در کشور
 - افزایش تدریجی قیمت نفت سفید متناسب با سبد هزینه خانوار

۴-۱-۴- نفت گاز

میزان تولید نفت گاز با رشد متوسط سالیانه ۴/۲ درصد طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ از ۱۹۴۹۰ هزار مترمکعب به ۲۱۱۹۰ هزار مترمکعب رسید. با اینحال این حجم تولید جوابگوی تقاضای داخلی نبوده و مقادیری نفت گاز وارد شده است. با توجه به بهره برداری از پالایشگاه بندرعباس در سال جاری انتظار می‌رود واردات نفت گاز متوقف شود و بنظر نمی‌رسد که در آینده نیز واردات آن ضرورت داشته باشد. ولی با توجه به سیاستهای مبادلاتی شاید مقادیری نفت گاز از شمال وارد و در حوزه های مصرف شمال توزیع شود و معادل آن از جنوب صادر گردد.

آزمایشات نشان می‌دهد که در بعضی موارد مانند میزان گوگرد، رنگ، نقطه ریزش، آب و رسوبات کیفیت محصولات وارداتی مرغوب تر می‌باشد. بعنوان مثال درصد وزنی گوگرد وارداتی ۰/۲ گرم در حالی که درصد وزنی گوگرد نفت گاز تولید داخل ۱ گرم می‌باشد. جدول (۳۴-۱) مشخصه های مختلف نفت گاز تولید داخل و وارداتی را نشان می‌دهد.

جدول (۳۴-۱): برخی مشخصه های نفت گاز تولید داخلی و نفت گاز وارداتی

شرح	نفت گاز تولید داخلی	نفت گاز وارداتی
چگالی	۰/۸۲-۰/۸۶ در ۱۶°C	حداکثر ۰/۸۶ در ۲۰°C
رنگ (حداکثر)	۳	۲
نقطه اشتعال حداقل °F	۱۳۰	۱۴۴
درصد وزنی گوگرد (حداکثر)	۱	۰/۲
نقطه ریزش (حداکثر)	۲۵	۱۴
درصد حجمی آب و رسوبات (حداکثر)	۰/۰۵	ناچیز
گرانروی کینماتیک (سانتی استوک)	۵/۵-۲ در ۳۸°C	۳-۶ در ۲۰°C
اندیس ستان (حداقل)	۵۰	۴۷
درصد وزنی کربن باقیمانده (حداکثر)	۰/۱۰	۰/۲

قابل ذکر است که آزمایش وانادیوم جزو مشخصات آزمایشی نفت گاز نبوده و کلیه محموله های وارداتی نیز بدون انجام این آزمایش به بازارها عرضه می گردند.

نفت گاز در طیف وسیعی از بخش های مصرف شامل بخشهای خانگی ، تجاری ، صنعتی ، نیروگاهها ، پالایشگاهها ، حمل و نقل و کشاورزی دارای کاربرد می باشد که عمده موارد مصرف آن را می توان به شرح زیر خلاصه کرد :

۱- بعنوان سوخت موتورهای دیزلی در بخش حمل و نقل

۲- بعنوان سوخت پمپ های آبیاری و ماشین آلات کشاورزی در بخش کشاورزی

۳- بعنوان سوخت در صنایع ، نیروگاهها و پالایشگاهها

۴- بعنوان سوخت واحدهای تهویه مرکزی در بخش خانگی، تجاری و اصناف

مصرف نفت گاز در سال ۱۳۷۵ نسبت به سال ۱۳۷۴ ، $4/8$ درصد افزایش یافت و به ۲۲۸۷۳ هزار مترمکعب رسید که این موضوع عمدتاً ناشی از رشد فعالیتهای اقتصادی ، توسعه حمل و نقل و کشاورزی بوده است . مصارف نهائی نفت گاز در تمام بخشهای مصرف کننده افزایش یافته است این در حالی است که مصارف نیروگاهها به میزان ۵۰ درصد کاهش نشان می دهد. کاهش مصرف نفت گاز نیروگاهها به جایگزینی با گاز طبیعی مربوط می شود.

عمده ترین مصرف کننده نفت گاز کشور، بخش حمل و نقل است که به تنهایی بیش از ۵۰ درصد مصرف نفت گاز کل کشور را به خود اختصاص داده است در مراتب بعدی بخشهای کشاورزی و خانگی و تجاری قرار دارند.

مصرف نفت گاز در بخش خانگی و تجاری بطور متوسط ۱۵-۱۰ درصد مصرف کل این فرآورده در کشور است . قابل ذکر است که طبق تجارب بدست آمده هر خانوار در صورت استفاده از نفت گاز سالیانه حدود ۵-۶ هزار لیتر مصرف دارد که این رقم در مناطق سردسیر تا ۱۲ هزار لیتر هم می رسد، در مناطق گرمسیر مصارف نفت گاز این بخش در حد بسیار پایینی قرار دارد.

علاوه بر مصرف اشاره شده، نفت گاز می تواند بعنوان رقیق کننده برش های سنگین نفت و یا در واحدهای شکست ملکولی بکمک کاتالیست برای تبدیل به مواد اولیه تولید بنزین های موتور و تهیه خوراک واحدهای الکیلاسیون (بوتان - بوتین) بکار رود.

مصرف نفت گاز در اکثر بخشهای مصرف قابل جایگزینی با گاز طبیعی می باشد، بطوریکه برآورد می شود در نتیجه جایگزینی گاز طبیعی بجای نفت گاز ۳۰ درصد از مصرف آن کاسته شود.

طی دوران سه سال گذشته متوسط سهم بخشهای مختلف از مصرف نفت گاز به صورت جدول

(۱-۳۵) بوده است :

جدول (۱-۳۵): متوسط سهم بخشهای مختلف

مصرف از کل مصرف نفت گاز

بخش	درصد متوسط از مصرف کل
خانگی	۱۰
تجاری	۵
کشاورزی	۱۹
حمل و نقل	۵۱
نیروگاهها	۵
صنعت	۱۰
جمع	۱۰۰

۵-۱-۴- نفت کوره

میزان تولید نفت کوره در سال ۱۳۷۵ معادل ۲۵۱۲۶ هزار مترمکعب بوده که به میزان ۱۵۵۸۱ هزار مترمکعب از آن در داخل کشور مصرف و بقیه برای صادرات اختصاص یافته است .

میزان مصرف نفت کوره در سال ۱۳۷۵ نسبت به سال ۱۳۷۴ حدود ۵/۱ درصدافزایش داشته است .

متوسط سهم قطب های اصلی مصرف از کل مصرف نفت کوره طی سه سال گذشته بشرح جدول (۱-۳۶) می باشد.

جدول (۱-۳۶): متوسط سهم بخش های مختلف مصرف از کل مصرف

نفت کوره طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳

بخش	درصد متوسط از مصرف کل
صنعت	۳۴
تجاری	۱۸
نیروگاهها	۴۴
متفرقه	۳
حمل و نقل	۱
جمع	۱۰۰

تجزیه و تحلیل ارقام رشد مصرف و سهم توزیع مصرف نفت کوره در قطب های مصرف نمایانگر آنست که مصرف صنایع و نیروگاهها (مصرف کنندگان اصلی) در این دوره از رشد بالائی برخوردار بوده است. در حالی که مصرف بخش حمل و نقل بدلیل کاهش مصارف کشتی ها کاهش نشان می دهد. لازم به توضیح است که میزان تولید این فراورده همیشه مازاد بر احتیاجات داخلی بوده و هر ساله مقداری از آن بخارج از کشور صادر می گردد. بنابراین تکنولوژی پالایشگاههای جدید الاحداث بایستی با توجه به حجم مصرف آتی نفت کوره طوری انتخاب شود که میزان تولید نفت کوره در آنها کمتر باشد. همچنین احداث واحدهای پالایشی پائین دستی در پالایشگاهها به منظور کاهش درصد تولید نفت کوره از ۳۲ درصد فعلی به حدود ۱۵ درصد ضروری می باشد.

۴-۱-۶- سایر فراورده های نفتی

همانطور که در جدول (۱-۵۵) مشاهده می گردد میزان مصرف فراورده های دیگر نفتی در سال ۱۳۷۵ در مجموع ۴۳۲۱ هزارمترمکعب بوده که نزدیک به ۵۷ درصد آن را انواع قیر تشکیل می داد، سوخت سنگین جت با اختصاص ۱۶/۶ درصد کل مصرف این فراورده ها به خود در مرتبه بعدی قرار داشته است. جدول (۱-۳۷) میزان مصرف انواع مختلف فراورده های نفتی در سال ۱۳۷۵ را نشان می دهد.

جدول (۱-۳۷): مصرف فراورده های دیگر نفتی در سال ۱۳۷۵

میزان مصرف (هزارمترمکعب در سال)	فراورده
۳	بنزین هواپیمائی ۱۰۰/۱۳۰
۱۱	حلالهای نفتی و بنزینی
۷۱۶	سوخت سنگین جت A.T.K
۱۶۵	سوخت سبک جت JP4
۵۷۷	روغنهای موتور صنعتی
۳۹۲	لوب کات و برایت استاک
۲۴۵۷	انواع قیر
۴۳۲۱	جمع کل مصرف

قابل ذکر است که در سال ۱۳۷۵ حدود ۲۰۰ هزار مترمکعب از روغن های موتور و صنعتی عرضه شده به بازار توسط بخش خصوصی و بقیه توسط شرکت ملی پالایش و پخش عرضه شده است . موارد مصرف هر کدام از فرآورده های نفتی و میزان مصرف آنها به شرح زیر بوده است .

الف) روغن های موتور و صنعتی: روغن های موتور و صنعتی ماده اصلی روانکاری موتورها و اجزاء متحرک صنایع و نیروگاهها هستند که کاربرد اصولی و صحیح آنها از استهلاک بی موقع ماشین آلات جلوگیری خواهد نمود. میزان تولید روغن های روان کننده در سال ۱۳۷۵ معادل ۶۰۳ میلیون لیتر بوده که بوسیله واحدهای عنوان شده در جدول (۱-۳۸) تهیه شده اند.

جدول (۱-۳۸): تولید روغنهای موتور و صنعتی به تفکیک

تولیدکننده سال ۱۳۷۵

تولید کننده	تولید (میلیون لیتر)
پالایشگاه تهران	۲۱۷
پالایشگاه اصفهان	۱۴۱
پالایشگاه آبادان	۴۳
شرکت نفت پارس	۱۳۵
شرکت نفت بهران	۶۷
جمع کل تولید	۶۰۳

قابل ذکر است که از جمع ۶۰۳ هزار مترمکعب روغن موتور تولیدی در کشور حدود ۵۷۷ هزار مترمکعب آن به بازارهای مصرف عرضه گردیده است و مورد مصرف قرار گرفته است . نسبت استفاده از روغن موتور به مصارف بنزین موتور و نفت گاز در کشور ، برای سال ۱۳۷۵ معادل ۱/۸ درصد بوده است که در مقایسه با سایر کشورها بسیار بالاتر می باشد ، این مطلب عدم استفاده کارا از بنزینهای موتور را می رساند. مصرف بیش از حد روغن های موتور و صنعتی بیشتر بدلیل عدم اطلاع مصرف کننده از کیفیت آن و همچنین عرضه بدون ظرف این فرآورده می باشد. بازیافت روغن های موتور و تصفیه ثانوی آنها ، مظروف سازی و عرضه روغن های موتور با کیفیت بالا و جلب اطمینان مصرف کنندگان اقداماتی هستند که می توانند از مصرف بی رویه روغن های موتور و هرز رفت آنها ممانعت کند.

ب) قیر: انواع مختلف قیر کاربردهای اساسی در راهسازی ، پوشش بام ها ، عایق کاری و غیره دارد. مصرف

فرآورده های مختلف قیر طی سالهای گذشته بدنبال افزایش برنامه های عمرانی و فعالیتهای ساختمانی و راهسازی با رشد فزاینده ای روبرو بوده است بطوریکه مصرف آن در سال ۱۳۷۵ نسبت به ۱۳۷۴ حدود ۱۴ درصد رشد داشته است. میزان فروش قیر در سال ۱۳۷۵ حدود ۲۷۱۳ هزار مترمکعب بوده که ۲۴۵۷ هزارمترمکعب از آن در داخل کشور مصرف شده و بقیه صادر گردیده است.

ج) حلالهای نفتی و بنزینی: این فرآورده ها بیشتر در صنایع رنگ سازی، کارخانجات تولیدکننده عایق و امثال آنها استفاده می شود. میزان مصرف این فرآورده در سال ۱۳۷۵ حدود ۱۱ هزار مترمکعب بوده که متناسب باتقاضای مصرف توسط پالایشگاههای تهران، اصفهان، آبادان، تبریز و شیراز تولید شده است. د) بنزین هواپیمائی: بنزین هواپیمائی ۱۰۰/۱۳۰ سوخت هواپیمای ملخ دار می باشد که به دلیل عدم تولید در داخل کشور در سال ۱۳۷۵ به میزان ۳ هزار مترمکعب از آن وارد گردیده است. شایان ذکر است که این فرآورده با راه اندازی دستگاه الکیلاسیون در پالایشگاه آبادان تولید و عرضه خواهد شد. هـ) سوخت سنگین جت (ATK): این فرآورده همانند سوخت سبک در پالایشگاههای تهران، اصفهان و شیراز تولید شده و مورد استفاده هواپیماهای مسافربری و باربری قرار می گیرد. میزان تولید و مصرف ATK در سال ۱۳۷۵ معادل ۷۱۶ هزارمترمکعب بوده است.

و) سوخت سبک جت (JP4): که در هواپیماهای جنگی جت مورد استفاده قرار می گیرد و تولید آن متناسب با درخواست و برآورد مصرف نیروهای نظامی بوده و در سه پالایشگاه تهران، اصفهان و شیراز انجام می گیرد. تولید و مصرف این فرآورده در سال ۱۳۷۵ معادل ۱۶۵ هزارمترمکعب بوده است.

۲-۴- صادرات و واردات فرآورده های نفتی

۱-۲-۴- صادرات فرآورده های نفتی و ارزیابی اقتصادی آن

تولید فرآورده های نفتی در کشور برای تأمین نیازهای بازار مصرف داخلی صورت می پذیرد و جنبه های صادراتی آن مطرح نمی باشد. حال اگر در کنار تولید فرآورده های مورد نیاز داخلی، اجباراً فرآورده دیگری که بازار آن در داخل کشور اشباع شده نیز تولید گردد، میزان مازاد بر نیاز داخلی صادر می گردد. نمونه بارز آن نفت کوره و نفتای صادراتی آبادان می باشد که بدلیل نیاز به تولید چهارفرآورده اصلی دیگر (گازمایع، بنزین، موتور، نفت سفید، نفت گاز) تولید آنها نیز صورت پذیرفته و از طریق بندرماهشهر صادر می گردد. میزان صادرات فرآورده های نفتی در سال ۱۳۷۵ معادل ۱۰۲۶۶ هزار مترمکعب شامل ۹۵۴۵ هزارمترمکعب نفت کوره، ۲۵۶ هزار مترمکعب قیر و ۴۶۵ هزارمترمکعب نفتا بوده است. مقایسه اقتصادی صادرات فرآورده های فوق با صادرات نفت خام بدلیل اینکه تولید این

فرآورده ها صرفاً برای مقاصد صادراتی صورت نگرفته صحیح نمی باشد. حال اگر موضوع بصورت دیگری مطرح شود، مقایسه بین صادرات مستقیم نفت خام و فرآورده های تولیدی امکان پذیر خواهد بود. بدین معنی که هرگاه قرار باشد پالایشگاهی در یکی از نقاط کشور ترجیحاً جنوب و جنوب شرقی کشور و در کنار آبهای خلیج فارس مانند بندرعباس، صرفاً برای مقاصد صادراتی احداث گردد در آن صورت ارزش فرآورده های تولیدی این پالایشگاه با ارزش نفت خام صادراتی و با در نظر گرفتن قیمت های فوب خلیج فارس قابل مقایسه خواهد بود. بعنوان مثال در جدول (۳۹-۱) الگوی تولید پالایشگاه بندرعباس مورد استفاده قرار گرفته شده است.

جدول (۳۹-۱): الگوی تولید پالایشگاه بندرعباس و ارزش صادراتی فرآورده های آن

شرح	درصد حجمی	تولید در روز		قیمت فرآورده (دلار / بشکه)	ارزش صادراتی (میلیون دلار)
		(هزاربشکه)	(تن)		
گاز مایع	۳/۱	۷/۲	۶۳۴	۲۰/۰۳	۰/۱۴۴
بنزین موتور	۱۹/۹	۴۶/۲	۵۲۸۵	۲۵/۵۲	۱/۱۷۹
نفت سفید	۱۶/۸	۳۹/۰	۴۹۶۰	۲۷/۳۴	۱/۰۶۶
نفت گاز	۳۰	۶۹/۶	۹۲۹۵	۲۵/۳۴	۱/۷۶۳
نفت کوره	۲۱/۷	۵۰/۳	۷۶۰۴	۱۴/۹۵	۰/۷۵۲
قیر	۸/۰	۱۸/۶	۲۹۵۱	۱۵/۹	۰/۲۹۶
جمع فرآورده	۹۹/۵	۲۳۰/۹	۳۰۷۲۹	—	۵/۲
نفت خام (۱۹ دلار برای هربشکه)	۱۰۰	۲۳۲	—	—	۴/۴۰۸
هزینه پالایشی (۲ دلار برای هربشکه)	—	—	—	—	۰/۴۶۴
درآمد صادراتی فرآورده ها	—	—	—	—	۴/۷۳۶
درآمد خالص	—	—	—	—	۰/۳۲۸

ارقام جدول فوق نشان می دهد که در صورت احتساب هزینه ۲ دلار برای پالایش هربشکه نفت خام که از مجموع درآمدهای فروش کسر می شود. ارزش فرآورده های قابل فروش روزانه از ۵/۲ به روزانه ۴/۷۳۶ میلیون دلار خواهد رسید که تقریباً معادل قیمت صادرات نفت خام یعنی ۴/۴۰۸ میلیون دلار در روز می باشد. بنابراین سرمایه گذاری برای احداث پالایشگاهی با ظرفیت ۲۳۲ هزاربشکه و هزینه ای معادل ۲/۵ میلیارد دلار از محل درآمد خالص پالایشگاه قابل تأمین نخواهد بود و احداث پالایشگاه با منظور صادراتی توجیه پذیر نمی باشد.

۲-۴- واردات فرآورده های نفتی

از سالهای پیش از انقلاب تا کنون علی رغم افزایش تولید فرآورده های نفتی و احداث پالایشگاههای جدید ظرفیت پالایشگاههای موجود نتوانسته اند جوابگوی احتیاجات داخلی باشند. بهمین علت از سال ۱۳۶۰ تا به حال مقادیر قابل توجهی فرآورده های نفتی از خارج وارد گردیده است. چنانچه این روند رشد تقاضامهار نشود در آینده نزدیک نه تنها صدور فرآورده های نفتی از پالایشگاه بندرعباس امکان پذیر نخواهد بود، بلکه باید واردات فرآورده را افزایش داد و یا اینکه پالایشگاه دیگری احداث کرد. واردات فرآورده عمدتاً مربوط به فرآورده های سبک و میان تقطیر بوده است. بطوریکه در سال ۱۳۷۵ به میزان ۲۰۲۸ هزار مترمکعب بنزین و ۱۹۱۸ هزار مترمکعب نفت سفید و ۱۸۵۴ هزار مترمکعب نفت گاز وارد کشور شده است. واردات فرآورده های نفتی در سال ۱۳۷۵ نسبت به سال قبل ۳۱/۹ درصد افزایش یافت. بیشترین رشد واردات متعلق به بنزین با ۷۹/۵ درصد می باشد. افزایش واردات فرآورده های سبک لزوم تغییر در الگوی پالایشی کشور در جهت تولید بیشتر فرآورده های سبک و میان تقطیر را نشان میدهد.

۳-۴- قیمت اسمی و واقعی فروش فرآورده های نفتی

قیمت بعنوان یک عامل اساسی، تصمیم گیری مصرف کنندگان را تحت تأثیر قرار می دهد و می تواند بعنوان یک ابزار مهم برای هدایت مصرف و تولید انواع کالاها مورد استفاده قرار گیرد. کم بودن قیمت فرآورده های نفتی و نامتناسب بودن تغییرات آن با تغییرات شرایط اقتصادی از جمله تورم باعث شده است که قیمتهای مربوط به فرآورده های نفتی قادر نباشند وظیفه اصلی خود مبنی بر هدایت بازار را ایفاء نمایند. برای مثال قیمت نفت سفید از سال ۱۳۵۳ تا ۱۳۶۵ در سطح ثابت ۲/۵ ریال به ازای هر لیتر و قیمت نفت کوره ۱/۲ ریال به ازای هر لیتر ثابت بوده اند. ثابت بودن قیمت در خصوص نفت گاز نیز تا سال ۱۳۶۰ مصداق داشته است. این مسئله باعث افزایش بی رویه مصرف فرآورده ها در سالهای مذکور شده است. از سال ۱۳۷۰ به بعد و بدنبال مطرح شدن بحث های تنظیم بازار افزایش قیمت فرآورده های نفتی مورد توجه قرار گرفت. بطوریکه قیمت بنزین تا آخر سال ۱۳۷۵ به بیش از ۲/۶ برابر قیمت آن در سال ۱۳۷۰ رسید. قیمت اسمی نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره در سال ۱۳۷۵ به ترتیب ۷/۵، ۳ و ۷/۵ برابر قیمت آنها در سال ۱۳۷۰ بوده است. قیمت های مصوب فروش چهار فرآورده اصلی به تفکیک بخشهای مصرف کننده و تاریخ شروع مصوبات فروش را می توان در جدول (۴۰-۱) مشاهده نمود.

جدول (۴۰-۱): قیمت مصوب فروش فرآورده های عمده نفتی طی سالهای ۷۵-۱۳۶۹

(ریال/لیتر)

تاریخ	گاز مایع خانگی	بنزین های موتور		نفت سفید خانگی و تجاری	نفت گاز		نفت کوره صنایع و اصناف
		معمولی	سوپر		خانگی	غیرخانگی	
۶۹/۱۱/۱	۱۰	۵۰	۷۰	۴	۱۰	۴	۵
۷۰/۳/۲۰	۱۰	۵۰	۷۰	۴	۱۰	۱۰	۵
۷۰/۴/۱	۱۹	۵۰	۷۰	۴	۱۰	۱۰	۵
۷۰/۱۱/۲۰	۱۹	۵۰	۷۰	۱۵	۱۰	۱۰	۵
۷۲/۶/۲۰	۲۷	۵۰	۷۰	۱۵	۱۰	۱۰	۵
۷۴/۱/۱	۵۰	۱۰۰	۱۲۰	۲۰	۲۰	۲۰	۱۰
۷۵/۱/۱۵	۶۰	۱۳۰	۱۸۰	۳۰	۲۰	۲۰	۱۵

همانگونه که از جدول فوق مشاهده می گردد، قیمت فرآورده های نفتی طبق مصوبات برنامه پنجساله دوم و از سال ۱۳۷۴ شروع به افزایش نمود ولی تا قبل از آن نیز بطور مقطعی قیمت برخی از فرآورده ها طبق مصوبات شورای اقتصاد شامل افزایش قیمت گردیده اند.

متوسط قیمت اسمی و واقعی فرآورده های اصلی نفتی طی سالهای ۱۳۷۵-۱۳۵۲ در جداول (۴۱-۱) و (۴۲-۱) نشان داده شده است.

همانطور که از جدول (۴۲-۱) استنباط می شود قیمت واقعی نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره با توجه به ثبات نسبی قیمت آنها طی سالهای مورد بررسی و افزایش سرسام آور قیمت های داخلی خصوصاً از سال ۱۳۵۹ به بعد کاهش یافته است. بطوریکه قیمت واقعی این فرآورده ها در سال ۱۳۷۵ بترتیب ۱۸/۱، ۱۷/۴ و ۱۸/۱ درصد قیمت واقعی آنها در سال ۱۳۵۳ بوده است.

قیمت واقعی بنزین از سال ۱۳۵۳ تا ۱۳۵۹ نوسان داشته ولی از سال ۱۳۵۹ به بعد تورم شدید داخلی علی رغم چندین مرتبه تعدیل قیمت اسمی بنزین کاهش دائمی قیمت واقعی آن را سبب شده است.

جدول (۴۱-۱): قیمت اسمی فروش فرآورده های عمده نفتی در سالهای ۱۳۵۳-۱۳۷۵

(لیتر/ریال)

سال	بنزین معمولی	نفت سفید	نفت گاز	نفت کوره
۱۳۵۳	۶/۰۰	۲/۵	۲/۴	۱/۲۰۰
۱۳۵۴	۶/۰۰	۲/۵	۲/۴	۱/۲۰۰
۱۳۵۵	۶/۰۰	۲/۵	۲/۴	۱/۲۰۰
۱۳۵۶	۸/۰۰	۲/۵	۲/۴	۱/۲۰۰
۱۳۵۷	۱۰/۰۰	۲/۵	۲/۴	۱/۲۰۰
۱۳۵۸	۱۰/۰۰	۲/۵	۲/۴	۱/۲۰۰
۱۳۵۹	۳۰/۰۰	۲/۵	۲/۴	۱/۲۰۰
۱۳۶۰	۳۰/۰۰	۲/۵	۲/۶۰۳	۱/۲۰۰
۱۳۶۱	۳۰/۰۰	۲/۵	۳/۰۰۸	۱/۲۰۰
۱۳۶۲	۳۰/۰۰	۲/۵	۳/۰۰۸	۱/۲۰۰
۱۳۶۳	۳۰/۰۰	۲/۸	۳/۰۰۸	۱/۲۰۰
۱۳۶۴	۳۰/۰۰	۲/۵	۳/۰۰۸	۱/۲۰۰
۱۳۶۵	۳۰/۰۰	۲/۵	۳/۰۵۴	۱/۲۰۰
۱۳۶۶	۳۷/۸۰	۴/۰	۴/۶۲۵	۲/۰
۱۳۶۷	۴۰/۸۰	۴/۰	۴/۷۲۰	۲/۰
۱۳۶۸	۴۲/۷۲	۴/۰	۴/۷۲۰	۲/۰
۱۳۶۹	۴۲/۷۲	۴/۰	۴/۷۲۰	۲/۰
۱۳۷۰	۵۰/۰۰	۴/۰	۱۰	۲/۰
۱۳۷۱	۵۰/۰۰	۴/۰	۱۰	۵/۰
۱۳۷۲	۵۰/۰۰	۱۵/۰	۱۰	۵/۰
۱۳۷۳	۵۰/۰۰	۱۵/۰	۱۰	۵/۰
۱۳۷۴	۱۰۰	۲۰	۲۰	۱۰
۱۳۷۵	۱۳۰	۳۰	۳۰	۱۵

توضیحات:

- ۱- طی سالهای ۱۳۶۶-۱۳۶۰ مصارف خانگی نفت گاز هر لیتر ۱۰ ریال و مصارف غیرخانگی هر لیتر ۲/۴ و طی سالهای ۶۹-۱۳۶۶، مصارف خانگی هر لیتر ۱۰ و مصارف غیرخانگی هر لیتر ۴ ریال و از سال ۱۳۶۹ الی ۱۳۷۱ به نرخ ۱۰ ریال محاسبه شده است.
- ۲- طی سالهای ۶۹-۱۳۶۶ بنزین معمولی به نرخ ۳۰ ریال در لیتر بصورت سهمیه بندی و ۶۰ ریال در لیتر بصورت آزاد عرضه شده است.

جدول (۴۲-۱): قیمت واقعی فروش فرآورده های عمده نفتی در سالهای ۱۳۷۵-۱۳۵۳

(لیتر/ریال)

سال	بنزین معمولی	نفت سفید	نفت گاز	نفت کوره
۱۳۵۳	۶۹	۲۸/۷	۲۷/۶	۱۳/۸
۱۳۵۴	۶۵/۲	۲۷/۲	۲۶/۱	۱۳
۱۳۵۵	۵۷/۷	۲۴	۲۳/۱	۱۱/۵
۱۳۵۶	۶۷/۲	۲۱	۲۰/۲	۱۰/۱
۱۳۵۷	۷۶/۶۶	۱۹/۲	۱۸/۵	۹/۲
۱۳۵۸	۶۴/۱	۱۶	۱۵/۴	۱۳/۶
۱۳۵۹	۱۴۷/۸	۱۲/۳	۱۱/۸	۵/۹
۱۳۶۰	۱۲۳/۴	۱۰/۳	۱۰/۷	۴/۹
۱۳۶۱	۱۰۸/۷	۹/۱	۱۰/۹	۴/۳
۱۳۶۲	۱۰۰/۷	۸/۴	۱۰/۱	۴
۱۳۶۳	۹۳/۴	۷/۸	۹/۴	۳/۷
۱۳۶۴	۸۷/۲	۷/۳	۸/۷	۳/۵
۱۳۶۵	۶۹/۶	۵/۸	۷/۱	۲/۸
۱۳۶۶	۶۷/۶	۷/۱	۸/۳	۳/۶
۱۳۶۷	۵۹/۹	۵/۹	۶/۹	۲/۹
۱۳۶۸	۵۲/۹	۵	۵/۸	۲/۵
۱۳۶۹	۴۲/۷	۴	۴/۷	۲
۱۳۷۰	۳۹/۵	۳/۱۶	۷/۹	۱/۶
۱۳۷۱	۲۹/۶	۲/۴	۵/۹	۳
۱۳۷۲	۲۳/۶	۷/۱	۴/۷	۲/۴
۱۳۷۳	۱۶/۶	۵	۳/۳	۱/۷
۱۳۷۴	۲۰/۷	۴/۱۴	۴/۱۴	۲/۰۷
۱۳۷۵	۲۱/۵	۵	۵	۲/۵

توضیح: سال پایه ۱۳۶۹ می باشد و قیمت های واقعی با احتساب شاخص عمده فروش بدست آمده است.

۴-۴- بررسی عملکرد و برنامه پنجساله دوم

۴-۴-۱- تولید

طی سالهای ۱۳۷۴ و ۱۳۷۵ به علت عدم بهره برداری از پالایشگاه بندرعباس در موعد مقرر رقم مربوط به میزان تولید واقعی فرآورده های نفتی از رقم پیش بینی شده برنامه پنجساله دوم کمتر بوده است. در صورتیکه رقم پیش بینی شده برنامه بدون احتساب تولید مورد انتظار پالایشگاه بندرعباس در نظر گرفته شود عملکرد بهتر پالایشگاههای کشور در مقایسه با پیش بینی برنامه نمایان خواهد شد. جدول (۴-۳) سطح تولید واقعی فرآورده های نفتی توسط پالایشگاههای کشور طی سالهای اولیه برنامه پنجساله دوم و ارقام تولید پیش بینی شده برنامه را نشان می دهد.

جدول (۴-۳): سطح تولید فرآورده های نفتی در کل کشور در برنامه پنجساله دوم
(هزار مترمکعب در روز)

شرح	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸
برنامه کل تولید	۲۱۳	۲۲۱	۲۲۸	۲۴۳	۲۴۳
عملکرد	۱۹۷	۲۰۷	—	—	—

مطابق جدول فوق رشد متوسط سالیانه تولید فرآورده های نفتی طی سالهای برنامه پنجساله دوم ۳/۳ درصد در نظر گرفته شده است. ولی هرگاه نظریات کارشناسی در رابطه با تغییرات ایجاد شده در برنامه مورد نظر باشد با توجه به آخرین اطلاعات موجود روند تولید فرآورده ها براساس ارقام مندرج در جدول (۴-۴) از رشد متوسط سالیانه ای حدود ۵ درصد در مقایسه با سال پایه سال ۱۳۷۳ برخوردار خواهد بود.

جدول (۴-۴): تولید واقعی و برآورد تولید فرآورده های نفتی در سالهای ۷۸-۱۳۷۳

(مترمکعب در روز)

فرآورده سال	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	درصد رشد متوسط سالیانه
گازمایع	۷۱۱۱	۷۵۹۵	۷۳۴۱	۸۱۱۱	۸۶۷۶	۸۳۷۰	۳/۳
بنزین های موتور	۲۸۶۰۸	۲۹۰۹۹	۲۸۳۴۱	۳۲۴۷۶	۳۷۱۸۶	۳۶۳۰۷	۴/۹
نفت سفید	۲۵۰۹۳	۲۲۷۰۴	۲۵۲۲۱	۲۹۹۵۷	۲۸۰۹۸	۲۶۷۸۶	۶/۷
نفت گاز	۵۳۲۵۱	۵۵۷۰۱	۵۷۸۷۰	۶۵۷۰۵	۷۲۷۸۳	۷۱۷۱۰	۶/۱
نفت کوره	۶۰۳۵۲	۶۴۹۳۲	۶۸۶۵۰	۷۸۴۳۳	۷۸۲۴۲	۷۵۵۳۴	۴/۵
روغن های موتور	۱۴۸۰	۲۳۱۵	۱۰۹۸	۱۴۸۱	۱۳۷۰	۱۳۲۳	-۲/۲
سوخت هواپیمائی	۲۴۳۷	۲۳۰۱	۲۳۲۳	۲۷۲۳	۴۱۳۷	۵۳۷۴	۱۷/۱
سایر فرآورده ها	۱۳۱۹۳	۱۱۷۹۵	۱۵۹۲۹	۱۷۹۹۷	۱۹۴۳۱	۲۱۲۴۶	۹/۹
جمع فرآورده	۱۹۱۵۲۵	۱۹۷۴۴۲	۲۰۶۷۵۳	۲۳۶۸۸۳	۲۴۹۹۲۳	۲۴۶۶۵۰	۵/۲
نفت خام	۲۰۰۹۱۸	۲۰۶۷۳۱	۲۱۶۲۹۲	۲۴۷۴۵۶	۲۶۰۲۵۴	۲۵۶۲۸۰	۵/۰

۲-۴-۴- مصرف

مصرف فرآورده های نفتی طی دو سال اول برنامه پنجساله دوم و مقایسه آن با ارقام پیش بینی شده برنامه در جدول (۱-۴۵) آمده است :

جدول (۱-۴۵): مقایسه مصارف فرآورده های نفتی باشخصه های برنامه پنجساله دوم در سالهای ۷۵-۱۳۷۴ (هزار مترمکعب در روز)

شرح	۱۳۷۴			۱۳۷۵		
	برنامه	عملکرد	درصد تحقق برنامه	برنامه	عملکرد	درصد تحقق برنامه
گاز مایع	۹/۲	۸/۵	۹۳	۹/۳	۹/۱	۹۹
بنزین موتور	۳۳/۸	۳۱/۴	۹۳	۳۵/۳	۳۲/۹	۹۳
نفت سفید	۳۱/۰	۲۸/۷	۹۳	۳۲/۰	۳۰/۵	۹۵
نفت گاز	۶۵/۰	۵۹/۸	۹۲	۶۷/۹	۶۲/۵	۹۲
نفت کوره	۴۳/۰	۴۰/۶	۹۴	۴۴/۹	۴۲/۶	۹۲

مصارف فرآورده های نفتی با توجه به سیاستهای صرفه جوئی و کاهش واردات ، در اغلب موارد در مقایسه با برنامه پنجساله دوم کمتر بوده است . کاهش مصرف از طریق افزایش بهره وری و جلوگیری از ضایعات و جایگزینی گاز طبیعی بجای فرآورده های نفتی صورت گرفته است . جدول (۱-۴۸) میزان مصرف فرآورده های نفتی طی دو سال اول برنامه پنجساله دوم و مقایسه آن با ارقام پیش بینی شده برنامه را نشان می دهد.

با توجه به مراتب فوق ، با افزایش مصرف گاز و کاهش مصرف فرآورده های نفتی مصارف انرژی کشور طی دو سال اخیر در جهت مطلوبی حرکت نموده است .

برآورد مصرف فرآورده های نفتی برای سالهای باقیمانده برنامه پنجساله دوم با توجه به لزوم تأمین نیاز مصرف بخش های مختلف خانگی - تجاری و صنعتی و با در نظر گرفتن چارچوب های برنامه پنجساله دوم در این مورد ، در جدول (۱-۴۶) آورده شده است .

جدول (۱-۴۶): برآورد مصرف فرآورده های نفتی در سالهای

باقیمانده برنامه پنجساله دوم (هزارمترمکعب در سال)

شرح	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸
گازمایع	۳۴۰۵	۳۴۲۴	۳۴۴۸
بنزین های موتور	۱۳۲۸۶	۱۳۶۸۸	۱۴۰۸۹
نفت سفید	۱۲۰۴۵	۱۲۴۱۰	۱۲۴۱۰
نفت گاز	۲۵۵۵۰	۲۶۵۷۲	۲۷۶۳۱
نفت کوره	۱۷۱۴۰	۱۷۹۱۱	۱۸۷۲۵
روغن موتور	۷۷۷	۸۰۵	۸۳۴
سوخت سبک جت	۲۸۷	۲۹۳	۲۹۹
سوخت سنگین جت	۸۸۷	۹۳۱	۹۷۸
بنزین هواپیمائی (۱۰۰-۱۳۰)	۴	۴	۴
سایر فرآورده ها	۴۸۶۷	۴۹۵۸	۵۴۲۹
جمع	۷۸۲۴۸	۸۰۹۹۶	۸۳۸۴۷

پیش بینی می شود که با توجه به بهره برداری از پالایشگاه بندرعباس طی سالهای اخیر و برآورد میزان تولید سایر پالایشگاههای کشور واردات فرآورده های میان تقطیر (بجز بنزین موتور) به کلی متوقف شود. صادرات فرآورده های مازاد بر مصارف داخلی مانند نفت کوره - نفتای آبادان و قیر از جمله برنامه های کشور در سالهای باقیمانده برنامه پنجساله دوم بشمار می رود. عناوین کلی مصرف فرآورده های نفتی در سالهای مورد پیش بینی بشرح زیر می باشد.

- رشد متوسط سالیانه مصارف فرآورده های نفتی در فاصله سالهای ۷۸-۱۳۷۵ حدود ۴/۳ درصد برآورد گردیده است .

- بطور کلی در روند مصرف فرآورده های نفتی در برنامه پنجساله دوم جایگزینی گاز طبیعی بجای سوخت های مایع (گازمایع ، نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره) و همچنین جایگزینی برخی از فرآورده های گازی شکل (گاز مایع ، CNG) بجای فرآورده های نفتی مورد توجه قرار گرفته است . در این خصوص برنامه گازسوز کردن وسائط نقلیه سبک و سنگین بترتیب با گاز مایع و CNG و بکارگیری گاز طبیعی در مقیاس گسترده در بخش های خانگی - تجاری و صنایع بخصوص در نیروگاهها و صنایع پتروشیمی در اولویت می باشد.

۱-۲-۴-۴- مصرف گاز مایع

ارقام واقعی برداشت از گاز مایع پالایشگاهها و سایر منابع تولید طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ و برآورد مربوط به آن در مابقی سالهای برنامه پنجساله دوم بشرح جدول (۱-۴۷) می باشد.

جدول (۱-۴۷): برداشت گاز مایع از پالایشگاهها و سایر منابع طی برنامه پنجساله دوم

(تن در روز)

شرح	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	رشد متوسط مصرف
عرضه برای مصارف	۴۷۳۲	۴۷۳۱	۴۹۹۶	۵۱۷۰	۵۲۰۰	۵۲۳۵	۲/۰
برداشت از پالایشگاه	۳۹۱۶	۴۰۷۶	۳۹۳۴	۴۴۶۰	۴۶۸۶	۴۶۸۶	۳/۶
برداشت از سایر منابع	۹۰۱	۶۵۲	۱۰۶۲	۷۱۰	۵۱۴	۵۴۹	-۱۰/۴
جمع برداشت	۴۸۱۷	۴۷۲۸	۴۹۹۶	۵۱۷۰	۵۲۰۰	۵۲۳۵	۱/۷
تلفات و ذخیره سازی	+۸۵	-۳	-	-	-	-	-

تحولات کلی مصرف گاز مایع طی برنامه پنجساله دوم بشرح زیر می باشد :

- براساس اهداف برنامه پنجساله دوم قرار بود که پالایشگاه مایعات گازی نهم در سال ۱۳۷۷ به بهره برداری برسد. ولی با توجه به عقب بودن عملیات اجرائی ، بهره برداری از این پالایشگاه و برداشت گاز مایع از آن در سال مورد نظر متصور نمی باشد.
- مقایسه متوسط رشد مورد نظر برای مصرف گاز مایع طی برنامه پنجساله دوم (۲ درصد - با سال پایه ۱۳۷۳) با رشد تولید گاز مایع توسط پالایشگاههای کشور که سالیانه بطور متوسط ۳/۶ درصد برآورد گردیده است ، باعث کاهش برداشت از سایر منابع خواهد گردید.
- تحولات مصرف گاز مایع در سطح استانهای کشور در طول برنامه دوم در جهت انتقال مصرف (در نقاطی که گازرسانی انجام گرفته یا خواهد شد) از جوامع شهری به جوامع روستائی بوده و در نقاطی که گازرسانی انجام نخواهد گرفت (استانهای سیستان و بلوچستان ، ایلام، جنوب خراسان، هرمزگان و ...) رشد مصرف گاز مایع در جوامع شهری و روستائی قابل پیش بینی است .
- تحول اساسی مصرف گاز مایع طی برنامه دوم در بخش حمل و نقل خواهد بود. هرگاه کلیه تاکسی های تهران و شهرهای بزرگ گاز سوز گردند و روند کنونی رشد ادامه یابد، مصرف گاز مایع در این بخش بشرح جدول (۱-۴۸) برآورد می گردد:

جدول (۴۸-۱): برآورد مصرف گاز مایع در بخش حمل و نقل طی برنامه پنجساله دوم و

مصارف واقعی آن در سالهای ۷۵-۱۳۷۳

شرح	سال	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸
مصارف خودروها (هزارتن)	۱۰/۳	۲۰/۶	۵۴/۳	۱۱۹	۲۶۳	۵۷۸	
تعداد خودروهای گازسوز	۱۵۴۹	۳۰۹۸	۸۳۲۰	۱۷۸۹۴	۳۹۵۴۶	۸۶۹۰۰	

بعبارت دیگر با ادامه روند کنونی در پایان برنامه دوم می توان انتظار داشت که کلیه تاکسی های کشور بصورت گازسوز درآیند. قابل ذکر است که این امر علاوه بر لزوم تأمین گاز مورد نیاز از منابع پتروشیمی، مستلزم احداث جایگاههای عرضه گاز مایع در سطح شهرهای بزرگ کشور نیز می باشد.

- با توجه به اینکه هر تلمبه روزانه توانائی پاسخگوئی به ۲۵۰ خودرو را دارد و با فرض اینکه هر جایگاه شامل ۴ تلمبه است، در پایان سال ۱۳۷۸ بمنظور تأمین نیازهای کشور به احداث حدود ۹۰ جایگاه نیاز می باشد.

۵-۴- امکانات جایگزینی فرآورده های نفتی و هزینه های آن

جایگزینی سوختهای مایع با گاز طبیعی و گاز مایع یکی از موضوعات اساسی بخش انرژی کشور می باشد که بدنبال افزایش آگاهیهای مربوط به خطرات زیست محیطی ناشی از مصرف سوختهای مایع برجسته تر شده است. در این میان با وجود منابع عظیم گاز طبیعی در کشور و امکانات وسیع جایگزینی آن با سایر سوختها و پاکیزگی گاز طبیعی، منطقی است که گاز طبیعی جایگزین سوختهای مایع شود. این امر می تواند با جایگزینی آن در بخش خانگی بجای نفت سفید و نفت گاز مورد استفاده برای پخت و پز و ایجاد گرمایش، در بخش صنایع و نیروگاهها بجای مصارف سوختی نفت گاز و نفت کوره و در بخش حمل و نقل گاز طبیعی فشرده شده (CNG) بجای نفت گاز مصرفی اتومبیلهای دیزلی، تحقق یابد. همچنین جایگزینی گاز مایع در بخش حمل و نقل بجای بنزین و در بخش خانگی بجای نفت سفید از جمله موارد دیگری است که باید مورد توجه واقع شود.

۱-۵-۴- امکانات مصرف گاز مایع در موتورهای بنزینی و دیزلی

با بررسی های بعمل آمده و تجربیات کسب شده، کاربرد گاز مایع در موتورهای بنزینی با تغییراتی در مخزن سوخت و اتصالات مربوطه و رساندن گاز مایع به محوطه احتراق موتورها امکانپذیر می باشد. البته باید در کاربرد گاز مایع بجای بنزین موتور موارد ایمنی بیشتری رعایت گردد و در مواقع

سوخت گیری و کاربرد احتیاط های لازم بعمل آید، همچنین وسائل نقلیه گازسوز می بایست بطور مداوم و دقیق از سوی متخصصین امر کنترل شوند.

از نظر کاربردی افت رانندمان اتومبیل های گازسوز در مقایسه با اتومبیل های بنزین سوز حدود ۲۵-۳۰ درصد و هزینه تغییر سوخت هر خودرو، در سال ۱۳۷۵، حدود ۱/۲ میلیون ریال می باشد که با توجه به افزایش قیمت های سالیانه، هزینه های تغییر سوخت در پایان برنامه دوم برای هر خودرو حدود ۲ میلیون ریال برآورد می گردد. هر گاه سرمایه گذاری اولیه را ۵ ساله و بطور مساوی مستهلک نمائیم و هزینه های تعمیرات عمومی برای هر دو حالت را ثابت فرض کنیم، با فرض اینکه هزینه ماهیانه سوخت هر خودرو گازسوز ۵ هزار ریال و هزینه سالیانه معاینات مخصوص خودرو ۱۲ هزار ریال در نظر گرفته شود هزینه های سالیانه هر خودرو حدود ۳۱۲ هزار ریال خواهد بود.

مصرف سوخت بنزین برای هر تاکسی به میزان روزانه ۳۰ لیتر و برای ۳۰۰ روز کاری در سالهای مختلف و با احتساب افزایش قیمت بنزین هزینه هائی در بر خواهد داشت، که بشرح جدول (۴۹-۱) با گاز مایع مقایسه گردیده است.

جدول (۴۹-۱): مقایسه اقتصادی استفاده از گاز مایع با استفاده از بنزین موتور

در خودروها					شرح
سال	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸
هزینه تغییر سوخت گاز مایع	۲۴۰	۲۴۰	۲۴۰	۲۴۰	۲۴۰
هزینه سوخت گاز مایع	۶۰	۶۰	۶۰	۶۰	۶۰
هزینه عملیات مخصوص	۱۲	۱۲	۱۲	۱۲	۱۲
هزینه سالیانه خودرو گاز مایع سوز	۳۱۲	۳۱۲	۳۱۲	۳۱۲	۳۱۲
هزینه سوخت بنزین	۹۰۰	۱۱۷۰	۱۴۴۰	۱۸۰۰	۲۱۶۰
هزینه معاینه مخصوص	—	—	—	—	—
جمع هزینه های خودرو بنزین سوز	۹۰۰	۱۱۷۰	۱۴۴۰	۱۸۰۰	۲۱۶۰
سود سالیانه	۵۸۸	۸۵۸	۱۱۲۸	۱۴۸۸	۱۸۴۸

همانگونه که مشاهده می گردد، هر گاه هزینه های مرتبط با سوخت و معاینه خودروهای گاز سوز (به منظور تشویق رانندگان) افزایش نیابد، مقایسه هزینه های دو حالت صرفه جویی سالیانه ای معادل

۵۹۱۰ هزار ریال طی ۵ سال را نشان می دهد که در واقع توجیه اقتصادی تغییر سوخت خودروها می باشد. بنابراین مقایسه اقتصادی جایگزینی LPG بجای بنزین ، حکایت از اقتصادی بودن این جایگزینی دارد به شرط آنکه هزینه های مربوط به سوخت و معاینه خودروهای گازمایع سوز ثابت باقی بماند این مسئله بدون در نظر گرفتن اثرات مثبت زیست محیطی این طرح می باشد.

۴-۶- توصیه های مربوط به مصرف و ذخیره سازی فرآورده های نفتی

۴-۶-۱- مصرف

بمنظور کاهش مصرف فرآورده های نفتی بعنوان یک سوخت ارزان قیمت و استفاده از آنها در صنایع پایه پیشنهادات زیر ارائه می گردد.

- آگاهی دادن به مصرف کنندگان در مورد نحوه صحیح استفاده از انرژی بطور اعم و فرآورده های نفتی بطور اخص .

- برنامه ریزی و هماهنگی کلیه سازمانها و وزارتخانه های مرتبط با انرژی جهت بکارگیری انرژی های جایگزین (زغال سنگ ، خورشید ، آب ، باد و غیره) .

- تداوم اصلاح نظام قیمت گذاری با توجه به هزینه واقعی و تمام شده فرآورده ها .

- اصلاح الگوی تولید وسائل نقلیه تولید داخلی مانند پیکان و اتومبیل های مشابه .

- بکارگیری گاز طبیعی و گاز مایع بجای بنزین موتور ، نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره که نقش مثبتی در کاهش آلودگی محیط زیست را نیز در بر خواهد داشت.

- توسعه شبکه گازرسانی و بهره گیری از منابع جدید گاز.

مصرف روزانه نفت گاز به میزان ۶۲ میلیون لیتر، رقم قابل توجهی است و توصیه می شود با رعایت

مراتب زیر نسبت به محدود نمودن آن اقدام شود :

- تعیین مناسبترین و اقتصادی ترین سوخت برای هریک از صنایع و در نتیجه کنترل مصرف نفت گاز و تشکیل کمیته هائی مرکب از سازمانهای ذینفع جهت تبدیل سوخت صنایع و نیروگاههای موجود به سوخت مناسب تر و اقتصادی تر.

- تجدید نظر در قیمت گذاری نفت گاز.

- کنترل لازم در مورد مصرف بخش حمل و نقل که مهمترین مصرف کننده نفت گاز می باشد و استفاده از CNG در ناوگان ترابری شهری مانند شرکت واحد اتوبوسرانی .

در نقاطی که از سیستم گاز طبیعی سراسری دور بوده و امکان گازرسانی به این نقاط از نظر فنی

اقتصادی مقرون به صرفه نمی باشد، گازمایع بهترین نوع سوخت برای پخت و پز تولید آب گرم و گرمایش می باشد. البته باید توجه داشت که حرکت در جهت استفاده از گاز مایع در ابعاد وسیعتر و برای تولید آب گرم و گرمایش، مستلزم تولید تعداد قابل توجهی سیلندر می باشد. لذا توصیه می گردد که استفاده از گازمایع در مناطق روستائی برای پخت و پز و حداکثر پخت نان مورد استفاده قرار گیرد. همچنین به منظور بهبود سیستم عرضه گازمایع کشور توصیه می شود تا سیلندرهایی مورد نیاز مصرف کنندگان در حد لزوم تولید و در اختیار آنها قرار داده شود همچنین بازسازی سیلندرهایی معیوب (رقمی حدود ۸ میلیون سیلندر) از جمله مشکلات موجود در زمینه عرضه ایمن گاز مایع بشمار می رود که باید مرتفع گردد. تأمین شیر و رگلاتور مشکل دیگر عرضه گاز مایع می باشد که در این زمینه اقداماتی صورت گرفته تا از واردات آن جلوگیری گردد.

۲-۶-۴- ذخیره سازی

با توجه به نوسانات فصلی و منطقه ای مصرف فرآورده های نفتی توصیه های زیر ارائه می گردد:

- ۱- با احداث مخازنی در مراکز عمده مصرف و یا با استفاده از لایه های نمکی یا سنگی غیر قابل نفوذ گازطبیعی ذخیره گردد و در موارد اوج مصرف فرآورده ها (زمستانها) بخطوط لوله سراسری تزریق شود.

- ۲- ذخیره سازی گاز مایع در ماههای گرم تابستان و در مخازن ۱۸ هزار تنی ری و مایل ۴۰ ماهشهر صورت پذیرد، تا در مواقع بحران و کمبودها از آن استفاده بعمل آید. ایجاد مخازن ذخیره سازی گاز مایع کشور در مشهد، ساری، تبریز، کرمانشاه، اردبیل، ارومیه و بوشهر توصیه می گردد.

- ۳- ذخیره سازی بنزین موتور در فصل بهار به نحوی صورت گیرد که در اوائل تابستان که اوج مصرف بنزین می باشد. ذخیره کافی در اغلب انبارهای کشور بخصوص در انبارهای شمال (مازندران، گیلان) و شمال شرق (مشهد و ...) وجود داشته باشد.

- ۴- ذخیره سازی نفت سفید در انبارهای مناطق سردسیر کشور در اواخر تابستان و اوائل پائیز توصیه می گردد و هرگاه واردات این فرآورده نیز ضروری باشد خرید و ذخیره سازی آن در فصل تابستان با توجه به پائین بودن نسبی قیمتها، از نظر اقتصادی مقرون بصرفه می باشد. قابل ذکر است که حجم توزیع نفت سفید بخصوص در نقاط سردسیر در برخی از ماههای زمستان به دو الی سه برابر سایر فصول می رسد، لذا ذخیره سازی آن می تواند از ایجاد بحران در مواقع اوج مصرف جلوگیری نماید.
- ۵- ذخیره سازی نفت گاز برای مصارف بخش کشاورزی در اوائل بهار و همچنین در طول تابستان برای

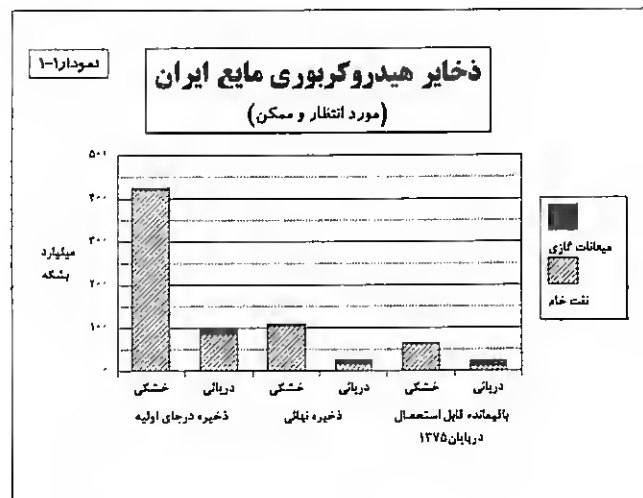
مصارف پمپ های آبیاری از ضروریات بشمار می رود. از طرفی تأمین نیازهای ناوگان ترابری کشور (اتوبوسها و کامیونها) برای ثبات اقتصادی کشور از اهمیت ویژه ای برخوردار است .

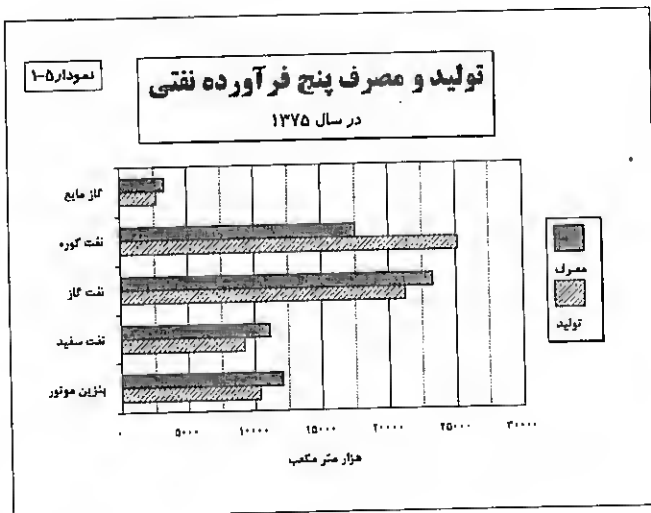
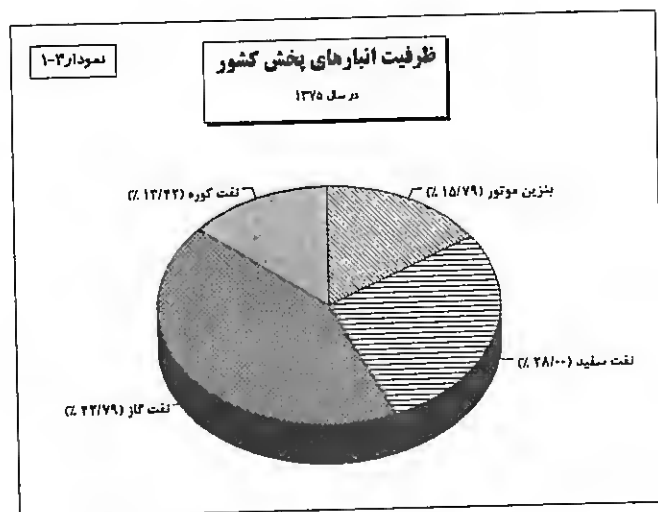
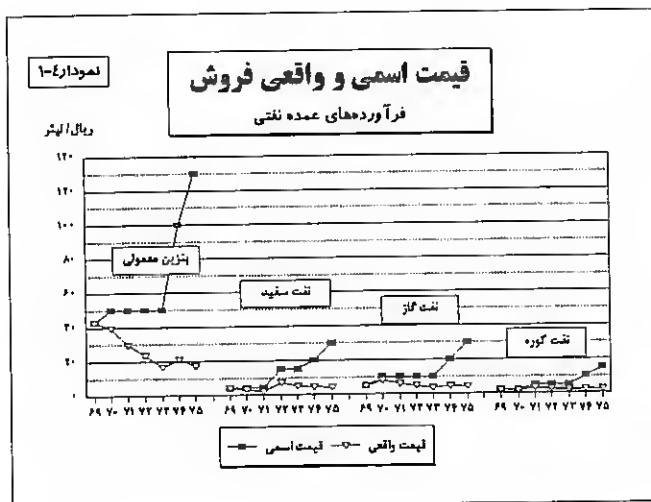
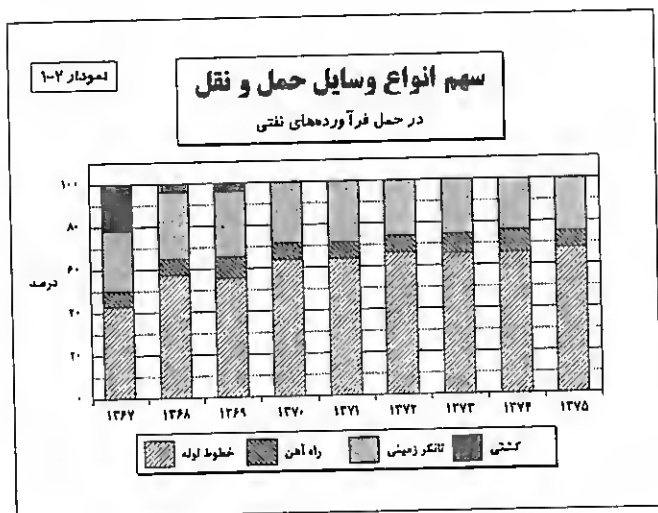
۶- ذخیره سازی نفت کوره از طرف مصرف کنندگان و صاحبان صنایع از جمله اقدامات بسیار ضروری است. زیرا ذخیره سازی در انبار نیروگاهها ، کارخانجات و صنایع بزرگ در موارد ضروری کمک شایانی به رفع بحرانهای سوختی خواهد نمود. بعنوان مثال ذخیره کافی در مخازن نفت کوره نیروگاههای نفت کوره سوز ، کارخانجات قند در تابستان (برای مصارف پائیز و زمستان) و همچنین کارخانجات سیمان و غیره که از عمده مصرف کنندگان نفت کوره بشمار می روند، توصیه می گردد.

۷- ذخیره سازی قیر از طرف پیمانکاران وزارت راه و حلال ها توسط کارخانجات تولید رنگ از تمهیداتی است که همیشه در موارد بحرانی کارساز بوده است .

۸- توسعه مخازن شرکت ملی پخش در اقصی نقاط کشور برای چهار فرآورده اصلی و گاز مایع .

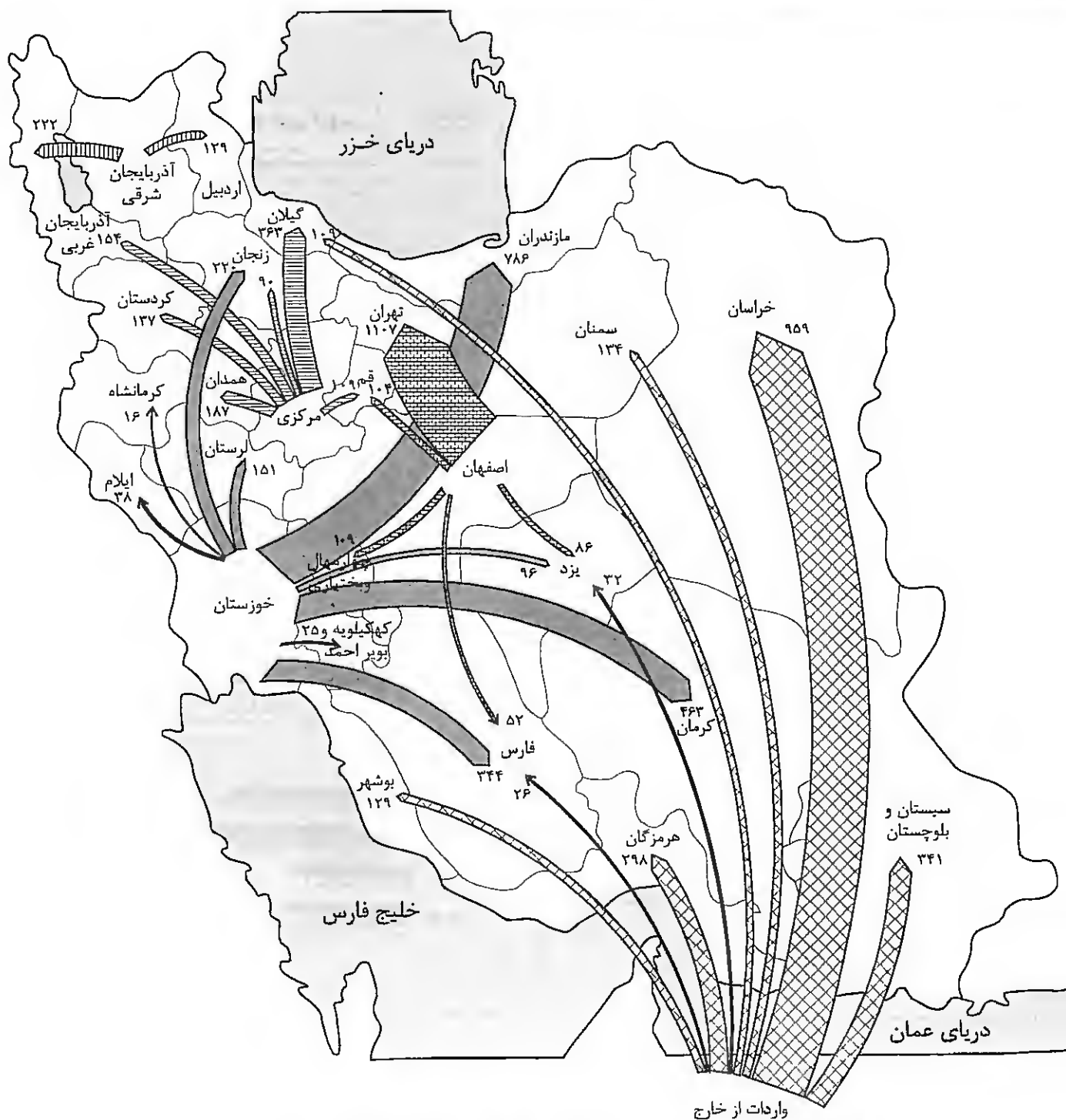
۹- در نهایت توصیه می شود که مقادیری نفت خام در مخازن پالایشگاههای مرکزی کشور (مخزن ۱/۳۳ میلیون بشکه ای اصفهان) برای رفع کمبودهای پالایشگاههای شمال ذخیره شود تا کمبودهای احتمالی پالایشگاههای اصفهان ، تهران ، تبریز از نظر نفت خام در موارد ضروری جبران گردد.





(ارقام بر حسب هزار مترمکعب)

نمودار ۱-۶



راہِ نما:

تولیدی پالایشگاه اصفهان

تولیدی پالایشگاه آبادان

واردات از خارج کشور

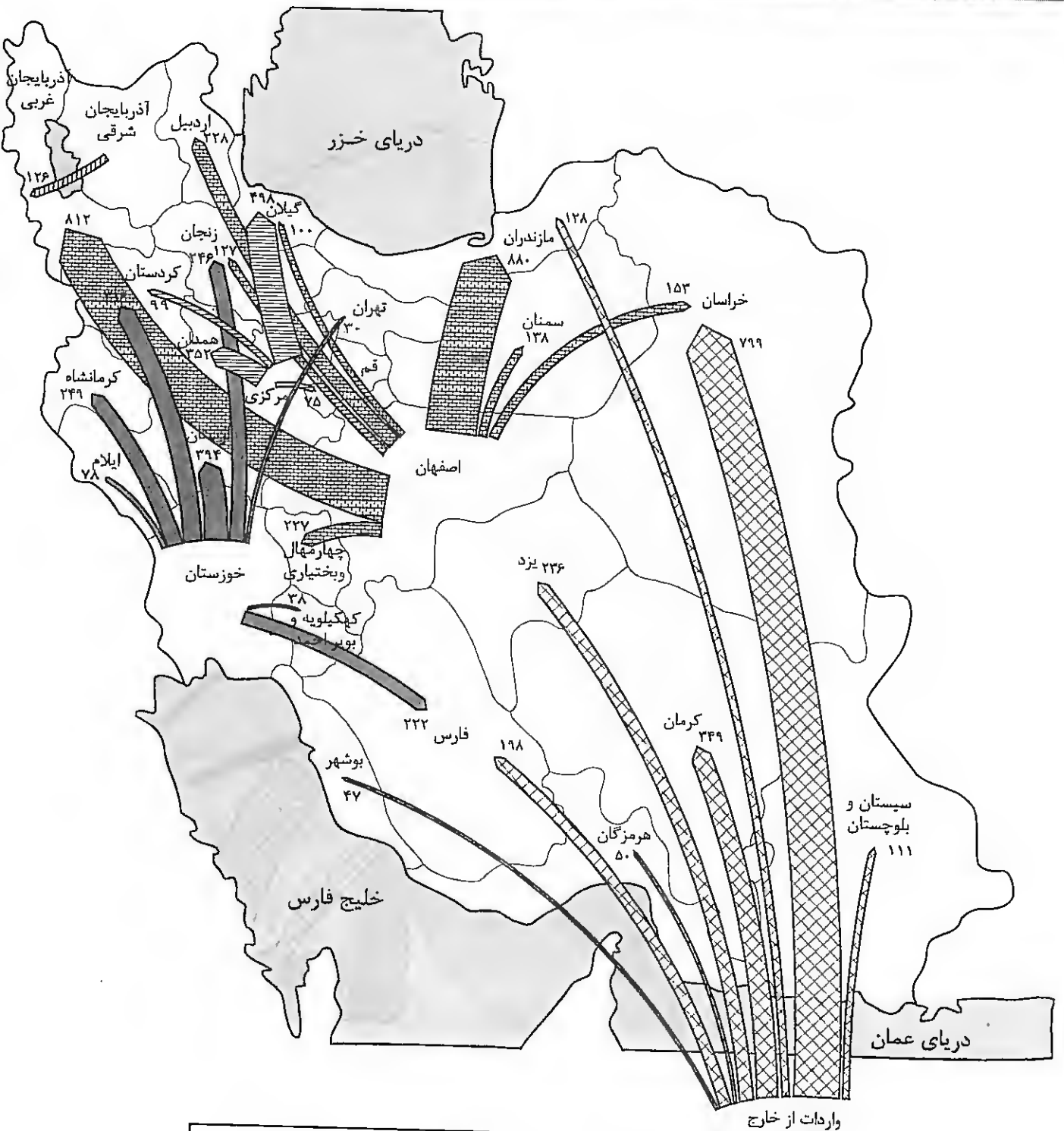
تولیدی پالایشگاه تبریز

تولیدی پالایشگاه اراک

نمودار ۱-۷

نمودار جریان توزیع نفت سفید در کشور

(ارقام بر حسب هزار مترمکعب)



تولیدی پالایشگاه اصفهان

تولیدی پالایشگاه آبادان

واردات از خارج کشور

راه‌نما:

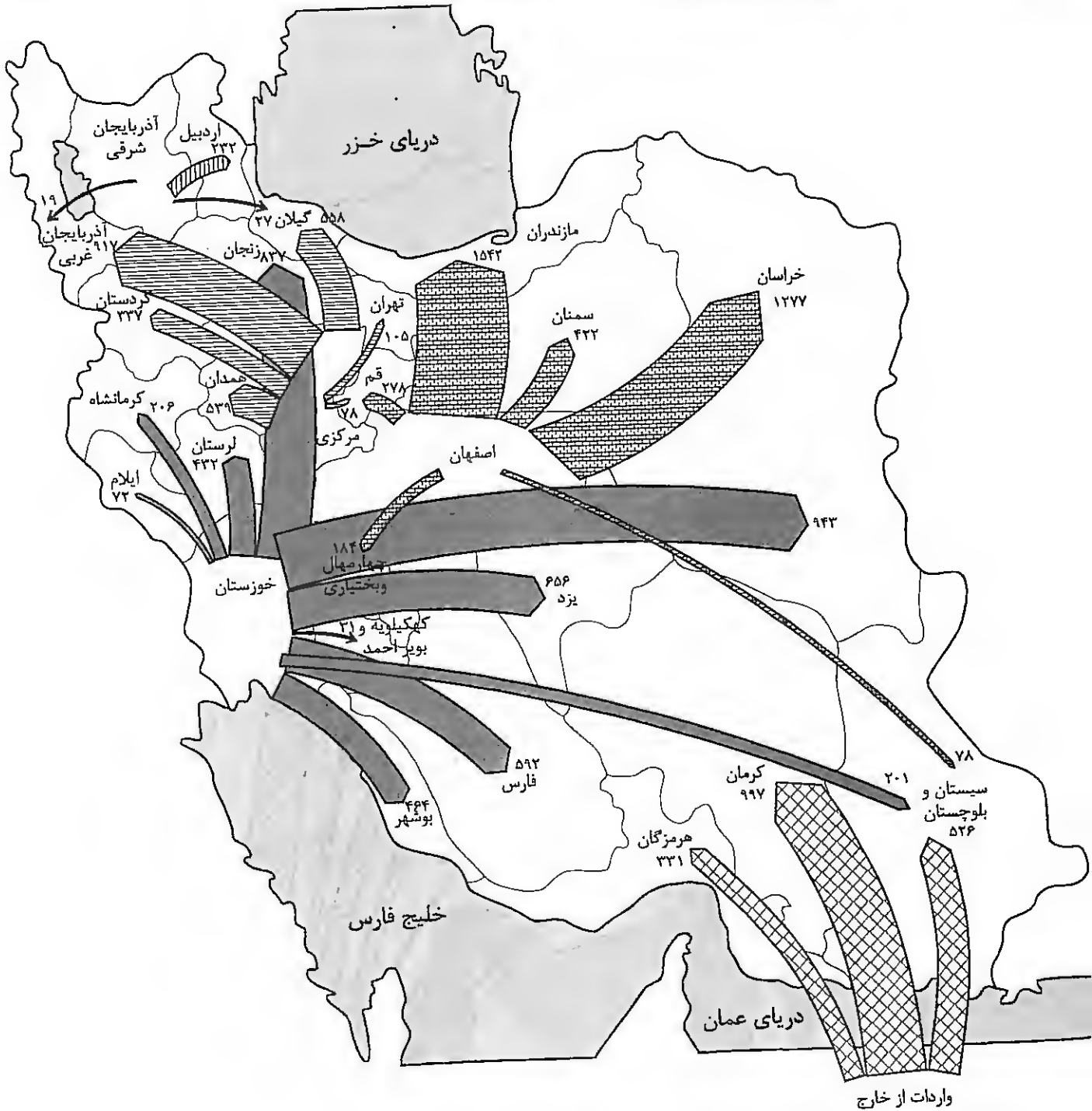
تولیدی پالایشگاه تبریز

تولیدی پالایشگاه اراک

نمودار جریان توزيع نفت گاز در کشور

(ارقام بر حسب هزار مترمکعب)

نمودار ۸-۱



تولیدی پالایشگاه اصفهان

تولیدی پالایشگاه آبادان

واردات از خارج کشور

راهنما:

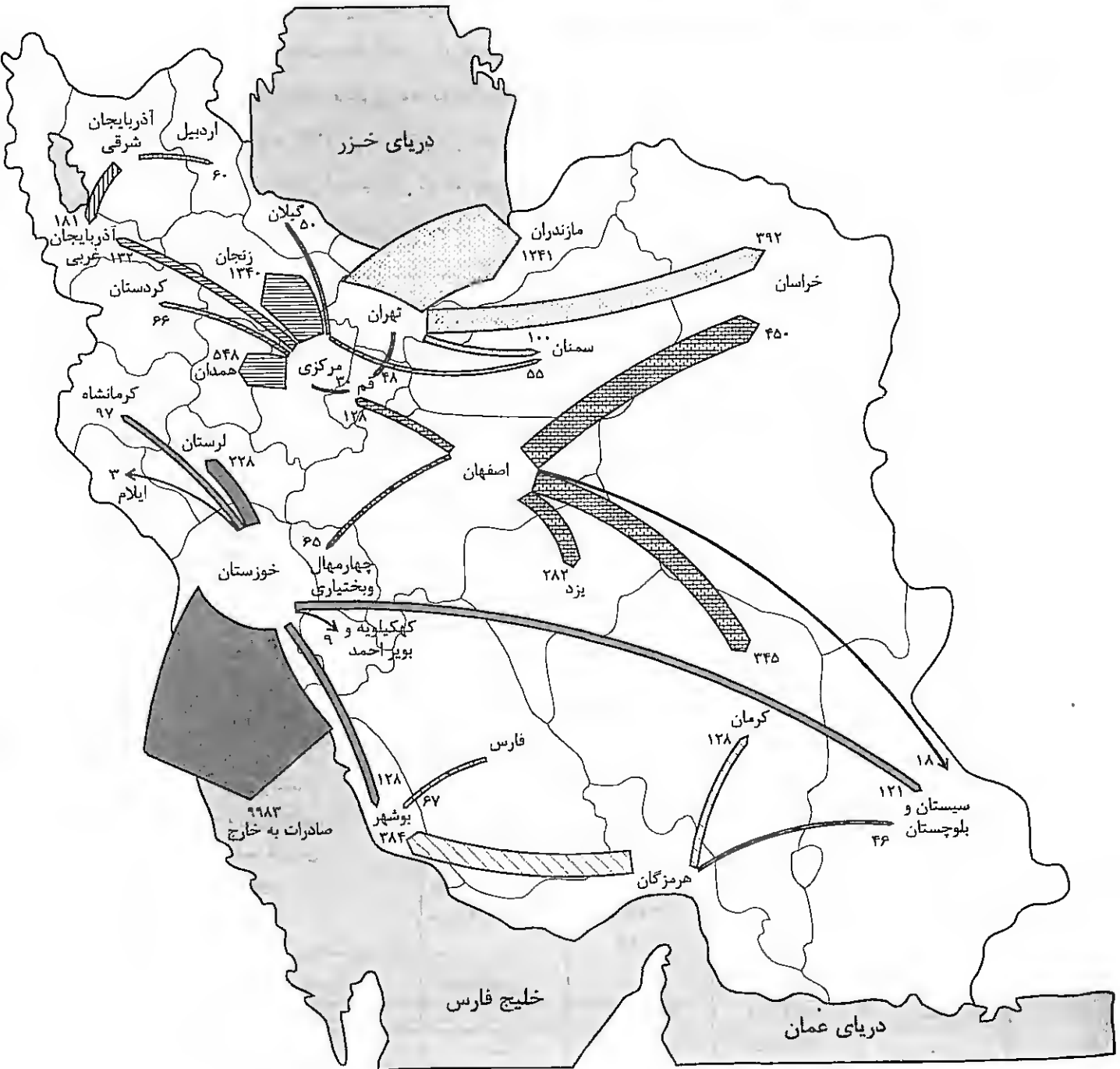
تولیدی پالایشگاه تبریز

تولیدی پالایشگاه اراک

نمودار جریان توزيع نفت كوره در کشور

(ارقام بر حسب هزار مترمكعب)

نمودار ۱-۹



راه-نما:

تولیدی پالایشگاه اصفهان

تولیدی پالایشگاه آبادان

تولیدی پالایشگاه تهران

تولیدی پالایشگاه شیراز

تولیدی پالایشگاه تبریز

تولیدی پالایشگاه اراک

تولیدی پالایشگاه لاوان

بخش دوم: گاز طبیعی

۱- ذخایر

میزان ذخیره در جای اولیه گاز طبیعی در سال ۱۳۷۵ معادل ۳۲/۴ تریلیون مترمکعب شامل ۱۹/۵ تریلیون مترمکعب ذخایر در جای اولیه میادین مستقل و ۱۲/۹ تریلیون مترمکعب ذخایر مربوط به گازهای همراه و کلاhek بوده است. برآورد مربوط به میزان ذخایر قابل استحصال میادین گاز طبیعی که با توجه به ضریب بازیافت میادین محاسبه گردیده نشان می دهد که این رقم نسبت به رقم مشابه سال ۱۳۷۴ نزدیک به ۱۷/۴ درصد افزایش داشته و به ۲۴/۳ تریلیون مترمکعب رسیده است. در حال حاضر میزان ذخایر قابل استحصال گاز طبیعی کشور ۱۶/۳ درصد کل ذخایر قابل استحصال جهان می باشد و از این لحاظ بعد از روسیه در مرتبه دوم قرار دارد. ۶۳ درصد از کل ذخایر قابل استحصال گاز طبیعی کشور به میادین مستقل گازی تعلق دارد. که نسبت به سال قبل ۳ درصد رشد نشان می دهد.

جدول (۱-۲): برآورد ذخایر منابع عمده گاز طبیعی کشور به تفکیک نوع میادین مختلف
(میلیاردمترمکعب) در سال ۱۳۷۵

شرح	استان	ذخیره در جای اولیه	ذخایر قابل استحصال	ضریب بازیافت
گازهای همراه:				
مناطق خشکی	—	۱۱۷۱۲/۷	۸۱۹۸/۹	۷۰
مناطق دریایی	—	۱۲۳۵/۳	۶۲۹/۹	۵۱
میدانهای مستقل:				
- خانگیران	خراسان	۶۹۷/۳	۳۷۹/۲	۶۳
- گنبدلی	خراسان	۱۳/۲۵	۱/۸	—
- سراجیه	قم	۱۱/۲۷	۶/۹۶	۷۰
- کنگان	بوشهر	۹۴۵	۶۷۰/۵	۷۲
- نار	بوشهر	۵۰۴/۶	۳۷۴/۷	۸۵
- آغار و دالان	فارس	۷۰۵/۱۲	۵۶۳/۱	۸۰
- پارس شمالی	خلیج فارس	۱۸۸۰	۱۵۰۵	۸۰
- پارس جنوبی	خلیج فارس	۸۴۹۵	۷۹۲۹	۷۰
- قشم گورزین	هرمزگان	۴۱/۰۲	۲۶/۲	۸۰
- سرخون	هرمزگان	۳۱۶/۸۳	۲۴۲/۲	۸۰
- عسلویه	هرمزگان	۲۶۵	۱۹۲/۳	۷۳
- سایر میادین خشکی	—	۳۷۱۹/۲	۲۰۵۷/۱	۵۵
- سایر میادین دریائی	خلیج فارس	۱۹۰۲	۱۵۳۱	۸۰
جمع میادین مستقل	—	۱۹۴۹۵/۵۹	۱۵۴۷۹/۰۶	—
جمع کل میادین	—	۳۲۴۴۳/۴۹	۲۴۳۰۸/۵۶	—

ذخایر در جای اولیه و قابل استحصال میادین گازی کشور به تفکیک نوع میدان به شرح زیر

می باشد:

۱-۱- گازهای همراه

ذخایر در جای اولیه مربوط به گازهای همراه نفت در مجموع ۱۲/۹۵ تریلیون مترمکعب شامل ۱۱/۷۱ تریلیون مترمکعب ذخایر گاز همراه مناطق خشکی و ۱/۲۴ تریلیون مترمکعب ذخایر مربوط به مناطق دریائی می باشد. بازدهی ذخایر گاز همراه مناطق خشکی ۷۰ درصد است در حالیکه ضریب بازیافت مربوط به مناطق دریائی معادل ۵۰ درصد می باشد بنابراین ذخایر قابل استحصال مربوط به آنها بترتیب ۸/۲ و ۰/۶۳ تریلیون مترمکعب برآورد می شود.

۱-۲- میادین مستقل گازی

میادین مستقل گازی کشور با ۱۹/۵ تریلیون متر مکعب ذخیره در جای اولیه که حدود ۶۰ درصد از ذخایر گاز طبیعی کشور را شامل می گردند عمدتاً در استانهای فارس، تهران، بوشهر، خراسان، هرمزگان، ایلام و خلیج فارس متمرکز می باشند. میادین نار، کنگان، خانگیان، آغار و دالان از میادین بزرگ گازی مناطق خشکی می باشند که جهت مصارف داخلی و پروژه های تزریق، توسعه یافته اند. میادین گازی پارس جنوبی و پارس شمالی خلیج فارس نیز جزو بزرگترین میادین گازی دریایی جهان می باشند.

میدان پارس جنوبی جزو میادین مشترک است، بدین دلیل توسعه و بهره برداری از آن در اولویت قرار دارد. هم اکنون فاز اول توسعه آن با ظرفیت ۲۸/۳ میلیون مترمکعب در روز در دست اجرا می باشد و طبق برنامه در سال ۱۳۷۸ به بهره برداری خواهد رسید. فازهای ۲ و ۳ و ۴ و ۵ آن نیز قرار است بترتیب بعد از پایان نتایج حاصل از لرزه نگاری تکمیلی با همکاری شرکت های خارجی، برای مصارف داخلی و صادرات در برنامه های پنجساله سوم و چهارم مورد بهره برداری قرار گیرند. بطور کلی میادین بزرگ گازی کشور در جنوب و جنوب شرق قرار گرفته اند در حالیکه قسمت اعظم نیاز مصرفی گاز طبیعی در مرکز، شمال، غرب و شمال غربی کشور است، بدین لحاظ فاصله بین منابع و مراکز مصرف بسیار زیاد می باشد. بنابراین سرمایه گذاری زیادی برای احداث خطوط انتقال و ایستگاههای تقویت فشار در طول مسیر لازم است. با توجه به این امر در برنامه ریزی برای توسعه مصارف گاز کشور این مهم باید از نظراقتصادی مد نظر قرار گیرد.

میزان ذخایر قابل استحصال میادین مستقل گازی ۱۵/۴۷ تریلیون مترمکعب شامل ۱۰/۹۷ تریلیون مترمکعب ذخایر قابل استحصال میادین دریائی و ۴/۵ تریلیون مترمکعب ذخایر قابل استحصال میادین خشکی می باشد.

محل جغرافیائی میادین مستقل گازی مناطق مختلف بصورت استانی و خلیج فارس و مشخصات کامل هر میدان از قبیل نوع میدان از جهت وضعیت فعالیت و مشخصات شیمیائی گاز میدان در جداول (۲-۲) و (۲-۳) نشان داده شده است.

۱-۲-۱- میادین مستقل گازی توسعه یافته

میدان خانگیران: میدان گازی خانگیران شامل سه لایه تولیدی شورپیج "B"، "D" و مزدوران بوده که گاز دولایه اول شیرین و سومی ترش می باشد. میدان گاز خانگیران در سال ۱۳۴۷ کشف شد و برای استفاده از گاز شیرین لایه شورپیج "B" جهت مصارف شهر مشهد ۵ حلقه چاه حفاری گردید. بر روی هرچاه سیستم فرآورش آبزدائی نصب و با احداث یک واحد کنترل نقطه شبنم، بهره برداری از این مخزن عملاً با ظرفیت ۱/۷ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۵۲ آغاز شد و با احداث یک خط لوله گاز بقطر ۱۶ اینچ و طول ۱۲۷ کیلومتر، گاز تولیدی به مشهد منتقل گردید. برای تأمین سوخت نیروگاه بزرگ نکا نیز لایه ترش مزدوران توسعه یافت. گاز لایه شورپیج "D" نیز شیرین بوده که همراه با گاز شیرین شورپیج "B" و گاز شیرین شده لایه مزدوران وارد سیستم شبکه انتقال گاز استانهای خراسان و مازندران می گردد. قابل ذکر است که این لایه در سال ۱۳۶۶ مورد بهره برداری قرار گرفت. قسمتی از میعانات گازی تولیدی، از لایه شورپیج "B" و "D" در فرآورده های میان تقطیر استان تزریق و بخشی از آن بعنوان خوراک به پالایشگاه تهران حمل می گردد. قابل ذکر است که یک واحد پالایشی کوچک برای تولید فرآورده های نفتی از میعانات مزبور در حال احداث می باشد.

میدان گنبدلی: این میدان در ۲۵ کیلومتری جنوب غربی شهر سرخس و ۱۲۰ کیلومتری شمال شرقی مشهد در جوار خط مرزی ایران و ترکمنستان واقع شده است. توسعه و بهره برداری از این میدان در سال ۱۳۶۵ آغاز گردید. ظرفیت این میدان برای تولید ۲ میلیون مترمکعب در روز طراحی شده است که در حال حاضر بعلت افت فشار مخزن زیر ظرفیت طراحی شده مورد بهره برداری قرار می گیرد. گاز این میدان پس از نم زدائی و کنترل نقطه شبنم، وارد سیستم انتقال شبکه گاز خانگیران می گردد. میدان گورزین: این میدان در جزیره قشم قرار دارد و تولید از آن در سال ۱۳۵۹ آغاز شده است. میزان گاز قابل بهره برداری از ۵ حلقه چاه حفاری شده این میدان، ۲ میلیون مترمکعب در روز می باشد. که توسط یک واحد نم زدائی بظرفیت ۲/۸ میلیون مترمکعب که در آن نصب شده نم زدائی می گردد. گاز خروجی توسط یک خط لوله بطول ۹۵ کیلومتر که قسمتی از آن در دریا عبور می کند به نیروگاه بندرعباس منتقل می شود. از دیگر محصولات جانبی میدان گورزین میعانات گازی است که صادر می گردد.

میدان سرخون: این میدان گازی در ۴۰ کیلومتری شمال شرقی بندرعباس قرار دارد و ظرفیت طراحی شده برای توسعه و تولید آن ۱۴ میلیون مترمکعب در روز می باشد. قسمت اعظم گاز این میدان شیرین بوده ولی قسمتهای از آن ترش می باشد و با توجه به این امر پالایشگاه سرخون نیز برای دو ظرفیت مختلف طراحی شده است. قسمت اول برای گاز شیرین به ظرفیت ۱۰ میلیون متر مکعب در روز که شامل

سیستم فرآورش، نم زدائی و کنترل نقطه شبنم گازی می باشد و قسمت دوم بظرفیت ۴ میلیون مترمکعب در روز ، برای شیرین سازی گاز ترش طراحی شده است. بهره برداری از این میدان در سال ۱۳۶۵ آغاز گردید که گاز آن تاکنون همراه با گاز گورزین به تنها مصرف کننده ناحیه (نیروگاه بندرعباس) تحویل گردیده است. همچنین از پالایشگاه سرخون خط لوله ای بقطر ۲۴ اینچ بطرف کرمان و مس سرچشمه کشیده شده است. از محصولات فرعی این پالایشگاه میعانات گازی می باشد که در حال حاضر صادر می شود ولی در نهایت بعنوان خوراک به پالایشگاه بندرعباس تحویل خواهد شد. در آینده گاز طبیعی میادین گورزین و سرخون تأمین کننده سوخت نیروگاهها ، صنایع و خوراک پالایشگاههای نفت استانهای هرمزگان و کرمان خواهد بود.

میدان دالان: میدان گازی دالان واقع در ۶۰ کیلومتری جنوب غربی شهرستان فیروزآباد در سال ۱۳۵۴ کشف گردیده است. ظرفیت تولید این میدان ۱۷ میلیون مترمکعب در روز می باشد که باید گاز و میعانات تولیدی آن از طریق سیستم جمع آوری و تفکیک کننده ها به پالایشگاهی واقع در شمال این میدان (در آینده احداث خواهد شد) انتقال یابد. بهره برداری از این میدان از اواسط سال ۱۳۷۵ آغاز گردیده است.

میدان آغار: این میدان گازی در سال ۱۳۵۲ کشف گردید و عملیات ارزیابی آن جهت تزریق به میدان مارون در سال ۱۳۶۰ شروع و در سال ۱۳۶۲ خاتمه یافت. میدان آغار در ۱۵۰ کیلومتری شرق بندربوشهر و حدود ۲۵ کیلومتری جنوب شهرستان فیروزآباد در مجاورت شهرستان قیر قرار دارد. توسعه این میدان باحفر ۱۴ حلقه چاه بظرفیت ۲۳ میلیون مترمکعب در روز و نصب تأسیسات سرچاهی ، لوله های جریانی و غیره در حال اجراء می باشد. گاز و میعانات گازی استحصالی از تأسیسات مرکزی آغار توسط دو رشته خط لوله ۲۴ و ۳۰ اینچی بطول ۹۰ کیلومتر به پالایشگاه دالان منتقل خواهد شد که برنامه زمان بندی بهره برداری از این میدان در سال ۱۳۷۸ می باشد.

اگرچه گاز میادین آغار و دالان برای تزریق در میادین نفتی تخصیص یافته است ولی برای تأمین کمبود گاز مصارف داخلی در اوج مصرف زمستانی ، از خط لوله ۴۲ اینچی در محل کارخانه شماره ۱۰۰۰ انشعابی برای انتقال گاز آغار و دالان بطرف پالایشگاه بیدبلند در نظر گرفته شده است. قطر این خط لوله نیز ۴۲ اینچ و طول آن ۲۹ کیلومتر می باشد. نظرباینکه مخلوط گاز آغار و دالان در مقایسه با گاز مصرفی مورد استفاده کشور ترش محسوب می گردد لازم است که این گازها بمنظور تزریق به خطوط لوله اول سراسری گاز برای شیرین سازی و تنظیم نقطه شبنم به پالایشگاه بیدبلند ارسال گردند. گاز میادین آغار و دالان پس از فرآورش از طریق خط لوله سراسری به استانهای مرکزی ، غرب ، شمال شمال غربی کشور منتقل می شود.

میادین نار و کنگان: برای تأمین مصارف داخلی استانهای فارس ، مرکزی ، شمالی ، شمالغربی و غرب کشور

در مدار تولید می باشند. هر دوی این میادین در سال ۱۳۵۱ کشف گردیده اند. میدان نار در چندکیلومتری شمال میدان کنگان در استان یوشهر قرار گرفته است. توسعه و بهره برداری از دو میدان مزبور مقارن با انعقاد قرارداد صدور گاز طبیعی از طریق خاک شوروی سابق به آلمان غربی، فرانسه، اتریش و چکسلواکی در سال ۱۳۵۴ می باشد. در سال مزبور ظرفیت تولید از دو میدان ۲۵ میلیارد مترمکعب در سال در نظر گرفته شد که سالیانه ۱۷ میلیارد مترمکعب آن برای صادرات و بقیه برای مصارف داخلی تخصیص یافت. براین اساس و با توجه به میزان دخالر گاز و بهره دهی. تولید از میادین نار و کنگان بترتیب ۳۲ و ۴۸ میلیون مترمکعب در روز برنامه ریزی گردید. در حال حاضر ۲۳ چاه در میدان نار و ۲۹ چاه در میدان کنگان حفاری گردیده است. فعالیت توسعه و بهره برداری از میادین مزبور و همچنین احداث پالایشگاه تا قبل از انقلاب طوری تنظیم گردیده بود که در سال ۱۳۶۰ صادرات گاز طبیعی آغاز گردد. بعد از انقلاب و با توجه به تغییر سیاست صادراتی و توسعه هرچه بیشتر گازرسانی بداخل کشور، فعالیتهای اجرائی این طرح کند گردید و سپس با وقوع جنگ تحمیلی و خسارت ناشی از آن این طرح با محدودیتهای مالی مواجه شد. ولی بهر حال در سال ۱۳۶۸ میدان گازی نار به بهره برداری رسید. ظرفیت تولیدی این دو میدان در حال حاضر بیش از ۸۰ میلیون مترمکعب در روز می باشد. گازهای میادین نار و کنگان پس از تفکیک گاز و میعانات گازی (در تفکیک کننده های سرچاهی) توسط دو رشته خط لوله مجزا به پالایشگاه ولیعصر انتقال می یابد.

میدان سراج: این میدان در ۴۰ کیلومتری جنوب شهر قم قرار گرفته است. تولید از این میدان بظرفیت ۰/۸ میلیون مترمکعب در روز با حفاری سرچاهی در سال ۱۳۴۸ برنامه ریزی گردید و یک دستگاه فرآیندی برای نم زدائی و تنظیم نقطه شبنم نیز احداث شد. هدف از توسعه این میدان آزمایش قسمت خط لوله گاز صادراتی از کوه نمک تا آستارا بود. در حال حاضر روزانه بین ۰/۳ تا ۰/۴ میلیون مترمکعب گاز این میدان بخط لوله اول سراسری گاز تزریق و میعانات گازی حاصله از آن به پالایشگاه تهران ارسال می گردد.

۲-۱-۲-۲- میادین مستقل گازی توسعه نیافته

میدان تنگ بیجار: میدان گازی تنگ بیجار در ۶۰ کیلومتری غرب شهر ایلام و در فاصله ۶۰ کیلومتری جنوب شرقی نفت شهر و ۲۵۰ کیلومتری جنوب کرمانشاه قرار گرفته است و تا خط مرزی کشور ایران و عراق حدود ۲۰۰ کیلومتر فاصله دارد. گاز این مخزن ترش بوده و حاوی ۳/۷ درصد حجم ملکولی سولفید هیدروژن می باشد. ذخیره در جای اولیه این مخزن معادل ۱۱۵/۶۲ میلیارد مترمکعب (۴۰۸۳ میلیارد پای مکعب) و میزان ذخیره گازی قابل استحصال آن برابر ۸۰/۷۹ میلیارد مترمکعب (۲۸۵۳ میلیارد پای مکعب) می باشد.

مکعب) تخمین زده می شود. بررسی های انجام شده نشان می دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گاز تولیدی این میدان ۱۸۵ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد.

میدان کبیرکوه: میدان گازی کبیرکوه در سال ۱۳۵۲ کشف گردید. این میدان مابین استان ایلام و لرستان واقع گردیده است. گاز این میدان دارای درصد بسیار زیادی نیتروژن می باشد. ذخیره در جای اولیه این مخزن معادل ۱۰۲۹/۷۹ میلیارد مترمکعب (۳۶۳۶۷ میلیارد پای مکعب) و ذخیره قابل استحصال آن برابر ۲۷۲/۳۸ میلیارد مترمکعب (۹۶۱۹ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می شود.

میدان هالوش: میدان گازی هالوش در سال ۱۳۵۰ کشف گردید. این مخزن در ۱۴۰ کیلومتری جنوب شرقی شهر ایلام قرار دارد. گاز این مخزن شیرین و حاوی ۸۸/۷۱ درصد حجم ملکولی متان می باشد. میزان ذخیره اولیه در جای این مخزن ۱۳/۹۹ میلیارد مترمکعب (۴۹۴ میلیارد پای مکعب) و حجم گاز قابل استحصال آن برابر با ۱۰/۹۲ میلیارد مترمکعب (۴۹۴ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می شود. بررسی های انجام شده نشان می دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گاز تولیدی ۵۶ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد.

سازندگازی سروک مخزن نفتی ویزنهار: سازند گازی سروک مخزن نفتی ویزنهار که در سال ۱۳۵۳ کشف گردیده است و در فاصله ۸۰ کیلومتری جنوب شرقی ایلام قرار گرفته دارد. ذخیره در جای اولیه گاز این سازند ۳۱/۸۷ میلیارد مترمکعب (۱۱۲۵/۵ میلیارد پای مکعب) و ذخیره گاز قابل استحصال آن برابر با ۲۳/۹۴ میلیارد مترمکعب (۸۴۵/۵ میلیارد مترمکعب) تخمین زده می شود. بررسی های انجام شده نشان می دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گاز تولیدی ۱۸۰ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد. مخزن کوه سمند: مخزن گازی کوه سمند در سال ۱۳۵۶ کشف گردید. این مخزن در جنوب استان لرستان و در ۱۰۰ کیلومتری جنوب شرقی شهر ایلام قرار گرفته است. گاز این میدان ترش بوده و حاوی ۲ درصد هیدروژن سولفور می باشد. ذخیره در جای اولیه این مخزن معادل ۷۳/۷۶ میلیارد مترمکعب (۲۶۰۵ میلیارد پای مکعب) و میزان گاز قابل استحصال آن برابر ۳۹/۱۹ میلیارد مترمکعب (۱۳۸۴ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می شود. بررسی های انجام شده نشان می دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گاز از این مخزن ۵۰ مترمکعب میعانات گازی از آن بدست خواهد آمد.

میدان باباقیر: مخزن گازی باباقیر در ۹۰ کیلومتری جنوب شهر کرمانشاه و در ۵۰ کیلومتری شمال استان ایلام واقع شده است. میزان ذخیره در جای اولیه این مخزن معادل ۶۲/۵۹ میلیارد مترمکعب (۲۲۱۰/۵ میلیارد پای مکعب) و ذخیره قابل استحصال گاز آن برابر با ۴۳/۱۸ میلیارد مترمکعب (۱۵۲۵ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می شود. بررسی های انجام شده نشان می دهد که به ازاء تولید هر میلیون

مترمکعب گاز از این میدان ۴۸ متر مکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد.

میدان وراوی: میدان گازی وراوی در ۹۸ کیلومتری شرق میدان کنگان و در شمال شرقی عسلویه و ۳۷ کیلومتری شمال خلیج فارس قرار گرفته است. اولین چاه این میدان در سال ۱۳۵۴ و توسط شرکت سابق سوفیران - اگوکو حفر شده است. گاز تولیدی از این میدان شیرین می باشد.

میزان ذخیره در جای اولیه گاز این میدان ۶۶/۶۷ میلیارد متر مکعب (۲۳۵۴/۵ میلیارد پای مکعب) و ذخیره گاز قابل استحصال آن برابر ۵۴/۱ میلیارد متر مکعب (۱۹۰۹/۵ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می شود. بر اساس بررسی های انجام شده در این میدان به ازاء تولید هر میلیون متر مکعب گاز ۲۸ متر مکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد.

میدان دریائی پارس جنوبی: این میدان در ۱۰۰ کیلومتری جنوب بندر عسلویه قرار گرفته است پارس جنوبی در حقیقت ادامه میدان گازی گنبد شمالی قطر می باشد که در آبهای ایران قرار گرفته است. پس از عملیات لرزه نگاری اولین چاه این میدان در سال ۱۳۷۰ حفر شد و سپس ۳ چاه دیگر در نقاط مختلف مخزن حفر گردید که وجود منابع عظیم گاز در این میدان باثبات رسید.

فاز اول توسعه پارس جنوبی عبارتست از برنامه توسعه و بهره برداری برای تولید روزانه ۲۸ میلیون مترمکعب گاز و انتقال گاز و میعانات گازی از طریق خطوط لوله دریائی به پالایشگاه گازی عسلویه، در این پالایشگاه گاز طبیعی غنی و ترش پس از شیرین سازی و نم زدائی توسط یک خط لوله به خط لوله سوم سراسری گاز در نزدیکی پالایشگاه ولیعصر "عج" تزریق خواهد شد. محصولات جانبی دیگر این پالایشگاه عبارتند از میعانات گازی تثبیت شده و گوگرد صادراتی، این پالایشگاه قرار است در سال ۱۳۷۸ مورد بهره برداری قرار گیرد. فازهای بعدی توسعه پارس جنوبی برای مصارف داخلی و صادرات در برنامه های بعدی پنجساله بمرحله اجراء در خواهند آمد.

میدان دریائی پارس شمالی: میدان گازی پارس شمالی در ۱۲۰ کیلومتری جنوب شرقی بوشهر و در آبهای کم عمق خلیج فارس قرار دارد. این میدان در سال ۱۳۴۶ کشف گردید و تاکنون چندین بار برای توسعه آن اقدام شده که هر بار بعللی متوقف گردیده است. قبل از انقلاب اسلامی قرار بود از گاز این میدان برای تزریق در میادین نفتی استفاده گردد و قسمتی از آن نیز بصورت گاز طبیعی مایع (LNG) به خارج صادر گردد و بدین منظور اقداماتی برای توسعه این میدان بعمل آمد. تعدادی چاه حفاری و سکوهایی بهره برداری در دریانصب گردید ولی فعالیتهای بعد از سالهای اول انقلاب متوقف شد. چند طرح توسعه دیگر برای این میدان پیشنهاد گردیده است که بعلت محدودیت تأمین منابع مالی کماکان متوقف می باشند.

جدول (۲-۲): مشخصات میادین مستقل گاز طبیعی مناطق خشکی در سال ۱۳۷۵

(میلیاردمترمکعب)

نام استان	نام میدان	نوع میدان	میزان گاز موجود در جای اولیه	ذخایر باقیمانده قابل استحصال	نوع گاز	در صد حجم مولکولی			میعانات گازی حاصله از تولید هر میلیون متر مکعب گاز طبیعی ^(۲)
						H ₂ S	متان	اتان	
خوزستان	مسجد سلیمان	تولیدی	۱۷۶/۱	۹۰/۸	ترش	۲۴/۳	۶۲/۵	۰/۷	۱۱
	لب سفید	تولیدی	۴۰/۳	۲۹/۷	ترش	۲/۴	۷۹/۱	۷/۰	۲۰۲
	آغا جاری	توسعه نیافته	۲۱/۶	۱۷/۳	ترش	۰/۱	۸۴/۸	۶/۱	۲۷۶
	پازنان	توسعه نیافته	۱۰۷/۳	۷۴/۳	ترش	۰/۸	۷۹/۲	۴/۵	۳۳۷
	دارخوین	توسعه نیافته	۶۳/۴	۴۶/۵	—	—	—	—	۸
	رگ سفید	توسعه نیافته	۶/۰	۴/۸	—	—	—	—	—
	قلعه نار	توسعه نیافته	۱۲۰/۸	۹۵/۱	ترش	۲/۰	۷۸/۱	۹/۶	—
	کارون	توسعه نیافته	۳۰/۲	۲۳/۵	ترش	۱/۱	۸۹/۵	۴/۳	۳۰۹
جمع	—	—	۵۶۵/۷	۳۸۲	—	—	—	—	—
فارس	آغار	در حال توسعه	۴۱۱/۷۲	۳۳۷/۰۴	ترش	۱۰۰ ^(۱)	۹۰/۱۴	۱/۴۶	۵۰
	وراوی	توسعه نیافته	۶۶/۷	۵۴/۱	شیرین	—	۸۸/۸	۴/۱	۲۸
	شانول	توسعه نیافته	۳۲۸/۵	۲۴۶/۴	شیرین	—	۹۰/۱	۲/۹	۶۷
	دالان	تولیدی	۲۹۳/۴	۲۲۶/۱	ترش	۲۰ ^(۱)	۸۷/۴	۱/۴	۷۹
	میلاتون	توسعه نیافته	۶۰	۴۸	ترش	۴	۴۸/۵	۳/۸	—
جمع	—	—	۱۱۶۰/۳	۹۱۱/۶۴	—	—	—	—	—
ایلام	تنگ بیجار	توسعه نیافته	۱۱۵/۶	۸۰/۸	ترش	۳/۷	۸۳/۴	۵/۴	۱۸۵
	کبیرکوه	توسعه نیافته	۱۰۲۹/۸	۲۷۲/۴	شیرین	—	۳۳/۷	—	—
	کمان کوه	توسعه نیافته	۷۵/۳	۵۲/۸	—	—	—	—	۱۲۹
	کوه سمند	توسعه نیافته	۷۳/۸	۳۹/۲	ترش	۲/۰	۶۵	۱	۵۰
	هالوش	توسعه نیافته	۱۴	۱۰/۹	شیرین	—	۸۸/۷	۴	۵۶
جمع	—	—	۱۳۰۸/۵	۴۵۶/۱	—	—	—	—	—

۱- PPM: (قسمت در هر میلیون واحد حجمی)

۲- بر حسب مترمکعب

جدول (۲-۲): مشخصات میادین مستقل گاز طبیعی مناطق خشکی در سال ۱۳۷۵ ... ادامه

(میلیاردمترمکعب)

نام استان	نام میدان	نوع میدان	میزان گاز موجود در جای اولیه	ذخایر باقیمانده قابل استحصال	نوع گاز	درصد حجم مولکولی			میعانات گازی حاصله از تولید هر میلیون متر مکعب گاز طبیعی ^(۲)
						H ₂ S	متان	اتان	
هرمزگان	سرخون	تولیدی	۳۱۶/۸۳	۲۴۲/۲	ترش و شیرین	۱۶۰ ^(۱)	۸۷	۳/۶	۱۲۹
	گورزین	تولیدی	۴۱/۰۲	۲۶/۲	شیرین	—	۸۵/۵	۱/۷	۵۶
	گاشوی جنوبی	توسعه نیافته	۱۹۷/۲	۱۴۲/۴	ترش و شیرین	۶/۳	۷۹	۰/۹	۶۷
	سلخ	توسعه نیافته	۵۸	۴۱	ترش	۱/۷	۶۵	۱	۵۰
	عسلویه	توسعه نیافته	۲۶۵	۱۹۲/۳	شیرین	—	۸۲/۸	۷/۸	۲۵
	نمک غربی	توسعه نیافته	۱۷/۶	۱۲/۴	ترش	۰/۳۲	۸۸/۳	۲/۵	۱۱۲
	سورو	توسعه نیافته	۴۴/۲	۳۵/۴	ترش	۳/۲	۸۸/۸	۱/۹	۶۴
جمع		—	۹۳۹/۸۵	۶۹۲/۹	—	—	—	—	—
خراسان	خانگیران ^(۳)	تولیدی	۶۹۷۳	۳۷۹/۲	ترش و شیرین	۳/۸	۸۸/۴	۰/۵	-/۶
	گنبدلی	تولیدی	۱۳/۲۵	۱/۸	شیرین	—	۹۵/۲	۱/۶	۶۳
جمع		—	۷۱۰/۵	۳۸۱	—	—	—	—	—
لرستان	ویزنهار	توسعه نیافته	۳۱/۹	۲۳/۹	—	—	—	—	۱۸۰
کهگیلویه و بویراحمد		توسعه نیافته	۱۶۷/۹	۹۰/۶	—	—	—	—	—
قم	سراجیه	تولیدی	۱۱/۲۷	۶/۹۶	شیرین	—	۷۸/۹	۶/۱	۲۸۱
کرمانشاه	باباقریر	توسعه نیافته	۶۲/۶	۴۳/۲	ترش	۰/۲۵	۸۶/۸	۶/۲	۴۸
بوشهر	نار	تولیدی	۵۰۴/۶	۳۷۴/۷	ترش	۱۵۰	۸۷/۴	۳/۹	۴۱
	کنگان	تولیدی	۹۴۵	۶۷۰/۵	ترش	۱۵۰۰	۸۳/۸	۴/۴	۶۷
	کوه مند	توسعه نیافته	۸۱۰/۴	۴۸۰/۶	ترش	۱۱/۶	۷۴	—	—
	جمع	—	۲۲۶۰	۱۵۲۵/۸	—	—	—	—	—

۱- PPM: (قسمت در هر میلیون واحد حجمی)

۲- بر حسب مترمکعب

۳- مشخصات شیمیائی مربوط به گاز سازند مزدوران می باشد.

جدول (۲-۳): مشخصات میادین مستقل گاز طبیعی مناطق دریائی در سال ۱۳۷۵

(میلیاردمترمکعب)

نام استان	نام میدان	نوع میدان	میزان گاز موجود در جای اولیه	ذخایر باقیمانده قابل استحصال	نوع گاز	در صد حجم مولکولی			میعانات گازی حاصله از تولید هر میلیون متر مکعب گاز طبیعی (۱)
						H ₂ S	متان	اتان	
خلیج فارس	پارس شمالی	توسعه نیافته	۱۸۸۰	۱۵۰۵	ترش	۰/۶	۸۹/۴	۲/۳	۲۲
	پارس جنوبی	توسعه نیافته	۸۴۹۵	۷۹۲۹	ترش	۰/۵	۸۶/۲	۴/۸	۲۲۵
	سلمان	توسعه نیافته	۲۱۷	۱۷۴	ترش	۱/۶	۸۴/۳	۴/۱	۱۱۲
	جی	توسعه نیافته	۹۵۴	۷۸۵	ترش	—	—	—	۱۰۰
	اف	توسعه نیافته	۲۹۴	۲۳۵	ترش	—	—	—	—
	بهرگانسر	توسعه نیافته	۴۵	۳۸	ترش	—	—	—	۱۷۴
	بی فارسی	توسعه نیافته	۳۴۵	۲۷۶	ترش	—	—	—	—
	مبارک	توسعه یافته	۱۹	۴	ترش	—	—	—	—
	هنگام	توسعه نیافته	۲۸	۱۹	ترش	—	—	—	—
	جمع	—	۱۲۲۷۷	۱۰۹۶۵	—	—	—	—	—

۱- برحسب مترمکعب

۳-۱- وضعیت ذخائر دریای خزر

وضعیت ذخائر گازی ساختمانهای زمین شناسی واقع در دریای خزر کاملاً مشابه میدانهای نفتی کنونی کشور می باشد و برای شناسائی این میادین نیاز به گسترش فعالیتهای لرزه نگاری دقیقتر و حفاری چاههای اکتشافی می باشد که بهر حال احتیاج به زمان و تأمین هزینه های مربوطه دارد.

قابل ذکر است که تاکنون هیچگونه پیش بینی رسمی در مورد میزان ذخائر گازی این منطقه اعلام نگردیده است و برآوردهای موجود مبتنی بر معاهده سال ۱۹۴۰ بین ایران و شوروی سابق می باشد. در حال حاضر براساس این معاهده ۵ کشور ساحلی دریای خزر دارای مالکیت مشترک می باشند ولی با توجه به حوادث اخیر یعنی اعتراض کشور ترکمنستان به قرارداد روسیه و جمهوری آذربایجان در مورد توسعه میدان نفتی کایاز لازم است هرچه سریعتر رژیم حقوقی این دریا بین ۵ کشور ساحلی روشن و عهدنامه های جدید منعقد گردد.

۲- تولید

۲-۱- ضریب بازیافت میادین گازی کشور

اصولاً ضریب بازیافت مخازن اعم از نفتی و گازی بستگی به نوع جنس سنگ مخزن، ضریب تخلخل، تراوایی و همچنین نحوه بهره برداری از مخزن دارد. مخازن گازی برخلاف مخازن نفت نیاز به تزریق سیال برای افزایش ضریب بازیافت ندارند. این ضریب در مخازن گازی ایران تفاوت چندانی با سایر ذخائر گازی دنیا ندارد و جز در موارد استثنائی معمولاً بین ۷۰ تا ۸۰ درصد میزان گاز در جای اولیه می باشد. با اینحال بعضی از ذخائر گازی دنیا حاوی مقدار معتنابهی میعانات گازی (Condensate) می باشند که همراه با گاز تولیدی استخراج می گردد. نظر باینکه میعانات گازی نظیر نفت خام دارای ارزش ویژه ای است لذا سعی می گردد که بهره برداری از این نوع مخازن بنحوی انجام گردد که ضریب بازیافت میعانات گازی در حداکثر ممکن باشد. یکی از روشهای معمول جهت این کار تزریق مجدد گاز تولید شده بعد از جدا سازی میعانات گازی به خود مخزن می باشد که این نوع عملیات را بازگردانی مجدد می نامند، قراست نظیر این پروژه برای استحصال میعانات گازی کلاهک پازنان بمرحله اجرا درآید. ضریب بازیافت میادین مهم مستقل گازی کشور در جدول شماره (۲-۱) نشان داده شده است.

۲-۲- تولید گاز طبیعی در کشور

در سال ۱۳۷۵ معادل ۸۵/۶ میلیارد مترمکعب (۲۳۳/۹ میلیون مترمکعب در روز) گاز غنی تولید شده که نسبت به سال قبل ۷/۹ درصد افزایش نشان می دهد. ۳۵/۶ درصد گاز غنی تولیدی از مخازن همراه نفت، ۲۲/۸ درصد آن از کلاهکهای گازی و ۴۱/۶ درصد آن از میادین مستقل بدست آمده است. گاز غنی حاوی مقادیری میعانات گازی و سایر ناخالصی ها از جمله آب می باشد که پس از طی فرایندهای مختلف در تسهیلات بهره برداری و تبدیل شدن به گاز سبک در پالایشگاههای گاز مورد استفاده قرار می گیرد. میزان تولید گاز سبک برای مصارف داخلی و پروژه های تزریق برابر ۵۹/۷ میلیارد مترمکعب (۱۶۳/۲ میلیون مترمکعب) در روز بوده که نسبت به سال ۱۳۷۴ حدود ۱۱/۳ درصد رشد داشته است. میزان تولید گاز غنی و سبک همراه با نفت، کلاهک و میادین مستقل گازی در جدول (۲-۴) نشان داده شده است.

جدول (۲-۴): گاز غنی و سبک تولیدی در سال ۱۳۷۵

(میلیون مترمکعب در روز)

شرح	گاز غنی	گاز سبک
گاز همراه	۸۳/۲	۳۲/۳
گاز کلاهک	۵۳/۳	۴۴/۰
گاز میادین مستقل	۹۷/۴	۸۶/۹
جمع	۲۳۳/۹	۱۶۳/۲

افزایش تولید گاز غنی عمدتاً به افزایش تولید از میادین مستقل گازی مربوط می شود، بطوریکه میزان تولید گاز غنی این میادین طی سال ۱۳۷۵ بیش از ۱۷/۱ درصد رشد یافته و از ۳۰/۴ میلیارد متر مکعب سال ۱۳۷۴ به ۳۵/۶ میلیارد مترمکعب رسیده است. ارزش حرارتی و مشخصات شیمیائی و فیزیکی گاز طبیعی تولیدی مناطق مختلف که به خطوط لوله سراسری گاز تزریق گردیده بشرح جدول (۲-۵) بوده است.

جدول (۲-۵): مشخصات گاز طبیعی خطوط لوله سراسری کشور

(درصد حجمی)

اجزاء متشکله	خط لوله	سراسری اول	سراسری دوم	سرخس - نکا
متان		۸۴/۱	۸۴/۰	۹۸/۶
اتان		۱۰/۲	۹/۹	۰/۶
پروپان		۳/۹	۳/۹	۰/۱
ایزوبوتان		۰/۴	۰/۴	۰/۰۲
نرمان بوتان		۰/۷	۰/۸	۰/۰۳
ایزوپنتان		۰/۱	۰/۱	۰/۰۲
نرمال پنتان		۰/۱	۰/۱	۰/۰۲
هگزان و سنگین تر		—	—	—
انیدریک کربنیک		۰/۴	۰/۲	۰/۰۱
ازت		۰/۱	۰/۶	۰/۶
هیدروژن سولفور		—	—	—
جمع		۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
ارزش حرارتی خالص :				
BTU برای هرفوت مکعب		۱۰۶۸	۱۰۵۷	۹۱۲
ارزش حرارتی ناخالص :				
BTU برای هرفوت مکعب		۱۱۶۵	۱۱۶۹	۱۰۱۳
وزن ملکولی		۱۹/۳	۱۹/۲	۱۶/۳
چگانی نسبت به هوا		۰/۶۶۵	۰/۶۶۵	۰/۵۹۲

تولید گاز غنی کلاhek: تولید از کلاhek گازی میادین نفتی از نقطه نظر اصولی و مهندسی مخازن مجاز نمی باشد زیرا این امر موجب هرزروی در میادین نفتی یا عبارتی کاهش ضریب برداشت میگردد ولی در پاره ای از موارد ممکن است تولید گاز کلاhek بمصارفی اختصاص یابد که بازده آن بیش از میزان هرزروی لایه نفتی مربوطه باشد (مانند تزریق در میادین نفتی و یا استفاده در طرحهای پتروشیمی و سایر صنایع که دارای بازدهی قابل ملاحظه باشند) لذا درمورد استفاده از گاز کلاhek قبل از تخلیه کامل مخزن نفتی، انجام یک ارزیابی اقتصادی الزامی می باشد. گازهای غنی تولیدی کلاhekهای گازی میادین

نفت، صرفاً جهت تزریق به میادین نفتی مورد استفاده قرار گرفته اند، تزریق گاز به میادین نفتی یکی از روشهای معمول صیانت از منابع نفتی است که با افزایش فشار مخزن موجب افزایش بازدهی آن می شود، گاز غنی تولیدی کلاهیهای گازی کشور در سال ۱۳۷۵ معادل ۵۳/۳ میلیون مترمکعب در روز بوده و عمدتاً از کلاهیهای گازی پازنان صورت گرفته است.

گاز کلاهیهای نفتی پازنان حاوی مقادیر معتناهی میعانات گازی ترش می باشد و قبل از تزریق به میادین نفتی برای تفکیک و تثبیت میعانات گازی و استحصال مایعات گازی به دو کارخانه گاز و گاز مایع شماره ۹۰۰ و ۱۰۰۰ در پازنان ارسال می گردد. میعانات گازی تثبیت شده از این دو کارخانه نفتا نامیده می شود که در حال حاضر همراه با مایعات گازی ترش به نفت خام صادراتی تزریق می گردد. گاز غنی تولیدی از کلاهیهای نفتی سفید برای تزریق مستقیم به میدان نفتی هفتگل استفاده می شود.

گاز تولیدی سازندهای گازی: گاز سازند بنگستان - لب سفید بطور مستقیم به مخزن آسماری - لب سفید تزریق می گردد و گاز سازند ژوراسیک مسجد سلیمان بعثت دارا بودن بیش از ۲۸ درصد گاز هیدروژن سولفور، بعنوان خوراک پتروشیمی رازی مورد استفاده قرار می گیرد.

تولید گاز غنی میادین مستقل: میزان تولید روزانه گاز غنی میادین مستقل طی سال ۱۳۷۵ با ۱۶/۷ درصد افزایش نسبت به سال قبل به ۹۷/۴ میلیون مترمکعب در روز رسید که عمدتاً به پالایشگاههای گاز تحویل داده شده است مقدار کمی از آن نیز بر تأمین خوراک و سوخت مورد نیاز پتروشیمی رازی مورد استفاده قرار گرفته است.

تولید گاز غنی همراه: گاز غنی همراه تولیدی از میادین نفتی به میزان تولید نفت خام از این میادین بستگی دارد. در سال ۱۳۷۵ روزانه ۸۳/۲ میلیون مترمکعب گاز غنی همراه تولید شده که عمدتاً توسط سیستم جمع آوری جهت جداسازی از نفت خام به کارخانجات گاز و گاز مایع (NGL) انتقال داده شده است و پس از جداسازی از نفت خام و مایعات گازی به پالایشگاههای گاز ارسال گردیده است. بخشی از گازهای همراه تولیدی به دلیل عدم وجود امکانات زیربنائی سوزانده می شوند. میزان تولید گاز غنی همراه به تفکیک میادین مختلف به شرح زیر بوده است.

تولید گاز همراه نفت میادین خشکی: میزان تولید گاز همراه نفت میادین خشکی در سال ۱۳۷۵ معادل ۶۹/۷

میلیون مترمکعب در روز بوده که نسبت به سال قبل ۱/۲ درصد کاهش نشان می دهد. جدول (۶-۲) تولید گاز همراه میادین مختلف را نشان می دهد.

جدول (۶-۲): میزان تولید گاز همراه نفت مناطق خشکی (به تفکیک میادین)
(هزار مترمکعب در روز)

نسبت تولید گاز به تولید نفت بشکه / مترمکعب	تولید			نام میدان
	۱۳۷۵	۱۳۷۴	۱۳۷۳	
۳۶/۷	۱۹۴۴	۲۱۹۶	۲۲۹۱	پازنان
۲۲/۳	۴۲۵۱	۴۱۰۴	۴۳۴۱	کرنج
۱۸/۵	۲۷۷۸	۲۹۶۵	۲۹۳۸	رگ سفید
۲۶/۰	۱۴۱۱۵	۱۴۱۸۸	۱۴۲۳۰	مارون
۱۷/۷	۴۴۲	۴۴۸	۴۴۶	رامشیر
۱۸/۳	۹۳۲	۱۰۳۰	۱۰۱۰	پارسی
۵۹/۶	۵۳۶	۷۶۰	۵۶۹	دهلران
۱۶/۱	۸۸۵۵	۹۳۳۷	۸۸۲۱	گچساران
۱۵/۰	۱۷۳۹	۱۶۳۵	۱۹۹۳	بی بی حکیمه
۱۶/۶	۴۳۲	۵۶۶	۵۹۹	بینک
۴۱/۰	۴۱	۴۳	۵۹	سرکان
۷/۴	۶۷	۵۵	۱۴	گلخاری
۱۳/۹	۱۳۹	۱۳۱	۱۲۴	قلعه نار
۱۹/۴	۹۱۰	۹۱۹	۹۲۸	شادگان
۱۴/۷	۵۹	۶۳	۷۸	کارون
۱۱۹/۶	۹۵۷	۲۱۱	۴۸۳	زیتونی
۲۱/۵	۴۳	۳۹	۲۸	گرنگان
—	۱	—	۳	دانان بنگستان
۱۸/۷	۱۵۰	۲۲۳	۲۷۷	نفت شهر
۱۷/۹	۳۸۳۹	۴۴۵۶	۴۵۸۳	آغارجاری
۳۴/۳	۵۱۵	۳۸۹	۱۸۸	کوپال بنگستان
۲۶/۵	۵۳	۵۴	۴۹	رامین
۲۱/۸	۶۳۵	۵۹۹	۶۹۷	لب سفید
۲۶/۳	۷۹	۵۹	۴۸	پرسیاه
۱۵/۳	۴۶	۵۱	۶۲	ماله کوه
۳۱/۲	۱۶۸۶	۱۸۲۲	۱۹۶۸	کوپال آسماری
۲۲/۳	۱۸۳۹۶	۱۸۶۸۱	۱۸۸۸۲	اهواز آسماری
۱۰/۹	۵۹۷	۴۴۴	۳۱۵	منصوری بنگستان
۲۹/۶	۲۰۷	۱۶۹	۱۱۰	مارون بنگستان
۱۵/۱	۵۵۸	۵۸۵	۵۱۸	چشمه خوش

جدول (۶-۲): میزان تولید گاز همراه نفت مناطق خشکی (به تفکیک میداین) ... ادامه

(هزار مترمکعب)

نسبت تولید گاز به تولید نفت بشکه / مترمکعب	تولید			نام میدان
	۱۳۷۵	۱۳۷۴	۱۳۷۳	
—	—	۱۱	—	سولابدر
۸	۴	۱	—	پایدار
۱۴/۷	۴۴	۲۸	—	پایدار غرب
۲۱/۸	۲۴۰	۲۴۴	۲۷۷	چلینگر
۱۳/۲	۵۵۵	۴۴۲	۴۵۱	آب تیمور
۱۲/۷	۱۸۵۹	۱۶۳۳	۱۶۹۵	اهواز بنگستان
۱۲/۴	۶۳۴	۶۱۷	۵۵۲	منصوری آسماری
۱۶/۳	۵۳۸	۵۱۴	۴۵۵	هفتگل
۱۶/۳	۳۴۴	۳۶۰	۳۸۴	نفت سفید
۲۶/۸	۲۴۱	۲۲۹	۱۲۴	لالی
۲۰/۶	۱۶۵	۱۶۴	۱۷۹	مسجد سلیمان
۲۲	۴۴	۶۹	۷۷	دانان
—	۶۹۶۷۰	۷۰۵۳۴	۷۰۸۴۶	جمع

تولید گاز همراه نفت میادین دریائی: میادین توسعه یافته دریائی فقط میادین نفتی می باشند که در خلیج فارس بصورت پراکنده قرار گرفته اند و برحسب پایانه های صادراتی نفت خام به چهاربخش زیر تقسیم می گردند:

۱- پایانه صادراتی خارک شامل میادین نفتی درود، فروزان و ابوذر.

۲- پایانه صادراتی لاوان شامل میادین نفتی سلمان، رسالت و رشادت.

۳- پایانه صادراتی سیری شامل میادین نفتی سیری.

۴- پایانه صادراتی بهرگانسر شامل میادین نفتی هندیجان و نوروز.

قسمتی از گازهای همراه با نفت این میادین درسکوه های بهره برداری استفاده و یا سوزانده می شوند و قسمت دیگر همراه با نفت به پایانه های صادراتی منتقل شده پس از تفکیک مورد استفاده قرار می گیرند و یا سوزانده می شوند. بطورکلی ۷۵ درصد از گازهای تولیدی همراه با نفت سوزانده می شود

قسمت اعظم گازهای مصرفی تحویلی به پتروشیمی خارک از گازهای همراه میادین نفتی درود، فروزان و ابودر تأمین می گردد. از فرآیند گاز طبیعی پتروشیمی خارک تولیداتی، شامل پروپان، بوتان، بنزین طبیعی، گوگرد، گازسبک و شیرین حاصل می گردد. پروپان و بوتان تولیدی صادر و یا برای مصارف داخلی استفاده می گردد. گوگرد تولیدی مستقیماً صادر شده و بنزین طبیعی به نفت خام صادراتی تزریق می گردد. گاز شیرین حاصله در حال حاضر سوزانده می شود ولی بعنوان خوراک متانول خارک در نظر گرفته شده که احتمالاً در سال ۱۳۷۹ مورد بهره برداری قرار خواهد گرفت. میزان گاز همراه تولیدی مناطق دریائی طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ بترتیب ۳/۹، ۴/۳ و ۴/۹ میلیارد مترمکعب بوده و عمدتاً از میادین درود، فروزان، ابودر و سلمان صورت گرفته جدول (۷-۲) میزان تولید گاز همراه نفت مناطق دریائی به تفکیک میدان را نشان می دهد.

جدول (۷-۲): میزان تولید گاز همراه نفت مناطق دریایی (به تفکیک میدان)

(هزار مترمکعب در روز)

نسبت تولید گاز به تولید نفت سال ۱۳۷۵ (بشکه / مترمکعب)	تولید			نام میدان
	۱۳۷۵	۱۳۷۴	۱۳۷۳	
۲۱/۹	۳۹۷	۴۳۵	۳۴۹	هندیجان و بهرگان
۱۳/۴	۱۵۴۱	۱۰۹۲	۱۱۹۸	ابودر
۳۷/۵	۵۶۸۹	۵۶۳۵	۵۰۳۱	درود
۸۵/۷	۴۱۹۱	۲۹۵۰	۲۶۸۶	فروزان
۲۹/۲	۷۳	۸۰	۱۹۱	رشادت
۱۵/۲	۲۱۶	۲۴۰	—	رسالت
۱۰/۲	۱۰۹۷	۱۰۶۲	۱۰۲۶	سلمان
۸/۹	۲۵۱	۲۳۴	۲۲۸	سیری
۱۰/۷	۵۰	۲۱	—	نوروز
—	۱۳۵۰۵	۱۱۷۴۹	۱۰۷۰۹	جمع

۲-۳- منابع و مصارف گاز غنی تولیدی

از ۲۳۳/۹ میلیون مترمکعب تولید روزانه گاز غنی میادین مختلف گازی در سال ۱۳۷۵ ، ۹۱/۳ میلیون مترمکعب از آن به پالایشگاههای شرکت ملی گاز و ۸۰/۶ میلیون مترمکعب به کارخانجات گاز و گازمایع تحویل داده شده است همچنین ۳۴/۵ میلیون متر از آن که معادل ۱۴/۷ درصد کل تولید بوده سوزانده شده و ۲۷/۵ میلیون مترمکعب باقیمانده در مصارف عملیاتی ، تزریق به منابع نفتی و پتروشیمی ها و ... مورد استفاده قرار گرفته است . جدول (۲-۸) میزان تولید گاز غنی به تفکیک نوع میدان ، مناطق و میزان مصارف مختلف گاز غنی تولیدی را نشان می دهد.

جدول (۲-۸): تولید و مصرف گاز طبیعی به تفکیک مناطق تولید و نوع میدان در سال ۱۳۷۵

شرح	گاز غنی همراه		گاز غنی کلامک	گاز غنی مستقل	جمع
	میادین خشکی	میادین دریایی			
تولید	۶۹/۷	۱۳/۵	۵۳/۳	۹۷/۴	۲۳۳/۹
مصرف					
- مصارف عملیاتی	۳/۱	۰/۶	۲/۸	—	۶/۵
- مصارف تزریق به منابع نفتی	۶/۳	—	۱/۴	۱/۴	۹/۱
- تحویلی به کارخانجات گاز و گازمایع	۳۵/۶	—	۴۵	—	۸۰/۶
- تحویلی به پالایشگاههای گاز	—	—	—	۹۱/۳	۹۱/۳
- تحویلی به پتروشیمی خارک	—	۲/۸	—	—	۲/۸
- تحویلی به پتروشیمی رازی	—	—	—	۴/۴	۴/۴
- گاز مقطر جدا شده	—	—	۴/۱	—	۴/۱
- سایر مصارف	۰/۶	—	—	—	۰/۶
- سوزانده شده	۲۴/۱	۱۰/۱	—	۰/۳	۳۴/۵
جمع مصرف	۶۹/۷	۱۳/۵	۵۳/۳	۹۷/۴	۲۳۳/۹

۳- پالایش

۳-۱- پالایشگاههای گاز طبیعی کشور

تا قبل از سال ۱۳۴۹، بجز بخش محدودی از گازهای همراه با نفت استان خوزستان که برای پالایشگاه آبادان و مصارف عملیاتی مناطق استفاده می گردید، بقیه گازها سوزانده می شدند. در سال ۱۳۴۶ پروتکلی برای صادرات سالیانه ۵۵ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی بین ایران و اتحاد جماهیر شوروی سابق به امضاء رسید. در پی امضاء این قرارداد برنامه ریزی برای جمع آوری گازهای همراه با نفت میادین نفت آغاچاری، مارون، اهواز، کرج، پارس، شادگان و پازنان برنامه ریزی گردید از آن زمان تاکنون تأسیساتی به شرح زیر برای فرآورش گاز بر حسب استاندارد صادراتی طراحی و احداث شده است.

پالایشگاه ولیعصر (عج): محل احداث این پالایشگاه در استان بوشهر و در فاصله تقریبی ۳۰۰ کیلومتری جنوب شرقی بندر بوشهر و ۲۰۰ کیلومتری جنوب شیراز می باشد. این پالایشگاه یکی از بزرگترین پالایشگاههای گاز جهان بشمار می رود که دارای ظرفیت پالایشی بالغ بر ۸۰ میلیون مترمکعب در روز می باشد. پالایشگاه ولیعصر شامل ۸ واحد پالایشی است که ۴ واحد آن متعلق به فاز نار و ۴ واحد دیگر، گاز میدان کنگان را پالایش می نماید. در این پالایشگاه گاز نار و کنگان پس از شیرین سازی، نم زدائی و کنترل نقطه شبنم به خط لوله دوم گاز تزریق می گردد. میعانات گازی ارسالی از واحدهای تفکیک کننده سر چاهی همراه با میعانات گازی دالان و آغار به بندر طاهری ارسال می گردد. این میعانات در بندر طاهری در مخازن سقف شناور ذخیره می گردد. و تا قبل از بهره برداری از پالایشگاه نهم (میعانات گازی) جهت صادرات در نظر گرفته شده است.

واحد نم زدایی دالان: این واحد برای نم زدائی گازهای مخلوط آغار و دالان بظرفیت ۴۰ میلیون مترمکعب در روز طراحی شده و در حال حاضر گاز دالان بظرفیت ۱۷ میلیون مترمکعب در روز پس از نم زدائی در این واحد از طریق یک خط لوله بطول ۳۳۰ کیلومتر و قطر ۴۲ اینچ به خط لوله ۳۲ اینچی گاز مارون (در مجاورت کارخانه گاز و گاز مایع شماره ۱۰۰۰) تزریق می گردد. در پالایشگاه دالان همچنین سیستم فرآیندی تثبیت میعانات گازی برای ۱۵ هزار بشکه در روز میعانات گازی آغار و دالان نصب گردیده است که میعانات گازی استحصالی از طریق یک خط لوله ۸ اینچی به پالایشگاه ولیعصر انتقال می یابد.

پالایشگاه بیدبلند: این پالایشگاه در ۲۴ کیلومتری غرب بهبهان و ۴۰ کیلومتری شمال آغاچاری قرار دارد و

برای شیرین سازی گاز همراه با نفت ترش میدان آغاچاری، احداث گردیده است. در زمان احداث این پالایشگاه تولید نفت میدان آغاچاری حدود یک میلیون بشکه در روز و میزان گاز ترش همراه با نفت تولیدی بیش از ۲ میلیون مترمکعب در روز بود که بتدریج کاهش یافته است. ظرفیت شیرین سازی پالایشگاه بیدبلند در شرایط فعلی برابر ۲۴ میلیون مترمکعب در روز می باشد، بطوریکه جوابگوی پالایش گاز همراه با نفت آغاچاری و قسمتی از گاز مخلوط آغار و دالان در فصل زمستان است. اولین دستگاه تقویت فشار خط لوله اول سراسری گاز در پالایشگاه بیدبلند نصب شده است. پس از انقلاب صادرات گاز به شوروی سابق قطع شد که در پی آن گازهای سبک حاصل از گازهای همراه با نفت پالایش شده در این پالایشگاه پس از تأمین مصارف استان خوزستان از طریق خط لوله سراسری اول به استانهای مرکزی، شمالی، شمالغربی و غربی کشور منتقل می شود.

پالایشگاه شهید هاشمی نژاد: ظرفیت پالایشگاه شهید هاشمی نژاد در حال حاضر برابر ۲۱ میلیون مترمکعب در روز می باشد. شروع بهره برداری از این پالایشگاه از سال ۱۳۶۲ بوده است. این پالایشگاه از سه واحد مشابه شیرین سازی تشکیل شده که قرار است تا سال ۱۳۷۹ ظرفیت آن به روزانه ۳۴ میلیون مترمکعب افزایش یابد. گاز لایه مزدوران توسط این پالایشگاه شیرین گشته و به همراه گاز شیرین لایه شورپیجه "D" وارد سیستم شبکه انتقال گاز استانهای خراسان و مازندران می گردد. از دیگر محصولات جانبی پالایشگاه شهید هاشمی نژاد گوگرد است که حاصل شیرین سازی گاز لایه مزدوران بوده و صادر می گردد. پالایشگاه شهید هاشمی نژاد دارای سه واحد نم زدائی و دو کارخانه بازیافت گوگرد می باشد. که ظرفیت هر واحد نم زدائی آن ۷/۱ میلیون مترمکعب در روز و ظرفیت هر کارخانه بازیافت گوگرد آن ۶۵۰ تن در روز است.

واحد نم زدائی قشم: واحد نم زدائی گازی قشم در سال ۱۳۵۹ جهت تصفیه و نم زدایی گازهای تولیدی از میادین قشم و گورزین به ظرفیت اسمی ۲/۸ میلیون مترمکعب در روز احداث شد این واحد قادر به نم زدائی گاز ترش تولیدی از میدان گورزین می باشد.

پالایشگاه سرخون: واحدهای نم زدائی این پالایشگاه در حال بهره برداری و واحدهای پالایشی آن در آینده به مرحله بهره برداری خواهد رسید. واحد نم زدائی سرخون با ظرفیت اسمی ۳۵۰ میلیون پای مکعب (معادل ۱۰ میلیون مترمکعب) در روز جهت نم زدایی گازهای تولیدی از میدان سرخون احداث شده

است. فاز اول این واحد نم زدائی که قبل از سال ۱۳۶۸ به بهره برداری رسید تأمین کننده گاز مورد نیاز نیروگاه بندرعباس می باشد. فاز بعدی آن با ظرفیت پالایشی ۲۵۰ میلیون پای مکعب در دست احداث می باشد. در این پالایشگاه سیستم تثبیت میعانات گازی نیز نصب گردیده است.

واحد نم زدائی سراج: گازهای تولیدی از میدان سراج توسط واحد نم زدائی واقع در مجاورت این مخزن فرآورش می گردند. تأسیس این واحد نم زدائی به دوران بسیار قبل باز می گردد ظرفیت اسمی نهایی این واحد نم زدائی ۰/۶ میلیون مترمکعب در روز می باشد.

۲-۳- گاز تحویلی به پالایشگاههای گاز کشور

در سال ۱۳۷۵ به میزان ۴۵۰۷۰ میلیون مترمکعب گازطبیعی به پالایشگاههای کشور تحویل داده شده است از این میزان ۱۱۶۵۴ میلیون مترمکعب گاز همراه و ۳۳۴۱۶ میلیون مترمکعب مربوط به گازحاصل از میادین مستقل گازی بوده است. به میزان ۸۹۶ میلیون مترمکعب از گاز تحویلی به پالایشگاهها در مسیر انتقال از چاهها به پالایشگاهها تلف شده است و ۴۴/۲ میلیارد مترمکعب بقیه تحت فرآورش قرار گرفته است. بعد از پالایش، به میزان ۱۳/۸ میلیارد مترمکعب به نیروگاهها، ۱۰/۲۵ میلیارد مترمکعب به بخش صنایع بزرگ تحویل داده شده و ۱۲/۶۵ میلیارد مترمکعب در داخل شرکت به مصرف رسیده است. ۷/۵ میلیارد مترمکعب بقیه به مصارف پتروشیمی ها و پالایشگاهها، مصرف کمپرسورها، تزریق به چاه، سوخت و تخلیه اسیدی اختصاص داشته است. میزان گاز تزریق شده به چاههای نفت ۱/۸۸ میلیارد مترمکعب بوده است. جدول (۹-۲) میزان گاز تحویلی به پالایشگاههای گاز کشور به تفکیک نحوه تولید گاز را نشان می دهد.

جدول (۹-۲): میزان گاز تحویلی به پالایشگاههای گاز در سال ۱۳۷۵

(میلیون مترمکعب)

منبع تولید	متوسط روزانه	جمع تولید سال
گاز همراه سبک	۳۱/۸	۱۱۶۵۳/۹
گاز مستقل	۹۱/۳	۳۳۴۱۶/۰
جمع	۱۲۳/۱	۴۵۰۶۹/۹

۳-۳- گاز طبیعی تحویلی پالایشگاهها به خطوط لوله

میزان گاز طبیعی تحویلی به خطوط لوله اصلی گازرسانی در سال ۱۳۷۵ برابر ۱۱۶/۶ میلیون مترمکعب در روز و به تفکیک مناطق مختلف بشرح زیر بوده است :

- شمال شرقی کشور : تحویلی به خطوط لوله ۱۶ و ۳۶ اینچ برابر ۲۰/۱ میلیون مترمکعب در روز.
- گازهای سبک همراه با نفت خوزستان : تحویلی به شبکه برابر ۱۵/۴ میلیون مترمکعب در روز.
- تزریق کرنج : تحویلی به خط لوله ۲۶ اینچی تزریق کرنج ۵/۱ میلیون مترمکعب در روز.
- مصارف شمال کشور: تحویلی بخط لوله ۴۲ اینچی سراسری اول ۱۴/۸ میلیون مترمکعب در روز.
- پالایشگاه ولیعصر : تحویلی بخط لوله ۵۶ اینچ سراسری دوم ۵۶/۵ میلیون مترمکعب در روز.
- جنوب شرقی کشور: تحویلی به خط لوله ۱۲ و ۲۲ اینچی نیروگاه بندرعباس ۴/۷ میلیون مترمکعب در روز.

در جدول (۲-۱۰) میزان گاز خشک و شیرین تحویلی به خطوط لوله اصلی گاز نشان داده شده است .

جدول (۲-۱۰): گاز طبیعی تحویل شده از پالایشگاههای گاز به خطوط لوله
(میلیون مترمکعب در روز)

شرح	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
گاز خشک	۳۴/۵	۳۶	۴۰
گاز شیرین	۵۴/۱	۶۲/۳	۷۶/۶
تلفات انتقال در مسیر خط لوله	۳/۶	۳/۶	۵

۴- انتقال و توزیع

۴-۱- انتقال گاز طبیعی

گاز طبیعی پس از طی مراحل تولید، در سیستم کمپرسورها با توجه به بعد مسافت انتقال و یا فشار مورد نیاز برای مراحل کاربردی فشرده می شود.

بطور کلی انتقال گاز طبیعی در خطوط لوله با قطرهای زیاد (۳۰ تا ۵۶ اینچ) صورت می پذیرد و فشارهای متعارف برای انتقال گاز ۷۰۰-۱۰۰۰ پوند براینچ مربع است که پس از افت فشار تقویت آن ضروری می باشد. همچنین در مراحل انتقال با تغییر فشار و درجه حرارت، ممکن است مقادیری گاز بصورت مایع در لوله جمع شود که هرگاه سرعت انتقال گاز کم باشد لایه ای از تاج لوله را بتدریج پر نموده و باعث کاهش جریان در اثر اشغال بخشی از حجم لوله خواهد شد. برای جلوگیری از این پدیده ناخواسته احداث لخته گیرهایی در مسیر خطوط لوله انتقال گاز ضروری بوده که مسئولین عملیاتی با

توجه به زمان لازم و تجربیات کسب شده از روند انتقال، عملیات تخلیه مایعات را در لخته گیرها انجام می دهند. از علائم مشخصه وجود مایعات در گاز طبیعی افت جریان گاز است که در اینگونه مواقع اقدامات لازم بمرحله اجراء در می آید.

شبکه خطوط لوله شهرها و مصرف کنندگان نهائی معمولاً قادر به تحمل فشارهای بالای خطوط لوله انتقال نبوده و بدین دلیل با احداث خطوط فرعی گاز به اطراف شهر و به نواحی که اصطلاحاً به City Gate یا دروازه ورودی شهر معروف می باشند هدایت می شود. در این نقطه علاوه بر انجام عملیات لخته گیری از طریق شیرهای تنظیم، فشار گاز ورودی به شبکه شهری تنظیم می گردد.

بعنوان مثال هرگاه گاز طبیعی در خط لوله حوالی یک شهر با فشار ۸۰۰ پوند براینچ مربع در حرکت باشد لوله هایی که قطر آن کمتر از قطر خط لوله اصلی است (با توجه به مقادیر مصرف محاسبه می شود) مقادیری از گاز را به City Gate هدایت و در آنجا فشار گاز برای تزریق به شبکه گاز شهری در حد ۶۰ پوند براینچ مربع تنظیم می گردد. شبکه های شهری که از هر دروازه تغذیه می نمایند، شامل چندین شبکه فرعی بوده و در نهایت باید فشار گاز طبیعی که به پشت علمک مصرف کننده می رسد در حدی باشد که توسط رگلاتور گاز شهری به فشار قابل مصرف در منازل و یا واحدهای تجاری در حد ۴ الی ۷ اینچ آب تقلیل یابد.

پس از تقلیل فشار در مرحله نهائی گاز وارد سیستم اندازه گیری یا کنتور می گردد که حجم مصرف را برحسب مترمکعب در حالت استاندارد اندازه گیری و ثبت می نماید. گاز طبیعی در منازل شهری و در آشپزخانه ها برای مقاصد پخت و پز و در بخاریهای گازسوز برای ایجاد گرما و در منازلی که مجهز به سیستم حرارت مرکزی می باشند در شوفاژخانه بعنوان سوخت مشعل مورد استفاده قرار می گیرد.

۲-۴- شبکه گذاری گاز طبیعی

طول شبکه گذاری گاز طبیعی کشور تا پایان سال ۱۳۷۵، در حدود ۴۱۴۶۳ کیلومتر شامل ۳۸۹۷۱ کیلومتر شبکه گذاری تا پایان سال ۱۳۷۴ و ۲۴۹۲ کیلومتر شبکه گذاری انجام گرفته در سال ۱۳۷۵ بوده است. استان تهران با اختصاص ۲۳/۴ درصد از شبکه گذاری انجام گرفته تا پایان سال ۱۳۷۴ به خود در رتبه اول قرار داشته است و بعد از آن استانهای اصفهان و خراسان بترتیب با ۱۵/۳ و ۱۰/۴ درصد شبکه گذاریها در مراتب دوم و سوم قرار داشته اند. با احتساب شبکه گذاریهای انجام گرفته در سال ۱۳۷۵ سهم استان تهران از کل شبکه گذاریها به ۲۲/۷ و سهم استانهای اصفهان و خراسان به ترتیب به ۱۵/۱ و ۱۰/۱ درصد کاهش نشان می دهد که نشانگر کاهش نسبی سهم آنها از شبکه گذاریهای جدید می باشد. علی الرغم این مسئله سه استان مذکور همچنان از نظر برخورداری از بیشترین طول شبکه گذاریها در صدر

قرار دارند، از کل شبکه گذاریهای انجام گرفته در سال ۱۳۷۵ استانهای تهران، اصفهان، آذربایجان شرقی، مازندران و گیلان به ترتیب با اختصاص ۱۲/۲، ۱۱/۱، ۹/۹، ۹/۵ و ۸/۹ درصد از کل شبکه گذاریها بخود در مراتب اول تا پنجم قرار داشته اند. جدول (۱۱-۲) طول شبکه گذاریهای انجام گرفته تا پایان سال ۱۳۷۴ و برای سال ۱۳۷۵ را به تفکیک استان نشان می دهد.

۳-۴- انشعابات گاز طبیعی

تعداد انشعابات نصب شده گاز طبیعی کشور تا پایان سال ۱۳۷۵ معادل ۲۴۱۸۷۲۴ انشعاب می باشد که نسبت به انشعاب نصب شده تا پایان سال ۱۳۷۴ بیش از ۸ درصد افزایش نشان می دهد. بالاترین تعداد انشعابات موجود با ۶۵۰۵۴۰ انشعاب متعلق به استان تهران بوده و بعد از این استان استانهای اصفهان و خراسان هر کدام بترتیب با ۳۹۹۶۵۵ و ۲۵۷۲۹۷ انشعاب در مراتب بعدی قرار دارند. این سه استان در مجموع ۵۴ درصد از کل انشعابات نصب شده گاز طبیعی کشور را به خود اختصاص می دهند. تعداد انشعابات نصب شده در سال ۱۳۷۵ برابر با ۱۷۹۲۸۲ انشعاب و بالاترین تعداد انشعاب نصب شده با ۲۷/۲ درصد از کل انشعابات مربوط به استان تهران بوده است. بعد از استان تهران، استانهای خراسان، اصفهان، آذربایجان شرقی و مازندران بترتیب با ۸/۵، ۷/۹، ۷/۴ و ۷/۲ درصد کل انشعابات نصب شده جدید در مراتب بعدی قرار داشته اند.

جداول (۱۲-۲) و (۱۳-۲) تعداد انشعابات نصب شده تا پایان سال ۱۳۷۵ و همچنین طی سال ۱۳۷۵ را به تفکیک استانهای کشور نشان می دهد.

مشاهده می شود که استانهای تهران، اصفهان و خراسان همچنان بالاترین رشد تعداد انشعابات را دارند و بنظر می رسد در سالهای آتی نیز بدلیل مهیا بودن امکانات اولیه مورد نیاز برای نصب انشعابات در این استانها این روند ادامه یابد. استان آذربایجان شرقی هرچند از جهت تعداد انشعابات نصب شده تا پایان سال ۱۳۷۴ در بین استانهای مختلف کشور حائز رتبه هفتم می باشد ولی پیش بینی می شود باتوجه به سردسیر بودن منطقه تکمیل پروژه های شبکه گذاری در شهرهای مختلف استان رشد بیشتر تعداد انشعابات نصب شده در سالهای آتی را بدنبال داشته باشد این امکان در مورد سایر استان های سردسیر کشور که در سالهای اخیر به جرگه مصرف کنندگان گاز طبیعی پیوسته اند نیز مورد انتظار می باشد.

جدول (۱۱-۲): طول شبکه گذاری گاز طبیعی تا پایان سال ۱۳۷۴ و طی سال ۱۳۷۵

(کیلومتر)

استان	شبکه گذاری تا پایان سال ۱۳۷۴	شبکه گذاری در سال ۱۳۷۵	درصد تمرکز در سال ۱۳۷۵	رتبه استان در سال ۱۳۷۵
تهران	۹۱۱۲	۳۰۵	۱۲/۲	۱
مرکزی	۱۲۰۵	۱۰۰	۴	۱۲
قم	۱۰۳۴	۲۹	۱/۲	۱۸
گیلان	۱۷۴۰	۲۲۱	۸/۹	۵
مازندران	۲۴۴۴	۲۳۷	۹/۵	۴
آذربایجان شرقی	۱۶۰۹	۲۴۷	۹/۹	۳
آذربایجان غربی	۳۷۳	۲۵	۱	۲۰
اردبیل	۵۹۰	۲۲	۰/۹	۲۱
کرمانشاهان	۳۱۶	۴۳	۱/۷	۱۵
خوزستان	۲۵۸۳	۱۱۱	۴/۴	۹
فارس	۲۷۴۵	۱۳۲	۵/۳	۸
کرمان	۱۹۴	۱۰۷	۴/۳	۱۰
خراسان	۴۰۳۱	۱۵۱	۶/۱	۶
اصفهان	۵۹۷۳	۲۷۷	۱۱/۱	۲
سیستان و بلوچستان	—	—	—	—
کردستان	۳۰۴	۱۱	۰/۴	۲۲
همدان	۱۱۳۶	۱۴۱	۵/۷	۷
چهارمحال و بختیاری	۵۹۱	۶۶	۲/۶	۱۳
لرستان	۳۹۷	۶۰	۲/۴	۱۴
ایلام	—	—	—	—
کهگیلویه و بویراحمد	۵۸۸	۲۶	۱/۱	۱۹
بوشهر	۹	—	—	—
زنجان	۱۳۵۷	۴۲	۱/۷	۶
سمنان	۶۲۰	۱۰۲	۴/۱	۱۱
یزد	۲۰	۳۷	۱/۵	۱۷/۷
هرمزگان	—	—	—	—
کل کشور	۳۸۹۷۱	۲۴۹۲	۱۰۰	—

جدول (۱۲-۲): تعداد انشعابات نصب شده گاز طبیعی به تفکیک استان تا

پایان سال ۱۳۷۵

استان	تعداد انشعابات ^(۱)	درصد تمرکز	رتبه استان
تهران	۶۵۰۵۴۰	۲۶/۹	۱
مرکزی	۷۳۶۸۰	۳/۱	۱۲
قم	۸۵۲۹۷	۳/۵	۹
گیلان	۸۷۶۸۸	۳/۶	۸
مازندران	۱۲۳۱۸۶	۵/۱	۶
آذربایجان شرقی	۹۲۱۹۸	۳/۸	۷
آذربایجان غربی	۱۱۸۹۷	۰/۵	۱۷
اردبیل	۳۲۲۵۴	۱/۳	۱۴
کرمانشاهان	۱۱۳۴۳	۰/۵	۱۸
خوزستان	۱۲۶۶۹۶	۵/۲	۵
فارس	۱۸۰۰۳۴	۷/۵	۴
کرمان	۸۲۲۵	۰/۳	۱۹
خراسان	۲۵۷۲۹۷	۱۰/۶	۳
اصفهان	۳۹۹۶۶۵	۱۶/۵	۲
سیستان و بلوچستان	—	—	—
کردستان	۱۸۷۲۴	۰/۸	۱۵
همدان	۸۲۷۱۲	۳/۴	۱۱
چهارمحال و بختیاری	۳۰۳۸۸	۱/۳	۱۳
لرستان	۱۳۴۹۱	۰/۶	۱۷
ایلام	—	—	—
کهگیلویه و بویراحمد	۱۸۷۸۵	۰/۸	۱۶
بوشهر	۲۰۶	*	۲۰
زنجان	۸۴۷۹۱	۳/۵	۱۰
سمنان	۲۹۶۲۶	۱/۲	۱۵
یزد	—	—	—
هرمزگان	۱	*	۲۱
کل کشور	۲۴۱۸۷۲۴	۱۰۰	—

۱- تعداد انشعابات شامل خانگی - تجاری - صنعتی

* رقم ناچیز است.

جدول (۱۳-۲): تعداد انشعابات نصب شده گاز طبیعی به تفکیک استان در سال ۱۳۷۵

استان	تعداد انشعابات ^(۱)	درصد تمرکز	رتبه استان
تهران	۴۸۸۲۰	۲۷/۲	۱
مرکزی	۴۷۶۰	۲/۶	۱۲
قم	۲۷۶۹	۱/۶	۱۵
گیلان	۱۱۲۳۱	۶/۳	۶
مازندران	۱۲۸۸۵	۷/۲	۵
آذربایجان شرقی	۱۳۳۳۱	۷/۴	۴
آذربایجان غربی	۵۱۹۷	۲/۹	۱۰
اردبیل	۹۲۹	۰/۵	۲۰
کرمانشاهان	۲۹۹۳	۱/۷	۱۴
خوزستان	۶۴۱۶	۳/۶	۹
فارس	۷۷۴۳	۴/۳	۸
کرمان	۷۷۳۴	۴/۳	۸
خراسان	۱۵۱۵۹	۸/۵	۲
اصفهان	۱۴۱۴۲	۷/۹	۳
سیستان و بلوچستان	—	—	—
کردستان	۳۲۰۲	۱/۸	۱۳
همدان	۸۶۳۸	۴/۸	۷
چهارمحال و بختیاری	۲۳۲۲	۱/۳	۱۷
لرستان	۲۶۰۵	۱/۵	۱۶
ایلام	—	—	—
کهگیلویه و بویراحمد	۱۵۹۳	۰/۹	۱۹
بوشهر	۱	۰/۹	۲۱
زنجان	۴۹۱۳	۲/۷	۱۱
سمنان	۱۸۹۹	۱	۱۸
یزد	—	—	—
هرمزگان	—	—	—
کل کشور	۱۷۹۲۸۲	۱۰۰	—

۱- تعداد انشعابات شامل خانگی - تجاری - صنعتی

۵- امکانات ذخیره سازی گاز طبیعی

برای استمرار عرضه گاز طبیعی در شبکه های گازرسانی بخصوص در فصول اوج مصرف و همچنین بهره برداری بهینه از ظرفیت های ایجاد شده در پالایشگاههای گاز طبیعی، خطوط اصلی انتقال و ایستگاههای تقویت فشار، گاز طبیعی مشابه سایر فرآورده های نفتی نیاز به ذخیره سازی دارد بنابراین باید در مطالعات و طراحیهای توسعه شبکه گازرسانی هر کشور مخازن ذخیره گاز طبیعی نیز مورد توجه برنامه ریزان انرژی قرار گیرد. با افزایش مصرف گاز طبیعی در جهان مخازن گاز طبیعی نیز افزایش یافته است. امروزه گاز طبیعی در مخازن زیر ذخیره سازی می گردند:

مخازن طبیعی تخلیه شده گاز یا نفت: این نوع مخازن در صورت داشتن ظرفیت لازم و شرایط مناسب در محل ثقل مصرف، مناسبترین مخازن برای ذخیره سازی گاز طبیعی می باشند. تبدیل مخازن تخلیه شده نفت و گاز به مخازن ذخیره گاز طبیعی نسبت به سایر انواع مخازن ارجح تر است، زیرا هم اطلاعات لازم مهندسی مخازن برای تزریق گاز و بهره برداری مجدد از آنها وجود دارد و هم بعلت وجود چاهها و سایر تسهیلات از نظر اقتصادی مقرون بصرفه تر است ولی معمولاً تعداد این نوع مخازن در مخزنهای مورد نیاز کم است.

مخازن سفره های آب زیرزمینی: در مناطقی که مخازن تخلیه شده هیدروکربوری وجود ندارد، لایه های آب زیرزمینی منطقه در صورت داشتن شرایط لازم برای ذخیره سازی نسبت به انواع دیگر مخازن اقتصادی تر می باشد. از شرایط لازم سازنداین مخازن درجه نفوذپذیری، میزان تخلخل، استحکام و لایه های گنبدی جهت استقامت در مقابل فشار و جلوگیری از نشت گاز است. لذا برای ذخیره سازی گاز در این سازند باید عملیات اکتشافی برای دستیابی به اطلاعات مذکور بعمل آید.

ذخیره سازی در گنبد های نمکی: با ایجاد فضاهای حفره ای در گنبد های نمکی، انواع سیالات نفتی مانند نفت خام، گاز مایع و گاز طبیعی در آنها ذخیره می گردند. پس از حفر چاه در گنبد نمکی و حل نمک از طریق تزریق آب شیرین در آن و سپس تخلیه آب نمک، فضای لازم برای ذخیره سازی ایجاد می گردد. برای این امر اولاً بایستی لایه نمکی ضخامت کافی داشته و در عمق مناسب قرار گرفته باشد. ثانیاً آب فراوان برای حل نمک در دسترس باشد همچنین انتقال آب نمک تخلیه شده به محل مناسبی که محیط زیست را آلوده نکند از ضروریات این نوع مخازن بشمار می رود.

مخازن قدیمی ذغال سنگ و یا حفره های معدنی: در بعضی کشورها از مخازن قدیمی ذغال سنگ که دیگر قابل استفاده نیستند و دارای شرایط لازم برای ذخیره سازی می باشند، جهت این منظور استفاده شده است. از طرفی در بعضی از سازندها با ایجاد تونلها یا حفره های زیرزمینی اقدام به ذخیره سازی

گاز طبیعی و یا سایر فرآورده های نفتی نموده اند این نوع مخازن بخصوص در سنگهای آتشفشانی نظیر کانسارهای گرانیتهی بعلت استحکام و فشارپذیری برای ذخیره سازی هیدروکربورها استفاده می گردد. احداث این نوع مخازن مستلزم انجام مطالعات زمین شناسی کامل است که برخی لزوماً در حین عملیات حفاری نیز ادامه می یابد.

مخازن ذخیره گاز طبیعی مایع (LNG): گاز طبیعی مایع که معمولاً در مخازن خاصی اعم از فنی و یا بتونی ذخیره می گردد، برای اوج مصرف در ماههای سرد زمستان مورد استفاده قرار می گیرد. از این مخازن در کشورهای تولیدکننده و مصرف کننده گاز طبیعی که قرارداد صدور گاز براساس گاز طبیعی مایع تنظیم کرده اند، استفاده می شود.

- با گسترش شبکه گازرسانی و افزایش مصرف در هر کشور یا منطقه ای که از منابع تولید گاز طبیعی دور می باشند، استفاده از منابع ذخیره سازی گاز طبیعی بدلائل زیر غیر قابل اجتناب است :
- تأمین بموقع و گاز کافی در شرایط حداکثر مصرف سالانه بخصوص در نقاط ثقل مصرف و پرجمعیت .
 - استمرار تأمین گاز طبیعی .
 - جلوگیری از بروز اختلال ناشی از عملیات بهره برداری .
 - صرفه جویی در سرمایه گذاریها.

۱-۵- ذخیره سازی گاز طبیعی در ایران

طرح توسعه گازرسانی در کشور مقارن با صادرات گاز طبیعی کشورمان به شوروی سابق در سال ۱۳۴۹ می باشد. همزمان با طراحی و احداث خط لوله اول گاز از پالایشگاه بیدبلند به شهر مرزی آستارا ذخیره سازی گاز طبیعی در گنبدهای نمکی کویر قم مدنظر بوده است و مطالعات مقدماتی نیز انجام گردید. قبل از انقلاب قسمت اعظم برنامه ریزی توسعه صنعت گاز معطوف به صادرات بود و گسترش شبکه گازرسانی در کشور در حد محدودی در نظر گرفته شده بود و در درجه اول شهرهای بزرگ و پرمصرف فرآورده های میان تقطیر مدنظر بودند که بعد از انقلاب ، کاملاً این برنامه تغییر یافت . برنامه صادراتی گاز متوقف و توسعه شبکه گازرسانی در کشور در اولویت قرار گرفت، بطوریکه در حال حاضر حدود ۳۰۰ شهر از گاز طبیعی برای مصارف گرمایش و پخت و پز استفاده می نمایند و همین امر موجب گردیده است تا اختلاف مصرف گاز طبیعی در زمستان و تابستان هر ساله افزایش یابد و تأمین مصارف گاز طبیعی در زمان اوج مصرف با دشواری مواجه گردد. نظرباینکه در تابستان سیستمهای تولید، پالایش و انتقال گاز با ضریب ۶۵-۶۰ درصد مورد بهره برداری قرار می گیرند، شرکت ملی گاز از چندین سال پیش

تصمیم به احداث مخازن ذخیره سازی در نقاط ثقل مصرف (که معمولاً در نقاط شمال و شمال غربی کشور می باشد) گرفته است. در حال حاضر قرار است یک سفره آبی بنام یورتشای نزدیک ورامین و یک مخزن گنبد نمکی نزدیک قم با همکاری شرکت آلمانی KBB مورد مطالعه قرار گیرد. مطالعات مخزن یورتشای هم اکنون شروع و حفاری اولین چاه برای آزمایشهای مربوطه آغاز گردیده است. پیش بینی می گردد مطالعات یورتشای برای ارزیابی آن بعنوان یک مخزن ذخیره سازی گاز طبیعی تا سال ۱۳۷۸ بطول انجامد.

۶- مصرف

۶-۱- منابع و مصارف گاز سبک

گاز طبیعی خروجی از یک سیستم فرآیندی، گاز سبک نامیده می شود. در سال ۱۳۷۵ حدود ۱۶۳/۲ میلیون مترمکعب در روز گاز سبک بشرح جدول (۱۴-۲) از واحدهای فرآیندی تولید گردیده است:

جدول (۱۴-۲): تولیدات گاز طبیعی به تفکیک واحدهای فرآیندی در سال ۱۳۷۵

(میلیون مترمکعب در روز)

۳۲/۳	- گاز سبک همراه تولید از کارخانجات گاز و گازمایع شماره ۱۰۰ تا ۸۰۰
۴۴/۰	- تولید گاز سبک کلاhek پازنان در کارخانجات گاز و گازمایع شماره ۹۰۰ و ۱۰۰۰
۵۸/۱	- تولید پالایشگاه ولیعصر "عج"
۲۰/۷	- تولید پالایشگاه هاشمی نژاد
۴/۷	- تولید پالایشگاههای گورزین و سرخون
۰/۳	- سراج
۳/۱	- دالان
۱۶۳/۲	جمع

از گاز سبک تولیدی فرآیندهای تولید روزانه ۴۰/۱ میلیون مترمکعب به مخازن نفتی تزریق گردیده و بقیه به شرکت ملی گاز تحویل داده شده اند.

۶-۲- مصارف گاز طبیعی به تفکیک بخشهای مصرف

در سال ۱۳۷۵ تعداد کل مصرف کنندگان گاز طبیعی بالغ بر ۲/۹ میلیون مصرف کننده بوده که بیش

از ۹۶/۷۵ درصد آنها را مصرف کنندگان خانگی تشکیل می داده اند و بعد از آن بترتیب بخشهای تجاری و صنعتی با اختصاص ۳/۲ و ۰/۰۵ درصد کل مصرف کنندگان در مراتب بعدی قرار داشته اند. جدول (۲-۱۵) تعداد مصرف کنندگان و میزان مصرف هر کدام از بخشهای مصرف را نشان می دهد.

جدول (۲-۱۵): میزان مصرف و تعداد مصرف کنندگان گاز طبیعی به تفکیک بخشهای مصرف در سال ۱۳۷۵

(میلیون مترمکعب)

شرح	سال	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵	درصد رشد متوسط سالیانه
میزان مصرف خانگی		۸۶۳۰	۹۸۱۲	۱۰۹۸۴	۱۲/۸
تعداد مصرف کننده خانگی		۲۲۱۴۱۷۱	۲۵۱۷۵۹۱	۲۸۱۱۳۳۱	۱۲/۷
تعداد خانوار تحت پوشش		۵۰۹۲۵۹۳	۵۷۹۰۴۵۹	۶۴۶۶۰۶۱	۱۲/۷
میزان مصرف تجاری		۱۲۰۷	۱۳۸۶	۱۶۶۸	۱۷/۶
تعداد مصرف کنندگان تجاری		۶۷۱۹۷	۷۷۶۲۹	۹۲۸۶۳	۱۷/۶
میزان مصرف صنعتی		۲۲۴۵۸	۲۴۶۸۲	۲۷۴۵۴	۱۰/۶
تعداد مصرف کنندگان صنعتی		۱۲۳۲	۱۲۹۷	۱۴۸۴	۱۰/۶
میزان سوخت شرکتی و تخلیه		۱۸۹۷	۲۰۲۰	۲۱۸۴	۷/۳
مصارف ناخالص از محل خطوط لوله سراسری		۳۴۱۹۲	۳۷۹۰۰	۴۲۲۹۰	۱۱/۲
میزان مصرف پتروشیمی ^(۱)		۲۶۵۹	۲۵۹۵	۲۴۸۰	۹/۹
جمع کل مصارف ناخالص		۳۶۸۵۱	۴۰۴۹۵	۴۴۷۷۰	۱۰/۲
جمع کل تعداد مصرف کنندگان		۲۲۸۲۶۰۰	۲۵۹۶۵۱۷	۲۹۰۵۶۷۸	۱۲/۸

۱- از محل تولید مناطق دریایی و گازهای ژوراسیک مسجدسلیمان.

بررسی تحولات دوره ۷۵-۱۳۷۳ نشان می دهد که بیشترین رشد تعداد مصرف کنندگان به مصرف کنندگان تجاری و بعد از آن به تعداد مصرف کنندگان خانگی و صنعتی تعلق داشته است. از دلایل این امر می توان به مسئله اقتصادی خانوارهای کشور اشاره نمود که علی رغم نصب همزمان انشعابات خانگی و تجاری با تأخیر به جرگه مصرف کنندگان پیوسته اند ولی مراکز تجاری بلافاصله به مصرف کننده تبدیل شده اند.

همچنین رشد ۱۱ درصدی مصارف گاز طبیعی بخش صنایع نشان دهنده روند بسیار مطلوبی در

جایگزینی گاز طبیعی بجای سایر حاملهای انرژی مورد استفاده در این بخش می باشد. افزایش درصد سوخت شرکتی و تخلیه نیز نشان دهنده افزایش تولید گاز طبیعی و مصرف کمپرسورهای مسیر و لزوم تخلیه گازهای اسیدی تولید شده می باشد که با روند رشد تولید گاز هماهنگی کامل دارد.

وفور منابع گاز طبیعی در کشور، تهدیدات زیست محیطی کمتر مربوط به آن، صرفه جوئیهای ارزی ناشی از جایگزینی گاز طبیعی با فرآورده های وارداتی، سرمایه گذاریهای عظیم مورد نیاز برای اکتشاف، تولید، انتقال و توزیع گاز نیروهائی هستند که برآیند آنها می تواند الگوی مصرف گاز طبیعی کشور را تحت تأثیر قرار دهد. با اینحال به نظر می رسد که در چند سال اخیر نیروهای مشوق گسترش تولید و مصرف گاز طبیعی بر نیروهای مخالف فائق آمده باشند. گواه این ادعا رشد مداوم تولید و مصرف گاز طبیعی می باشد بطوریکه طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ مصرف ناخالص داخلی گاز طبیعی از محل خطوط لوله سراسری گاز طبیعی با رشد متوسط سالیانه ۱۱/۲ درصد از ۳۴/۲ میلیارد مترمکعب سال ۱۳۷۳ به ۴۲/۳ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۷۵ افزایش یافته است که با کسر رقم مربوط به سوخت و تخلیه اسیدی از مصرف ناخالص داخلی سال مذکور مصرف خالص داخلی از محل شبکه سراسری گاز طبیعی ۴۰/۱ میلیارد مترمکعب را بدست می آید. از کل مصرف خالص داخلی به ترتیب ۱۳/۸ و ۱/۰۹ میلیارد مترمکعب به مصارف نیروگاهها و پالایشگاهها و بقیه به مصارف نهائی بخشهای خانگی، تجاری و صنعتی مربوط بوده است. در سال مزبور همچنین به میزان ۲/۴۸ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی توسط واحدهای پتروشیمی خارک و رازی و از محل تولید مناطق دریائی و گازهای ژوراسیک مسجدسلیمان به مصرف رسیده است که با احتساب این رقم جمع کل مصارف ناخالص گاز طبیعی کشور به ۴۴/۷۷ میلیارد مترمکعب و جمع کل مصارف خالص به ۴۲/۵۹ میلیارد مترمکعب می رسد. لازم به تذکر است توجه به تولید گاز طبیعی علاوه بر انگیزه پوشش مصارف داخلی بمنظور صادرات و کسب درآمد ارزی نیز مدنظر می باشد و در این خصوص قراردادهائی با چند کشور از جمله ترکیه بسته شده ولی در سال ۱۳۷۵ صادرات گاز صورت نگرفته است.

در سال ۱۳۷۵ مصرف گاز طبیعی بخش های مختلف مصرف با توجه به نیاز از محل تولیدات گازهای سبک تحویلی به شرکت ملی گاز ایران و همچنین مقادیری از آن از طریق گازهای تولیدی مناطق خشکی برای پوشش دادن نیاز پتروشیمی بندرامام و گازهای تولید مناطق دریائی و گازهای ژوراسیک مسجد سلیمان برای پوشش دادن مصارف پتروشیمی های خارک و رازی تأمین شده است. جدول (۱۶-۲) سهم بخش های مختلف مصرف کننده گاز طبیعی از کل مصرف گاز سال ۱۳۷۵ را نشان می دهد.

جدول (۱۶-۲): سهم بخشهای مختلف مصرف کننده گاز طبیعی

از کل مصرف گاز طبیعی در سال ۱۳۷۵

شرح	درصد سهم هر بخش در کل مصرف گاز طبیعی
خانگی	۲۴/۵۳
تجاری	۳/۷۲
صنعتی	۲۲/۴۳
نیروگاه	۳۰/۹۲
سوخت پتروشیمی	۶/۶۵
خوراک پتروشیمی	۴/۴۳
پالایشگاهها	۲/۴۴
سوخت و تخلیه اسیدی	۴/۸۸
جمع	۱۰۰/۰۰

نیروگاهها با ۳۰/۹۲ درصد از کل مصرف بالاترین سهم مصرف را بخود اختصاص داده اند و در مراحل بعدی بترتیب بخشهای خانگی، صنعتی، نیازهای پتروشیمی، بخش تجاری و پالایشگاههای نفت قرار داشته اند.

قابل ذکر است که حدود ۵ درصد از گاز تولیدی کشور برای مصارف سوخت شرکتی و یا تخلیه گازهای اسیدی تلف می شود.

۱-۲-۶- مصارف خانگی

مصارف خانگی گاز طبیعی تا اندازه زیادی به شرایط زمانی و مکانی مصرف بستگی دارد. این مصارف در فصول گرم صرفاً برای پخت و پز و تولید آب گرم بوده که در فصل سرد، آب مورد نیاز گرمایش در رادیاتورها نیز بدان افزوده می شود.

مصارف زمستانی یک واحد مسکونی سه طبقه برای حدود ۱۰۰ روز سرما تقریباً ۱۲ هزار مترمکعب و یا روزانه ۱۲۰ مترمکعب می باشد که این رقم در فصول گرم و برای همان ساختمان ۲۸ مترمکعب در روز برآورد می گردد. بعبارت دیگر مصارف زمستانی گاز طبیعی ۴ برابر مصارف تابستانی آن بوده که علت آن نیاز به تولید بیشتر آب گرم در این فصل می باشد.

با توجه به کلیه مراتب فوق برای دست یابی به ارقام دقیق مصارف خانگی در سطح کشور باید ارقام بدست آمده از عملیات کنتورخوانی که برای محاسبه قیمت گاز مصرفی به کامپیوتر شرکت ملی گاز وارد می شود بصورت دقیق و بصورت ماهیانه انجام پذیرد تا امکان دست یابی به ارقام مصارف دقیق و نوسانات فصلی فراهم گردد. اما در اغلب شهرها و مناطق گازرسانی شده عملیات کنتورخوانی خانگی در فواصل ۳ الی ۴ ماه صورت می پذیرد. بنابراین دست یابی به استاندارد مصرف گاز طبیعی خانوار و ارتباط عملی آن با درجه حرارت منطقه و غیره از جمله مشکلاتی است که تنها راه حل مطلوب در جهت رفع آن در سیستم آمار و اطلاعات گاز طبیعی خانگی کشور به این صورت می باشد. اگر متوسط مصرف ماهانه هر انشعاب گاز طبیعی در مناطق مختلف آب وهوائی راباتوجه به ضرائب تجربی بدست آمده در خصوص تعداد خانوار مصرف کننده از هر انشعاب (۲/۳ خانوار برای هر انشعاب) تقسیم شود، متوسط مصرف ماهانه خانوار بدست می آید.

بطور کلی در بخش خانگی مصارف سالیانه گاز طبیعی هر انشعاب در نقاط سردسیر همراه با امکانات اقتصادی مناسب ، تا حدود ۵ هزار مترمکعب می رسد. این رقم برای انشعابات مصرف کننده در نقاط گرمسیر در حد یک هزار مترمکعب در سال می باشد، که با احتساب ضرایب تجربی موجود (۲/۳) خانوار برای هر انشعاب مصرف کننده) مصرف گاز طبیعی خانوارهای مناطق سردسیر سالیانه حداکثر ۲۲۰۰ مترمکعب و مصرف خانوارهای نقاط گرمسیر حدود ۵۰۰ مترمکعب برآورد می گردد.

مصرف گاز طبیعی بخش خانگی که با توجه به متوسط مصرف هر خانوار مصرف کننده بدست آمده است با متوسط رشد سالیانه ۱۲/۸ درصد طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ به ۱۰۹۸۴ میلیون مترمکعب رسید. رشد مصرف سالیانه ۱۲/۸ درصدی بخش خانگی از جهت اینکه گاز طبیعی عمدتاً جایگزین سایر سوختها از جمله نفت سفید، گازوئیل و گاز مایع گردیده است بیانگر عملکرد مطلوبی در جهت نیل به هدف جایگزینی گاز طبیعی بجای سایر سوختها می باشد. رشد مصرف در سال ۱۳۷۴ ، ۱۳/۷ و در سال ۱۳۷۵ معادل ۱۱/۹ درصد بوده است. این بخش با مصرف ۲۴/۵۳ درصد کل مصارف ناخالص داخلی گاز طبیعی بعد از نیروگاههای حرارتی در رتبه دوم قرار داشته است جدول شماره (۱۷-۲) مصرف گاز طبیعی در بخش خانگی طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ و سهم آن از کل مصارف گاز طبیعی کشور را نشان می دهد.

جدول (۱۷-۲): میزان مصرف گاز طبیعی بخش خانگی طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳

(میلیون مترمکعب)

شرح	سال	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵	متوسط رشد سالیانه
مصرف خانگی		۸۶۳۰	۹۸۱۲	۱۰۹۸۴	۱۲/۸
سهم از کل مصرف ناخالص		۲۳/۴	۲۴/۲	۲۴/۵۳	—

تعداد مصرف کنندگان خانگی گاز طبیعی در سال ۱۳۷۵ در حدود ۲/۸ میلیون و تعداد خانوارهای بهره مند از گاز طبیعی ۶/۴ میلیون خانوار بوده است. علی رغم آنچه عنوان گردید هنوز تعداد زیادی از خانوارهای کشور از گاز طبیعی استفاده نمی کنند و پتانسیل زیادی برای افزایش مصرف این بخش وجود دارد. متوسط مصرف سالیانه گاز طبیعی هر خانوار در محاسبات ۱۷۰۰ مترمکعب در نظر گرفته شده است.

۲-۲-۶- مصارف تجاری

مسائل مربوط به مصرف گاز طبیعی بخش تجاری مشترکات زیادی با مسائل مصارف بخش خانگی دارد. بعبارت دیگر با نصب خطوط لوله انتقال و ایجاد شبکه شهری امکان اشتراک خانگی و تجاری فراهم می گردد.

میزان مصارف گاز در واحدهای تجاری نیز نظر به نامنظم بودن قرائت کنتور و تداخل ماهها و فصول و مشکلات اشاره شده در زمینه بخش خانگی فقط از طریق تعیین معیاری برای مصارف هر استان امکان پذیر می باشد. با تجارب بدست آمده در زمینه مصرف گاز طبیعی بخصوص در بخش تجاری رقم متوسط مصرف برای هر انشعاب مصرف کننده به سالیانه حدود ۱۸ هزار مترمکعب می رسد. این عدد برای مصارف تجاری استانهای مختلف بنا به مقتضیات جغرافیائی، فرهنگی و غیره در نوسان بوده، بطوریکه حداکثر مصرف برای استان تهران در حد متوسط ۲۲ هزار مترمکعب در سال (مصرف ۶۰ مترمکعب در روز) می باشد. رقم فوق برای روزهای سرد و در مناطق سردسیر حتی به ۲۰۰ مترمکعب در روز برای اوج سرما نیز رسیده است. میزان مصرف گاز طبیعی بخش تجاری که با توجه به مصرف متوسط سالیانه ۱۸ هزار مترمکعبی برای هر مصرف کننده تجاری محاسبه شده است، نشان می دهد که مصرف گاز طبیعی بخش تجاری با رشد متوسط سالیانه ۱۷/۶ درصد طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ از ۱۲۰۷ میلیون مترمکعب به ۱۶۶۸ میلیون مترمکعب رسیده است. تعداد مصرف کنندگان تجاری گاز طبیعی در سال ۱۳۷۵، ۹۲۸۶۳ واحد بوده است که در صورت ادامه روند کنونی و اجرای برنامه های شرکت ملی گاز در زمینه احداث انشعابات خانگی و تجاری انتظار می رود که تعداد آنها در پایان سال ۱۳۷۸ به ۱۱۳ هزار مصرف کننده برسد. مزیتی که مصرف کنندگان تجاری نسبت به سایر مصرف کنندگان گاز طبیعی دارند این است که با احداث انشعاب فوراً به مصرف کننده تبدیل می شوند و مسائل اقتصادی مربوط به هزینه های لوله کشی داخلی و تغییر سیستم های سوخت تأثیری در روند اشتراک آنها ندارد. در مجموع حدود ۳/۷ درصد از کل مصرف ناخالص داخلی کشور در سال ۱۳۷۵ در بخش تجاری به مصرف رسیده است.

جدول (۲-۱۸) مصارف تجاری گاز طبیعی کشور طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ و سهم آن از کل مصرف خالص داخلی گاز طبیعی را به نمایش می گذارد.

جدول (۲-۱۸): میزان مصارف تجاری گاز طبیعی طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳

(میلیون مترمکعب)

شرح	سال	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵	متوسط رشد سالیانه
میزان مصرف	۱۲۰۷	۱۳۸۶	۱۶۶۸	۱۷/۶	
سهم از کل مصرف ناخالص	۳/۳	۳/۴	۳/۷	—	

روند روبه افزایش مصرف گاز طبیعی در بخش تجاری با توجه به امکانات جایگزینی وسیع گاز طبیعی در این بخش با سایر سوخت های مایع ، علاوه بر جلوگیری از خروج مقادیر قابل توجهی ارز از کشور تأثیر زیادی در کاهش آلودگی محیط زیست نیز دارد.

۳-۲-۶- مصارف صنعت

گاز طبیعی در بخش صنعت کاربردهای وسیعی دارد که هرگاه مصارف نیروگاهها ، پالایشگاهها و صنایع پتروشیمی را از آن جدا نمائیم ، مصارف صنعتی در کارخانجات و سایر مراکز بزرگ و کوچک صنعتی مطرح خواهد بود .

اصولاً صنایع ، گاز مورد نیاز مصرفی را از طریق لوله اختصاصی دریافت نموده و هزینه های خطوط لوله انتقال برای گازرسانی عمدتاً بعهده صاحبان صنایع بوده و در بخش دولتی از بودجه های عمومی تأمین می گردد . هر یک از صنایع بنا به نوع تولید و نحوه مصرف ، مقادیری مواد انرژی را بکار می برند که مناسب ترین آن سوخت گاز طبیعی می باشد .

در بخش صنعت از گاز طبیعی بیشتر برای سوخت کوره ها، تولید بخار و مصرف عمومی و در برخی از واحدهای صنعتی مانند پالایشگاهها و پتروشیمی ها برای خوراک واحدهایی نظیر واحد تولید هیدروژن و یا واحد اوره استفاده می کنند . گاز طبیعی واحدهای صنعتی با توجه به مقادیر مصرف و ظرفیت واحدها ، از حجم مصارف متفاوتی برخوردار بوده و در برخی از واحدهای صنعتی مانند پالایشگاهها و نیروگاهها به سالیانه یک تا چند میلیارد متر مکعب بالغ می گردد. عمده ترین مصرف کنندگان صنعتی، نیروگاههای حرارتی مستقر در کشور می باشند که بیش از ۳۰ درصد از کل گاز مصرفی را برای سوخت بکار می برند . سایر مراکز صنعتی (غیر از پالایشگاهها و پتروشیمی ها) در مکان بعدی بوده و حدود ۲۳ درصد از کل گاز طبیعی را بمصرف می رسانند .

اندازه گیری سوخت تحویلی به صنایع بزرگ و کوچک کشور مانند اندازه گیری سوخت مصارف خانگی و تجاری با توجه به متمرکز بودن بعضی از صنایع در شهرک های صنعتی و اندازه گیری مشترک مصارف گاز آنها در یک سیستم متمرکز و کمبود سیستم های اندازه گیری جداگانه در هر واحد صنعتی از جمله مشکلات اساسی شرکت ملی گاز بشمار می رود.

روشی که در اینجا برای محاسبه میزان گاز مصرفی بخش صنعتی مورد استفاده قرار گرفته به این صورت بوده که از کل گاز طبیعی تحویلی به بخش صنعت مصارف مربوط به نیروگاهها، پالایشگاهها و صنایع پتروشیمی که قابل اندازه گیری بوده اند کسر گردیده تا رقم مصارف گاز طبیعی صنایع کشور بدست آید. سپس با توجه به تعداد صنایع مستقر در هر استان و آمار و اطلاعات موجود در زمینه نوع و میزان سوخت مصرفی آنها مصارف صنعتی گاز هر استان برآورد شده است.

قابل ذکر است تا زمانیکه سیستم مطمئن اندازه گیری سوخت به هر یک از صنایع مصرف کننده احداث نگردد و روش های درستی در ارسال و دریافت و نحوه پرداخت هزینه های سوخت گاز طبیعی اعمال نشود، امکان دست یابی به اعداد و ارقام دقیق برای صنایع وجود نخواهد داشت و تنها برای مصارف نیروگاهها، پالایشگاهها و صنایع پتروشیمی کشور که مجهز به سیستم های اندازه گیری مناسب می باشند، ارقام بصورت تفکیکی و در سطح استانی قابل ارائه خواهد بود.

میزان مصرف گاز طبیعی صنایع کشور که با توجه به روش فوق الذکر محاسبه گردیده در سال ۱۳۷۵، ۱۰۰۴۰ میلیون متر مکعب معادل ۲۲/۴۳ درصد مصرف ناخالص گاز طبیعی کشور بوده و از این لحاظ بعد از نیروگاههای بخاری و بخش خانگی در رتبه سوم قرار داشته است. همچنین رشد مصرف این بخش طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ سالیانه به طور متوسط ۲۶/۷ درصد بوده که بالاترین نرخ رشد مصرف در بین بخشهای مختلف مصرف کننده می باشد.

جدول شماره (۱۹-۲) مصرف گاز طبیعی صنایع کشور و سهم آن از کل مصرف خالص داخلی گاز طبیعی کشور طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ را نشان می دهد.

جدول (۱۹-۲): میزان مصارف گاز طبیعی در بخش صنایع طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳

(میلیون مترمکعب)

شرح	سال	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵	متوسط مصرف سالیانه
مصرف	۶۲۴۹	۷۶۳۱	۱۰۰۴۰/۵	۲۶/۶	
سهم از کل مصرف ناخالص	۱۷	۱۸/۸	۲۲/۴۳	—	

۴-۲-۶- مصارف پالایشگاهها

پالایشگاههای نفت کشور برای تأمین سوخت مورد نیاز برخی از واحدهای تولیدکننده حرارت (کوره ها) و همچنین برای خوراک واحدهای تولید هیدروژن نیازمند استفاده از گازهای سبک و همچنین گاز طبیعی می باشند. در پالایشگاههایی که از گاز طبیعی استفاده نمی نمایند مطابق طراحی از گازهای تولیدی پالایشگاه، نفت گاز، نفت کوره و یا مقادیری گاز مایع برای مقاصد فوق استفاده می نمایند (پالایشگاههای تبریز، کرمانشاه و لاوان). سایر پالایشگاههای کشور با برخورداری از خط انتقال گاز طبیعی بخش اعظم سوخت مورد نیاز خود را از گاز سیستم سراسری تأمین نموده اند که در جدول (۲-۲۰) مقادیر مصرف این پالایشگاهها برای سالهای مورد بررسی آورده شده است.

جدول (۲-۲۰): مصارف گاز طبیعی پالایشگاههای کشور طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳

(میلیون مترمکعب در سال)

شرح	سال	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
پالایشگاه تهران		۹۶/۲۸۳	۸۳/۲۹۱	۵۴/۶۵۴
پالایشگاه اصفهان		۱۲۳/۰۲۷	۹۴/۷۶۵	۷۵/۶۲۶
پالایشگاه اراک		۷۸/۱۸۵	۳۵/۸۷۷	۴۱/۲۸۲
پالایشگاه شیراز		۸۸/۸۶۰	۸۰/۳۷۱	۹۴/۸۳۰
پالایشگاه آبادان		۵۰۷/۳۱۶	۵۶۱/۳۱۰	۶۰۶/۷۹۷
سایر مصارف (۱)		۱۵۴	۲۳۶	۲۱۸
جمع		۱۰۴۷/۷	۱۰۹۱/۵	۱۰۹۱/۱

(۱) این مصارف به تفکیک انواع پالایشگاهها در دسترس نبوده است.

سوخت مصرفی گاز طبیعی پالایشگاههای نفت بیش از ۲/۴ درصد کل مصرف خالص کشور را تشکیل می دهد. پالایشگاهها مقادیر قابل توجهی گازهای سبک (که مشابه گاز طبیعی می باشند) را تولید و استفاده می نمایند و معادل آن از مصرف گاز طبیعی مورد نیاز کاسته می شود.

مصرف گاز طبیعی پالایشگاههای کشور طی سالهای مورد بررسی سالیانه بطور متوسط ۲/۱ درصد کاهش یافت. همچنین سهم آن از ۲/۸ درصد به ۲/۴ درصد کل مصرف خالص داخلی رسید. کاهش مصرف گاز طبیعی در این بخش عمدتاً ناشی از عدم توانایی سیستم گاز کشور در پاسخگویی به تقاضای این بخش و نوسانات مربوط به تأمین نیاز آنها می باشد.

با بهره برداری از پالایشگاه بندرعباس روزانه حدود ۲ میلیون متر مکعب گاز طبیعی از منطقه جنوب شرقی کشور (سرخون) به پالایشگاه تحویل خواهد شد که با توجه به این امر و در برنامه بودن بهره برداری از پالایشگاه نهم در سال ۱۳۷۷ ارقام مصرفی گاز طبیعی پالایشگاهها در این سال به دو برابر سال ۱۳۷۵ خواهد رسید.

۵-۲-۶- مصارف نیروگاهها

سوخت گازطبیعی مورد نیاز نیروگاههای کشور از طریق خطوط لوله اختصاصی تأمین می گردد و بدلیل وجود سیستم های اندازه گیری مطمئن، ارقام سوخت تحویلی از طرف شرکت ملی گاز به نیروگاهها با تقریب کافی قابل استناد بوده که در گزارشات ماهیانه این شرکت منعکس می گردد. مصارف سوخت نیروگاههای کشور در دوره ۷۵-۱۳۷۳ بشرح جدول (۲-۲۱) بوده است.

جدول (۲-۲۱): مصارف گازطبیعی در نیروگاههای طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳

(میلیون مترمکعب)

شرح	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵	درصد رشد متوسط سالیانه
مصارف نیروگاهها	۱۳۱۰۹	۱۳۲۳۱	۱۳۸۴۲	۲/۸
سهم از کل مصرف ناخالص	۳۵/۶	۳۲/۸	۳۰/۹	—

نیروگاههای کشور در این دوره بطور متوسط سالیانه حدود ۲/۸ درصد رشد مصرف سوخت گازطبیعی داشته اند. با اینحال سهم مصارف مربوط به آنها از کل مصرف خالص داخلی همواره رو به کاهش بوده و از ۳۰/۹ درصد به ۳۴/۵ درصد رسیده است. علی رغم این کاهش سهم، نیروگاهها همچنان با مصرف ۳۰/۹ درصد از گازطبیعی تولیدی کشور اولین مصرف کننده گازطبیعی بشمار می روند. عمده مصرف گازطبیعی نیروگاهها به مصارف نیروگاههای بندرعباس، شهید سلیمی (نکا)، رامین اهواز، طوس و خراسان مربوط می شود.

۶-۲-۶- مصارف واحدهای پتروشیمی

گازطبیعی شیرین و ترش مورد نیاز واحدهای پتروشیمی کشور از طریق سیستم سراسری گاز و تولید مناطق نفت خیز تأمین می شود و فقط آن بخش از مصارف گازطبیعی واحدهای پتروشیمی در

محاسبات مصرف گاز شرکت ملی گاز گنجانده می شود که از سیستم سراسری تأمین شده باشند. بنابراین عمده مصارف گاز طبیعی واحدهای رازی و خارک در مصارف گاز طبیعی از محل تولیدات شرکت ملی گاز واحدهای پتروشیمی لحاظ نمی شود این واحدها تنها واحدهای پتروشیمی هستند که از گاز ترش استفاده می نمایند.

پتروشیمی رازی از گازهای ژوراسیک تولیدی در منطقه مسجد سلیمان استفاده می نماید که پس از شیرین سازی و خارج نمودن مواد گوگردی و اسیدی، مقادیری از گازهای شیرین شده را برای تولید مواد شیمیائی بکار می برد. این واحد همچنین برای تکمیل سیستم سوخت مقادیری گاز شیرین از شبکه گاز کشور دریافت می نماید که این بخش مصرفی در محاسبات گاز شرکت ملی گاز منظور گردیده است. پتروشیمی خارک گاز مورد نیاز سوخت و خوراک را کلاً از محل تولیدات گازهای مناطق دریائی خارک تأمین می نماید که مقادیری از آن را پس از شیرین سازی برای سوخت و بقیه را برای تولید پروپان، بوتان و پنتان مورد استفاده قرار می دهد. این واحد از سیستم گاز طبیعی کشور استفاده نمی نماید لذا در محاسبات گاز شرکت ملی گاز نیز مقادیر مصرف آن گنجانده نشده است. همچنین در سال ۱۳۷۵ مصارف گاز طبیعی شرکت های کربن اهواز و شیمیائی بازارگاد که بصورت بخش خصوصی درآمده اند و ارقام مصرفی گاز آنها به شرکت صنایع پتروشیمی ارائه نمی گردد، از سیستم محاسباتی پتروشیمی و محاسبات دولتی خارج شده است. لذا ارقام سوخت مصرفی آنها جزو سایر صنایع کشور در نظر گرفته شده است. قابل ذکر است که رقم سوخت پتروشیمی فارابی در سال ۱۳۷۵، علی رغم واگذاری آن به بخش خصوصی در مصارف واحدهای پتروشیمی آورده شده است.

خوراک پتروشیمی آبادان از گازهای پالایشگاه آبادان تأمین می گردد و این واحد مقادیری سوخت از خط لوله گاز آغاچاری - آبادان برای سوخت دریافت می نماید. با در نظر گرفتن تمام مسائل فوق واحدهای پتروشیمی کشور در سال ۱۳۷۵ در مجموع حدود ۱۱/۱ درصد از کل مصرف ناخالص گاز طبیعی کشور را برای مصارف سوخت و خوراک دریافت کرده اند که معادل ۴۹۶۰/۱ میلیون مترمکعب شامل ۲۹۷۷ میلیون مترمکعب مصارف مربوط به سوخت و ۱۹۸۳/۱ میلیون مترمکعب مصارف مربوط به خوراک بوده است. از کل مصارف گاز طبیعی واحدهای پتروشیمی کشور، ۲۴۸۰ میلیون مترمکعب از محل تولیدات شرکت ملی گاز و بقیه از محل تولیدات مناطق دریائی و گازهای ژوراسیک مسجد سلیمان تأمین گردیده است. جدول (۲۲-۲) مصارف گاز طبیعی واحدهای پتروشیمی کشور طی سالهای ۱۳۷۳-۷۵ را به تفکیک نوع مصرف نشان می دهد.

جدول (۲۲-۲): مصارف گاز طبیعی واحدهای پتروشیمی به تفکیک نوع مصرف

(میلیون مترمکعب در سال)

نوع مصرف / سال	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵ ^(۱)	درصد رشد متوسط سالانه
سوخت پتروشیمی	۲۷۱۱	۳۱۹۰	۲۹۷۷	۴/۸
خوراک پتروشیمی	۲۰۰۰/۸	۲۱۳۱/۹	۱۹۸۳/۱	-۰/۴
جمع	۴۷۱۱/۸	۵۳۲۱/۹	۴۹۶۰/۱	۲/۶
سهم از کل مصرف ناخالص (درصد)	۱۲/۸	۱۳/۱	۱۱/۱	—

۱- به میزان ۹۸۹ میلیون مترمکعب مصارف سوخت و ۱۴۹۱ میلیون مترمکعب مصارف خوراک پتروشیمی ها در سال ۱۳۷۵ از محل تولید

مناطق دریائی و گازهای ژوراسیک مسجدسلیمان تأمین شده و بقیه از طریق خطوط لوله سراسری تأمین گردیده است.

۷-۲-۶- تولید و مصرف میعانات گازی

میزان تولید و تحویل میعانات گازی از میادین مستقل گازی خانگیران، نار، کنگان، سرخون، گورزین، سراج و دالان و همچنین کلاhek پازنان در سال ۱۳۷۵ معادل ۴۵۷۵/۳ هزار مترمکعب بوده که میزان ۴۳۵۱/۷ هزار مترمکعب (۷۴۷۷۵ بشکه در روز) آن صادر و بقیه برای مصارف داخلی به پالایشگاهها و یا انبارهای پخش فرآورده های نفتی تحویل گردیده است. جدول شماره (۲۳-۲) میزان تولید میعانات گازی به تفکیک میادین و نحوه استفاده از آنها را نشان می دهد.

جدول (۲۳-۲): تولید و مصرف میعانات گازی به تفکیک میادین تولیدکننده

(مترمکعب)

نام منطقه	تولید میعانات گازی	نحوه استفاده از میعانات گازی	
		صادرات	سایر
خانگیران	۹۲۷۵۳	—	۹۲۷۵۳
نار	۵۰۳۶۶۳	۵۰۳۶۶۳	—
کنگان	۹۳۵۳۷۳	۹۳۵۳۷۳	—
سرخون	۱۵۳۹۲۳	۱۵۳۹۲۳	—
گورزین	۱۷۲۱۸	۱۷۲۱۸	—
پازنان	۲۷۴۱۵۸۰	۲۷۴۱۵۸۰	—
سراج	۲۷۷۰۳	—	۲۷۷۰۳
دالان	۱۰۳۱۱۶	—	۱۰۳۱۱۶
جمع	۴۵۷۵۳۲۹	۴۳۵۱۷۵۷	۲۲۲۳۵۷۲

۳-۶- کاربرد گاز طبیعی در بخش حمل و نقل

گاز طبیعی در بخش حمل و نقل بصورت CNG که گاز طبیعی فشرده شده مایع می باشد و ترکیب شیمیائی آن همان ترکیب گاز طبیعی می باشد مورد استفاده قرار می گیرد. این فرآورده در بخش حمل و نقل و در سوخت خودروهای سنگین و اتوبوس ها ، کاربرد دارد. در کشورهای نظیر ایتالیا و سوئیس اتوبوسهایی که سیلندرهای مخصوص CNG در آنها تعبیه شده و همچنین کامیونهای بزرگ ، مصرف کننده این سوخت محسوب می گردند. قرار است طرح گاز سوز کردن بخشی از ناوگان اتوبوس رانی شهر تهران بصورت طرح مشترک از طرف شهرداری تهران و شرکت واحد اتوبوس رانی بمرحله اجراء درآید که در مرحله اول آن حدود ۶۰۰ دستگاه از اتوبوس ها به سوخت CNG مجهز خواهند شد. این امر مستلزم احداث خط لوله ای از گاز طبیعی تهران به محل استقرار اتوبوس ها و تولید CNG از طریق فشردن گاز طبیعی ارسالی می باشد. با اجرای طرح مربوط به تبدیل سوخت اتوبوسهای درون شهری به CNG آلودگی هوای شهر تهران تا اندازه زیادی کاهش می یابد .

طرح گازسوز کردن کامیونها و اتوبوسهای بین شهری دارای اشکالات بیشتری است چون مستلزم احداث نقاط بارگیری در شهرها و جاده های کشور می باشد که با توجه به مسیر مشخص خط لوله گاز سراسری و لزوم انتقال و فشردن آن برای تحویل در کنار جاده ها یا ترمینالهای کامیون ها ، اجرای آن در شرایط کنونی بعید به نظر می رسد. از طرفی کامیونها در خارج شهرها در حرکت هستند و عامل آلودگی هوای شهرها بشمار نمی روند، لذا در شرایط کنونی تنها گازسوز کردن وسائط نقلیه عمومی درون شهری معقول و عملی بنظر می رسد. اجرای این طرح در تهران ، اصفهان ، شیراز ، تبریز ، مشهد، اهواز و بسیاری از شهرهای دیگر امکان پذیر می باشد .

۱-۳-۶- مقایسه کاربرد گاز طبیعی فشرده و نفت گاز از نظر فنی ، اقتصادی

از نظر فنی - اقتصادی هرگاه ارزش حرارتی نفت گاز و گاز طبیعی ملاک مقایسه قرار گیرد، بازاء مصرف هر ۱۰۰۰ مترمکعب نفت گاز باید حدود ۹۱۴ هزار مترمکعب گاز طبیعی به CNG تبدیل و مصرف شود که مقایسه مصارف و ارزش آن بشرح جدول (۲-۲۴) می باشد.

جدول (۲-۲۴): مقایسه فنی - اقتصادی طرح جایگزینی CNG به جای نفت گاز

ارزش حرارتی ۱۰۰۰ مترمکعب نفت گاز	۳۲۳۴۰ میلیون بی تی یو
میزان گاز طبیعی معادل ۱۰۰۰ مترمکعب نفت گاز	۹۱۳۵۶۰ مترمکعب
ارزش نفت گاز وارداتی	۱۳۱۸۸۰ دلار
ارزش گاز طبیعی (درمقیاس صادراتی) ^(۱)	۶۴۶۸۰ دلار
میزان استفاده	۶۷۲۰۰ دلار

(۱) - ارزش نفت گاز وارداتی و گاز طبیعی صادراتی بر مبنای قیمت های فوب خلیج فارس اوپک بولتن

محاسبه گردیده است.

قابل ذکر می باشد که در محاسبات فوق هزینه های انتقال نفت گاز با هزینه های تبدیل گاز طبیعی به CNG برابر فرض شده است. لذا می توان دریافت که کاربرد گاز طبیعی در مقایسه با نفت گاز از نظر اقتصادی مقرون به صرفه بوده و با توجه به مزایای زیست محیطی این تغییر سوخت، انجام آن از جمله اقدامات مفید چه از نظر فنی - اقتصادی و چه از نظر جلوگیری از آلودگی محیط زیست بشمار می رود.

۴-۶- تحولات مصرف گاز طبیعی در برنامه های پنجساله اول و دوم

طی برنامه پنجساله اول توسعه اقتصادی، اجتماعی، فرهنگی تولید و مصرف گاز طبیعی سالیانه بطور متوسط ۲۰/۷ درصد رشد داشته که با توجه به هدف جایگزینی گاز طبیعی بجای سایر حاملهای انرژی از قبیل نفت سفید، گازوئیل و گاز مایع روند بسیار مطلوبی را نشان می دهد. بیشترین رشد مصرف طی سالهای برنامه با متوسط رشد سالیانه ۲۷/۲ درصد به بخش تجاری تعلق داشته و بعد از آن، بخشهای خانگی، سوخت و تخلیه و صنعت بترتیب با ۲۶/۱، ۲۵/۸ و ۱۸/۳ درصد رشد متوسط سالیانه در مراتب بعدی قرار داشته اند. در مجموع می توان برنامه پنجساله اول را دوران شکوفائی گازرسانی به کشور دانست. جدول (۲-۲۵) مصارف گاز طبیعی طی سالهای برنامه پنجساله اول را به تفکیک بخشهای مختلف مصرف نشان می دهد.

جدول (۲-۲۵): مصارف گاز طبیعی طی برنامه پنجساله اول

شرح	سال	۱۳۶۷ ^(۱)	۱۳۶۸	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	درصد رشد متوسط سالیانه
مصارف خانگی	۲۳۳۹	۲۹۰۱	۳۵۵۸	۴۷۱۵	۵۹۲۶	۷۴۶۱	۲۶/۱	
مصارف تجاری	۳۰۸	۳۸۰	۴۷۹	۶۱۰	۸۱۸	۱۰۲۵	۲۷/۲	
مصارف صنعتی	۸۸۶۱	۱۱۲۱۹	۱۴۱۶۳	۱۶۵۷۵	۱۸۳۵۶	۲۰۵۱۴	۱۸/۳	
سوخت و تخلیه	۷۱۹	۱۰۷۷	۱۱۶۸	۱۴۲۷	۱۴۹۷	۲۲۶۳	۲۵/۸	
جمع کل مصرف ناخالص ^(۲)	۱۲۲۲۷	۱۵۵۷۷	۱۹۳۶۸	۲۳۳۲۷	۲۶۵۹۷	۳۱۲۶۳	۲۰/۷	

۱- سال پایه برنامه پنجساله اول

۲- مصرف از محل تولیدات شرکت ملی گاز را شامل می شود.

مصارف واقعی گاز طبیعی در سالهای ۷۵-۱۳۷۳ و برآورد میزان مصرف آن طی سالهای باقیمانده برنامه پنجساله دوم بشرح جدول (۲-۲۶) می باشد.

جدول (۲۶-۲): عملکرد و برآورد مصارف گاز طبیعی در برنامه پنجساله دوم

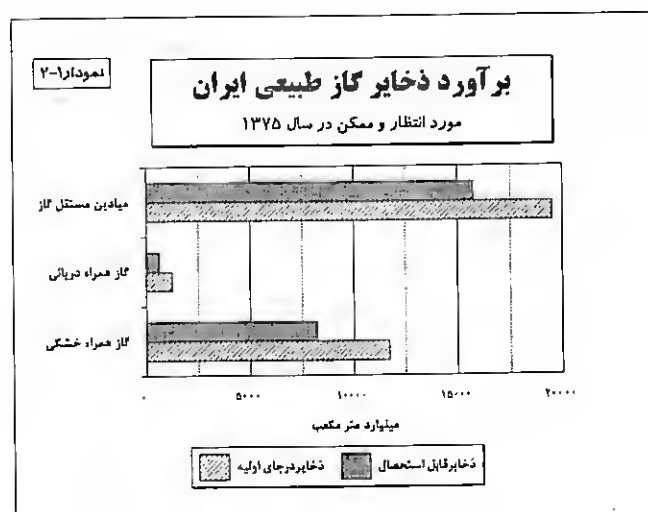
(میلیون مترمکعب در سال)

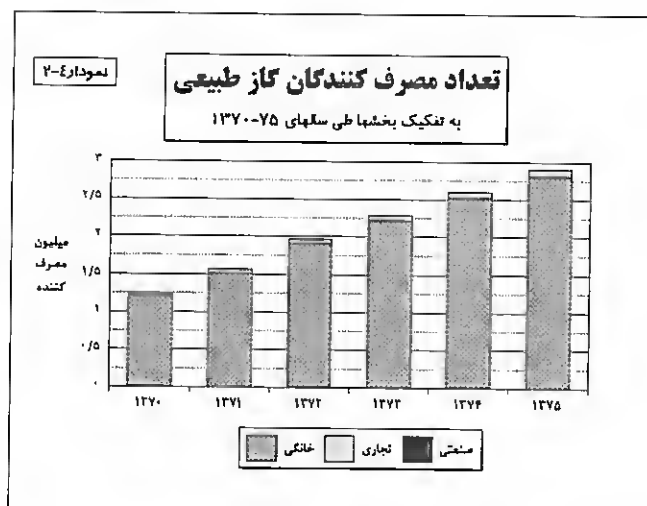
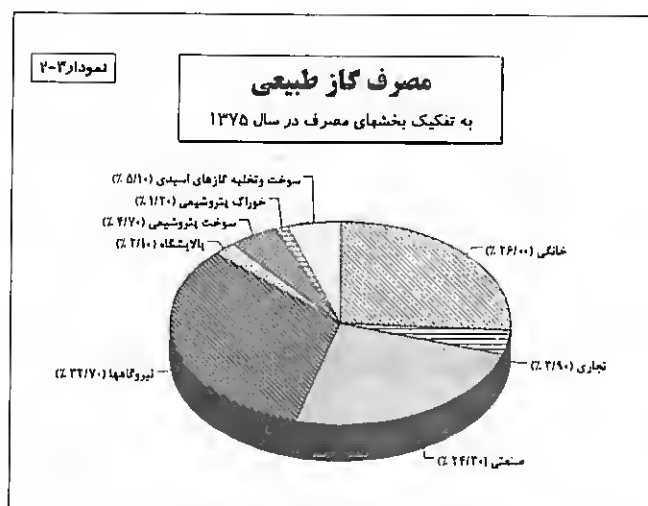
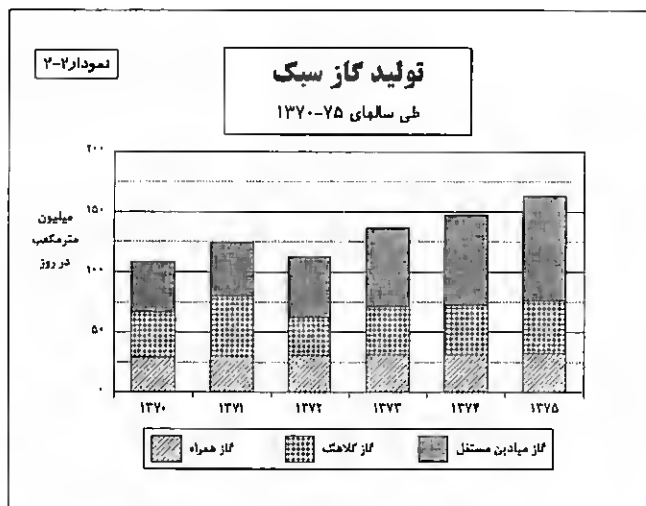
	۱۳۷۳ ^(۱)	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	درصد رشد متوسط سالیانه
مصارف خانگی	۸۶۳۰	۹۸۱۲	۱۰۹۸۴	۱۱۵۶۶	۱۲۶۷۵	۱۴۹۸۸	۱۱/۷
مصارف تجاری	۱۲۰۷	۱۳۸۶	۱۶۶۸	۱۷۲۰	۱۹۲۵	۲۲۷۷	۱۳/۵
مصارف صنعتی	۲۲۴۵۸	۲۴۶۸۲	۲۷۴۵۴	۲۹۲۲۴	۳۴۱۵۴	۳۷۵۰۷	۱۰/۸
سوخت و تخلیه	۱۸۹۷	۲۰۲۰	۲۱۸۴	۲۴۹۰	۲۷۴۶	۲۹۲۸	۹/۱
جمع کل تولید مصرف ^(۲)	۳۴۱۹۲	۳۷۹۰۰	۴۲۲۹۰	۴۵۰۰۰	۵۱۵۰۰	۵۷۷۰۰	۱۱/۰

۱- سال پایه برنامه پنجساله دوم

۲- مصرف از محل تولیدات شرکت ملی گاز را شامل می شود.

همانگونه که از ارقام جداول فوق مشاهده می گردد طی برنامه پنجساله اول بدلیل شروع دوران سازندگی بعد از جنگ و اختصاص اعتبارات بیشتر به بخش گاز، رشد مصرف سالیانه گاز نسبت به برنامه پنجساله دوم بیشتر بوده است. بطوریکه تعداد انشعابات نصب شده برنامه اول حدود ۱/۱ میلیون و رقم مشابه آن برای برنامه دوم ۷۵۰ هزار انشعاب در نظر گرفته شده است و حتی با تسریعی که در انجام نصب انشعابات از طرف شرکت ملی گاز بعمل آمده و حداکثر کوشش در این زمینه، انتظار نصب ۹۰۰ هزار انشعاب در برنامه دوم متصور است. لذا در برنامه پنجساله دوم رشد مصارف گاز طبیعی در کلیه بخش ها کمتر از برنامه اول خواهد بود.





بخش سوم: سوخته‌های جامد

۱- زغال سنگ

۱-۱- فعالیت‌های اکتشافی و ذخائر

شروع فعالیت‌های اکتشاف، تجهیز و بهره‌برداری از زغال سنگ کشور به سال ۱۳۴۶ بر می‌گردد که مقارن با شکل گرفتن صنعت ذوب آهن در ایران است. احتیاجات کارخانه ذوب آهن اصفهان به زغال سنگ کک شو برای احیای سنگ آهن به روش غیر مستقیم، موجب شد تا کارشناسان ایرانی با همکاری متخصصین شوروی سابق پهنه وسیعی از کشور را تحت مطالعات اکتشافی قرار دهند که این امر منجر به یافتن ذخائر عظیمی از زغال سنگ در نواحی گوناگون البرز، کرمان و طبس شد. لازم به ذکر است که نیاز صنعت فولاد کشور به زغال سنگ کک شو موجب شد تا بیشترین حجم عملیات اکتشافی و سرمایه‌گذاری به منابع کک شو اختصاص یابد و منابع ذغال حرارتی مورد توجه لازم قرار نگیرند.

دراولین گزارشهای کارشناسان روسی که در سال ۱۹۷۸ به زبان انگلیسی و با عنوان "زمین شناسی منابع زغال دار ایران" منتشر گردید، کل ذخائر زغال سنگ ایران بالغ بر ۴۰ میلیارد تن ارزیابی شد ولی با انجام مطالعات اکتشافی در مناطق زغالخیز کشور و بخصوص ناحیه زغال دار طبس ثابت شد که ذخیره اعلام شده اغراق آمیز است.

براساس آخرین فعالیت‌ها و گزارشهای اکتشافی تا پایان سال ۱۳۷۵، کل ذخائر زغال سنگ کشور حدود ۱۲/۷ میلیارد تن به شرح جدول (۱-۳) برآورد می‌شود. نظر به اهمیت امر، منابع و مآخذ مورد استفاده در برآورد ذخائر زغال سنگ در انتهای این گزارش فهرست گردیده است.

نتایج فعالیتهای اکتشافی انجام شده تا کنون منجر به شناسایی ۱۰۰ واحد معدنی زغال سنگ در کشور شده است که ۶۸ واحد آن فعال، ۲۲ واحد غیر فعال و ۱۰ معدن در مرحله آماده سازی و تجهیز می‌باشد. همچنین ۱۰۵ نشانه معدنی زغال سنگ دیگر نیز مورد تجسس و پی جویی قرار گرفته است.

۱-۱-۱- مناطق تحت اکتشاف زغال سنگ

طی سالیان ممتد عملیات اکتشافی جهت شناسایی زغال در اکثر نقاطی که پتانسیل بالایی داشته‌اند توسط شرکت ملی فولاد ایران و سازمان زمین شناسی کشور انجام شده و در برخی نقاط مانند گلندرود، کردآباد، گلیران و طبس عملیات اکتشافی مقدماتی خاتمه یافته و عملیات تفصیلی

جدول (۱-۳): برآورد ذخایر زغال سنگ ایران به تفکیک استانها

(میلیون تن)

شرح	کک شو	حرارتی	جمع
۱- معادن توسعه یافته فعال و غیر فعال			
- گیلان	۶۱۰	۱/۱	۷/۱
- تهران	۲/۱	۳/۲	۵/۳
- آذربایجان شرقی	—	۱/۰	۱/۰
- مازندران	۶۲/۱	۱۲۷/۹	۱۹۰/۰
- کرمان	۳۱۴/۶	۱۵/۸	۳۳۰/۴
- خراسان	۵۷۰/۰	۲۲۴/۱	۷۹۴/۱
- سمنان	۴۶/۸	۳/۳	۵۰/۱
جمع ذخایر توسعه یافته	۱۰۰۱/۶	۳۷۶/۴	۱۳۷۸/۰
۲- ذخایر توسعه نیافته			
- گیلان	۱۷/۹	۱۵/۷	۳۳/۶
- آذربایجان شرقی	—	۱۴۹/۰	۱۴۹/۰
- مازندران	۵۴۴/۹	۱۵۷۲/۱	۲۱۱۷/۰
- کرمان	۱۸۷/۴	۳۵۷/۲	۵۴۴/۶
- خراسان	۳۵۳۷/۰	۳۹۸۴/۹	۷۵۲۱/۹
- سمنان	۴۱۸/۲	۴۹۶/۷	۹۱۴/۹
- اصفهان	—	۱۰۰	۱۰۰
جمع ذخایر توسعه نیافته	۴۷۰۵/۴	۶۶۷۵/۶	۱۱۳۸۱
جمع کل	۵۷۰۷	۷۰۵۲	۱۲۷۵۹

در دست اقدام است تا در آینده این ذخایر پس از شناسایی کامل جزء معادن کشور قرار گیرند. اهم این مناطق عبارتند از :

منطقه گلندرود: این منطقه در استان مازندران واقع می باشد که از سال ۱۳۱۵ تا کنون چندین بار با مشارکت مشاوران روسی و آلمانی بصورت متناوب تحت مطالعات پی جویی و اکتشاف قرار گرفته است. آخرین مطالعه باهدف برآورد ذخائر قابل بهره برداری زغال سنگ منطقه از خرداد ۱۳۷۱ شروع شده و تاکنون ادامه دارد. طبق آخرین برآورد انجام شده در کل منطقه گلندرود ذخیره تخمینی حدود یک میلیارد تن گزارش شده است . قابل ذکر است که ذخیره گلندرود تا عمق ۶۰۰ متر محاسبه شده است. **منطقه گلیران:** در این منطقه با اکتشاف سیستماتیک توسط حفر تونل های اکتشافی - بهره برداری، ۶ لایه قابل استخراج با ذخیره حداکثر ۵۲ میلیون تن شناسایی شده است . ذخیره احتمالی منطقه گلیران ۴۷/۳ میلیون تن اعلام شده است .

منطقه اولنگ: این منطقه بعلت وسعت و پراکندگی لایه های زغالی به سه بخش رضی ، ملج آرام و چوزچال تقسیم شده است . جهت مشخص شدن ذخایر منطقه باید اکتشاف تفصیلی انجام گیرد. در حال حاضر ذخیره این منطقه ۱۶ میلیون تن برآورد میشود.

منطقه طبس: حوزه زغال دار طبس با وسعتی حدود ۳۰ هزار کیلومتر مربع بین استان های خراسان ، کرمان و یزد واقع شده است . بررسی مناطق مختلف این حوزه از سال ۱۳۴۷ و عملیات اکتشافی بصورت سیستماتیک از سال ۱۳۵۶ شروع شده است. مطالعات اولیه وجود ذخایر بسیار غنی در رسوبات زغال دار سه ناحیه پروده ، مزینو و نایبند را به اثبات رسانیده است.

با توجه به نتایج بسیار چشمگیر عملیات اکتشافی، امیدمی رود با تجهیز و بهره برداری مکانیزه از معادن زغال سنگ این منطقه، زغال سنگ مورد نیاز کارخانه ذوب آهن اصفهان که جایگزین زغال وارداتی نیز خواهد شد، تامین گردد و علاوه بر آن تحولی در روش معدنکاری و تولید زغال سنگ در ایران ایجاد شود. در طراحی اولیه ، متوسط تولید سالانه از معادن شماره ۱ و ۲ و ۳ و ۴ و مرکزی منطقه ۳/۵ میلیون تن برآورد گردیده که با این مقدار تولید، ذخایر موجود برای استخراج سالیان متمادی کافی خواهد بود. مجموع ذخایر تخمینی ناحیه طبس (پروده ، نایبند و مزینو) حدود ۴ میلیارد تن برآورد شده است . قسمتی از این ذخایر که در شرق جاده رباط خان طبس و منطقه مزینو قرار دارند از نوع زغال سنگ حرارتی است. در حال حاضر این ذخایر به منظور استفاده در تولید برق تحت مطالعات پی جویی اکتشافی قرار دارد.

بطور کلی براساس مطالعات انجام شده حدود ۶۶ درصد ذخایر زغال سنگ کشور در منطقه کرمان ، خراسان یا در واقع در ناحیه کرمان - نایبند - طبس واقع شده اند. بدیهی است این تمرکز عمدتاً به علت فعالیت های اکتشافی بیشتر در این منطقه است که ناشی از امکانات طبیعی و شرایط اقلیمی مناسب آن نسبت به سایر مناطق بخصوص البرز می باشد. لذا چنانچه حجم عملیات مطالعاتی و اکتشافی در سایر مناطق بخصوص ذخایر اصفهان و آذربایجان معطوف شود، امکان کشف ذخایری جدید بخصوص از نوع حرارتی فراهم خواهد بود.

شایان ذکر است که حداکثر تولید فولاد به روش کوره بلند در ذوب آهن اصفهان سالانه ۴/۵ میلیون تن می باشد ، و برای این مقدار فولاد سالانه کمی بیش از ۷ میلیون تن زغال سنگ مورد نیاز خواهد بود چنانچه حدود ۱/۴ میلیارد تن از ذخائر کشور به شرکت فولاد اختصاص یابد، این مقدار ذخیره تکافوی نیاز ۲۰۰ سال این واحد را خواهد نمود و با در نظر گرفتن ذخیره احتمالی ۱۲/۷ میلیارد تن بنظر نمی رسد شرکت ملی فولاد ایران انگیزه ای جهت انجام فعالیت های اکتشافی بیشتر (بجز اکتشاف - استخراج) داشته باشد.

از طرف دیگر این شرکت نیاز به زغال سنگ کک شو دارد لذا در حقیقت اکتشافات انجام شده این شرکت (حداقل در حد تفصیلی) به مفهوم اکتشاف ذخایر فسیلی جامد کشور نیست و در زمینه شناسایی زغال های حرارتی کار اکتشافی چندانی صورت نگرفته و تنها بطور ضمنی در طول عملیات اکتشافی زغالهای حرارتی ندرتاً مورد ارزیابی قرار گرفته اند. لذا پیشنهاد می گردد در ادامه اکتشافات مناطق شناسایی شده زغال دار ، اکتشاف تکمیلی با تکیه بر شناسایی زغال های حرارتی صورت پذیرد. خاطر نشان می شود که بیشترین منابع زغال سنگ حرارتی کشور در استان های خراسان ، کرمان و مازندران قرار دارند. در جدول (۲-۳) ذخایر زغال سنگ مناطق مختلف کشور نشان داده شده است.

با توجه به ذخایر برآورد شده زغال سنگ کشور که بالغ بر ۱۲/۷ میلیارد تن می باشد و همچنین پتانسیلهای کشف نشده آن و تغییر تکنولوژیهای تولید فولاد که در جهت کاهش وابستگی آن به زغال سنگ می باشد، انتظار می رود شرکت ملی فولاد در آینده تمایل چندانی به اکتشاف و بهره برداری از معادن جدیدتر نداشته باشد. لذا پیشنهاد می شود بمنظور استفاده بهینه و کارآمد از پتانسیلهای موجود علی الخصوص زغال سنگ های حرارتی اقدامات ذیل صورت گیرد.

- نظر به اینکه شرکت ملی فولاد ایران مصرف محدودی دارد بایستی سازمان دیگری متولی معادن زغال سنگ از نظر تامین انرژی شود.

- این سازمان ضمن تکمیل اکتشافات انجام گرفته توسط شرکت ملی فولاد ایران در زمینه تعیین ذخایر زغال سنگ حرارتی اقدام نماید.

- با شناسایی مناطق مستعد و مناسب اقدام به تجهیز معادن و احداث نیروگاه حرارتی بنماید.

جدول (۲-۳): برآورد ذخایر زغال سنگ به تفکیک مناطق مختلف ایران

(میلیون تن)

ذخایر مناطق			ناحیه / نوع ذخیره
جمع	حرارتی	کک شو	
۹۵۹	۵۰۰	۴۵۹	البرز شرقی
۲۳۱۳	۱۷۰۰	۶۱۳	البرز مرکزی
۴۶	۲۰	۲۶	البرز غربی
۸۷۵	۳۷۳	۵۰۲	کرمان
۸۳۱۶	۴۲۰۹	۴۱۰۷	طبرس - نایبند - مزینو
۱۰۰	۱۰۰	—	اصفهان و کاشان
۱۵۰	۱۵۰	—	آذربایجان شرقی
۱۲۷۵۹	۷۰۵۲	۵۷۰۷	جمع

۲-۱- تولید و مصرف زغال سنگ کشور

۲-۱-۱- تولید زغال سنگ

تولید زغال سنگ ایران طی سالهای ۳۹-۱۳۳۴ کمتر از ۳۰۰ هزارتن در سال بوده که در صنایع کوچک به مصرف می رسیده است. تولید صنعتی زغال سنگ در سال ۱۳۵۰ و با تأسیس کارخانه ذوب آهن اصفهان آغاز شد و روند رشد آن در سالهای بعدی ادامه یافت.

در سال ۱۳۷۵، معادل ۱/۷ میلیون تن زغال سنگ خام در کشور تولید شد که سهم بخش خصوصی از کل استخراج زغال سنگ در حدود ۱۳ درصد می باشد.

جدول (۳-۳): تولید زغال سنگ در سال ۱۳۷۵

(تن)

استان	جمع	نوع زغال سنگ	
		کک شو	حرارتی
دولتی			
مازندران	۳۴۵۶۵۴	۳۴۵۶۵۴	—
سمنان	۲۹۳۱۷۹	۲۴۲۸۷۲	۵۰۳۰۷
گیلان	۶۸۵۰۹	۶۸۵۰۹	—
کرمان	۸۲۰۷۹۵	۸۲۰۷۹۵	—
جمع دولتی	۱۵۲۸۱۳۷	۱۴۷۷۸۳۰	۵۰۳۰۷
خصوصی			
مازندران	۷۸۳۸۱	۱۴۳۲۵	۶۴۰۵۶
سمنان	۸۸۸۸۹	۶۲۰۶۷	۲۶۸۲۲
گیلان	۲۵۷۵	۱۰۰۰	۱۵۷۵
آذربایجان شرقی	۶۱۰۰	۶۰۰	۵۵۰۰
خراسان	۲۱۳۸۶	۱۰۰۰۰	۱۱۳۸۶
تهران	۸۷۲	۸۰	۷۹۲
جمع خصوصی	۱۹۸۲۰۳	۸۸۰۷۲	۱۱۰۱۳۱
کل تولید	۱۷۲۶۳۴۰	۱۵۶۵۹۰۲	۱۶۰۴۳۸

زغال سنگ خام قبل از اینکه مورد مصرف قرار گیرد تبدیل به کنسانتره و سپس کک می شود. میزان تولید کنسانتره سال ۱۳۷۵ حدود ۱۴/۹ درصد کاهش نشان می دهد. روند تولید کنسانتره در جدول (۳-۴) مشاهده می گردد.

جدول (۳-۴): تولید کنسانتره در نواحی تولیدی شرکت های زغال سنگ

(تن)

شرکت / سال	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
کرمان	۳۵۹۶۵۵	۴۴۲۵۴۳	۴۳۶۲۴۴	۳۵۲۱۱۶
البرز شرقی	۱۵۹۲۹۹	۲۱۰۶۳۸	۲۴۰۱۹۳	۱۸۹۱۶۶
البرز مرکزی	۲۰۶۰۳۹	۲۱۲۰۹۱	۱۹۵۶۴۹	۱۹۱۱۷۱
البرز غربی	۱۵۳۴۹	۳۵۶۷۱	۴۷۶۴۲	۵۰۴۵۲
جمع	۷۴۰۳۴۲	۹۰۰۹۴۳	۹۱۹۷۲۸	۷۸۲۹۰۵

زغال سنگ کک شو به منظور مصرف در ذوب آهن و جهت احیای سنگ آهن در کوره بلند به کک تبدیل می شود. جهت تأمین کیفیت زغال سنگ مناسب برای تبدیل به کک تهیه مخلوطی از زغال های داخلی و وارداتی ضرورت دارد. درجدول (۵-۳) نسبت اختلاط و کیفیت زغال سنگ های مزبور درج گردید است و این درصد بصورت دستورالعمل برای شرکت ذوب آهن اصفهان تجویز شده است.

جدول (۵-۳): مشخصات و سهم زغال سنگ وارداتی و تولیدی معادن کشور در کک مورد نیاز ذوب آهن اصفهان

نسبت اختلاط (درصد)	مشخصات کیفی				نام معادن
	درصد خاکستر	درصد رطوبت	پلاستومتری Ymm	مارک زغال	
۱۸	۱۲	۱۰	۱۵	گ. ژ	گروه پابدانا
۷	۱۲	۱۰	۱۵	کا - کاژ	گروه باب نیزو
۱۰	۱۱/۸	۱۲	۱۲	گ - گ ژ - کا - کاژ	گروه کارمزد (کارسنگ + کیاسر)
۱۵	۱۴	۱۲	۱۷	گ ژ - ژ - کاژ	گروه شاهرود (طرز ه + اولنگ + قشلاق)
۵	۱۳/۵	۹	۱۴	ژ - کاژ	گروه سنگرود
۵۵	۱۲/۶	۱۰/۸	۱۴/۹	گ - گ ژ - کا - کاژ - ژ	زغال داخلی
۴۵	۸-۹	۹	۱۸-۱۹	کا	زغال وارداتی

اشاره می گردد که سهم مصرف زغال سنگ وارداتی در سالهای اخیر رو به افزایش بوده و طی این سالها از ۱۰ درصد به ۴۵ درصد رسیده است. بنابراین با توجه به روند مذکور و روند توسعه صنایع فولاد کشور در آینده در صورت کاربرد تکنولوژی کوره بلند، امیدی به قطع واردات زغال سنگ جهت تولید کک نمی باشد.

۲-۱-۲- مصرف زغال سنگ

عمده ترین مصرف کننده زغال سنگ کشور صنایع فولاد سازی می باشند که آنرا به منظور تبدیل به کک متالوژی برای مصرف در کوره بلند ذوب آهن مورد استفاده قرار می دهند. نسبت تولید کک به زغال سنگ مصرفی طی سالیان اخیر حدود ۶۷ درصد بوده که البته کیفیت کک حاصله دائماً "سیر نزولی" را طی نموده است. زغال سنگ علاوه بر صنایع فولاد سازی در صنعت قند سازی و چند صنعت دیگر هم به مصرف رسیده است که البته در این صنایع نیز زغال سنگ پس از تبدیل به کک مورد مصرف قرار می گیرد. جدول (۶-۳) مصرف کک را در صنایع ذوب آهن نشان می دهد.

جدول (۳-۶): میزان مصرف انواع کک در صنایع ذوب آهن کشور طی سالهای ۱۳۷۰-۷۵

(هزارتن)

سال	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
کک	۱۰۴۳/۳	۱۰۱۷/۶	۹۵۵/۴	۱۰۳۳	۱۰۱۴/۵	۱۰۲۷/۶
کک متالورژی خشک	۹۸۲/۵	۹۶۲/۴	۸۹۷/۶	۹۵۹/۴	۹۷۶/۷	۹۵۲/۹

میزان مصارف سایر واحدهای صنعتی در سال ۱۳۷۵، حدود ۱۱۵/۲ هزار تن کک بوده است. مهمترین این واحدها عبارتند از کارخانجات قند، شرکت ملی سرب و روی، فولاد مبارکه و... شرکت ملی گاز ایران.

جدول (۳-۷): میزان مصرف زغال سنگ در صنایع کشور (غیر از ذوب آهن) در سال ۱۳۷۵ (تن)

واحد صنعتی	مصرف ^(۱)
کارخانه های قند	۲۰۰۰۰
شرکت ملی سرب و روی	۱۰۰۰۰
صنایع آلیاژی ایران	۱۵۰۰۰
مجتمع فولاد اهواز	۱۰۰۰۰
فولاد مبارکه	۲۰۰۰۰
شرکت سیلیس ایران	۱۵۰۰۰
سایر صنایع	۲۵۲۰۰

۱- زغال مصرفی این واحدها برحسب کک بیان گردیده است.

مصارف خانگی زغال سنگ، به میزان تقریبی ۵ تا ۱۰ هزار تن بصورت سوخت حرارتی در منازل مسکونی کارگران معادن زغال سنگ بوده است. مصرف تجاری زغال سنگ در سال ۱۳۷۵ به میزان ۱۵ تا ۲۰ هزار تن بوده که در بعضی کارگاههای ریخته گری و آهنگری به مصرف رسیده است. زغال سنگ مورد استفاده در بخشهای تجاری و خانگی از نوع زغال سنگ حرارتی بوده و از معادن بخش خصوصی تأمین شده است.

۳-۱- صادرات و واردات زغال سنگ

کیفیت نازل زغال سنگهای کک شو تولید داخل باعث می شود که همه ساله مقادیر زیادی زغال سنگ کک شو بصورت کنسانتره کم خاکستر که مواد فرار موجود در آنها ۲۸ تا ۳۵ درصد می باشد وارد

کشور گردد. زغال وارداتی پس از مخلوط شدن با زغال سنگ تولید داخل در صنایع فولاد مورد استفاده قرار می‌گیرد. درصد اختلاط زغال سنگ وارداتی با تولید داخلی طی سالهای اخیر روند صعودی را طی کرده است.

در مجموع باید گفت که ورود زغال سنگ به ایران از نظر مصرف در صنایع فولاد اجتناب ناپذیر است، چرا که کیفیت زغال سنگهای داخلی به نحوی است که نمی‌توان آنها را بدون مخلوط کردن با زغال وارداتی مصرف نمود.

زغال سنگ های وارداتی به کشور عمدتاً از نوع کک شو و بصورت کنسانتره است. سایر اقلام وارداتی شامل زغال سنگهای ویژه نظیر زغال اکتیو و غیره می باشند.

در سال ۱۳۷۵ به مقدار ۵۹۷۵۰۰ تن زغال سنگ وارد کشور شده است که نسبت به رقم مشابه سال قبل ۸/۱ درصد افزایش نشان می دهد. ارزش F.O.B هر تن کنسانتره وارداتی ۵۱ دلار و کل ارزش فوب آن در سال ۱۳۷۵ معادل ۳۰/۳ میلیون دلار بوده است. بدین ترتیب ارزش واردات زغال سنگ نسبت به مدت مشابه سال قبل ۹/۱ درصد افزایش نشان می دهد. لازم به ذکر است که واردات زغال سنگ کشور در سال ۱۳۷۵ فقط از استرالیا صورت گرفته است.

علاوه بر آن هزینه حمل هر تن زغال سنگ وارداتی تا بنادر کشور به ۳۵ دلار و هزینه حمل آن از بنادر تا ذوب آهن اصفهان به ۵ دلار بالغ می گردد. بدین ترتیب قیمت تمام شده هر تن زغال سنگ وارداتی جمعاً برابر ۹۱ دلار می شود.

جدول (۸-۳): میزان واردات زغال سنگ طی سالهای ۷۵-۱۳۷۰

(تن)

سال	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
مقدار	۶۱۰۰۶۱	۳۴۶۰۲۶	۳۴۰۶۸۷	۸۶۹۵۷۷	۵۵۲۲۵۹	۵۹۷۵۰۰

جدول (۳-۹): واردات زغال سنگ توسط شرکتهای مختلف دولتی در سال ۱۳۷۵

(هزارتن)

نام واحد	مقدار	ارزش فوب به دلار
خدمات بازرگانی فولاد	۳۴۲/۵	۱۷۱۹۵۰۰۰
ذوب آهن اصفهان	۱۷۰	۸۶۷۰۰۰۰
خدمات عمومی فولاد ایران	۸۵	۴۴۲۰۰۰۰
جمع	۵۹۷/۵	۳۰۲۸۵۰۰۰

میزان صادرات زغال سنگ کشور در سال ۱۳۷۵ معادل ۱۲۹۱۵ تن و به ارزش ۷۱۰۳۲۵ دلار بوده که به کشورهای ترکیه ارمنستان، آذربایجان، نخجوان و امارات متحده عربی صادر شده و عمدتاً شامل خرده کک، زغال های حرارتی و بریکت زغال سنگ بوده است. با توجه بیشتر به امراض صادرات می توان در ترکیه و بعضی کشورهای دیگر بازار نسبتاً خوبی برای این محصولات فراهم نمود. جدول (۳-۱۰) میزان صادرات زغال سنگ طی سالهای ۷۵-۱۳۷۰ را نشان می دهد.

جدول (۳-۱۰): میزان صادرات زغال سنگ طی سالهای ۷۵-۱۳۷۰

(تن)

سال	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
مقدار	۴۱۰۹	۳۱۳۶۷	۱۹۶۳۵۰	۲۹۴۰۱	۵۰۱۱۶	۱۲۹۱۵

۴-۱- سرمایه گذاری در معادن زغال سنگ و دورنمای آن

میزان سرمایه گذاری انجام گرفته در معادن زغال سنگ کشور برای تولید زغال سنگ کک شو در سالهای ۷۴ و ۷۵ به ترتیب ۴۷/۸ و ۶۴/۵ میلیارد ریال بوده است. بیشترین سهم سرمایه گذاری در طی این دو سال به تجهیز معادن زغال سنگ طبس اختصاص داشت. عملکرد سرمایه گذاری در شرکتهای زغال سنگ تابعه شرکت فولاد در جدول (۳-۱۱) آمده است.

جدول (۱۱-۳): میزان سرمایه گذاری انجام گرفته در شرکتهای زغال سنگ تابعه شرکت فولاد

(میلیارد ریال)

۱۳۷۵			۱۳۷۴			نام شرکت / سال
جمع	بودجه عمومی	منابع داخلی	جمع	بودجه عمومی	منابع داخلی	
۱۱/۴	۸/۲	۲/۲	۹/۵	۲/۸	۶/۷	شرکت سهامی زغال سنگ کرمان
۳	—	۳	۶	—	۶	شرکت سهامی زغال سنگ البرز شرقی
۵/۷	۱/۸	۳/۹	۷/۴	۱/۶	۵/۸	شرکت سهامی زغال سنگ البرز مرکزی
۲/۵	—	۲/۵	۲/۳	—	۲/۳	شرکت سهامی زغال سنگ البرز غربی
۳۶/۳	۱۷/۳	۱۹	۲۰/۷	۱۶/۹	۳/۸	طرح تجهیز معدن زغال سنگ طبس
۵/۶	۲/۹	۲/۷	۱/۹	۰/۶	۱/۳	طرح اکتشاف منطقه زغال گلندرود
۶۴/۵	۳۰/۲	۳۴/۳	۴۷/۸	۲۱/۹	۲۵/۹	جمع

براساس برآوردهای صورت گرفته به منظور اینکه تولیدکنسانتره زغال سنگ تا سال ۱۳۸۰ نسبت به سطح تولید فعلی به میزان ۲/۰۶ میلیون تن افزایش یابد، نیاز به ۷۳۶ میلیارد ریال سرمایه گذاری ریالی و ۲۶۰ میلیون دلار سرمایه گذاری ارزی می باشد. افزایش تولید در نتیجه سرمایه گذاری در طرحهای زغال سنگ کرمان، البرز شرقی، البرز مرکزی، البرز غربی، تجهیز معدن زغال سنگ طبس و طرح اکتشاف منطقه گلندرود و به ترتیب به میزان ۵۰۰، ۵۰، ۱۰۰، ۵۰، ۱۳۷۰ و ۷۵ هزار تن برداشت کنسانتره زغال سنگ از آنها صورت خواهد پذیرفت. ملاحظه می گردد که همچنان سهم تجهیز معادن زغال سنگ طبس از کل سرمایه گذاری های آتی بسیار زیاد است به نحوی که ۶۱/۵ درصد از سرمایه گذاری ارزی و ۵۵/۷ درصد از کل سرمایه گذاری ریالی در پنج سال آتی مربوط به این منطقه می باشد. جدول (۱۲-۳) میزان سرمایه گذاریهای ارزی و ریالی پیش بینی شده در طرحهای مختلف زغال سنگ تا سال ۱۳۸۰ را نشان می دهد. سهم اجزاء تشکیل دهنده هزینه های سرمایه گذاری در معادن زغال ایران نشان می دهد که هزینه های مربوط به تجهیزات و ماشین آلات در مقایسه با استانداردهای جهانی بسیار پائین تر می باشد در حالی که سایر اقلام هزینه در مقایسه با ارقام مشابه بین المللی بیشتر است. این مسئله بیانگر پائین تر بودن سطح مکانیزاسیون در معادن زغال سنگ ایران می باشد.

جدول (۱۲-۳): پیش بینی میزان سرمایه گذاریهای ارزی و ریالی در طرحهای مختلف تولید زغال سنگ

(ارقام ارزی / میلیون دلار)

(ارقام ریالی / میلیون ریال)

نام طرح		۱۳۷۶		۱۳۷۷		۱۳۷۸		۱۳۷۹		۱۳۸۰		جمع	
	ارزی	ریالی	ارزی	ریالی	ارزی	ریالی	ارزی	ریالی	ارزی	ریالی	ارزی	ریالی	ارزی
طرحهای کرمان	۲۰	۱۵	۵۰	۴۵	۳۰	۹۰	۳۰	۳۴	—	۱۶	—	۲۰۰	۱۰۰
طرحهای البرز شرقی	—	۳	—	۳	—	۴	—	۴	—	—	—	۱۴	—
طرحهای البرز مرکزی	—	۱۰	—	۵	—	۵	—	—	—	—	—	۲۰	—
طرحهای البرز غربی	—	۵	—	۵	—	۵	—	۵	—	۵	—	۲۵	—
طرح تجهیز معدن زغال سنگ طبس	۳۰	۷۰	۱۰۰	۱۵۰	۳۰	۱۵۰	۳۰	۴۰	—	—	—	۴۱۰	۱۶۰
طرح اکتشاف منطقه گلندرود	—	۱۲	—	۱۸	—	۱۰	—	۲۰	—	۱۲	—	۷۲	—
کل طرحها	۵۰	۱۱۵	۱۵۰	۲۲۶	۶۰	۲۶۴	۶۰	۱۰۳	—	۲۸	—	۷۳۶	۲۶۰

جدول (۱۳-۳): اجزاء تشکیل دهنده سرمایه گذاری در معادن زغال ایران

اجزاء هزینه های سرمایه گذاری	متوسط ایران (درصد)	متوسط جهانی (درصد)
اکتشافات و هزینه های مقدماتی	۳۰	۲۵
حفر کارهای معدنی	۴۰	۳۵
ساختمانها و تأسیسات سطحی	۱۲	۱۰
تجهیزات و ماشین آلات	۱۰	۲۵
متفرقه	۸	۵
جمع	۱۰۰	۱۰۰

۵-۱- قیمت تمام شده زغال سنگ

در بررسی قیمت تمام شده زغال سنگ از نظرات و اطلاعات کارشناسان شرکت ملی فولاد ایران، ذوب آهن اصفهان، ادارات کل معادن و فلزات استانها و بهره برداران معادن زغال سنگ بخش خصوصی استفاده شده است. قبلاً لازم به ذکر است که وضعیت زمین شناسی ذخایر زغال سنگ در ایران از نظر ضخامت لایه ها، گسستگی و عدم تداوم (تکتونیک) و بالاخره عمق نسبتاً زیاد، موجب

گشته که استفاده از روش های مکانیزه در استخراج و آماده سازی معادن محدود گردد. به این دلایل کلاً استخراج زغال سنگ در ایران پر هزینه تر از کشورهای نظیر استرالیا، چین و شوروی سابق می باشد.

در این بخش نظر به تفاوت نسبتاً زیاد قیمت تمام شده معادن بخش خصوصی بامعادن دولتی (شرکت ملی فولاد ایران)، تحلیل قیمت آنها در دو بخش جداگانه مورد بررسی قرار میگیرد.

۱-۵-۱- قیمت تمام شده در معادن تحت پوشش شرکت ملی فولاد ایران

متوسط قیمت تمام شده هر تن زغال سنگ کنسانتره در معادن تحت پوشش شرکت ملی فولاد ایران در سال ۱۳۷۵ نزدیک به ۳۶۱ هزارریال بوده است. این درحالی است که این رقم برای معادن خصوصی تحت پوشش شرکت که مالکیت آنها دولتی و مدیریت آنها خصوصی می باشد ۲۱۷ هزارریال بوده است.

بررسی های اولیه نشان می دهد که بین ۵۰ تا ۷۰ درصد قیمت تمام شده زغال سنگ های معادن تحت پوشش شرکت ملی فولاد را هزینه های نیروی انسانی تشکیل می دهد. بالا بودن سهم نیروی انسانی بعلت دستمزد بالا و تورم نیروی انسانی در شرکت های زغال سنگ است، بطوریکه کارشناسان حذف تا ۲۰ درصد این هزینه ها را برای رسیدن به قیمت تمام شده واقعی مجاز می دانند.

عامل مهم دیگر در تعیین قیمت تمام شده ضخامت لایه است. در یک بررسی که در سال ۱۳۷۵ انجام شده، اثر ضخامت بر قیمت تمام شده بصورت جدول زیر بدست آمده است.

جدول (۱۴-۳): رابطه بین ضخامت لایه ها و قیمت تمام شده زغال سنگ در ایران

ضخامت (متر)	۱-۱/۲	۱/۲-۱/۷۵	۱/۷۵-۲/۲	۲/۲-۲/۷۵	۲/۷۵-۳/۴	۳/۴-۳/۸۵
قیمت تمام شده (ریال)	۲۲۱۹۰	۲۱۴۳۰	۱۸۷۳۰	۱۷۷۵۰	۱۸۱۵۰	۱۸۲۸۰

همانطور که ملاحظه می شود تا ضخامت ۲/۷۵ متر با افزایش ضخامت، قیمت تمام شده کاهش یافته ولی پس از آن با افزایش ضخامت قیمت تمام شده قدری افزایش پیدا کرده است.

عمق و شیب لایه ها نیز در تعیین قیمت تمام شده نقش مستقیم دارند. به همین علت است که تفاوت نسبتاً زیادی بین قیمت تمام شده در شرکتهای مختلف مشاهده میشود. علاوه بر هزینه های بالا، مخارجی نظیر کمک به نهادهای مختلف و نظایر آن بر قیمت تمام شده تاثیر گذارده و موجب تفاوت بین شرکتهای مختلف می گردد. جدول (۳-۱۵) قیمت تمام شده زغال سنگ در معادن تحت پوشش شرکت ملی فولاد را نشان می دهد.

جدول (۳-۱۵): اجزاء قیمت تمام شده هر تن زغال سنگ کنسانتره در معادن تحت پوشش شرکت ملی فولاد

(ریال)

نوع هزینه	معادن طزره		معادن (قشلاق و رضی)		معادن خصوصی		مجموعه شرکت فولاد	
	سال ۷۴	سال ۷۵	سال ۷۴	سال ۷۵	سال ۷۴	سال ۷۵	سال ۷۴	سال ۷۵
کار غیرمستقیم	۴۹۸۶۵	۵۸۶۳۱	۱۷۷۸۷	۲۰۶۸۲	۱۷۷۸۴	۲۰۶۸۲	۳۷۳۱۳	۴۵۱۹۱
مواد غیرمستقیم	۳۸۹۷۶	۷۰۳۴۸	۲۸۹۳۹	۴۹۵۸۶	۲۸۹۳۶	۴۹۵۸۶	۳۵۰۱۷	۶۲۹۹۵
سایر سربار	۵۴۷۶۶	۷۳۳۵۸	۲۹۳۱۰	۵۰۶۸۶	۲۹۲۱۰	۵۰۶۸۶	۴۴۶۸۷	۶۵۳۲۸
مواد مستقیم	.	.	.	.	.	.	.	.
کار مستقیم	۸۲۸۲۰	۱۲۱۳۳۳	۶۰۰۴۵	۸۵۶۲۴	۶۰۰۴۹	۸۵۶۲۴	۷۲۸۲۸	۱۰۸۶۸۶
جاری، اداری و فروش	۳۹۱۲۸	۵۱۵۰۶	۸۱۲۵	۱۰۸۷۶	۸۱۲۸	۱۰۸۷۶	۲۶۹۰۱	۳۷۱۱۶
هزینه های عملیاتی	۲۶۵۵۵۵	۳۷۵۱۷۶	۱۴۴۱۰۶	۲۱۷۴۵۴	۱۴۴۱۰۷	۲۱۷۴۵۴	۲۱۷۴۵۴	۳۱۹۳۱۶
هزینه های غیرعملیاتی	۸۶۶۸۰	۶۴۳۷۴	.	.	.	.	.	۴۱۵۷۵
کل هزینه ها	۳۵۲۲۳۵	۴۳۹۵۵۰	۱۴۴۱۰۶	۲۱۷۴۵۴	۱۴۳۱۰۷	۲۱۷۴۵۴	۲۷۰۱۵۰	۳۶۰۸۹۱

بررسی های موجود نشان میدهند که با توجه به مراتب پیش گفته بخشی از اجزاء قیمت تمام

شده زغال سنگ حداقل به مقادیر زیر قابل کاهش است:

- از هزینه های نیروی انسانی مستقیم ۲۵ به ۳۵ درصد.

- از هزینه های نیروی انسانی غیر مستقیم ۳۵ تا ۴۰ درصد.

- از هزینه های بالاسری ۱۰ تا ۱۵ درصد.

کارشناسان شرکت ملی فولاد ایران قیمت تمام شده هر تن زغال سنگ کک شو جهت مصرف در

کارخانه ذوب آهن اصفهان را تا حد ۱۷۰ تا ۲۵۰ هزار ریال قابل تعدیل می دانند.

۲-۵-۱- قیمت تمام شده زغال سنگ در معادن بخش خصوصی

قبلاً لازم به ذکر است که شرکت ملی فولاد بهره برداری از بعضی معادن خود را (بمنظور پایین آوردن قیمت تمام شده) به بخش خصوصی واگذار نموده که تحت عنوان بخش خصوصی عنوان میشوند اما در این قسمت منظور این معادن نیستند. در بخش خصوصی با توجه به نبود عوامل فزاینده غیر تولیدی و تناسب نیروی انسانی با تولید، قیمت تمام شده هر تن زغال سنگ بشرح زیر برآورد شده است:

- زغال سنگ حرارتی در معادن روباز با توجه به ضخامت هر تن بین ۲۵ تا ۳۵ هزار ریال.

- زغال سنگ حرارتی در معادن زیر زمینی بین ۷۰ تا ۸۰ هزار ریال.

- در معادن زیر زمینی نوع کک شو ۱۲۰ تا ۱۷۰ هزار ریال.

در تحلیل قیمت های فوق و در روش استخراج سنتی (اغلب معادن بخش خصوصی به روش سنتی استخراج میشوند) تا ۷۵ درصد هزینه تولید را نیروی انسانی تشکیل می دهد. در روش استخراج مکانیزه در بخش خصوصی ۵۰ درصد هزینه تولید مربوط به دستمزد کارگران و نیروی انسانی است. ادارات کل معادن و فلزات استانها قیمت تمام شده زغال سنگ معادن مختلف را در سال ۱۳۷۵ به شرح جدول (۳-۱۶) اعلام نموده اند.

جدول (۳-۱۶): قیمت تمام شده هر تن زغال سنگ در معادن استانهای مختلف کشور

(هزار ریال)

استان	سمنان	کرمان	مازندران	تهران	گیلان	خراسان	آذربایجان شرقی
قیمت تمام شده	۷۹	۱۸۰	۲۰۶	۳۰-۵۰	۱۷۰	۳۰	۳۹۰

همچنین قیمت تمام شده هر تن زغال سنگ کک شو در یکی از معادن بخش خصوصی واقع در منطقه سرخس استان خراسان در سال ۱۳۷۵، ۸۳/۳ هزار ریال بوده که در شش ماهه نخست سال ۱۳۷۶ به ۱۰۷ هزار ریال افزایش یافته است. علی رغم این افزایش همچنان قیمت تمام شده این معدن در مقایسه با متوسط قیمت تمام شده هر تن زغال سنگ کنسانتره در معادن تحت پوشش شرکت ملی فولاد در سطح بسیار نازلی قرار دارد. همچنین قیمت تمام شده تولید یک تن زغال سنگ حرارتی در یک معدن نمونه استان مازندران ۷۵ هزار ریال بوده است.

جدول (۱۷-۳): اجزاء هزینه تولید یک تن زغال سنگ کنسانتره در معادن نمونه بخش خصوصی

(ریال)

معدن نمونه زغال سنگ حرارتی در مازندران	معدن نمونه زغال سنگ کک شودر سرخس خراسان		نوع هزینه / سال
	شش ماهه اول ۱۳۷۶	۱۳۷۵	
۲۹۱۶۰	۴۶۸۱۰	۲۹۴۰۰	دستمزد
۲۶۰۰	۳۷۷۰	۲۶۵۰	پاداش
۹۴۹۰	۲۰۰۷۰	۹۶۰۰	بیمه
۴۰۵۰	۵۶۰۰	۴۵۰۰	سوخت و انرژی
۷۲۰۰	۱۰۴۰۰	۸۰۰۰	مواد مصرفی
۵۸۵	۸۶۰	۶۵۰	تعمیرات و نگهداری
۹۰۰۰	۱۲۸۰	۱۰۰۰	استهلاک سرمایه ثابت
۷۵۰۰	۱۱۰۰۰	۸۳۰۰	هزینه های دفتری
—	۱۳۱۰	۱۰۰۰	هزینه های بالاسری
۵۴۱۵	۵۹۰۰	۱۸۲۰۰	هزینه های متفرقه
۷۵۰۰۰	۱۰۷۰۰۰	۸۳۳۰۰	جمع کل

۶-۱- چشم اندازهای آتی زغال سنگ در ایران

شناسایی جدی ذخایر زغال سنگ کشور همزمان با شروع تولید فولاد در اواسط دهه چهل شمسی آغاز شد. از آن زمان تا کنون وابستگی تنگاتنگی بین تولید فولاد و کشف و بهره برداری از ذخایر زغال سنگ کشور وجود دارد. بطوریکه در حال حاضر ۹۸ درصد از زغال سنگ استخراجی و ۱۰۰ درصد از زغال سنگ وارداتی در صنایع فولاد مصرف می شود. ولی بنظر می رسد در اواخر قرن حاضر میلادی و حداکثر تا دهه دوم قرن آینده این وابستگی از بین برود و در نتیجه استفاده از روشهای نوین تولید فولاد که از زغال سنگ کمتری استفاده می نماید، درجه وابستگی صنایع فولاد کشور به زغال سنگ تا حد استانداردهای جهانی (۱۲ درصد) کاهش یابد. با اینحال در حال حاضر پرداختن به برنامه های آتی اکتشاف و استخراج زغال سنگ بدون در نظر گرفتن برنامه های آتی توسعه صنایع فولاد کشور ممکن

نمی باشد، بنابراین در ادامه به این مسئله پرداخته می شود. برنامه توسعه تولید فولاد طبق آنچه شرکت ملی فولاد ایران اعلام کرده بشرح جدول زیر است .

جدول (۱۸-۳): تولید فولاد در سال ۱۳۷۵ و پیش بینی مربوط به آن طی سالهای ۸۵-۱۳۷۶

(میلیون تن)

نام واحد	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۵
ذوب آهن اصفهان	۲/۲	۲/۴۵	۲/۴۵	۲/۴۵	۳/۲	۴
فولاد خوزستان	۱/۹۹	۲/۲۵	۲/۵۵	۳/۳	۳/۷	۳/۷
فولاد مبارکه	۲/۸۸	۳/۳	۳/۶	۴/۲	۴/۲	۶
فولاد خراسان	—	—	۰/۶	۰/۶	۰/۶	۱/۸
فولاد کرمان	—	—	—	—	—	۱/۳
فولاد آلیاژی یزد	—	۰/۰۷	۰/۱	۰/۱۵	۰/۲	۰/۲
فولاد آذربایجان	—	—	—	—	—	۰/۵
فولاد هرمزگان	—	—	—	—	—	۱
جمع	۷/۰۷	۸/۰۷	۹/۳	۱۰/۷	۱۱/۹	۱۸/۵

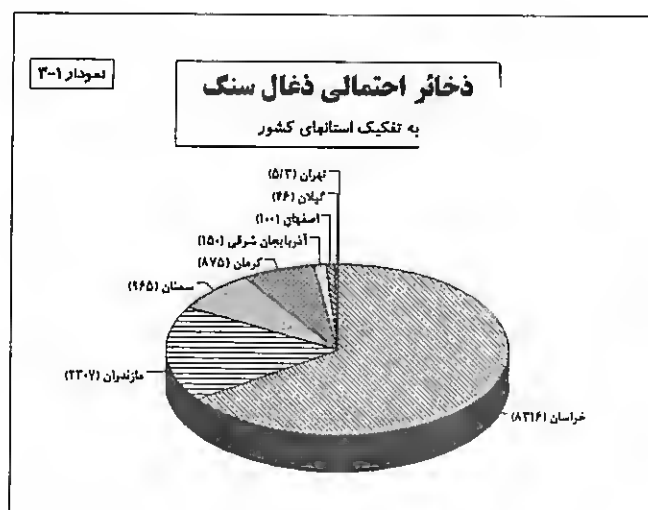
مآخذ: سرمایه گذاری برای طرح های سالهای ۱۳۷۹ و ۱۳۸۵ معاونت طرح و برنامه شرکت ملی فولاد ایران سال ۱۳۷۶

از میان کارخانجات مختلف تولیدی و در برنامه تولید شرکت ملی فولاد ایران تنها ذوب آهن اصفهان از روش کوره بلند استفاده می نماید مصرف کننده زغال سنگ می باشد. البته دو واحد فولاد زاگرس و میبد نیز که مراحل طراحی خود را طی می کنند و قرار است در آینده بترتیب با ۵۰ و ۳۰۰ هزارتن ظرفیت وارد مرحله تولید شوند نیز از روش کوره بلند استفاده خواهند کرد. به این ترتیب از کل ۱۸/۵ میلیون تن ظرفیت تولید عملی و برنامه ریزی شده برای سال ۱۳۸۵ فقط نزدیک به ۴ میلیون تن آن از زغال سنگ استفاده خواهند نمود. این حجم از تولید فولاد به روش کوره بلند طبق برآورد شرکت فولاد، نیاز به بیش از ۷ میلیون تن زغال سنگ دارد. پیش بینی مربوط به زغال سنگ مورد نیاز برای تولید کنسانتره، کک، چدن و فولاد برنامه ریزی شده در ۲۰ سال آتی به شرح جدول (۱۹-۳) می باشد.

جدول (۱۹-۳): برآورد زغال سنگ مورد نیاز بمنظور تولید کنسانتره، کک، چدن و فولاد به روش کوره بلند (هزار تن)

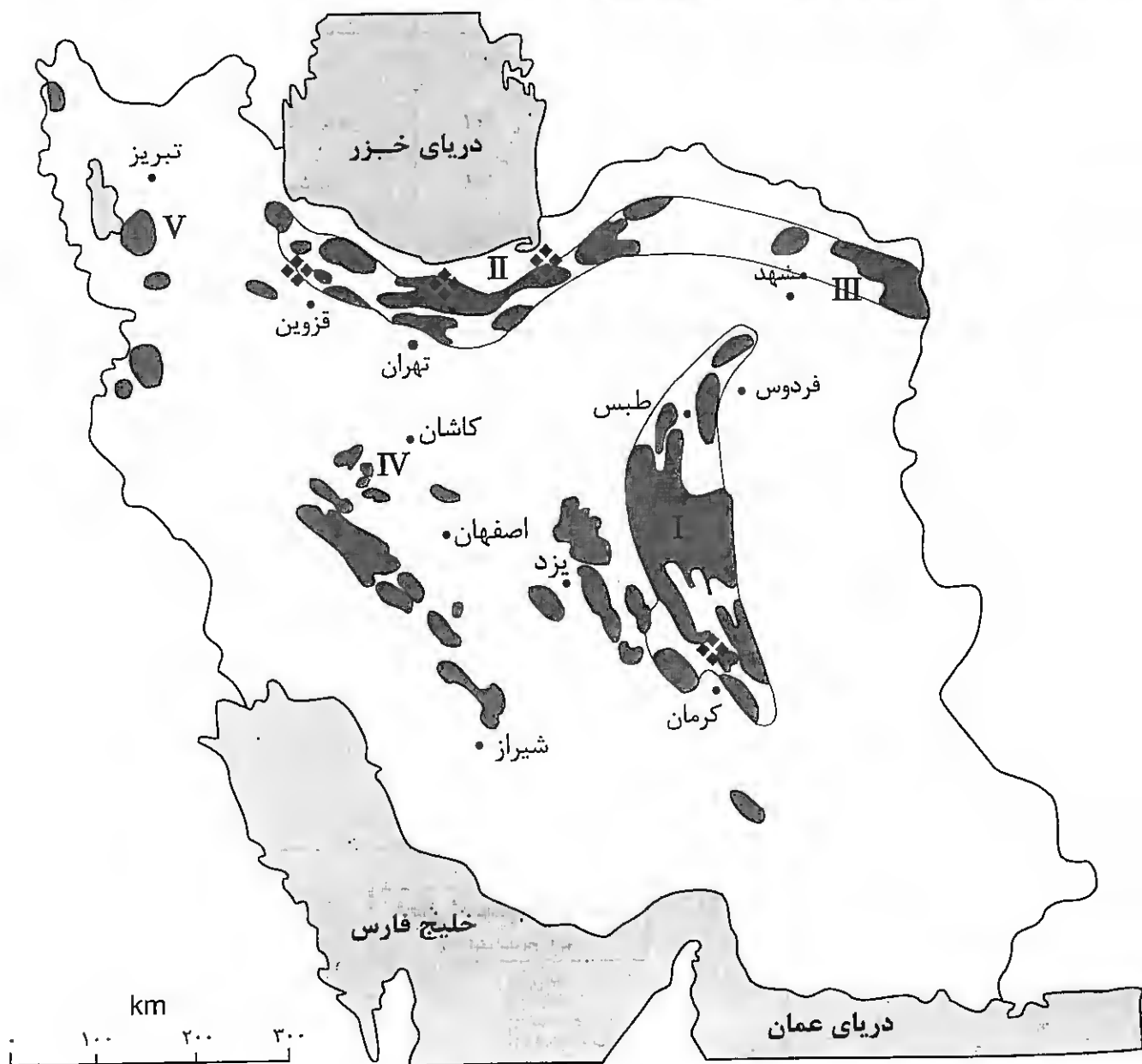
نام محصول	ضریب	۱۳۷۵	۱۳۷۹	۱۳۸۴	۱۳۸۹	۱۳۹۴
زغال سنگ خام	—	۱۷۲۶	۳۰۰۰	۶۴۱۵	۶۹۹۰	۷۰۷۰
کنسانتره زغال سنگ	۵۶٪ زغال خام	۹۶۷	۱۶۸۰	۳۵۹۲	۳۹۱۴	۳۹۵۹
کک از کنسانتره	۶۷٪ کنسانتره	۶۴۸	۱۱۲۶	۲۴۰۷	۲۶۲۳	۲۶۵۳
چدن	۲ برابر کک	۱۲۹۶	۲۲۵۲	۴۸۱۴	۵۲۴۵	۵۳۰۵
فولاد	۸۵٪ چدن	۱۱۰۲	۱۹۱۴	۴۰۹۲	۴۴۵۹	۴۵۱۰

تولید فعلی زغال سنگ کشور حدود ۱/۷ میلیون تن است که برای تولید ۱/۱ میلیون تن فولاد به روش کوره بلند کافی می باشد. برای رسیدن به سطح تولید ۴ میلیون تن فولاد (به روش کوره بلند) طی ۵ سال آتی نیاز به تولید ۷ میلیون تن زغال سنگ می باشد. در این زمینه بایستی سرمایه گذاریهای لازم در زمینه اکتشاف، استخراج و تولید صورت پذیرد.



توزیع منابع ذغال سنگ ایران

نمودار ۲-۳



۱- رخنمونهای اثبات شده رسوبات زغالدار

۲- معادن در دست بهره‌برداری

۳- حوضه‌ها و مناطق زغالدار:

I حوضه طبس

II حوضه البرز

III مشهد (شمال خراسان)

IV کاشان- اصفهان

V مراغه

۲- سوخت‌های غیر تجاری

جنگل: مساحت جنگل های کشور در سال ۱۳۷۵ بالغ بر ۲۱/۳ میلیون هکتار بوده که نسبت به سال قبل تغییری را نشان نمی دهد. استان کهگیلویه و بویراحمد با اختصاص ۴۶/۷ درصد مساحت جنگلهای کشور بخود از این لحاظ حائز رتبه اول است. بعد از این استان استانهای فارس، خراسان و هرمزگان که به ترتیب ۵/۶، ۵/۳ و ۵/۲ مساحت جنگلهای کشور را دارا می باشند در مراتب بعدی قرار دارند. میزان زیستجرم جنگلهای کشور بطور متوسط ۵۵۶/۲ تن در هکتار می باشد.

تولید فرآورده های جنگلی در شمال کشور: جمع کل تولید فرآورده های جنگلی شمال در سال ۱۳۷۵، بیش از ۱/۵۷ میلیون متر مکعب شامل ۰/۶۶ میلیون مترمکعب هیزم، ۰/۱۴ میلیون مترمکعب زغال و ۰/۷۷ میلیون مترمکعب انواع فرآورده های جنگلی دیگر بوده است. جدول (۱۱-۵) میزان تولید انواع فرآورده های جنگلی شمال کشور در سال ۱۳۷۵ را نشان می دهد.

جدول (۲۰-۳): میزان تولید فرآورده های جنگلی شمال کشور در سال ۱۳۷۵

(مترمکعب)

استان	هیزم	زغال	سایر فرآورده های چوبی	حجم کل تولید استان
گیلان	۱۵۷۳۰۶	۴۷۱۳۱	۲۲۵۵۲۸	۴۲۹۹۶۵
نوشهر	۵۳۶۲۵	۴۴۳۶۰	۱۶۴۵۳۳	۲۶۲۵۱۸
ساری	۲۷۹۷۲۵	۴۲۱۴۴	۲۸۸۳۵۷	۶۱۰۲۲۶
گرگان	۱۶۵۶۸۷	۱۲۱۰۲	۹۱۰۹۸	۲۶۸۸۸۷
جمع تولید فرآورده	۶۵۶۳۴۳	۱۴۵۷۳۷	۷۶۹۵۱۷	۱۵۷۱۵۹۶

مرتفع: مساحت مراتع کشور در سال ۱۳۷۵ بدون هیچ تغییری نسبت به رقم مشابه سال قبل در سطح ۹۰ میلیون هکتار ثابت باقی ماند که ۳ میلیون هکتار از آن در مناطق شمالی و ۸۷ میلیون هکتار بقیه در سایر مناطق کشور پراکنده می باشد. استان خراسان با اختصاص ۱۳/۸ درصد مراتع کشور بخود از لحاظ وسعت مراتع در رتبه اول قرار دارد و بعد از آن استانهای سیستان و بلوچستان، کرمان، فارس، و سمنان بترتیب با ۱۳/۱، ۹/۹، ۹/۴، ۷/۲ و ۶/۱ درصد و در مجموع ۴۵/۷ درصد کل مراتع کشور در مراتب

بعدی می باشند. زیستجرم مراتع کشور در محدوده ۶۸۷-۵۷ تن در هکتار در نوسان بوده که مراتع استان گیلان با زیستجرم ۶۸۷ تن در هکتار بالاترین و مراتع استان هرمزگان با زیستجرم ۵۷ تن در هکتار در رتبه آخر قرار داشته است.

جدول (۵-۸) پراکندگی جنگلها و مراتع کشور در استانهای مختلف کشور را نشان می دهد.

جدول (۳-۲۱): پراکندگی جنگلها و مراتع کشور در سال ۱۳۷۵

شماره	منطقه	جنگل		مرتع	
		مساحت (هکتار)	زیستجرم (تن در هکتار)	مساحت (هکتار)	زیستجرم (تن در هکتار)
۱	گیلان	۵۵۰۱۳۳	۱۳۵	۴۶۷۱۶۷	۶۸۷
۲	نوشهر	۳۳۰۳۹۸	۱۰۳	۲۹۶۶۶۵	۵۵۳
۳	ساری	۶۴۳۷۹۳	۱۰۹	۹۰۸۶۰۲	۵۰۶
۴	گرگان	۳۷۹۲۷۳	۹۳	۱۳۳۱۶۷۵	۴۱۳
۵	آذربایجان شرقی	۱۴۴۰۰۰	۱۵	۲۲۷۴۳۷۰	۲۶۹
۶	آذربایجان غربی	۱۷۴۰۰۰	۱۴	۲۵۱۶۵۸۴	۲۵۲
۷	اصفهان	۱۰۰۰۰۰	۳	۶۵۴۶۳۵۳	۷۱
۸	ایلام	۵۰۰۰۰۰	۱۲	۱۲۰۱۸۷۹	۱۳۵
۹	بوشهر	۳۳۰۰۰۰	۲	۱۶۰۰۰۰۰	۱۱۸
۱۰	تهران	۲۸۸۷۰	۲	۱۷۹۵۰۰۰	۶۱
۱۱	چهارمحال و بختیاری	۳۰۷۰۰۰	۱۲	۱۰۹۳۰۰۰	۳۶۲
۱۲	خراسان	۱۱۳۰۰۰۰	۲	۱۲۵۰۰۰۰۰	۹۶
۱۳	خوزستان	۴۵۰۰۰۰	۳	۳۸۷۴۲۶۰	۶۱
۱۴	زنجان	۱۰۰۰۰۰	۲/۵	۲۰۲۶۲۱۰	۱۳۲
۱۵	سمنان خارج از شمال	۱۹۳۰۰۰	۳	۵۵۰۰۰۰۰	۱۳۴
۱۶	سمنان شمال	۳۱۵۶۰	۶	—	—
۱۷	اردبیل	—	—	۱۲۳۴۱۵۸	۳۸۸
۱۸	سیستان و بلوچستان	۱۰۰۰۰۰۰	۳	۱۱۸۰۰۰۰۰	۳۸
۱۹	فارس	۱۲۰۰۰۰۰	۳/۵	۸۵۰۰۰۰۰	۱۰۶
۲۰	کردستان	۳۰۰۰۰۰	۵	۱۹۳۴۴۰۶	۲۶۸
۲۱	کرمان	۷۸۰۰۰۰۰	۲	۸۸۶۸۳۰۲	۷۵
۲۲	کرمانشاه	۸۲۰۰۰۰	۸	۷۳۶۴۳۵	۳۰۵
۲۳	کهگیلویه و بویراحمد	۹۹۷۱۰۰۰	۸	۷۲۴۳۰۰	۱۱۵
۲۴	لرستان	۸۸۰۰۰۰	۶	۱۲۶۱۱۵۱	۱۶۴
۲۵	مرکزی	۲۳۳	۰/۵	۱۹۸۰۰۰۰	۹۳
۲۶	هرمزگان	۱۱۰۰۰۰۰	۱/۵	۳۸۰۰۰۰۰	۵۷
۲۷	همدان	۲۰۰	۲	۱۳۵۱۴۸۲	۲۵۷
۲۸	یزد	۱۰۰۰۰	۰/۲	۳۸۷۸۰۰۰	۶۳
جمع شمال		۱۹۲۵۱۵۷	۴۴۶	۳۰۰۴۱۰۹	
جمع خارج از شمال		۱۹۴۲۸۳۰۳	۱۱۰/۲	۸۶۹۹۵۸۹۱	
جمع کل		۲۱۳۵۳۴۶۰	۵۵۶/۲	۹۰۰۰۰۰۰۰	

بخش چهارم: برق

۱- کلیات

علی رغم تنگنایهای اجرایی سال ۱۳۷۵ که می‌توان آنها را شامل گروه مشکلات عمومی یا خارج از حوزه صنعت برق و مشکلات داخلی شناسایی نمود، سال ۱۳۷۵ را می‌توان سال نهادینه کردن معیارها و ارزشهای برنامه‌ریزی و تعمیق بخشیدن به ساختار جدید صنعت برق تلقی کرد.

ارزش فوق العاده زیاد تأسیسات صنعت برق (نزدیک به ۳۰۰۰ میلیارد ریال باقیمت‌های سال ۱۳۷۳)، حجم عظیم سرمایه‌گذاریها (به عنوان مثال در برنامه دوم توسعه (۷۸-۱۳۷۴) معادل ۲۴۰۰۰ تا ۲۸۰۰۰ میلیارد ریال پیش‌بینی گردیده و در سال ۱۳۷۴ نزدیک به ۳۲۰۰ میلیارد ریال بوده) که ۶۰ درصد آن در تولید، ۲۵ درصد در انتقال و ۱۵ درصد در توزیع به مصرف رسیده است و در نهایت وابستگی مستقیم رشد و توسعه اقتصادی اجتماعی به صنعت برق، هدایت یک چنین صنعت زیربنایی و گسترده را از اهمیت ویژه‌ای برخوردار کرده است.

بر این اساس تأکید بر اصلاح ساختار سازمانی، افزایش کارآیی نیروی انسانی، خودکفایی مالی، توسعه بنیادهای مربوط به ساخت داخل، ساده سازی تجهیزات نیرو رسانی، کاهش نیازهای ارزی ناشی از جایگزینی تجهیزات کم کار، توجه به افزایش ارتباط شبکه های برق با کشورهای همسایه (نه صرفاً به عنوان منبع درآمد ارزی، بلکه به دلیل افزایش حساسیت به عوامل فنی و پایداری در سیستم برق) و... سال ۱۳۷۵ را از سالهای قبل متمایز می سازد.

طی سال ۱۳۷۵ سیاست تمرکز زدایی و امکان بکارگیری نیروهای فردی و جمعی پراکنده، تسریع در روند واگذاری مالکیت و بهره‌برداری از تأسیسات تولید و انتقال ادامه یافت. به نحویکه عملاً در هسته ستادی صنعت برق به استثناء یک مورد قابل اغماض و تحت شرایط خاص، کلیه نیروگاهها و خطوط انتقال طبق روال سابق به شرکتهای برق منطقه‌ای واگذار گردیده‌اند. حذف بخشهای خدماتی و بهره‌گیری از خدمات آنها در چارچوب شرکتهای خصوصی و همچنین ایجاد شرکتهای مشاوره‌ای، مهندسی و طراحی، تدارکاتی، تحقیقاتی و ... علاوه بر شرکتهای توزیع و تولید استانی، عملاً راهگشای استقلال بیشتر شرکتهای برق منطقه‌ای را فراهم نموده است.

قابل ذکر است که در این راستا اکثر قریب به اتفاق شرکت‌های برق منطقه‌ای، علاوه بر شرکت‌های توزیع برق استانی، نسبت به تأسیس شرکت‌های توزیع برق در مراکز استان‌های پر جمعیت اقدام نموده‌اند. جلب سرمایه‌های خارجی به خصوص به صورت "ساخت - بهره‌برداری - انتقال" ^(۱) در زمینه تولید برق طی سال ۱۳۷۵ به طور جدی پیگیری شده که از آن جمله می‌توان به نیروگاه سیکل ترکیبی کرمان اشاره کرد.

تعرفه‌های برق به عنوان بهترین وسیله هدایت و برنامه ریزی سیستم، در چارچوب قوانین و مقررات کماکان مورد توجه خاص بوده است. اصلاحات ساختاری تعرفه‌ها در جهت حرکت به سوی "هزینه نهایی" و افزایش قابلیت پیام رسانی به مصرف کننده در سال ۱۳۷۵ استمرار یافته و به عنوان نمونه با بهبود نسبی ضرایب بهای برق در ساعتهای کم باری، بار متوسط و پرباری شبکه برق، امکان مدیریت بار و انرژی الکتریکی در بخش صنایع و حرف (تعرفه تولید) ارتقاء یافته است. همچنین پیش بینی نرخ تضمینی خرید برق از تولید کنندگان مستقل (تبصره ۴۴ قانون برنامه دوم) زمینه مناسبی برای بکارگیری تأسیسات تولید برق اختصاصی و فروش مازاد نیاز به وزارت نیرو را فراهم کرده است.

در سال ۱۳۷۵ عملیات اجرایی اتصال جنوب - شمال با ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت که آذربایجان، گیلان، زنجان، تهران، همدان، کرمانشاه و خوزستان را در برمی گیرد، ادامه و بخش قابل توجهی از آن به اتمام رسیده است. همینطور اتصالات جدید ۲۳۰ کیلوولت خوزستان - فارس - اصفهان، کرمان و ... مراحل پیشرفت را طی می کند.

در زمینه صرفه جویی در مصرف سوخت با بهینه سازی فرآیند تولید در نیروگاهها و افزایش بازده حرارتی و از طرف دیگر با تغییرات در ترکیب انواع سوخت و افزایش سهم گاز طبیعی در سبد سوختی، اقدامات چشمگیری انجام شده است. مصرف گازوئیل که در شروع برنامه اول سالانه بالغ بر ۱۷۰۰ میلیون لیتر بوده است، در سال ۱۳۷۴ به ۱۳۴۹ و در سال ۱۳۷۵ به ۱۰۱۳ میلیون لیتر کاهش یافته و در نظر است در سالهای آخر برنامه دوم به ۲۵۰ میلیون لیتر تقلیل یابد ^(۲). در عوض سهم گاز طبیعی که در ابتدای برنامه اول ۵۶/۱ درصد مجموع سوخت مصرفی بوده است، در پایان برنامه اول به ۶۲/۷ درصد افزایش و این روند کماکان ادامه داشته است.

همین روند افزایشی در مورد مازوت بدلیل ضرورت مصرف پسماند پالایشگاههای جدید نیز وجود

داشته و دارد. بطور کلی سوخت مصرفی (شامل مصارف صنایع بزرگ تولیدکننده برق) در سال ۱۳۷۵ به ترتیب: ۱۱۱۰ میلیون لیتر گازوئیل، ۷۴۴۶ میلیون لیتر مازوت و ۱۴۱۹۷ میلیون متر مکعب گاز طبیعی بوده است.

در بخش برق ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۷۵، سعی شده است تا ضمن ارائه تصویری نسبتاً جامع از صنعت برق کشور، امکان ارزیابی عملکردها و آشنایی با اهداف کمی و کیفی برنامه های آینده فراهم گردد. کماکان تنها نقیصه موجود عدم دسترسی به اطلاعات لازم در مورد تولید کنندگان مستقل (به استثناء صنایع بزرگ متصل به شبکه) می باشد که امیداست در آینده نزدیک با رفع آن، بخش برق ترازنامه نمایانگر جامع وضعیت انرژی الکتریکی در کشور باشد.

در زمینه احداث نیروگاههای جدید در حالیکه در سال ۱۳۷۴، نزدیک به ۱۵۰۰ مگاوات شامل: واحدهای سه و چهار بخاری همدان، واحد ۴ بخاری رامین، ۵ توربین گاز سیکل ترکیبی فارس و واحدهای گازی انتقالی به کنگان و زاهدان به بهرهبرداری رسیده بود، در سال ۱۳۷۵ به دلیل مشکلات ارزی، کمبود منابع داخلی، مشکلات بنادر، حمل و نقل و ... فقط نزدیک به ۳۰ درصد از ۱۸۰۰ مگاوات پیش بینی شده به مرحله بهرهبرداری رسید. همچنین در مقابل ۳۲۲۰ کیلومتر مدار خطوط انتقال و فوق توزیع اجراء شده در سال ۱۳۷۴، رقم متناظر سال ۱۳۷۵، معادل ۲۰۶۳ کیلومتر مدار می باشد. هم اکنون پس از تمهیدات لازم برای طراحی و ساخت مشارکتی نیروگاههای برق آبی کارون سه، گذارلندر، کرخه و توسعه شهید عباسپور با مجموع ظرفیت ۵۴۰۰ مگاوات و نیروگاههای بخاری اراک و بخش بخار سیکل ترکیبی منتظر قایم، اقدامات اجرایی در این زمینه در جریان است.

جدول (۱-۳): مقایسه نماگرهای رشد صنعت برق کشور (وزارت نیرو و تولیدکنندگان مستقل)

سال	قدرت نامی سرانه (وات بر نفر)	حداکثر بار مصرفی تولید انرژی سرانه (مگاوات)	تولید انرژی سرانه (کیلووات ساعت)	تعداد مشترک (هزار)	متوسط کل مصرف سرانه هر مشترک (هزار کیلووات ساعت)	تعداد روستاهای برق دار	شرح
۱۳۴۶	۶۰	۵۲۸	۱۵۶	۷۹۸	۱۸۳۱	۱۴۸	
۱۳۵۷	۲۳۶	۳۴۸۶	۵۴۵	۳۳۹۹	۴۱۶۲	۴۳۲۷	
۱۳۶۷	۳۱۹	۷۷۶۲	۹۱۷	۸۸۲۸	۴۰۹۵	۲۲۴۸۴	
۱۳۷۲	۳۸۷	۱۳۳۰۸	۱۲۹۷	۱۱۰۸۸	۵۲۴۱	۲۹۰۴۶	
۱۳۷۴	۴۳۴	۱۵۲۹۱	۱۳۸۸	۱۲۲۷۶	۵۳۶۴	۳۲۷۱۰	
۱۳۷۵	۴۵۱	۱۶۱۰۶	۱۵۱۳	۱۲۸۵۵	۵۳۶۴	۳۴۳۱۵	

۲- قدرت اسمی و عملی برق:

قدرت اسمی (ظرفیت نامی نصب شده)، به توان واقعی هر مولد که توسط سازنده آن تعیین شده،

اتفاق می‌گردد. قدرت اسمی واحدهای گازی با توجه به شرایط آیزو (دمای ۱۵ درجه سانتی‌گراد و ارتفاع صفر از سطح دریا) تعیین می‌شود. نوع نیروگاه، شرایط آب و هوایی، تغییرات فصلی و دوره کارکرد واحدهای مولد برق امکان بهره‌برداری از مقدار قدرت نامی را محدود می‌سازند. به استثنای عمر نیروگاه و اثرات نحوه بهره‌برداری، معمولاً واحدهای بخاری و آبی برخلاف توربین‌های گازی به مراتب کمتر تحت تأثیر شرایط آب و هوایی و محیط قرار دارند.

برای قدرت عملی تعاریف متعددی رایج است که باتوجه به تعیین حداقل، میانگین یا حداکثر قدرت در دسترس و برحسب تعیین دوره به صورت فصل یا سال متفاوت می‌باشند. از این میان کمترین قدرت عملی در فصل تابستان که اوج نیاز مصرف بوقوع می‌پیوندد، کاربرد بیشتری در برنامه‌ریزی برق دارد. معمولاً براساس همین ضوابط و با توجه به روند عملکرد نیروگاههای برق کشور قدرت عملی و همینطور بیشترین قدرت قابل تولید تعیین شده در برنامه‌ریزیهای کوتاه مدت، میان مدت و بالاخره بلند مدت برق بکار گرفته می‌شوند. (۱)

از آنجائیکه در ترازنامه انرژی سال ۱۳۷۴، قدرت اسمی و عملی (برحسب فصول مختلف و سالیانه) کلیه نیروگاههای برق کشور مورد بررسی قرار گرفته است، با اغماض از تغییرات احتمالی بسیار کوچک در مقادیر مزبور صرفاً قدرت نامی و عملی واحدهای اضافه شده طی سال ۱۳۷۵، در جدول شماره (۲-۴) درج می‌گردد.

جدول (۲-۴): قدرت نامی و عملی نیروگاههای بهره‌برداری شده در سال ۱۳۷۵

ردیف	نام واحد	قدرت نامی در سال ۱۳۷۵ (مگاوات)	قدرت عملی (مگاوات)		
			میانگین سالیانه	بیشترین تابستان	کمترین تابستان
۱	نیروگاه برق آبی سد ساوه و فرقان ^(۱)	۱۵	۱۵	۱۵	۱۵
۲	نیروگاه بخاری ایران شهر	۶۴	۶۴	۶۴	۶۴
۳	بخش گازسیکل ترکیبی نیشابور ^(۲)	۴۹۴	۴۴۴	۴۴۵	۳۸۰
۴	بخش بخارسیکل ترکیبی گیلان	۱۵۰	۱۴۸	۱۲۰	۱۰۰
۵	سد جنت رودبار- گیلان ^(۳)	۱	۰/۸	۱	۱
جمع		۷۲۳/۶	۶۷۱/۸	—	—

۱- دیسپاچینگ قدرت مزبور را ۸ مگاوات اعلام نموده است.

۲- دیسپاچینگ قدرت مزبور را ۲۷۰ مگاوات (سه واحد) اعلام نموده است.

۳- نیروگاه در حوزه عمل جهاد سازندگی است.

۱- برای اطلاع از قدرت نامی و عملی فصلی و سالیانه واحدهای مختلف نیروگاهی به بند ۲-۴ ترازنامه سال ۱۳۷۴ کشور (تحولات بخش انرژی کشور) رجوع کنید.

مقایسه نیروگاههای بهره‌برداری شده با اهداف تعیین شده در سال ۱۳۷۵ حاکی از عدم حصول به کلیه اهداف است. دلایل عمده این امر را بایستی در مشکلات ارزی (به ویژه در اوایل سال) و تأخیرات پاره‌ای از پیمانکاران خارجی که خود ناشی از تغییرات ساختاری در کشور بوده جستجو کرد. در جدول شماره (۳-۴) نیروگاههایی که مقرر بود در سال ۱۳۷۵ مورد بهره‌برداری قرار بگیرند همراه با عملکرد مربوطه درج گردیده است.

جدول (۳-۴): نیروگاههای مقرر در سال ۱۳۷۵ و عملکرد واقعی

نام نیروگاه	میزان قدرت نامی تعیین شده (مگاوات × تعداد)	میزان قدرت نامی بهره‌برداری شده (مگاوات × تعداد)
ششمین توربین گازی فارس	۱×۱۲۳/۴	—
بخش گاز سیکل ترکیبی نیشابور	۶×۱۲۳/۴	۴×۱۲۳/۴
بخش بخار سیکل ترکیبی گیلان	۳×۱۵۰	۱×۱۵۰
توربین بخار - ایرانشهر	۲×۶۴	۱×۶۴
بخش بخار - سیکل ترکیبی قم	۱×۱۰۰	—
توربین گاز - خوی	۲×۱۲۳/۴	—
نیروگاه برق آبی ساوه	۲×۲/۵+۲×۵	۲×۲/۵+۲×۵
جمع	۱۸۰۳/۶	۷۲۲/۶

قابل ذکر است که واحدهای مزبور اساساً بعد از وقوع پیک‌بار سال ۱۳۷۵ به مدار آمده‌اند ولی خوشبختانه اوج بار شبکه بدون بروز هیچگونه کمبودی طی شده است. همچنین با توجه به اجرای اکثر قریب به اتفاق عملیات در واحدهای مزبور، انتظار می‌رود بخش عمده گروه باقیمانده در سال ۱۳۷۶ به بهره‌برداری برسند.

در این گزارش آن گروه از نیروگاههای گازی که مقرر است بصورت سیکل ترکیبی باشند نیز در دسته‌بندی سیکل ترکیبی قرار می‌گیرند. این گروه شامل بخش گازی منتظر قائم، قم، شریعتی، نیشابور، فارس، کازرون، شهید رجایی و بخشهای بخار و گاز گیلان می‌باشد.

جدول (۴-۳): مجموع قدرت اسمی و عملی نیروگاههای کشور

(۱۳۴۶-۷۵)

سال	قدرت اسمی (مگاوات)				میانگین قدرت عملی (مگاوات)				قدرت عملی سرانه (وات بر نفر)
	وزارت نیرو	صنایع بزرگ	سایر مؤسسات	جمع	اسمی سرانه (وات بر نفر)	وزارت نیرو	صنایع بزرگ	سایر مؤسسات	جمع
۱۳۴۶	۹۳۴	-	۶۶۵	۱۵۹۹	۶۰	۸۴۹	-	۶۶۲	۱۵۱۱
۱۳۵۷	۷۰۲۴	-	۱۵۶۵	۸۵۸۹	۲۳۶	۶۳۶۲	-	۱۲۰۰	۷۵۶۲
۱۳۶۲	۱۰۹۲۲	-	۱۶۰۰	۱۲۵۲۲	۲۹۸	۹۶۹۳	-	۱۳۰۰	۱۰۹۹۳
۱۳۶۷	۱۳۶۸۱	۶۲۰	۲۲۴۵	۱۶۵۴۶	۳۱۹	۱۱۵۲۴	۳۶۱	۲۵۰۴	۱۴۳۸۹
۱۳۷۲	۱۸۲۱۲	۸۳۰	۲۸۱۵	۲۱۸۵۷	۳۸۷	۱۶۹۳۱	۷۲۷	۲۹۱۸	۲۰۵۶۶
۱۳۷۴	۲۱۹۱۴	۸۳۰	۳۸۲۷	۲۶۵۷۱	۴۳۴	۱۹۹۸۷	۸۰۳	۳۰۶۰	۲۳۸۵۰
۱۳۷۵	۲۲۴۲۰	۸۳۱	۳۸۲۷	۲۷۰۷۸	۴۵۱	۲۱۱۳۷	۵۳۴	۳۰۶۰	۲۴۷۳۱

توضیحات: ۱- قدرت اسمی نصب شده وزارت نیرو در سال ۱۳۷۵، معادل ۷۲۲/۶ مگاوات بوده است ولی بدلیل کاهش نیروگاههای دیزلی به میزان ۲۱۶/۶ مگاوات این رقم به ۵۰۶ مگاوات رسیده است.

۲- قدرت اسمی و عملی نیروگاههای مستقل (به جز صنایع بزرگ) و سایر مؤسسات برآورد می‌باشد که به نوبه خود قدرت عملی سرانه را تحت تاثیر قرار می‌دهد.

جدول (۴-۵): روند تغییرات مجموع قدرت اسمی و عملی نیروگاههای وزارت نیرو و صنایع بزرگ

(۱۳۶۷-۷۵)

سال	وزارت نیرو			صنایع بزرگ			جمع	
	قدرت اسمی	افزایش ظرفیت	میانگین قدرت عملی	قدرت اسمی	میانگین قدرت عملی	قدرت اسمی	افزایش ظرفیت	میانگین قدرت عملی
۱۳۶۷	۱۳۶۸۱	۳۷۰	۱۱۵۲۴	۶۲۰	۳۶۱	۱۴۳۰۱	۳۷۰	۱۱۶۳۲
۱۳۶۸	۱۴۴۴۲	۷۶۱	۱۳۶۳۴	۶۲۰	۳۶۱	۱۵۰۶۲	۷۶۱	۱۳۹۹۵
۱۳۶۹	۱۴۸۰۳	۳۶۱	۱۳۷۲۵	۶۲۰	۳۶۱	۱۵۴۲۳	۳۶۱	۱۴۰۸۶
۱۳۷۰	۱۴۸۴۸	۴۵	۱۳۸۳۵	۶۲۰	۳۶۱	۱۵۴۶۸	۴۵	۱۴۱۹۶
۱۳۷۱	۱۶۳۱۳	۱۴۶۵	۱۵۰۲۹	۸۳۰	۷۲۷	۱۷۱۴۳	۱۶۷۵	۱۵۷۵۶
۱۳۷۲	۱۸۲۱۲	۱۸۹۹	۱۶۹۲۱	۸۳۰	۷۲۷	۱۹۰۴۲	۱۸۹۹	۱۹۳۲۲
۱۳۷۳	۲۰۴۶۰	۲۲۴۸	۱۹۴۱۹	۸۳۰	۷۲۸	۲۱۲۹۰	۲۲۴۸	۲۰۰۵۴
۱۳۷۴	۲۱۹۱۴	۱۴۵۴	۱۹۹۸۷	۸۳۰	۸۰۳	۲۲۷۴۴	۱۴۵۴	۲۰۷۹۰
۱۳۷۵	۲۲۴۲۰	۵۰۶ ^(۱)	۲۱۱۳۷	۸۳۱	۵۳۴ ^(۲)	۲۳۲۵۱	۵۰۷	۲۱۶۷۱

۱- قدرت اسمی نصب شده وزارت نیرو در سال ۱۳۷۵، معادل ۷۲۲/۶ مگاوات بوده است ولی بدلیل کاهش نیروگاههای دیزلی به میزان ۲۱۶/۶ مگاوات، این رقم به ۵۰۶ مگاوات رسیده است.

۲- قدرت عملی نیروگاههای صنایع بزرگ در آمار سال قبل و در ارقام سال ۱۳۷۵ دیسیپلینگ کماکان ۸۳۰ مگاوات است. در حالیکه به واقع مرکز به این رقم دسترسی حاصل نشده و یا از ۲۵۲ مگاوات آن که مربوط به پتروشیمی رازی است آمار واقعی در دسترس نبوده است.

بررسی قدرت اسمی و عملی نیروگاههای کشور و روند آنها به طور کلی نشان دهنده این مطلب است که قدرت نامی وزارت نیرو در پایان سال ۱۳۷۵ معادل ۶۳/۸ درصد نسبت به پایان سال ۱۳۶۷ (آغاز برنامه اول) رشد نموده است. مجدداً یادآوری می شود که این رقم تحت تأثیر کاهش تدریجی نیروگاههای دیزلی و یا تغییرات جزئی رایج که همه ساله در ظرفیت نامی تعدادی از نیروگاهها انجام می شود، به تنهایی معرف حجم واقعی کار انجام شده نیست و بهتر است به همراه ظرفیت افزوده شده طبق جدول (۴-۳) مورد قضاوت قرار گیرد.

همین اطلاعات حاکی از عدم توسعه ظرفیت های نامی واحدهای صنایع بزرگ (متصل به شبکه) می باشد. بدیهی است این عدم توسعه تحت تأثیر دو عامل عمده است: اولاً سنگینی هزینه سرمایه گذاری در امر تولید برق و بالا بودن نسبی بهای تمام شده برق تولیدی در مقایسه با بهای پرداختی به وزارت نیرو و ثانیاً افزایش قابلیت اطمینان شبکه برق وزارت نیرو. قابل ذکر است که بررسی پیشینه آنچه تحت عنوان برقه های اختصاصی یا خصوصی در وزارت نیرو مصطلح است، نشان می دهد که اوج درخواست خرید یا نصب مولدهای برق با شدت خاموشیها همزمان بوده است. این روند چه در سالهای قبل از انقلاب و چه در سالهای جنگ تحمیلی به خوبی مشاهده می گردد. تنها مورد استثنای این بحث نیروگاه بخاری مجتمع فولاد مبارکه بوده که ضرورت آن بیشتر ناشی از کیفیت واحدهای فرآیند تولید فولاد به روش قوس الکتریکی بوده است. کاهش قدرت عملی نیروگاههای صنایع بزرگ، ثبات نسبی میزان تولید انرژی الکتریکی سالیانه آنها و ... مؤید مطالب فوق می باشد.

در این میان سهم نیروگاههای سایر مؤسسات که معمولاً با افزایش نسبی سالیانه نشان داده می شود، صرفاً براساس تخمین است و متکی به مطالعه دقیق و آمار متقن نیست.

روند تغییرات مجموع قدرت اسمی و عملی نیروگاههای وزارت نیرو و صنایع بزرگ نشان می دهد که کمترین ظرفیت ایجاد وزارت نیرو در سال ۱۳۷۰ و بیشترین آن در سال ۱۳۷۳ بوده است. میزان افزایش ظرفیت در سال ۱۳۷۴ به واقع ۱۵۵۴ مگاوات بوده که به دلایل پیش گفته در جمع بندی معادل ۱۴۵۴ مگاوات تأثیر نموده است.

همچنین بر همان پایه، طی سالهای ۷۲-۱۳۶۷، ۴۵۳۱ مگاوات (با اغماض از اثر برداشتهای احتمالی) و در سال ۱۳۷۳ (فاصله دو برنامه) ۲۲۴۸ مگاوات و بالاخره طی دو سال اول برنامه دوم ۱۹۶۰ (به واقع ۲۲۷۷) مگاوات نیروگاه جدید در مدار تولید قرار گرفته است.

تناسب بین رشد سالیانه قدرت اسمی و قدرت عملی نشان میدهد که به دلیل بهره برداری بهتر و

تعمیرات بهینه از قدرتهای نصب شده حداکثر استفاده شده است. تنها استثنای این مورد کاهش قدرت عملی صنایع بزرگ و به تبع آن کل کشور (صنایع و وزارت نیرو) در سال ۱۳۷۵ می باشد که بدیهی است این امر ناشی از درج مقدار واقعی قدرت عملی صنایع بزرگ در آمارهای سال مزبور بوده است. به عبارت دیگر اگر قدرت عملی این گروه در سالهای ۱۳۷۲ تا ۱۳۷۴ نیز تصحیح گردد، سال ۱۳۷۵ نیز در مجموع با تناسب رشد قدرت اسمی و عملی همراه خواهد بود.

از طرفی رشد مداوم قدرت اسمی و عملی سرانه (با و یا بدون سایر مؤسسات) نشان می دهد که علیرغم رشد جمعیت کشور، رشد ظرفیتهای نصب شده از شتاب بیشتری برخوردار بوده است. از این بابت سالهای ۱۳۷۱ تا ۱۳۷۴ و به ویژه سال ۱۳۷۳ بارزتر بوده و در سال ۱۳۷۵ از شدت این روند کاسته شده است. باید توجه داشت که عامل رشد جمعیت به عنوان یکی از شاخصهای مهم اقتصاد کلان بدلیل اثرات مستقیم یا ثانویه آن نقش اساسی و عمدهای در برنامه ریزی توسعه تأسیسات تولید برق دارد.

رشد جمعیت همراه با بهبود تدریجی سطح رفاه و عبور از مراحل اقتصاد سنتی به نیمه مدرن و تا حدودی صنعتی، قاره آسیا را به عنوان یکی از عمده ترین بازارهای صنایع بزرگ نیروگاهی معرفی کرده است. در مقابل کاهش شدید بازار مزبور در کشورهای پیشرفته، برآورد شده است. آسیا تا سال ۲۰۰۰ مشتری ۳۷ درصد نیروگاههای جدید با نزدیک به ۵۰۰ میلیارد دلار هزینه خواهد بود.^(۱)

ایجاد ساختارهای مناسب برای مسئولیت پذیری در زمینه انتقال تدریجی تکنولوژی طراحی و ساخت انواع نیروگاهها یکی از اقدامات مهم دو سه سال اخیر است که به دلیل شرایط خاص به اهمیت و شتاب روند آن در سال ۱۳۷۵ اضافه شده است. هم اکنون تمهیدات لازم برای ساخت مشارکتی ۳۰ ژنراتور (با قدرت ۵۵۰۰ مگاوات)، پره توربینها، گرمکنهای فشار قوی، باس داکتها و سیم پیچ ترانسفورماتورهای قدرت به انجام رسیده و انتظار می رود با خودکفایی و کاهش وابستگی شاهد روند فزاینده نصب نیروگاههای جدید و تأمین تقاضای انرژی الکتریکی کشور باشیم.

ترکیب نیروگاههای موجود در کشور نشان می دهد که نزدیک به ۹۰/۷ درصد نیروگاههای وزارت نیرو از سوخت فسیلی استفاده می نمایند. درجه حرارت بالای این تأسیسات که باعث افزایش هزینه های

۱- از جمله بازارهای مزبور تا سال ۱۹۹۹، اندونزی با ۱۱۰۰۰ مگاوات، فیلیپین با ۳۵۰۰ مگاوات، تایلند با ۶۹۰۰ و مالزی با ۳۰۰۰ مگاوات می باشد، قابل ذکر است که بخش عمده آنها از سوخت زغالسنگ حرارتی (لیگنیت) استفاده خواهند کرد.

نگهداری و تعمیرات می‌شود، اثرات سوخت و خوردگی ناشی از ناخالصی‌ها، افت قطعی قدرت تولیدی در اثر پیری، وجود حجم عمده‌ای از نشتی‌های (آب - هوا - بخار)، ... و بالاخره تأثیر عمده آلاشی در محیط زیست از خصوصیات بارز این نیروگاه‌هاست. این گروه نیروگاه‌های بخاری که معمولاً برای بار پایه طراحی می‌شوند، بدلیل طول دوره تعمیرات و بازسازی دارای محدودیت خاص هستند.^(۱) ضریب بار واحدهای بخاری در کشورهای پیشرفته براساس طول دوره کارکرد آنها تعیین می‌شود. به عنوان مثال این ضریب برای عمر ۲۶ تا ۳۰ سال فقط ۱۶ درصد است. در حالیکه در کشورهای در حال توسعه، مشکلات منابع مالی و دسترسی به وسایل یدکی باعث بهره‌گیری بمراتب بیشتر از این‌گونه واحدها حتی با هزینه تولید سنگین می‌شود. توربین‌های گازی با افت قدرت در مقابل افزایش درجه حرارت و کاهش فشار محیط قرار دارند. نسبت به شرایط استاندارد افزایش یک درجه (سانتیگراد) باعث ۰/۷ درصد و افزایش هر ۱۰۰ متر ارتفاع از سطح دریا منجر به ۱/۱ درصد افت قدرت، در این‌گونه واحدها شده و علاوه بر این بازده این نیروگاه‌ها تحت تأثیر محیط تغییر می‌کند. با توجه به کلیه شرایط مزبور در کشورهای توسعه یافته از توربین گاز به عنوان تأمین کننده بار پیک استفاده می‌شود.

افزایش ظرفیت توربین‌های گاز و امکان بازیافت حرارت خروجی آنها در تولید بخار (که بکارگیری آن در توربین بخار وابسته به توربین گاز سیکل ترکیبی باعث افزایش راندمان کلی تا ۵۵ درصد می‌گردد) و همچنین کاهش هزینه‌های تعمیراتی بدلیل بکارگیری آلیاژهای پیشرفته و خلاصه رهیافت‌های تکنولوژی در حال تغییر، جایگاه این نوع از تأسیسات تولید برق را نمایانگر می‌سازد. علاوه بر این، سرعت زمان نصب، پائین بودن میزان سرمایه‌گذاری اولیه و عدم نیاز به آب برای خنک‌کاری سیستم را می‌توان از مزیت‌های این نحوه تولید دانست.

نیروگاه‌های برق آبی تنها نیروگاه غیرفسیلی هستند که نقش عمده‌ای در تأمین برق مورد نیاز کشور دارند بطوریکه ۹/۳ درصد قدرت عملی نیروگاه‌های وزارت نیرو به این نیروگاه‌ها اختصاص دارد. میزان قدرت عملی این نوع نیروگاه‌ها با اغماض از تفاوت‌های فنی، اساساً تابع تغییرات محیطی از قبیل: میزان بارندگی، ارتفاع آب پشت سد، میزان رسوبات و... هستند علاوه بر این، عوامل قابل کنترل نظیر وجود سد تنظیمی پائین دست و ظرفیت آن و مسایل آبخیزداری در عملکرد این نیروگاه‌ها تأثیر قطعی

۱- طول دوره تعمیرات اساس توربین‌های بخار با قدرت بیش از ۳۰۰ مگاوات، ۴ ماه - واحدهای کمتر از ۲۵۰ مگاوات، ۳ ماه - و واحدهای

متوسط ۱۶ هفته تا دو و نیم ماه، در کشورهای توسعه یافته می‌باشند.

دارد. نیروگاههای برق آبی ایران به استثنای دز، از نوع پیک (قله) بار هستند در حالیکه به ضرورت از آنها در تامین بار میانی و گاه پایه استفاده می شود. ضریب بار تولیدی این نیروگاهها که معرف عملکرد زمانی بیشترین قدرت آنهاست در سالهای کم آبی پائین و در سالهای متوسط آبی نسبتاً مناسب است. مهار آب، تامین آب کشاورزی پایین بودن هزینه تولید، تعمیرات کم و عدم آلاش محیط زیست مهمترین مزیت این نوع نیروگاهها می باشد.

وجود پتانسیلهای عظیم انرژیهای تجدید پذیر در کشور در کنار تاثیرات زیست محیطی نامطلوب استفاده از نیروگاههای فسیلی و لزوم صیانت از ذخایر نفت و گاز کشور ایجاب می کند که استفاده از این نوع از انرژی در زمینه تامین برق مورد نیاز کشور مورد توجه قرارگیرد. در این راستا اقداماتی در کشور صورت گرفته است ولی کافی نمی باشد. انرژی خورشیدی قابل استفاده کشور معادل هزار مگاژول و عبارتی برابر با ۱۳۰ میلیارد بشکه معادل نفت خام می باشد. در این زمینه ساخت نیروگاه ۱۰۰ مگاواتی خورشیدی در یزد می تواند راهگشای بکارگیری این موهبت الهی باشد.

نیروی بادموجود در کشور می تواند در نهایت ۶۵۰۰ مگاوات قدرت الکتریکی در اختیار کشور قرار دهد. هم اکنون با ساخت برخی وسایل و با تجهیزات وارداتی شامل هشت واحد ۵۵۰ کیلوواتی و یازده واحد ۳۰۰ کیلوواتی (جمعاً نزدیک به ۱۰ مگاوات) امکانات بکارگیری این نیرو در مناطق بادخیز کشور فراهم شده و دو دستگاه ۵۰۰ کیلوواتی در حال حاضر در منجیل به شبکه برق متصل هستند. همچنین ۸ واحد ۳۰۰ کیلوواتی در حال حاضر به شبکه برق کشور متصل هستند.

در جدول شماره (۴-۶) سهم انواع نیروگاههای برق در مجموع قدرت عملی وزارت نیرو طی مقاطع زمانی مختلف آورده شده است. همچنین با توجه به تفکیک نیروگاههای فعلی و آتی سیکل ترکیبی در آمارهای منتشره سال ۱۳۷۵، در جدول شماره (۴-۷) سهم نیروگاهها بر این اساس دیده شده است. ارقام مزبور حاکی از کاهش جزئی در سهم نیروگاههای آبی و بخاری بدلیل کمی قدرت افزوده شده در این دو گروه است. سهم نیروگاههای گازی (شامل بخش گاز سیکل ترکیبی) بدلیل در مدار قرارگیری نیشابور و افزایش واحد دو شهید رجایی و فارس از رشد کمی برخوردار بوده است.

بررسی همین ارقام براساس تفکیک کلی واحدهای سیکل ترکیبی موجود و آتی، نشان می دهد که سهم نیروگاههای صرفاً گازی در سال ۱۳۷۵ نسبت به سال ۱۳۷۴ ثابت بوده و در مقابل سهم سیکل ترکیبی از ۲/۲ درصد رشد برخوردار شده است.

جدول (۴-۶): مجموع میانگین قدرت عملی و سهم انواع نیروگاههای وزارت نیرو

(۷۵-۱۳۴۶)

سال	قدرت عملی وزارت نیرو (مگاوات)	آبی		بخاری		گازی		دیزلی	
		قدرت عملی (مگاوات)	سهم (درصد)	قدرت عملی (مگاوات)	سهم (درصد)	قدرت عملی (مگاوات)	سهم (درصد)	قدرت عملی (مگاوات)	سهم (درصد)
۱۳۴۶	۸۴۹	۳۰۹	۳۶/۴	۳۲۴	۳۸/۲	۶۲	۷/۳	۱۵۴	۱۸/۱
۱۳۵۷	۶۳۶۲	۱۸۰۴	۲۸/۴	۱۶۰۶	۲۵/۲	۲۵۰۵	۳۹/۴	۴۴۷	۷/۰
۱۳۶۲	۹۶۹۳	۱۸۰۴	۱۸/۶	۴۶۱۵	۴۷/۶	۲۵۷۵	۲۶/۶	۶۹۹	۷/۲
۱۳۶۷	۱۱۵۲۴	۱۹۱۴	۱۶/۶	۵۹۸۱	۵۱/۹	۲۹۳۵	۲۵/۵	۷۰۴	۶/۱
۱۳۷۲	۱۶۹۲۱	۱۹۵۳	۱۱/۵	۹۲۶۴	۵۴/۷	۵۰۷۸	۳۰/۰	۶۲۶	۳/۷
۱۳۷۴	۱۹۹۸۷	۱۹۵۳	۹/۸	۱۱۱۹۷	۵۶/۰	۶۳۶۲/۵	۳۱/۸	۴۷۴/۵	۲/۴
۱۳۷۵	۲۱۱۳۷	۱۹۶۸	۹/۳	۱۱۵۴۱	۵۵/۴	۷۱۱۳	۳۲/۹	۵۱۵	۲/۴

جدول (۴-۷): مجموع میانگین قدرت عملی و سهم انواع نیروگاههای وزارت نیرو با تفکیک سیکل ترکیبی

سال	قدرت عملی وزارت نیرو (مگاوات)	آبی		بخاری		گازی		سیکل ترکیبی		دیزلی	
		قدرت عملی (مگاوات)	سهم (درصد)	قدرت عملی (مگاوات)	سهم (درصد)	قدرت عملی (مگاوات)	سهم (درصد)	قدرت عملی (مگاوات)	سهم (درصد)	قدرت عملی (مگاوات)	سهم (درصد)
۱۳۷۴	۱۹۹۸۷	۱۹۵۳	۹/۸	۱۱۱۹۷	۵۶/۰	۳۲۴۷	۱۵/۶	۳۱۱۵	۱۶/۲	۴۷۴/۵	۲/۴
۱۳۷۵	۲۱۱۳۷	۱۹۶۸	۹/۳	۱۱۵۴۱	۵۴/۶	۳۸۹۴	۱۵/۲	۳۲۱۹	۱۸/۴	۵۱۵	۲/۴

بازده نیروگاهها بدلیل نقش قطعی که در مصرف سوخت برای تولید برق دارد، مورد توجه سازندگان، خریداران و در نهایت بهره برداران می باشد. در سالهای اخیر با بررسی تجهیزات نیروگاهها و جلوگیری از اتلاف انرژیهای مصرفی سعی در بهبود بازده به عمل آمده ولی بخش مهمی از این مسئله کماکان به طراحی و تکنولوژی ساخت ارتباط دارد که به واقع عوامل دور از دسترس بهره بردار می باشند. علاوه بر بازده، ضریب خروج اضطراری و ضریب دسترسی به نیروگاهها از شاخصهای مهم تأسیسات تولید برق به حساب می آیند. این ضرائب بر حسب نوع و ظرفیت، طول دوره کارکرد و نحوه بهره برداری و ... تفاوت دارند. (۱)

۱ - بازده نیروگاههای حرارتی وزارت نیرو در پایان برنامه دوم بایستی به ۳۳ درصد افزایش یابد.

جدول (۸-۴): بازده نیروگاههای حرارتی برق کشور در سال ۱۳۷۵ (وزارت نیرو و صنایع بزرگ)

نیروگاههای بخاری و بخش بخار سیکل ترکیبی

میانگین بازده نیروگاه (خالص) (درصد)	حداکثر قدرت تولیدی غیر همروز (مگاوات)	ظرفیت نصب شده اسمی (مگاوات)	
۳۵/۲۲	۱۷۱۷	۱۷۶۰	سلیمی-مازندران
۳۳/۸۱	۱۲۱۰	۱۲۸۰	بندرعباس
۳۸/۰۶	۱۰۳۰	۱۲۶۰	رامین - خوزستان
۳۵/۹۰	۱۰۰۴	۱۰۰۰	شهید رجایی-قزوین
۳۳/۱۷	۱۰۰۰	۱۰۰۰	مفتح غرب - همدان
۳۱/۴۸	۸۲۹	۸۳۵	اصفهان
۳۰/۵۱	۸۰۰	۸۰۰	منتظری - اصفهان
۳۳/۲۹	۷۵۵	۷۳۶	تبریز ۳
۳۳/۹۲	۶۴۰	۶۴۰	بیسون - کرمانشاه
۳۱/۵۷	۶۰۰	۶۲۶	منتظر قائم - تهران
۳۳/۹۴	۲۹۰	۲۹۰	مدحج - خوزستان
۲۹/۹۴	۲۲۹	۲۴۸	بعثت - تهران
۳۳/۰۸	۲۴۰	۲۴۰	بهشتی - گیلان
-	۱۴۸	۳۰۰	گیلان
۱۸/۱۷	۴۰	۶۰	زرنده - کرمان
۲۱/۶۵	۴۰	۵۰	فیروزی - تهران
۳۳/۴۴		۱۱۱۲۴	بخاری شبکه وزارت نیرو
۲۳/۴۵	۱۳۵	۲۱۰	فولاد مبارکه - اصفهان
۱۸/۶۳	۱۳۹	۱۳۹	ذوب آهن - اصفهان
۲۵/۰۰	۱۹	۲۶	مس سرچشمه - کرمان
۲۰/۶۲		۳۷۵	بخاری صنایع بزرگ
۳۳/۷۸	۹۴۱۸	۱۱۴۹۹	بخاری شبکه سراسری
۳۵/۵۳	۶۰۰	۶۰۰	طوس - خراسان
۲۷/۲۲	۱۲۳	۱۲۳	مشهد - خراسان
۲۳/۴۸	۴۷	۶۴	ایران شهر - سیستان
۳۳/۳۵	۷۶۴	۷۹۷	خارج شبکه وزارت نیرو
۳۳/۸۲	۱۰۱۵۹	۱۲۲۹۶	بخاری کل شبکه ها

نیروگاههای دیزلی

۲۸/۴۳	۶۱	۳۳۰	دیزلی داخل شبکه
۲۴/۷۹	۱۱۲	۳۱۲	دیزلی خارج شبکه
۲۵/۰۹	۱۷۲	۶۴۲	دیزلی کل شبکه ها

۲۰/۶۴	۳۰۸	۸۳۱	جمع صنایع بزرگ
۳۱/۶۲	۱۳۴۰۸	۲۲۶۲۳	جمع وزارت نیرو
۳۱/۵۶	۱۴۵۶۲	۲۰۷۱۹	جمع شبکه سراسری
۲۸/۲۲	۱۴۹۹	۲۷۳۵	جمع خارج از شبکه
۳۱/۱۹	۱۵۹۶۳	۲۳۴۵۴	جمع کل شبکه ها

نیروگاههای گازی و بخش گاز سیکل ترکیبی

میانگین بازده نیروگاه (خالص) (درصد)	حداکثر قدرت تولیدی غیر همروز (مگاوات)	ظرفیت نصب شده اسمی (مگاوات)	
۲۲/۷۸	۹۸۸	۱۲۴۳	ری - تهران
۲۹/۳۶	۷۱۰	۸۶۲	سیکل گیلان
۲۶/۶۲	۶۳۱	۷۴۰	سیکل رجائی - قزوین
۲۹/۲۶	۵۹۵	۶۹۶	سیکل منتظر قائم
۳۰/۶۴	۴۸۸	۶۱۷	سیکل فارس
۳۱/۱۰	۴۸۰	۵۱۲	سیکل قم
۲۹/۹۹	۲۷۳	۲۷۵	سلیمی
۳۳/۶۴	۲۳۰	۲۵۶	سیکل کازرون
۲۰/۸۷	۱۳۵	۱۸۷	شیراز
۱۸/۲۳	۸۱	۱۶۶	بوشهر
۲۴/۸۹	۱۱۳	۱۲۰	بهشتی - گیلان
۲۳/۸۶	۱۰۹	۱۲۰	بعثت - تهران
۲۳/۳۳	۷۵	۹۶	صوفیان - آذربایجان شرقی
۲۳/۳۷	۵۴	۹۶	مدحج - خوزستان
۲۵/۸۳	۶۹	۹۶	هسا - اصفهان
۲۳/۳۸	۷۲	۹۵	یزد
۱۷/۷۱	۵۲	۶۴	تبریز ۳
۱۸/۴۹	۳۹	۶۴	کرمانشاه
۲۰/۰۶	۴۲	۶۰	ارومیه
۱۵/۳۴	۱۷	۶۰	درود
۱۹/۷۴	۳۴	۰	بندرعباس
۱۹/۲۲	۲۰	۴۲	کنگان - بوشهر
-	۰	۰	فیروزی - تهران
۷/۷۲	۴	۴	عسلویه - هرمزگان
۲۷/۳۶		۶۴۷۱	گازی شبکه وزارت نیرو
۲۱/۴۲	۳۹	۲۵۲	پتروشیمی رازی
-	۰	۱۱۹	سرچشمه - کرمان
۲۳/۴۸	۱۳	۴۰	ذغالشویی - کرمان
۱۹/۲۱	۲۰	۲۶	ذوب آهن - اصفهان
	۲۰	۲۰	تراکتورسازی - آذربایجان شرقی
۲۱/۰۵		۴۵۶	گازی صنایع بزرگ
۲۷/۲۹	۴۴۲۶	۶۹۲۷	گازی شبکه سراسری
۲۴/۴۲	۱۲۰	۴۹۴	نیشابور
۲۶/۹۸	۳۲۵	۳۷۴	شریعتی
۲۳/۳۷	۱۷۶	۲۱۹	مشهد
۱۷/۱۵	۶۲	۱۴۲	چابهار
۲۳/۶۷	۱۱۸	۱۴۲	شیروان
۲۰/۵۳	۷۴	۱۰۱	زاهدان
۲۵/۱۸	۵۶	۷۵	کیش
۲۳/۴۲	۵۶	۷۱	قائن
-	-	۸	طوس
۲۳/۰۰	۶۸۴	۱۶۲۶	گازی خارج شبکه
۲۶/۴۳	۴۹۹۹	۸۵۵۴	گازی کل شبکه ها

توضیحات: ۱- با توجه به اینکه منبع اطلاعات مزبور دیسپاچینگ است، مغایرتهایی در قدرت نامی، حداکثر بار و... با سایر منابع آماری سازمان برق محتمل است. به عنوان نمونه بخش بخار سیکل ترکیبی گیلان دو واحد (۳۰۰ مگاوات نامی) ذکر شده در حالیکه در آمار برق یک واحد منظور شده است.

۲- نیروگاه گازی بندرعباس و شهید فیروزی به محل دیگری منتقل شده اند.

جدول (۹-۴): مقایسه بازده، ضریب خروج اضطراری و دسترسی

نیروگاههای وزارت نیرو (۷۵-۱۳۷۳) (درصد)

نوع نیروگاه	بازده			ضریب خروج اضطراری			ضریب دسترسی		
	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
بخاری	۳۲/۸	۳۲/۱	۳۲/۸	۱۰/۶	۱۳/۳	۱۴	۷۳/۶	۷۹/۱	۷۵
گازی	۲۴/۹	۲۵/۳	۲۶/۴	۱۴/۰	۱۷/۱	۱۰	۶۰/۱	۶۷/۸	۸۵
آبی	-	-	-	۵/۹	۲/۶	۲	۸۴/۹	۹۳/۹	۹۳
سیکل ترکیبی	-	-	-	-	-	۱۲	-	-	۷۸

توضیحات: ۱- ارقام ۱۳۷۳ و ۱۳۷۴ براساس اطلاعات دیسپاچینگ و ارقام ۱۳۷۵ براساس برآورد است.

۲- عدم سابقه عملکرد سیکل ترکیبی امکان محاسبه بازده را فراهم نکرده است.

با توجه به ساختار نیروگاههای در دست احداث تا سال ۱۳۷۸ که عمدتاً واحد گازی بزرگ و بخاری سیکل ترکیبی هستند انتظار می رود نسبت ها و شاخص های مزبور تا سالهای آینده و تا زمان به بهره برداری رسیدن نیروگاههای برق آبی بزرگ در حال ساخت، حداقل در اندازه های فعلی ثابت باقی بمانند. جدول (۱۱-۴) نشان میدهد که در بین نیروگاههای وزارت نیرو از سال ۱۳۶۷ تا ۱۳۷۵، در مرحله اول نیروگاههای سیکل ترکیبی (با ۱۰۰ درصد رشد) و در مرحله بعد نیروگاههای بخاری با ۵۵/۵ درصد رشد قرار دارند. رشد نیروگاههای گازی ۷/۳ درصد و رشد نیروگاههای آبی اندک است. رشد منفی نیروگاههای دیزلی بدلیل عدم ضرورت استفاده و برداشت تدریجی آنها بوده است. در بخش برق صنایع بزرگ تنها جهش قابل ملاحظه با ایجاد نیروگاه بخاری فولاد مبارکه (۷۰×۳ مگاوات) در سال ۱۳۷۲ بوده و در سایر موارد ثبات کامل ظرفیتهای وجود داشته است. این جدول بسادگی نشان می دهد که از سال ۱۳۶۷ تا ۱۳۷۵ به ظرفیت نیروگاههای وزارت نیرو نزدیک به ۶۴ درصد افزوده شده است.

ظرفیت ذخیره نیروگاهی یکی دیگر از عوامل شاخص در ارزیابی سیستم تولید برق است. امکان پیش بینی دست پائین، از دست رفتن بخشی از تولید (و یا پرقدرت ترین واحد نیروگاهی)، ضرورت تأمین تغییرات بار لحظه ای و ... بر لزوم وجود این ظرفیت تکیه دارند. برای ذخیره، تقسیمات و تعاریف متعددی وجود دارد مثلاً در یک تقسیم بندی از ذخیره سریع الوصول (۱۵ دقیقه)، ذخیره گرم یا گردان (۵ دقیقه) و ذخیره با قابلیت استفاده یک ساعته پس از تقاضا، بحث می شود. همچنین از ذخیره گرم

جدول (۱۰-۴): مجموع قدرت اسمی انواع نیروگاههای کشور

(مگاوات)

(۱۳۶۷-۷۵)

کل کشور	وزارت نیرو و صنایع بزرگ				سایر مؤسسات	صنایع بزرگ			وزارت نیرو				سال	
	دیزلی	گازی	بخاری	آبی		جمع	گازی	بخاری	جمع	دیزلی	گازی	بخاری		آبی
۱۶۵۴۶	۸۰۳	۳۹۴۵	۷۶۳۹	۱۹۱۴	۲۲۴۵	۶۲۰	۴۵۶	۱۶۴	۱۳۶۸۱	۸۰۳	۳۴۸۹	۷۴۷۵	۱۹۱۴	۱۳۶۷
۱۷۴۲۷	۸۰۳	۴۰۵۶	۸۲۵۰	۱۹۵۳	۲۳۶۵	۶۲۰	۴۵۶	۱۶۴	۱۴۴۴۲	۸۰۳	۳۶۰۰	۸۰۸۶	۱۹۵۳	۱۳۶۸
۱۷۹۵۲	۸۲۴	۴۳۹۶	۸۲۵۰	۱۹۵۳	۲۵۲۹	۶۲۰	۴۵۶	۱۶۴	۱۴۸۰۳	۸۲۴	۳۹۴۰	۸۰۸۶	۱۹۵۳	۱۳۶۹
۱۸۱۵۴	۸۶۹	۴۳۹۶	۸۲۵۰	۱۹۵۳	۲۶۸۶	۶۲۰	۴۵۶	۱۶۴	۱۴۸۴۸	۸۶۹	۳۹۴۰	۸۰۸۶	۱۹۵۳	۱۳۷۰
۱۹۷۸۴	۸۵۶	۵۲۵۰	۹۰۸۴	۱۹۵۳	۲۶۴۱	۸۳۰	۴۵۶	۳۷۴	۱۶۳۱۳	۸۵۶	۴۷۹۴	۸۷۱۰	۱۹۵۳	۱۳۷۱
۲۱۸۵۷	۸۱۲	۶۳۹۰	۹۸۸۷	۱۹۵۳	۲۸۱۵	۸۳۰	۴۵۶	۳۷۴	۱۸۲۱۲	۸۱۲	۵۹۳۴	۹۵۱۳	۱۹۵۳	۱۳۷۲
۲۵۱۱۷	۷۵۸	۷۴۶۳	۱۱۱۱۶	۱۹۵۳	۳۸۲۷	۸۳۰	۴۵۶	۳۷۴	۲۰۴۶۰	۷۵۸	۷۰۰۷	۱۰۷۴۲	۱۹۵۳	۱۳۷۳
۲۶۵۷۱	۶۵۸	۸۲۰۲	۱۱۹۳۱	۱۹۵۳	۳۸۲۷	۸۳۰	۴۵۶	۳۷۴	۲۱۹۱۴	۶۵۸	۷۷۴۶	۱۱۵۵۷	۱۹۵۳	۱۳۷۴
۲۷-۷۸	۶۶۳	۸۴۷۳	۱۲۱۴۶	۱۹۶۹	۳۸۲۷	۸۳۱	۴۵۶	۳۷۵	۲۲۴۲۰	۶۶۳	۸۰۱۷	۱۱۷۷۱	۱۹۶۹	۱۳۷۵

توضیحات: ۱- در نیروگاه آبی یک مگاوات مربوط به جهاد سازندگی است.

۲- ۱۵۰ مگاوات بخش بخار سیکل ترکیبی (گیلان) در جمع بخاری منظور گردیده است.

۳- از ۸۰۱۷ مگاوات توربین گاز، ۳۷۴۴ مگاوات توربین گاز سیکل ترکیبی موجود (گیلان) ۳۲۷۳ مگاوات کاملاً به صورت نیروگاههای

گازی است

۴) رقم ۳۸۲۷ مگاوات (ظرفیت متعلق به سایر مؤسسات) شامل تعداد قابل توجهی توربین بخاری و گازی مربوط به صنایع نفت، قند

و نساجی و تأسیسات نظامی و ... می باشد.

جدول (۱۱-۴): روند رشد مجموع قدرت اسمی انواع نیروگاههای وزارت نیرو و صنایع بزرگ

(مگاوات)

(۱۳۶۷-۷۵)

سال	وزارت نیرو					صنایع بزرگ		وزارت نیرو و صنایع بزرگ				
	آبی	بخاری	گازی	سیکل ترکیبی	دیزلی	جمع	بخاری	گازی	آبی	بخاری	گازی	سیکل ترکیبی
۱۳۶۷	۱۹۱۴	۷۴۷۵	۳۴۸۹	-	۸۰۳	۱۳۶۸۱	۱۶۴	۴۵۶	۱۹۱۴	۷۶۳۹	۳۹۴۵	-
۱۳۷۲ روشن شد	۱۹۵۳	۹۵۱۳	۵۹۳۴	-	۸۱۲	۱۸۲۱۲	۳۷۴	۴۵۶	۱۹۵۳	۹۸۸۷	۶۳۹۰	-
۶۷-۷۲	۲	۲۷/۳	۷۰/۱	-	۱/۱	۳۳/۱	۱۲۸	۰	۲	۲۹/۴	۶۲	-
۱۳۷۴	۱۹۵۳	۱۱۵۵۷	۳۸۳۰	۳۹۱۶	۶۵۸	۲۱۹۱۴	۳۷۴	۴۵۶	۱۹۵۳	۱۱۹۳۱	۴۲۸۶	۳۹۱۶
۱۳۷۵ روشن شد	۱۹۶۹	۱۱۶۲۱	۳۷۴۴	۴۴۲۳	۶۶۳	۲۲۴۲۰	۳۷۵	۴۵۶	۱۹۶۹	۱۱۹۹۶	۴۲۰۰	۴۴۲۳
۷۲-۷۵ روشن شد	۰/۸	۰/۵	-۲/۲	۱۲/۹	-۰/۷	۲/۳	۰	۰	۰/۸	-۰/۶	-۲	۱۲/۹
۶۷-۷۵	۲/۹	۵۵/۵	۷/۳	۱۰۰	-۱۷/۴	۶۳/۹	۱۲۴	۰	۲/۹	۵۷	۶/۵	-۱۷/۴

توضیح: برخلاف جدول (۱۰-۴) سیکل بخاری (گیلان) به حساب نیروگاههای سیکل ترکیبی منظور شده است.

به عنوان ظرفیت اضافی تا حد قدرت عملی دیگ‌ها و توربین‌های بخار و از ذخیره‌گردان به صورت بخشی از قدرت اضافی که طبق طراحی سیستم تأمین شده، یاد شده است. ذخیره سرد نیز شامل گروهی از نیروگاه‌ها یا واحدهاست که پس از طی دوره گرمایش (۲ تا ۳ ساعت) در دسترس قرار می‌گیرند. در کشورهای پیشرفته میزان ذخیره براساس قابلیت شبکه که خود می‌تواند تابعی از احتمال کمبود قدرت، انرژی و یا تناوب و طول زمان کمبود عرضه باشد، تعیین می‌شود. ضریب ظرفیت ذخیره در آمریکا ۱۵ تا ۲۵ درصد و در اروپا بین ۱۰ تا ۳۰ درصد و در کشور ما این ضریب معمولاً ۳۰ درصد نسبت به نیاز مصرف برآورد می‌گردد.

در این مجموعه مقایسه بیشتر قابلیت تولید به عنوان معیار بهره‌وری بالقوه نیروگاه‌های وزارت نیرو (و صنایع بزرگ) و حداکثر قدرت تولید شده در روز و ساعت پیک شبکه سراسری به معنی توان بکارگیری امکانات و نتیجه برنامه‌ریزی تعمیرات و ... مورد توجه می‌باشد.

جدول (۱۲-۴): قدرت قابل تولید، تولید و مصرف توان الکتریکی در شبکه سراسری و کل کشور

(مگاوات) (۱۳۷۳-۷۵)

کل کشور			شبکه سراسری			شرح	
۱۳۷۵	۱۳۷۴	۱۳۷۳	۱۳۷۵	۱۳۷۴	۱۳۷۳		
۱۸۶۵	۱۲۰۰	۱۵۹۹	۱۸۶۵	۱۲۰۰	۱۵۹۹	آبی	حداکثر قدرت قابل تولید در روز و ساعت پیک شبکه سراسری
۱۰۱۵۸	۱۱۳۳۳	۸۸۵۳	۹۳۹۷	۹۷۵۸	۸۳۳۵	بخاری	
۵۱۰۴	۴۷۰۰	۵۰۲۰	۴۳۳۷	۴۷۲۷	۴۴۶۱	گازی و سیکل ترکیبی	
۲۰۲	۷۰	۲۳۵	۷۱	۷۰	۱۰۱	دیزلی	
۱۷۳۳۹	۱۷۲۹۳	۱۵۷۰۷	۱۵۶۷۰	۱۵۷۵۵	۱۴۴۹۶	جمع	
۱۷۴۶	۱۵۶۴	۱۷۴۹	۱۷۵۷	۱۵۶۴	۱۷۴۹	آبی	حداکثر قدرت تولید شده در روز و ساعت پیک شبکه سراسری
۹۳۳۳	۹۷۷۱	۸۷۵۲	۹۱۶۶	۹۰۵۱	۸۰۳۲	بخاری	
۴۷۶۳	۳۷۹۴	۳۷۰۷	۳۶۰۷	۳۲۱۳	۳۲۰۶	گازی و سیکل ترکیبی	
۱۸۰	۱۶۲	۲۱۶	۳۲	۴۸	۵۶	دیزلی	
۱۶۰۲۷	۱۵۲۹۱	۱۴۴۲۴	۱۴۵۶۲	۱۳۸۷۶	۱۳۰۴۳	جمع	
۳۰۷	۵۰۰	۴۱۶	۲۸۰	۵۰۰	۴۱۶	حداکثر اعمال خاموشی در یکی از ساعات پیک شبکه	
۱۸۲	۱۳۱	۲۳۶	۱۸۲	۱۳۱	۲۳۶	حداکثر قدرت معادل افت فرکانس	
۱۶۱۰۶	۱۵۲۹۱	۱۴۴۲۴	۱۴۵۹۱	۱۳۸۷۶	۱۳۰۴۳	حداکثر قدرت مورد نیاز مصرف	

۳- روند قدرت (اسمی و عملی) در برنامه دوم توسعه

تصویر کلی روند تأمین و نصب انواع نیروگاههای برق (وزارت نیرو) حاکی از ادغام دو دیدگاه کوتاه مدت و بلند مدت بوده است. کاهش و بالاخره رفع مشکلات خاموشیها که اثرات گسترده نامطلوبی بر روند تولیدات ملی و سطح رفاه اجتماعی ایجاد کرده بود، مستلزم خرید و نصب توربین های گازی بود که بدلیل کوتاهی دوره نصب و پایین بودن سرمایه گذاری اولیه و با توجه به مطالعات فنی و اقتصادی به انجام رسید. سالهای اولیه برنامه اول توسعه منحصراً ظهور برنامه ریزی کوتاه مدت و بعبارتی بهتر، عملیات اضطراری بوده است. همزمان با این اقدامات، نسبت به تنظیم و تأمین مالی قراردادهایی برای خرید و نصب نیروگاههای بخاری، آبی و بخش بخار سیکل ترکیبی که تکمیل کننده نیروگاههای گازی بزرگ تلقی می شود، اقدام شد. در سالهای ۱۳۷۲ تا ۱۳۷۴ بخش مهمی از نیروگاههای بخاری جدید به بهره برداری رسید و پیش بینی می شود که در سالهای ۱۳۷۶-۱۳۷۷ نیز ارقام نسبتاً قابل توجهی افزوده شود.

دوران به بهره رسیدن نیروگاههای سیکل ترکیبی از سال ۱۳۷۶ آغاز و تا سال ۱۳۷۷ به اوج خود خواهد رسید. در زمینه نیروگاههای برق آبی که قاعداً با طولانی بودن دوره نصب، حجم عظیم منابع مالی مورد نیاز و مرتبط بودن با کنسرسیوم های چند ملیتی، از سایر نیروگاهها، قابل تشخیص هستند، سال پایانی برنامه دوم و نهایتاً سال اول برنامه سوم توسعه را می توان به عنوان آغاز گر بهره برداری از آنها تلقی نمود.

بهر صورت ویژگیهای این مبحث خود می تواند به عنوان انتظار تغییرات دوره ای و متعدد در مقادیر هدف گذاری شده تلقی شود. به استثناء بخش بخار سیکل های ترکیبی که دارای وقفه قابل ملاحظه ایست، سایر نیروگاهها با روندی حدوداً طبق برنامه پیشرفت داشته اند و همانطوریکه گفته شد تأخیر غیرقابل پیش بینی مزبور در سال ۱۳۷۶ جبران خواهد شد.

آگاهی از روند افزایش قدرت نیروگاهی در سالهای برنامه دوم (۷۸-۱۳۷۴)، دیدگاهی مناسب از سیستم عرضه انرژی الکتریکی و نحوه پاسخگویی به نیاز مصرف آتی را فراهم می نماید. در عین حال که توزیع استانی قدرتهای مزبور همین امکان را بصورت منطقه ای در اختیار قرار خواهد داد.^(۱)

جدول (۱۳-۴): روند تغییرات قدرت عملی و بیشترین توان قابل تولید وزارت نیرو

(۷۵-۱۳۶۷)									(مگاوات)	
شرح	۶۷	۶۸	۶۹	۷۰	۷۱	۷۲	۷۳	۷۴	۷۵	
میانگین قدرت عملی	۱۱۵۲۴	۱۳۶۳۴	۱۳۷۲۵	۱۳۸۳۵	۱۵۰۲۹	۱۶۹۲۱	۱۹۳۲۶	۱۹۹۸۷	۲۱۱۳۷	
بیشترین قدرت قابل تولید (غیر همروز)	۹۳۲۳	۱۰۵۷۹	۱۰۹۳۸	۱۱۸۵۳	۱۲۹۸۵	۱۴۰۹۸	۱۵۹۷۸	۱۷۳۲۰	۱۹۳۰۵	

جدول (۱۴-۴): مقایسه عملکرد قدرت نصب شده وزارت نیرو با شاخص برنامه دوم

تا پایان سال ۱۳۷۵

شرح	ظرفیت تا پایان سال ۱۳۷۵ (مگاوات)		درصد تحقق
	برنامه	عملکرد	
نیروگاه برق آبی	۱۹۶۸	۱۹۶۹	۱۰۰
نیروگاه بخاری	۱۱۷۴۹	۱۱۶۲۱	۹۹
نیروگاه گازی و گازی سیکل ترکیبی	۸۸۵۷	۸۰۱۷	۹۰/۵
بخش بخار سیکل ترکیبی	۵۵۰	۱۵۰	۲۷/۳
دیزلی	۶۵۸	۶۶۳	۱۰۰/۷
جمع	۲۳۷۸۲	۲۲۴۲۰	۹۴/۳

طی سالهای برنامه دوم ۷۰۱۱ مگاوات قدرت اسمی به شبکه و سیستم برق کشور (وزارت نیرو) اضافه خواهد شد. از این مقدار ۱۴۴۶ مگاوات برق آبی، ۲۷۶۲ مگاوات بخاری و ۲۸۰۳ مگاوات از نوع سیکل ترکیبی خواهد بود.

قابل ذکر است که مجموع قدرت نامی سال ۱۳۷۸ نسبت به رقم برنامه دوم که ۲۹۹۸۵ مگاوات بوده است، ۹/۴ درصد کمتر است. مجدداً یادآور می شود که اساساً در برآوردهای کلان احتمال تغییرات و افزایش اهداف در صورت گشایش مالی، تغییرات اصول برنامه، ضرورت تأمین نیازهای با اولویت و ... همواره نقش مهمی ایفاء کرده و خواهد کرد.

با فرض عملکرد پیش بینی در توزیع مجموع قدرت نامی وزارت نیرو، سهم نیروگاههای آبی افزایش، سهم نیروگاههای بخاری تقریباً ثابت، سهم نیروگاههای گازی کاهش و سهم سیکل ترکیبی افزایش خواهد داشت. بر این اساس انتظار می رود سیستم برق از قابلیت اطمینان بیشتری برخوردار شده و در وضعیت شاخصهای بهره برداری تحولات چشمگیری بوقوع بپیوندد.

جدول (۱۵-۴): روند احداث و توسعه نیروگاههای برق وزارت نیرو
(برنامه دوم توسعه)

نام نیروگاه	تعداد واحد نهایی	ظرفیت هر واحد (مگاوات)	جمع قدرت نیروگاه (مگاوات)	افزایش سالیانه ظرفیت (مگاوات)				
				۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸
الف - واحدهای آبی								
۱- کارون جریانی ۴- گذارلندر	۴	۲۵۰	۱۰۰۰	—	—	—	—	۵۰۰
۲- توسعه عباسپور	۴	۲۵۰	۱۰۰۰	—	—	—	—	۷۵۰
۳- کرخه	۳	۱۳۳	۴۰۰	—	—	—	—	۱۳۳
۴- کوهرنگ	۳	۱۱/۷	۳۵	—	—	—	—	۳۵
۵- مغان	۲	۶/۵	۱۳	—	—	—	—	۱۳
۶- ساوه	۲	۲/۵	۵	—	—	۵	—	—
	۲	۵	۱۰	—	۱۰	—	—	—
جمع واحدهای برق آبی	۲۰	—	۲۴۶۳	—	۱۰	۵	—	۱۴۳۱
ب - واحدهای بخاری								
۱- همدان	۴	۲۵۰	۱۰۰۰	۵۰۰	—	—	—	—
۲- رامین - اهواز	۴	۳۱۵	۱۲۶۰	۳۱۵	—	—	—	—
۳- توسعه منتظری - اصفهان	۴	۲۰۰	۸۰۰	—	—	۴۰۰	۴۰۰	—
۴- شازند - اراک	۴	۳۲۵	۱۳۰۰	—	—	—	—	۳۲۵
۵- توسعه رامین - اهواز	۲	۳۱۵	۶۳۰	—	—	۳۱۵	۳۱۵	—
۶- ایرانشهر	۴	۶۴	۲۵۶	—	۶۴	۱۲۸	—	—
جمع واحدهای بخاری	۱۳	—	۵۲۴۶	۸۱۵	۶۴	۸۴۳	۷۱۵	۳۲۵
ج - واحدهای گازی								
۱- سمنان - جابجایی ظرفیت	۲	۱۰	۲۰	—	—	۱۰	۱۰	—
۲- زاهدان - جابجایی ظرفیت	۱	۳۰	۳۰	۳۰	—	—	—	—
۳- کنگان - جابجایی ظرفیت	۱	۱۸/۵	۱۸/۵	—	—	۲۵	—	—
جابجایی ظرفیت	۱	۱۳	۱۳	۱۳	—	—	—	—
جابجایی ظرفیت	۳	۱۹	۵۷	—	—	۵۷	—	—
۴- بخش گازخورشیدی یزد (جابجایی)	۲	۵۰	۱۰۰	—	—	۱۰۰	—	—
جمع واحدهای گازی	۰	—	۰	—	—	۰	۰	—
د - سیکل ترکیبی (بخش گازی)								
۱- شهید رجایی	۶	۱۲۳/۴	۷۴۰	۱۲۳/۴	—	—	—	—
۲- فارس	۶	۱۲۳/۴	۷۴۰	۶۱۷	—	۱۲۳/۴	—	—
۳- نیشابور	۶	۱۲۳/۴	۷۴۰	—	۴۹۴	—	—	—
۴- خوی	۲	۱۲۳/۴	۲۴۷	—	—	۲۴۷	—	—
جمع سیکل ترکیبی (بخش گازی)	۱۵	—	۲۴۶۷	۷۴۰	۴۹۴	۳۷۰	۲۴۵	—
ه - بخش بخار سیکل ترکیبی								
۱- قم	۳	۱۰۰	۳۰۰	—	—	۲۰۰	—	۱۰۰
۲- گیلان	۳	۱۴۸	۴۴۴	—	۱۴۸	۲۹۶	—	—
۳- منتظر قائم - تهران	۳	۱۰۵	۳۱۵	—	—	—	—	۲۱۰
جمع سیکل ترکیبی (بخش بخاری)	۸	—	۱۰۵۹	—	۱۴۸	۴۹۶	—	۳۱۰
مجموع واحدهای سیکل ترکیبی	۲۳	—	۳۵۲۶	۷۴۰	۶۴۲	۸۶۶	۲۴۵	۳۱۰
جمع کل (واحدهای برنامه دوم)	۵۶	—	۱۱۲۳۵	۱۵۵۵	۷۱۶	۱۷۱۴	۹۶۰	۲۰۶۶

توضیحات:

- در جمع واحدها، صرفاً جمع آن عده که طی دوره ۷۸-۱۳۷۴ به بهره‌برداری رسیده یا خواهند رسید، آمده است. این رقم برای واحدهای آبی معادل جمع تعداد نامی نیز می‌باشد، ولی مثلاً از واحدهای بخاری فقط ۱۳ واحد طی دوره مزبور اجرا شده یا می‌شود. از واحدهای گازی سیکل ترکیبی ۱۵ و از بخش بخار واحد در مجموع ۲۳ واحد سیکل ترکیبی به مدار آمده و می‌آید. جمع کل این تعداد ۵۶ واحد مختلف است.
- از سد ساوه علیرغم اینکه در سایر آمارها با ظرفیت ۱۵ مگاوات در سال ۷۵ یاد شده ولی در واقع ۱۰ مگاوات آن بهره‌برداری شده و مابقی به سال ۷۶ ارتباط دارد.
- ظرفیت نامی واحدهای بخاری سیکل ترکیبی گیلان در سایر آمارها ۱۵۰ و در این جدول با ملاحظات ۱۴۸ مگاوات ذکر شده است.
- ظرفیت بهره‌برداری شده یا طی دوره ۷۸-۱۳۷۴ جمعاً ۷۰۱۱ مگاوات است. ۲۰/۱۶ درصد این قدرتها برق آبی، ۳۹/۴ درصد بخاری و ۴۰ درصد بصورت سیکل ترکیبی است. واحدهای گازی که نصب خواهند شد، صرفاً به صورت انتقال از واحدهای موجود است.

جدول (۴-۱۶): پیش‌بینی ساختار توزیع مجموع قدرت نامی وزارت نیرو

نوع نیروگاه	ظرفیت در پایان ۱۳۷۵		ظرفیت در پایان ۱۳۷۸	
	مقدار - مگاوات	درصد	مقدار - مگاوات	درصد
برق آبی	۱۹۶۹	۸/۸	۳۴۰۰	۱۲/۵
بخاری	۱۱۶۲۱	۵۱/۸	۱۳۵۰۴	۴۹/۷
گازی	۳۷۴۴	۱۶/۷	۳۷۴۴	۱۳/۸
سیکل ترکیبی	۴۴۲۳	۱۹/۷	۵۸۴۴	۲۱/۵
دیزلی	۶۶۳	۳/۰	۶۵۸	۲/۵
جمع	۲۲۴۲۰	۱۰۰/۰	۲۷۱۵۰	۱۰۰/۰

جدول (۴-۱۷): مقایسه برآورد مجموع قدرت اسمی نیروگاههای وزارت نیرو با اهداف

برنامه دوم توسعه در پایان سال ۱۳۷۸

شرح	مقادیر پیش‌بینی شده (مگاوات)	هدف برنامه دوم (مگاوات)	نسبت پیش‌بینی به برنامه (درصد)
نیروگاههای آبی	۳۴۰۰	۳۶۶۶	۹۲/۸
نیروگاههای بخاری	۱۳۵۰۴	۱۳۴۹۴	۱۰۰
نیروگاههای گازی	۳۷۴۴	۴۹۲۷	۷۶
نیروگاههای سیکل ترکیبی	۵۸۴۴	۷۲۴۱	۸۰/۷
نیروگاههای دیزلی	۶۵۸	۶۵۸	۱۰۰
جمع قدرت نامی	۲۷۱۵۰	۲۹۹۸۵	۹۰/۵

بنابراین با فرض عدم تغییر اهداف برنامه (که به نظر می‌رسد حداقل یکبار مورد تجدید نظر قرار گرفته باشند)، اجراء بخشهای توربین گاز سیکل ترکیبی نسبت به اهداف، تأخیر و شاید تقلیل نسبتاً زیادی داشته باشند.

اگر در مقادیر پیش‌بینی شده تا پایان ۱۳۷۸، ۱۰۰۰ مگاوات نیروگاه اتمی بوشهر (انرژی اتمی)، ۱۰۰ مگاوات نیروگاه خورشیدی یزد (وزارت نیرو)، ۲۰ مگاوات آبی کوچک (جهاد سازندگی) و بالاخره در حدود ۳۰ مگاوات نیروگاه‌های بادی (انرژی اتمی) منظور شوند در این صورت رقم ۲۷۱۵۰ به ۲۸۳۰۰ مگاوات و نسبت رقم اخیر به میزان هدف به معادل ۹۴/۴ درصد می‌رسد.^(۱) در این صورت با اغماض از افزایش قدرت واحدهای وزارت نیرو بدلیل بازسازی و نوسازی، فقط ۵/۶ درصد تأخیر نسبت به هدف وجود خواهد داشت.

در زمینه افزایش قدرت اسمی توسط صنایع، تنها مورد قابل بحث نیروگاه ذوب‌آهن اصفهان است که به دلیل برخورداری از گاز قابل بازیاب کک و وجود ظرفیت اضافی دیگهای بخار به نظر می‌رسد تا پایان سال ۱۳۷۸ نسبت به اضافه کردن یک ژنراتور ۵۰ مگاواتی جدید توفیق یابد. بنابراین با گذشت زمان از اهمیت نسبی سهم قدرت نصب شده صنایع بزرگ و سایر مؤسسات به تدریج کاسته خواهد شد. توزیع استانی نیروگاههای آبی نشان می‌دهد که تا پایان سال ۱۳۷۸، ۱۳۸۳ مگاوات نیروگاه آبی و ۶۳۰ مگاوات بخاری به ظرفیت فعلی استان خوزستان اضافه خواهد شد. بنابراین سهم این استان در نیروگاههای آبی کشور کماکان در ردیف اول قرار می‌گیرد. افزایش یک واحد بخاری ۸۰۰ مگاوات همین شرایط را برای استان اصفهان ایجاد خواهد کرد. در مراحل بعدی با توسعه سیکل ترکیبی به ترتیب وضعیت استانهای گیلان، فارس، خراسان و قم بهبود می‌یابد.

همچنین استان مرکزی برای اولین بار در سال ۱۳۷۸ دارای یک واحد بخاری ۳۲۵ مگاواتی خواهد بود.

علیرغم پهنای کشور، ضریب همزمانی مصرف استانها تقریباً یکسان است و این روند در استانهای سردسیر که بعضاً حداکثر بار آنها با اختلاف ناچیزی نسبت به فصل تابستان، هنوز در زمستان اتفاق می‌افتد نیز به تدریج و بدلیل استفاده از وسایل سرمایشی در حال تغییر به نظر می‌رسد. بنابراین وجود نیروگاه در استانهای مختلف ضمن پوشش تبعات اقتصادی و اجتماعی، از جهت ارتقاء عوامل فنی سیستم برق منطقه‌ای مؤثر و مفید خواهد بود.

۱- نصب توربین‌های انبساطی در محل ورود گاز به صنایع و پالایشگاههای کشور به تنهایی امکان تأمین ۳۵۰ مگاوات قدرت تولید برق را در اختیار قرار می‌دهد.

۴- تولید انرژی الکتریکی

“بدون برق نه توسعه‌ای خواهد بود و نه فرار از فقر”^(۱)

در سال ۱۹۹۲، ۲ میلیارد نفر از مردم جهان هنوز بدون برق بوده‌اند و این در حالی است که اکثر قریب به اتفاق وسایل و لوازم خانوار در کشورهای پیشرفته با برق کار می‌کنند.

اگر چه تأمین نیازهای برقی در کشورهای در حال توسعه با شدت ادامه دارد و به عنوان مثال تولید برق در قاره آسیا از ۱۹۸۳ تا ۱۹۹۴ معادل ۱۴۰ درصد رشد نموده، ولی هنوز هم بی برقی و خاموشی در پاره‌ای از کشورهای پرجمعیت یا کم‌درآمد این قاره، ادامه دارد. به دلیل همین نیازهای تأمین نشده، رشد سالیانه تقاضای برق در بعضی از کشورهای قاره آسیا به ۱۵ تا ۱۶ درصد می‌رسد، در حالیکه در کشورهای با وضعیت بهتر همین قاره این رقم به ۵ تا ۱۰ درصد کاهش می‌یابد. شاخص مذکور در کشورهای صنعتی نزدیک به ۲ درصد در سال است.

تولید انرژی الکتریکی در کشور همواره سیر صعودی داشته و حتی در سالهای جنگ تحمیلی این روند با شدت کمتری به چشم می‌خورد. متوسط رشد تولید برق در دوره (۵۷-۱۳۴۶) به ۲۲/۶ درصد می‌رسد و همین شاخص در دوره (۶۲-۱۳۵۷) به ۱۱/۹ درصد کاهش پذیرفته و تقریباً تا سال پایان جنگ تحمیلی (۶۷) استمرار داشته است. قابل ذکر است که وجود خاموشیهای گسترده طی دوران اخیر الذکر ضرورت بکارگیری بیشتر تأسیسات تولید برق در بخشهای صنعتی و تجاری و حتی در مجموعه‌های بزرگ مسکونی را ایجاد می‌نموده که طبعاً از میزان تولید انرژی آنها اطلاعاتی در دست نمیباشد. این نقیصه کماکان در حال حاضر (به استثناء صنایع بزرگ) وجود دارد ولی در مقایسه به دلیل عدم به کارگیری این گونه تجهیزات پس از رفع مشکل خاموشیها می‌توان از سهم قابل اغماض مزبور گفتگو کرد. هنوز هم در آمارهای منتشره برق، میزان انرژی الکتریکی سایر مؤسسات (به مثابه قدرت آنها) براساس تخمین درج می‌شود.

انتظار می‌رود که با افزایش تدریجی نرخ برق، پاره‌ای از صنایع متوسط و کوچک دارای تجهیزات از سال ۱۳۷۳ به بعد شروع به تولید مجدد برق به ویژه در ساعات گرانی نرخ پیک کرده باشند. اما به هر صورت سهم این گونه تولیدات به علاوه صنایع بزرگ نمی‌تواند بیش از ۳۵ درصد باشد. یکی دیگر از مشخصات تقاضای انرژی الکتریکی در شرایط متعادل اقتصادی، انتظار کاهش تدریجی نرخ رشد است که این وضعیت در ارقام تولید طی سالهای برنامه دوم دیده می‌شود.

جدول (۱۸-۴): روند تغییرات تولید انرژی الکتریکی در کشور

(۷۵-۱۳۴۶)

(میلیون کیلو وات ساعت)

سال	وزارت نیرو	متوسط درصد رشد سالانه	صنایع بزرگ و سایر مؤسسات	جمع کل کشور	متوسط درصد رشد سالانه
۱۳۴۶	۱۸۴۲	—	۲۲۹۱	۴۱۳۳	—
۱۳۵۷	۱۷۳۸۶	۲۲/۶	۲۴۶۱	۱۹۸۲۹	۱۵/۳
۱۳۶۲	۳۰۵۰۹	۱۱/۹	۲۵۰۰	۳۳۰۰۹	۱۰/۷
۱۳۶۷	۴۳۷۷۵	۷/۵	۳۸۲۵	۴۷۶۰۰	۷/۶
۱۳۶۸	۴۸۷۲۵	۱۱/۳	۳۹۸۷	۵۲۷۱۲	۱۰/۷
۱۳۶۹	۵۴۸۹۶	۱۲/۷	۴۲۰۶	۵۹۱۰۲	۱۲/۱
۱۳۷۰	۵۹۷۱۰	۸/۸	۴۴۱۶	۶۴۱۲۶	۸/۵
۱۳۷۱	۶۳۷۸۲	۶/۸	۴۸۳۷	۶۸۶۱۹	۷/۰
۱۳۷۲	۷۱۳۳۵	۱۱/۸	۴۶۷۹	۷۶۰۱۴	۱۰/۸
۱۳۷۳	۷۷۰۸۶	۸/۱	۴۷۹۲	۸۱۸۷۰	۷/۷
۱۳۷۴	۸۰۰۴۴	۳/۸	۴۹۲۵	۸۴۹۶۹	۳/۸
۱۳۷۵	۸۵۸۲۵	۷/۲	۵۰۲۶	۹۰۸۵۱	۶/۹

از کل تولید ناویژه نیروگاههای وزارت نیرو در سال ۱۳۷۵، ۹/۴ درصد در خارج از شبکه (خراسان و سیستان و بلوچستان) و مابقی در شبکه سراسری تولید شده است. تفاوت تولید ناویژه با ویژه در کاهش مصارف داخلی نیروگاههاست، که بر این اساس طی سال ۱۳۷۵ به ترتیب ۷۳۶۱۸ میلیون کیلووات ساعت در شبکه سراسری و ۷۶۳۸ میلیون کیلووات ساعت در خارج از شبکه انرژی الکتریکی ویژه (خالص) منتقل و توزیع شده است.

جدول (۱۹-۴) ضمن اینکه روند تولید در شبکه سراسری برق کشور را وضوح می بخشد به بررسی تغییرات در میزان خاموشیهای سالیانه (انرژی خاموش شده یا ارائه نشده) و هم آن بخش که با افت فرکانس تأمین شده، می پردازد.

در شبکه سراسری طی دوره دهساله ۷۵-۱۳۶۵، بالاترین میزان خاموشی در سال ۱۳۶۷، بیشترین انرژی تأمین شده از طریق افت فرکانس در سال ۱۳۷۰ و کمترین همین آمار به ترتیب در سال ۱۳۷۵ و ۱۳۷۳ بوده است.

جدول (۱۹-۴): روند تولید انرژی الکتریکی، خاموشی و معادل افت فرکانس در شبکه سراسری برق کشور (۷۵-۱۳۶۵)

(میلیون کیلو وات ساعت)

سال	تولید ناویژه	خاموشی	معادل افت فرکانس	نیاز مصرف
۱۳۶۵	۳۵۹۵۴	۱۳۴۰	۶۶	۳۷۳۶۰
۱۳۶۶	۳۹۱۲۵	۱۰۲۳	۱۱۸	۴۰۲۶۶
۱۳۶۷	۴۰۱۹۲	۲۲۲۷	۵۸۵	۴۳۰۰۴
۱۳۶۸	۴۴۷۷۷	۴۳۰	۲۳۹	۴۵۴۴۶
۱۳۶۹	۵۰۴۲۸	۱۱۳۲	۵۲۷	۵۲۰۸۷
۱۳۷۰	۵۵۲۲۳	۹۲۰	۷۵۸	۵۶۹۰۱
۱۳۷۱	۵۹۳۸۱	۴۱۱	۲۱۱	۶۰۰۰۳
۱۳۷۲	۶۶۸۵۸	۱۲۶	۴۷	۶۷۰۳۱
۱۳۷۳	۷۱۲۳۴	۲۲	۱۶	۷۱۲۷۲
۱۳۷۴	۷۴۶۳۹	۳۲	۴۶	۷۴۷۱۷
۱۳۷۵	۸۰۱۸۶	۱۵	۱۰۱	۸۰۳۰۲

توضیحات:

- ۱- در نیاز مصرف سالهای ۱۳۷۳ تا ۱۳۷۵ به ترتیب ۱۹۵، ۱۵۷، ۳۸۴، میلیون کیلو وات ساعت صادرات برق منظور شده است.
- ۲- با توجه به اینکه از اطلاعات دیسپاچینگ استفاده شده، احتمال اختلافات اندک با آمارهای برق (صنعت برق) در زمینه مقدار تولید و مصرف وجود دارد. به عنوان نمونه طبق آمار برق تولید برق در شبکه سراسری وزارت نیرو با اضافه صنایع بزرگ در سال ۱۳۷۵ معادل ۷۹۹۰۰ میلیون کیلو وات ساعت است که با رقم جدول ۲۸۶ میلیون کیلو وات ساعت اختلاف دارد. علیرغم اختلافات اندک مزبور هدف این جدول ارائه کاهش خاموشیها و در مجموع افزایش روند تولید و مصرف است.
- ۳- در سال ۱۳۶۷ میزان خاموشی مشترکین به رقم ۹ ساعت در شبانه روز رسیده است.

جدول (۲۰-۴): سهم نیروگاههای وزارت نیرو و صنایع بزرگ در تأمین نیاز مصرف انرژی کل کشور

(درصد)

شرح	۱۳۶۷	۱۳۷۲	۱۳۷۴	۱۳۷۵
نیاز مصرف (میلیون کیلووات ساعت)	۴۷۹۱۷	۷۳۳۸۳	۸۲۰۸۷	۸۸۰۰۹
سهم تأمین شده توسط نیروگاههای آبی وزارت نیرو	۱۵/۲	۱۳/۴	۸/۹	۸/۳۸
سهم تأمین شده توسط نیروگاههای بخاری وزارت نیرو	۵۶/۳	۶۵/۶	۶۸/۱	۷۰/۹
سهم تأمین شده توسط نیروگاههای گازی وزارت نیرو	۱۷/۰	۱۶/۹	۱۹/۷	۱۷/۵۹
سهم تأمین شده توسط نیروگاههای دیزلی وزارت نیرو	۲/۸	۱/۳	۰/۹	۰/۶۹
سهم تأمین شده توسط وزارت نیرو	۹۱/۳	۹۷/۴	۹۷/۶	۹۷/۶
سهم تأمین شده توسط صنایع بزرگ	۲/۸	۲/۶	۲/۴	۲/۴
سهم تأمین نشده	۵/۹	۰/۲	—	—
جمع کل	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰

توضیحات:

- ۱- مقدار انرژی خاموشی (تأمین نشده) در سالهای ۱۳۷۴ و ۱۳۷۵ قابل اغماض است. مثلاً این رقم در سال ۱۳۷۴، ۶۱ و در سال ۱۳۷۵، ۴۹ میلیون کیلو وات ساعت بوده است.
- ۲- در این جدول کماکان سهم تولید سایر مؤسسات منظور نشده است.
- ۳- اگر براساس گروه بندی نیروگاههای گازی به سیکل ترکیبی و گازی اقدام شود، از ۱۷/۵۹ درصد مقدار ۶/۱ درصد توسط نیروگاههای صرفاً گازی و مابقی (۱۱/۴۹ درصد) بوسیله نیروگاههای سیکل ترکیبی (موجود و آتی) تولید گردیده است، که همین ارقام حاکی از افزایش سهم عملکرد نیروگاههای سیکل ترکیبی می باشد.
- ۴- تولید ناخالص صنایع بزرگ در سال ۱۳۷۵ برابر با ۲۱۳۵ میلیون کیلو وات ساعت است.
- ۵- رشد نیاز مصرف ۱۳۷۵ به ۱۳۷۴ معادل ۷/۲ درصد است. در نیاز مصارف هر سه سال، صادرات برق منظور گردیده است.

تولید انرژی الکتریکی به دلیل عدم امکان ذخیره سازی آن تابع تغییرات روزانه، فصلی و سالیانه است. از سوی دیگر شرایط آب و هوایی که عامل اساسی در مصرف برق خانگی و تجاری محسوب می شود بر عملکرد نیروگاههای برق آبی اثر مستقیم و در عملکرد سایر انواع نیروگاهها اثرات جانبی می گذارد. در شناخت توانائیهها و محدودیتهای یک سیستم برق به همان اندازه که ترکیب و ساختار تشکل قدرت عملی اهمیت دارد، میزان تولید انرژی الکتریکی از واحدهای در اختیار حائز اهمیت است. به همین دلیل شاخص مقدار تولید بزاء یک مگاوات یا (کیلو وات) قدرت عملی معیار مناسبی در ارزیابی توانائیهای برق کشورهای مختلف است و در اکثر آمارهای جهانی مورد استفاده می باشد. در عین حال که این شاخص تابع رفتار مصرف کنندگان جامعه است، منعکس کننده سطح فن آوری در شبکه برق به شمار می آید. به همین دلیل معمولاً معیار مذکور در کشورهای پیشرفته با کشورهای فقیر و یا در حال

توسعه اختلاف دارد. متوسط انرژی الکتریکی تولید شده بازاء یک کیلو وات قدرت عملی در جهان (سال ۱۹۹۴) برابر با ۴۲۴۰ کیلو وات ساعت، و همین رقم در کره جنوبی ۵۸۷۴ و در عراق ۳۷۲۵ کیلووات ساعت بوده است. این شاخص در ایران و برای سال ۱۳۷۵ معادل ۳۶۷۴ کیلووات ساعت به ازای یک کیلووات قدرت عمل می باشد.

ارقام سال ۱۳۷۵ حاکی از کاهش اندک در تولید برق آبی و گازی (مجموع سیکل ترکیبی و گازی)، افزایش در تولید بخاری و بالاخره کاهش سهم نیروگاههای دیزلی می باشد.

براساس اهداف برنامه دوم، مقرر بوده تا میزان تولید انرژی الکتریکی وزارت نیرو در سال ۱۳۷۵ به ۹۱/۲ میلیارد کیلو وات ساعت برسد. بنابراین میزان تحقق هدف در این سال به ۹۴/۱ درصد رسیده است. واقعیت این است که تولید انرژی الکتریکی همانطوریکه تشریح شد اساساً تابع عوامل خارج از حیطه اقتدار وزارت نیرو بوده و تابع اقتصاد کلان و ضوابط رشد و توسعه آن می باشد.

جدول (۲۱-۴): روند تغییرات سهم انواع نیروگاههای وزارت نیرو از تولید انرژی الکتریکی (۷۵-۱۳۴۶)

سال	آبی	بخاری	گازی	سیکل ترکیبی		دیزلی
				بخاری	گازی	
۱۳۴۶	۳۵/۸	۳۹/۷	۳/۱	—	—	۲۱/۱
۱۳۵۷	۳۶/۰	۳۶/۳	۲۲/۶	—	—	۵/۱
۱۳۶۲	۲۰/۳	۵۳/۴	۲۲/۴	—	—	۳/۹
۱۳۶۳	۱۶/۹	۵۳/۷	۲۵/۸	—	—	۳/۶
۱۳۶۴	۱۵/۱	۵۵/۰	۲۶/۱	—	—	۳/۸
۱۳۶۵	۱۹/۳	۵۸/۶	۱۸/۳	—	—	۳/۸
۱۳۶۶	۱۹/۷	۵۹/۶	۱۷/۲	—	—	۳/۵
۱۳۶۷	۱۶/۷	۶۱/۶	۱۸/۶	—	—	۳/۱
۱۳۶۸	۱۵/۴	۶۷/۸	۱۴/۳	—	—	۲/۵
۱۳۶۹	۱۱/۱	۷۰/۷	۱۵/۹	—	—	۲/۳
۱۳۷۰	۱۱/۸	۷۰/۲	۱۵/۸	—	—	۲/۲
۱۳۷۱	۱۴/۶	۶۶/۴	۱۷/۰	—	—	۲/۰
۱۳۷۲	۱۳/۸	۶۷/۵	۱۱/۷	—	۵/۷	۱/۳
۱۳۷۳	۹/۷	۶۹/۲	۱۰/۰	—	۱۰/۰	۱/۱
۱۳۷۴	۹/۱	۶۹/۸	۷/۱	—	۱۳/۱	۰/۹
۱۳۷۵	۸/۶	۷۲/۷	۶/۵	(۱)	۱۱/۵	۰/۷

توضیحات:

- ۱- میزان تولید بخش بخار سیکل ترکیبی گیلان در سال ۱۳۷۵ معادل با ۴/۲ میلیون کیلو وات ساعت بوده است. با روند نصب این نوع واحدها به نظر می رسد در سال ۱۳۷۶ و بعد این نسبت رشد چشمگیری داشته باشد.

جدول (۲۲-۴): اهداف توليد انرژی الکتریکی وزارت نیرو در برنامه پنجساله دوم

شرح	۱۳۷۴	۱۳۷۵		۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	درصد رشد
		واقعی	هدف				
تولید انرژی الکتریکی - میلیاردها کیلووات ساعت	۸۰	۸۵/۸	۹۱/۳	۹۹	۱۰۷/۸	۱۱۶/۴	۸
تولید سرانه - کیلووات ساعت بر نفر	۱۳۸۸	۱۴۲۹	۱۴۴۴	۱۵۳۲	۱۶۲۸	۱۷۱۶	۵/۴

توضیحات :

- ۱- اگر تولید سایر مؤسسات (شامل صنایع بزرگ) یعنی ۵۰۲۶ میلیون کیلووات ساعت نیز به حساب آید، تولید سرانه در کشور طی سال ۱۳۷۵ معادل ۱۵۱۳ کیلووات ساعت بر نفر خواهد بود. بدون احتساب سایر مؤسسات میزان تحقق نسبت به هدف برنامه در سال ۱۳۷۵، برابر با ۹۹ درصد و با منظور کردن آن ۱۰۴/۸ درصد می باشد. اگر هدف سال ۱۳۷۵ را بر اساس ارقام تجدید نظر شده ۱۴۱۰ در نظر بگیریم، عملکرد سال ۱۳۷۵ یک درصد بیش از مقدار تعیین شده بوده است.

جدول (۲۳-۴): تولید انرژی الکتریکی در بعضی از کشورهای جهان: ۱۹۹۴

نام کشور	تولید انرژی الکتریکی (میلیون کیلووات ساعت)	تولید سرانه (کیلووات ساعت بر نفر)
پاکستان	۵۷۱۴۷	۴۱۸
مصر	۴۷۹۲۰	۷۷۷
ونزوئلا	۷۳۱۱۶	۳۴۰۵
ترکیه	۷۸۳۲۲	۱۲۸۰
کره جنوبی	۱۸۵۹۹۳	۴۱۷۴
عراق	۲۷۰۶۰	۱۳۵۸
ایران	۸۱۸۷۰	۱۴۶۶

۵- تولید سرانه انرژی الکتریکی

همانگی و یا سرعت رشد تولید سرانه نسبت به رشد جمعیت نشان می دهد که بهره وری از تأسیسات برق موجود و اضافه کردن آن متناسب و یا حتی بیشتر از نیازهای فعلی رشد کرده است.

در سالهای پس از انقلاب اسلامی علیرغم رشد سریع جمعیت ، افزایش تولید سرانه انرژی الکتریکی در کشور ملاحظه می شود .

جدول (۲۴-۴): روند تغییرات تولید سرانه انرژی الکتریکی در کل کشور

(۱۳۴۶-۷۵)

سال	تولید سرانه (کیلووات ساعت)	متوسط رشد سالیانه (درصد)
۱۳۴۶	۱۵۶	—
۱۳۵۷	۵۴۵	۱۲
۱۳۶۲	۷۸۵	۷/۵
۱۳۶۷	۹۱۷	۳/۲
۱۳۶۸	۹۹۱	۸/۱
۱۳۶۹	۱۰۸۴	۹/۴
۱۳۷۰	۱۱۴۹	۶/۰
۱۳۷۱	۱۲۰۰	۴/۴
۱۳۷۲	۱۲۹۷	۸/۱
۱۳۷۳	۱۳۶۵	۵/۲
۱۳۷۴	۱۳۸۸	۱/۷
۱۳۷۵	۱۵۱۳	۹/۰

بدیهی است تغییرات شرایط جوی ، بهبود اوضاع اقتصادی ، عملکرد صنایع و به ویژه کارخانجات بزرگ و ... نیز بر این شاخص تأثیر می گذارند . اگر صرفاً تولید انرژی توسط وزارت نیرو و صنایع بزرگ ، به دلیل ارقام دقیق در دسترس ملاک محاسبه قرار می گرفت ، در این صورت تولید سرانه سالهای ۱۳۷۴ و ۱۳۷۵ به ترتیب معادل ۱۳۴۱ و ۱۴۲۹ کیلو وات ساعت بر نفر می شود که کماکان حاکی از رشد ۶/۶ درصد است . طی سال ۱۹۹۴ ، تولید سرانه آلمان ۶۴۹۹ ، یونان ۳۹۰۰ ، الجزایر ۷۲۸ ، مصر ۷۷۷ ، اندونزی ۳/۵ ، ونزوئلا ۳۴۲۰ و ترکیه ۱۲۸۹ کیلو وات ساعت بر هر نفر جمعیت بوده است .

۶- مصارف داخلی نیروگاهها و تلفات شبکه انتقال و توزیع برق

بخشی از انرژی ناویژه نیروگاهها به مصرف چرخه تولید در خود نیروگاه و تأسیسات جانبی آن می‌رسد.

با کسر این‌گونه مصارف داخلی، انرژی خالص یا ویژه تولیدی هر نیروگاه مشخص می‌گردد.

مصرف داخلی نیروگاه یکی از عوامل مهم در طراحی و ساخت و همین‌طور در عملیات بهره‌برداری تلقی می‌شود. نحوه کارکرد واحد و عبارتی ضریب ظرفیت آن، سطح مهارت‌های بهره‌بردار، شرایط محیطی و ... بر میزان مصرف داخلی تأثیر دارند. به همین دلیل کاهش این‌گونه مصارف به عنوان یکی از شاخصهای مهم مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. مصارف داخلی واحدهای نیروگاهی برحسب نوع آنها و طبعاً تنوع و تعدد تجهیزات مختلف، تفاوت دارند. بطور مثال در نیروگاه بخاری که ضرورت جابجایی حجم عظیمی از بخار و گاز ضرورت دارد، این رقم بالاتر از واحدهای برق‌آبی و همین‌طور توربینهای گازی است.

متوسط مصرف داخلی نیروگاههای وزارت نیرو در دو سال ابتدایی برنامه پنج ساله اول، ۵/۳ درصد و در سه سال پایانی آن ۵ درصد بوده است. براساس برنامه دوم تا انتهای سال ۱۳۷۸ این رقم بایستی به ۴/۸ درصد کاهش پیدا کند. اهمیت این شاخص عاملی بوده که طی دو سال اخیر ضمن نصب لوازم اندازه‌گیری مصارف داخلی (در موارد فقدان آنها)، مدیریت‌های شرکت‌های تولید برق با حساسیت بیشتری به مسئله نگاه کرده و برای کاهش آن راه کارهای متعددی را اجراء نموده‌اند.

انرژی الکتریکی ویژه به شبکه‌های انتقال، فوق توزیع و بالاخره شبکه‌های توزیع برق تحویل داده می‌شود. بخش قابل توجهی از انرژی مزبور در این‌گونه مدارات به صورت گرما تلف می‌شود. تلفات شبکه‌های برق تابع طول آنها، نوع هادیها، میزان قدرت عبوری و ... است. از طرفی نحوه عمل مصرف کننده که ضریب بار^(۱) مصرف نشان دهنده آن است، با میزان اتلاف انرژی الکتریکی رابطه مستقیم دارد. تلفات شبکه‌های برق نیز از معیارهای مهم برنامه ریزی به حساب می‌آید و کاهش آن تا حد دلخواه و ممکن از اهداف برنامه توسعه است. شرایط آب و هوایی، کیفیت مصرف و الگوی آن، پراکندگی مناطق مصارف، طول شبکه‌های توزیع شهری و روستایی و در آخرین مرحله وجود انشعابات غیرمجاز باعث شده تا این شاخص در کشور مانسبت به بسیاری از کشورهای در حال توسعه نیز بیشتر باشد. تلفات شبکه‌های انتقال و فوق توزیع کشور نزدیک به ۳/۵ تا ۴ درصد تولید ناخالص نیروگاهها است و معادل ۱۱ تا ۱۲ درصد نیز در شبکه‌های توزیع تلف می‌شود. میزان تلفات شبکه‌ها در سال ۱۳۷۳ و ۱۳۷۴، ۱۵/۵ درصد بوده و در سال ۷۵ طبق برنامه باید به ۱۲/۱ درصد تقلیل می‌یافت که در عمل طی سال ۱۳۷۵ نیز مجموع تلفات به ۱۵/۵ درصد تولید ناخالص رسیده و به عبارتی ۲۸ درصد بیش از هدف تعیین شده بوده است. جدول (۲-۲۵) عملکرد و اهداف برنامه دوم توسعه در رابطه با مصارف داخلی و تلفات نیروگاهها را نشان می‌دهد.

جدول (۲۵-۴): روند تغییرات مصارف داخلی نیروگاهها و تلفات شبکه‌های برق کشور

(۱۳۴۶-۷۵)

سال	سهم مصرفی داخلی نیروگاهها (درصد)	سهم تلفات انتقال شبکه (درصد)	سهم تلفات شبکه توزیع (درصد)	کل مصارف داخلی و تلفات شبکه (میلیون کیلووات ساعت)
۱۳۴۶	۵/۵	۱/۲	۱۴/۰	۳۸۱
۱۳۵۷	۴/۸	۳/۰	۹/۷	۲۰۴۱
۱۳۶۲	۴/۳	۳/۵	۹/۸	۵۳۷۰
۱۳۶۷	۴/۸	۳/۳	۹/۳	۷۶۲۸
۱۳۶۸	۵/۳	۳/۸	۱۰/۹	۹۷۵۶
۱۳۶۹	۵/۳	۳/۷	۱۰/۷	۱۰۸۳۹
۱۳۷۰	۵/۰	۳/۵	۹/۲	۱۰۵۳۶
۱۳۷۱	۵/۰	۳/۷	۹/۳	۱۱۶۹۵
۱۳۷۲	۴/۸	۳/۵	۱۱/۰	۱۳۰۲۸
۱۳۷۳	۴/۷	۳/۵	۱۲/۰	۱۵۳۰۶
۱۳۷۴	۴/۹	۳/۵	۱۲/۰	۱۶۰۶۷
۱۳۷۵	۵/۳	۳/۵	۱۲/۰	۱۸۲۸۹

افزایش سهم مصرف داخلی نیروگاهها به نظر می‌رسد ناشی از افزایش سهم نیروگاههای بخاری در تولید برق کشور بوده است.

بهر صورت برای تأمین تقاضای مشترکین برق بایستی ۲۰/۸ درصد علاوه بر نیاز مصرف نهایی تأمین گردد. البته همانطوریکه گفته شد، بخشی از این رقم مربوط به مصارف فاقد کنتور می‌باشد.

جدول (۲۶-۴): عملکرد و اهداف برنامه دوم توسعه در رابطه با مصارف داخلی و تلفات وزارت نیرو

شرح	۱۳۷۴	۱۳۷۵		۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	درصد رشد
		واقعی	هدف				
مصارف داخلی نیروگاهها - درصد	۴/۹	۵/۳	۴/۹	۴/۸	۴/۸	۴/۸	—
تلفات شبکه‌های انتقال - درصد	۳/۵	۳/۵	۳/۶	۳/۵	۳/۵	۳/۵	—
تلفات شبکه‌های توزیع - درصد	۱۲	۱۲	۸/۵	۸/۳	۸/۲	۸/۲	—

توضیحات: اختلاف مشخص بین مقادیر هدف و عملکرد در تلفات شبکه‌های توزیع نشان می‌دهد که با توجه به استمرار این شرایط طی سال

۷۴ و ۷۵، انتظار کاهش آن در سالهای آتی (۱۳۷۶-۷۸) قابل دسترس نخواهد بود.

۷- بررسی خطوط انتقال و توزیع نیروی برق

در سالهای قبل از انقلاب احداث خطوط انتقال نیرو و بخش عمده‌ای از لوازم شبکه‌های توزیع وابسته به خارج بود. با انقلاب اسلامی و ایجاد شرکت‌های تعاونی تولیدی وسیله‌ای برای بروز استعدادها بوجود آمد و با شروع به ساخت لوازم شبکه‌های توزیع، به تدریج کشور در این زمینه خودکفا گردید.

لیکن احداث خطوط انتقال چه در زمینه طراحی و چه در رابطه با نصب به تدریج و در عمل از ابتدای برنامه دوم کاملاً مستقل از خارج شد و به عبارتی سهم ارزی در هزینه احداث آنها به میزان قابل اغماض محدود گردید. امروزه شرکت‌های برق با ساخت پایه‌های بتنی شبکه‌های ۲۳۰ کیلو ولت و کمتر از آن را احداث می‌کنند و در زمینه هادی و لوازم خط اگر مشکلاتی باشد، فقط در رابطه با تأخیر زمانی در ساخت توسط کارخانجات به چشم می‌خورد.

گسترش شبکه‌های برق در سراسر کشور عملاً سطح پوشش برق را به میزان قابل توجهی افزایش داده و ارتباطات شبکه‌های فرا منطقه‌ای (۴۰۰ و در مواردی ۲۳۰ کیلو ولت) به توزیع (دیسپاچینگ) اقتصادی برق تولیدی امکان داده است. از آنجائیکه هدف از ایجاد شبکه‌های بهم پیوسته برخورداری از توان تولیدی منصوبه در نقاط پراکنده، تأمین بار مناطق بر اساس عوامل آب و هوایی یا نیازهای صنعتی و ... با کمترین هزینه تولید و انتقال برق می‌باشد، امید می‌رود در آینده نزدیک این موضوع در رأس وظائف حوزه ستادی امور برق وزارت نیرو قرار گیرد.

عملیات اتصال شبکه خراسان (به عنوان بخش قابل توجهی از آنچه تحت عنوان خارج از شبکه شناخته می‌شود) از تیرماه سال ۱۳۷۵ آغاز گردیده و انتظار می‌رود در سال ۱۳۷۷ این مهم به انجام برسد. در این صورت اختلاف افق بین این منطقه با مرکز کشور می‌تواند در قابلیت‌های شبکه مؤثر باشد. در چنین حالتی انتظار می‌رود از هزینه^(۱) سوخت که بخش مهمی از هزینه‌های جاری مؤسسات برق به شمار می‌رود، کاسته شود. سال ۱۳۷۵ را همانطوریکه گفته شد، به عبارتی سال خطوط انتقال نام داده‌اند.

توجه و پیگیری برای بهبود ارتباط ۴۰۰ کیلو ولت شمال - جنوب و ... از جمله اقدامات مهم در این راستا بوده که بخش عمده آن به مرحله اجرا درآمده است.

از جمله مناطق متصل شده به شبکه‌های فرا منطقه‌ای، کرمانشاه - خرم‌آباد - شوشتر، بوشهر - کازرون، (به منظور اتصال نیروگاه اتمی به شبکه)، و مناطق متصل شده به شبکه ۲۳۰ کیلو ولت، ایلام -

۱- اگر ضریب همزمانی بارهای منطقه‌ای بالا باشد (کما اینکه در ایران رقم ۹۵ درصد و بالاتر به نظر می‌رسد) پتانسیل صرفه‌جویی ناشی از شبکه کاهش می‌یابد. لیکن در بحث شبکه مسایل دیگری از قبیل قابلیت اطمینان سیستم و ... مطرح است.

اسلام آباد، ایرانشهر - خاش، اهر - ارمنستان و ... بوده که ادامه پاره‌ای از آنها در سال ۱۳۷۶ الزامی است. اتصال شبکه انتقال برق کشور به شبکه کشورهای همسایه نیز طی دو سه سال اخیر مورد عنایت خاص بوده و هم‌اکنون علاوه بر ارتباط با ترکیه (که برای افزایش ظرفیت آن تا ۱۰۰ مگاوات اقداماتی در دست انجام بوده که با بهره‌برداری از نیروگاه خوی عملی می‌شود) و آذربایجان، ارتباط با ارمنستان (در سال ۱۳۷۶) به انجام رسیده است.

همچنین در سال ۱۳۷۶ ارتباط ۴۰۰ کیلو ولت استان مازندران با ترکمنستان انجام خواهد شد. اگر چه مقادیر قدرت منتقله به همسایگان هنوز رقم قابل توجهی نیست، ولی انتظار می‌رود در آینده به ارقام عمده‌ای برسد^(۱). صادرات انرژی الکتریکی کشور در سال ۱۳۷۵ به ۳۸۴ میلیون کیلو وات ساعت رسید که بالغ بر ۱۴۴ درصد نسبت به سال قبل افزایش دارد.

اتصالات برون مرزی مستلزم رعایت عوامل مهمی در شبکه برق کشورهای اتصال یافته است. مثلاً ظرفیت ذخیره (رزرو) هر کشور بایستی حداقل ۵۰ درصد میزان ذخیره قبل از اتصال باشد. بنابراین در مواردی این اتصالات مستلزم افزایش قدرت نصب شده است. مثلاً براساس قرارداد فیما بین کشورهای عربی حاشیه خلیج فارس شامل کویت، عربستان سعودی (بخش شرقی)، بحرین، قطر و عمان با مجموع ظرفیت نامی برابر با ۱۷۴۹۱ مگاوات (ارقام سال ۱۹۹۰) و مجموع مصرف حداکثر بار معادل با ۱۲۹۵۳ (همزمان) با یکدیگر متصل شده‌اند. کشورهای مزبور می‌توانند تا نصف ظرفیت بزرگترین واحد نیروگاهی خود و حداکثر تا ۳۰ درصد پیک بار از این اتصال بهره‌مند شوند.

درآمد سالیانه صدور برق کشور (علیرغم اینکه هدف اصلی ارتباط نبوده) بالغ بر ۱۵ میلیون دلار می‌باشد و روند آتی صادرات آن درآمد بسیار بیشتری را به وجود خواهد آورد.

طی سالیهای برنامه اول روند احداث خطوط انتقال در مواردی حتی بیش از میزان هدف برنامه بوده است. بطوریکه در سال پایانی برنامه ۲۸۱۴ کیلومتر مدار (۲۷/۵ درصد بیش از هدف) خط ۱۳۲ کیلوولت و ۵۵۲۴ کیلومتر مدار (۲۱ درصد بیش از هدف) خط ۶۳ و ۶۶ کیلو ولت احداث شده است. در سال ۱۳۷۴ خطوط انتقال نیرو (۴۰۰ و ۲۳۰ کیلو ولت) به ۲۱۷۶۷ کیلومتر مدار رسید و طول

۱- حداکثر بار انتقالی به عنوان ۳۰ تا ۳۵ مگاوات، ترکیه ۲۵ تا ۳۰ مگاوات و ارمنستان (در سال ۷۶) به ۱۰۰ مگاوات نیز رسیده است. هدف از ارتباط با ترکمنستان صرفاً صدور برق نیست بلکه در مرحله اول افزایش قابلیت اطمینان شبکه انتقال مازندران می‌باشد. به نظر می‌رسد در آینده قدرت انتقالی به ترکیه به ۴۰۰ مگاوات و میزان انرژی الکتریکی صادره به ۳ میلیارد کیلو وات ساعت برسد.

خطوط ارتباطی با نخجوان به صورت دو خط ۲۰ کیلو ولت، با آذربایجان ۲۳۰ کیلو ولت (از پارس آباد)، با ترکیه ۱۵۴ کیلو ولت و با ترکمنستان ۴۰۰ کیلو ولت که در مراحل اول به صورت ۲۳۰ برقدار خواهد شد، می‌باشد. از مجموع انرژی صادره در سال ۱۳۷۵، ۶۲ درصد به ترکیه و مابقی به آذربایجان بوده است.

شبکه فوق توزیع (۶۳ و ۶۶ و ۱۳۲ کیلو ولت) به ۳۳۶۵۸ کیلومتر مدار بالغ شد.

در زمینه شبکه‌های فشار متوسط (۱۱ و ۲۰ و ۳۳ کیلو ولت) با توجه به رشد متقاضیان برق، ضرورت برق رسانی روستاها، بهسازی و نوسازی شبکه‌ها به خصوص در مناطق جنگی کشور و ... رشد چشمگیری وجود داشته است. طی سالهای برنامه دوم نزدیک به ۳۲۳۳۶ کیلومتر خطوط فشار ضعیف و ۳۰۱۰۵ کیلومتر خط فشار متوسط (سالانه ۶۰۰۰ کیلومتر) به بهره‌برداری رسیده است. در سال ۱۳۷۴ خطوط فشار متوسط برق کشور به ۱۶۶۹۱۷ کیلومتر و خطوط فشار ضعیف به ۱۷۷۹۵۵ کیلومتر بالغ گردید.

در ترازنامه سال ۱۳۷۴، میزان خطوط انتقال نیرو که طبق برنامه‌ریزی بایستی در دوره باقیمانده برنامه دوم (تا پایان ۱۳۷۸) به اجراء درآیند، به طور کامل آمده است.

نیاز کشور برای امکان تأمین بار و انرژی مورد نیاز مشترکین و متقاضیان مستلزم آن است که همه ساله مقداری خطوط و پستهای فشار قوی، فشار متوسط و فشار ضعیف به اجراء درآید. طبق یک برآورد در کشور همه ساله نیاز به احداث ۱۰۰۰ کیلومتر خط از انواع ولتاژ فشار قوی (۶۳ کیلو ولت و بالاتر) وجود دارد.

جدول (۲۷-۴): روند توسعه خطوط انتقال، فوق توزیع و توزیع

(کیلومتر - مدار)

شرح	در پایان سال	متوسط رشد سالانه	در پایان سال	در پایان سال	نسبت افزایش
	۱۳۷۲	۱۳۶۷ به ۱۳۷۲	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۵/۱۳۷۴
		(درصد)			(درصد)
خطوط ۴۰۰ کیلوولت	۵۹۶۳	۱/۳	۷۱۲۷	۷۴۰۷	۳/۹
خطوط ۲۳۰ کیلوولت	۱۳۴۵۱	۵/۹	۱۴۶۴۰	۱۴۹۴۳	۲/۱
خطوط ۱۳۲ کیلوولت	۹۷۱۷	۵/۰	۱۰۶۵۷	۱۱۱۰۲	۴/۲
خطوط ۶۶ و ۶۳ کیلوولت	۲۱۲۸۷	۴/۷	۲۳۰۰۱	۲۴۰۳۶	۴/۵
خطوط ۳۳ و ۲۰ و ۱۱ کیلوولت	۱۴۶۱۰۰	۴/۷	۱۶۶۹۱۷	۱۷۷۴۹۲	۶/۳

※ بر حسب کیلومتر

روند توسعه خطوط انتقال، فوق توزیع و توزیع حاکی از کاهش رشد احداث ۴۰۰ کیلو ولت نسبت به سال قبل و سایر خطوط انتقال نیرو است. البته به دلیل عدم تحویل بخش قابل توجهی از خطوط احداث شده (مثلاً در مورد ۶۳ تا ۴۰۰ کیلو ولت معادل ۴۰۸۹ کیلومتر خط احداث شده است) صرفاً آن

میزان که تحویل قطعی شده و به بهره برداری رسیده است، در آمارهای منتشره آورده شده است. بدیهی است این روند اختصاصی به سال ۱۳۷۵ ندارد و شرایطی نسبتاً مستمر است. در مورد میزان خطوط انتقال قابل انتظار اجرایی در سال ۱۳۷۵، ارقام متضادی در دست است. اگر هدف مزبور جمعاً ۴۵۰۰ کیلومتر باشد، میزان عملی به این رقم ۳۶ درصد است. در صورتی که برآورد واقعی رقم مورد انتظار ۱۸۹۷ کیلومتر است و (این حالت بر مبنای بودجه اختصاصی به شرکتها صورت می‌گیرد) در این حالت رقم تحقق یافته معادل ۸۵ درصد پیش بینی خواهد بود.

جدول (۲۸-۴): اهداف توسعه خطوط انتقال، فوق توزیع و توزیع در برنامه دوم

(کیلومتر - مدار)

شرح	۱۳۷۴	۱۳۷۵		۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	متوسط رشد برنامه ریزی شده (درصد)
		واقعی	هدف				
خطوط ۴۰۰ کیلوولت	۷۱۲۷	۷۴۰۷	۸۱۵۵	۹۱۱۵	۹۳۶۵	۱۰۱۸۳	۱۰
خطوط ۲۳۰ کیلوولت	۱۴۶۴۰	۱۴۹۴۳	۱۷۲۰۴	۱۸۶۵۶	۱۹۵۳۶	۲۱۲۹۴	۸/۶
خطوط ۱۳۲ کیلوولت	۱۰۶۵۷	۱۱۱۰۲	۱۲۳۹۶	۱۳۳۸۱	۱۴۳۶۶	۱۵۳۵۱	۸/۰
خطوط ۶۳ و ۶۶ کیلوولت	۱۳۰۰۱	۲۴۰۳۶	۲۴۶۰۷	۲۵۷۰۷	۲۶۸۰۷	۲۷۹۰۷	۴/۵
خطوط ۲۰ و ۲۳ و ۱۱ کیلوولت*	۱۶۶۹۱۷	۱۷۷۴۹۲	۱۶۹۴۳۰	۱۷۵۴۳۰	۱۸۱۴۳۰	۱۸۷۴۳۰	۳/۶

* بر حسب کیلومتر

جدول (۲۸-۴) که نسبت به اهداف اولین چارچوب برنامه برق و نه براساس ارقام تجدید نظر شده یا مصوبات بودجه‌ای و ... تنظیم شده، نشان می‌دهد که به استثناء خطوط ۶۳ و ۶۶ که تقریباً نسبت به سایر گروهها کاهش کمتری نسبت به برنامه دارد و همچنین خطوط ۲۰ و ۳۳ کیلوولت که از میزان هدف گذاری شده بیشتر است در سایر موارد تأخیر از برنامه وجود دارد.

برخلاف تصور و روش رایج که دوره نصب خطوط براساس حجم پایه گذاری، نوع مسیر و ... است به نظر می‌رسد مسئله حقوق ارتفاقی و حریم‌ها عمده ترین تنگنای تأخیر در اجراء این گونه تأسیسات باشد. شاید به جز مسئله کمی وزن، کوچکی ابعاد پروژه و از این قبیل، عامل دیگری که باعث اجراء سریع تر خطوط ۲۰ و ۳۳ می شود عدم درگیری یا درگیری قابل اغماض آنها با مسایل حریم و مشکلات زمین و ... باشد.

به هر صورت با ادامه روند موجود و حتی رفع مشکلات اشاره شده فوق نمی تواند تأخیر اجراء این خطوط در مقایسه با برنامه را مرتفع سازد. به منظور نمایش کلی تحولات بخش خطوط برق در جدول (۲۹-۴) ارقام مورد نیاز آورده شده است.

جدول (۲۹-۴): روند گسترش خطوط انتقال و فوق توزیع و توزیع برق کشور

(۷۵-۱۳۴۶) (کیلومتر مدار)					
سال	۴۰۰	۲۳۰	۱۳۲	۶۳ و ۶۶	۳۳ و ۲۰، ۱۱
	کیلولت	کیلولت	کیلولت	کیلولت	کیلولت *
۱۳۴۶	۰	۵۵۹	۴۷۱	۷۰۰	.
۱۳۵۷	۱۱۳۶	۵۱۲۷	۳۶۲۱	۶۰۷۴	۳۱۷۰۷
۱۳۶۲	۳۷۳۷	۸۲۵۴	۵۵۶۳	۱۰۰۱۸	۶۸۹۸۵
۱۳۶۳	۴۳۱۸	۸۲۶۶	۵۶۰۵	۱۱۷۳۲	۷۸۲۴۳
۱۳۶۴	۴۹۱۷	۸۶۵۶	۵۸۵۵	۱۲۲۷۱	۹۱۴۹۹
۱۳۶۵	۵۶۰۶	۹۳۰۳	۵۹۱۶	۱۳۸۸۶	۹۸۵۳۵
۱۳۶۶	۵۶۰۶	۱۰۰۸۱	۶۹۶۸	۱۵۶۱۸	۱۰۷۳۷۵
۱۳۶۷	۵۶۰۶	۱۰۰۸۱	۷۶۱۲	۱۶۸۸۳	۱۱۵۹۹۵
۱۳۶۸	۵۶۰۶	۱۰۵۳۰	۸۱۴۴	۱۷۳۱۰	۱۲۲۰۵۱
۱۳۶۹	۵۶۰۶	۱۰۹۷۱	۸۵۳۲	۱۸۲۰۲	۱۲۸۰۹۵
۱۳۷۰	۵۶۰۶	۱۲۴۶۹	۹۱۴۱	۱۹۵۴۰	۱۳۴۱۳۶
۱۳۷۱	۵۶۰۶	۱۳۱۰۲	۹۵۰۹	۲۰۷۱۶	۱۳۹۸۴۶
۱۳۷۲	۵۹۶۳	۱۳۴۵۱	۹۷۱۷	۲۱۲۸۷	۱۴۶۱۰۰
۱۳۷۳	۶۲۹۵	۱۴۰۶۷	۱۰۴۲۶	۲۲۴۰۷	۱۵۷۴۳۰
۱۳۷۴	۷۱۲۷	۱۴۶۴۰	۱۰۶۵۷	۲۳۰۰۱	۱۶۶۹۱۷
۱۳۷۵	۷۴۰۷	۱۴۹۴۳	۱۱۱۰۲	۲۴۰۳۶	۱۷۷۴۹۲

* بر حسب کیلومتر

قابل ذکر است که در این بحث از خطوط فشار ضعیف (۴۰۰ ولت) به دلیل تابعیت مطلق آنها از روند مصرف و تقاضا، بحثی به میان نیامده و در جای خود مورد مطالعه قرار خواهد گرفت. میزان کلی

خطوط فشار ضعیف احداثی در سال ۱۳۷۵ به رقم ۱۷۰۵۶۰ کیلومتر رسیده است. جدول (۴-۳۰) خطوط انتقال و فوق توزیع بهره برداری شده در سال ۱۳۷۵ را نشان می دهد.

جدول (۴-۳۰): خطوط انتقال و فوق توزیع مورد بهره برداری در سال ۱۳۷۵

ردیف	نام استان	ولتاژ - کیلوولت	طول کیلومتر مدار	نام خط
۱	آذربایجان شرقی	۴۰۰	۱۰۰	تبریز - خوی
		۱۳۲	۲۵	عجبشیر - کمربندی
۲	اصفهان	۶۳	۱۳	گلپایگان - خوانسار
		۶۳	۲۰	شهرضا - مبارکه
		۶۳	۴/۵	عاشق آباد - امیرکبیر
		۶۳	۲۶	آبشار - بهارستان
۳	مرکزی	۶۳	۲	ساوه - شهر صنعتی
		۲۳۰	۱۴	اراک - اراک دو
		۲۳۰	۱۰۰	اراک ۲ - همدان
۴	لرستان	۲۳۰	۹۶	سه راهی لالون - تجره
		۴۰۰	۷۰	بیستون - خرم آباد
۵	همدان	۲۳۰	۵۷	اراک ۲ - همدان
		۶۳	۲۰	اسدآباد - آجین
		۶۳	۱/۵	شهیدمفتح - رزن
		۶۳	۸۰	شهید مفتح - سیمان هگمتانه
۶	تهران	۶۳	۲۷	عظیمیه - توحید
		۶۳	۵	شهریار - اندیشه
		۶۳	۷۱	قرچک - چرمشهر
		۶۳	۱۰/۵	طرشت - سهرورد
		۶۳	۷/۵	حکیمه - صنایع دفاع
		۶۳	۱۲/۵	پیروزی - قورخانه
		۶۳	۳	ظهیرالسلام - قورخانه
۶	قم	۶۳	۱۴	قم - قم دو
۷	خوزستان	۲۳۰	۵۰	سد دز - اندیمشک
۸	کهگیلویه و بویراحمد	۱۳۲	۳۷	بهبهان - دهدشت
۹	آذربایجان غربی	۴۰۰	۱۸	تبریز - خوی

جدول (۳۰-۴): خطوط انتقال و فوق توزیع مورد بهره‌برداری در سال ۱۳۷۵ ... ادامه

ردیف	نام استان	ولتاژ- کیلوولت	طول کیلومتر مدار	نام خط
۱۰	قزوین	۶۳	۱۴	البرز - کمرگ - البرز
		۶۳	۳۲	بیدستان - رجایی دشت
		۶۳	۶۶	لوشان - گیلوان
		۶۳	۳۶	البرز - ناصرآباد
۱۱	زنجان	۲۳۰	۱۷۹	البرز - زنجان
		۶۳	۲۰	دندی - ماه نشان
		۶۳	۴۷/۶	ایهر - میدج
۱۲	سیستان و بلوچستان	۲۳۰	۳۴۰	زاهدان - زابل
		۶۳	۱۴۵	کنارک - کهیر - نیکشهر
۱۳	کرمانشاه	۴۰۰	۷۵	خرم آباد - بیستون
		۶۳	۶۱	بیستون - سنقر
۱۴	کردستان	۶۳	۱۱	سنندج یک - سنندج
۱۵	فارس	۶۳	۱۶	ارد - فداغ
		۶۳	۱۰۰	کازرون - فراشبند
		۶۳	۳۰	شهدا - عادل آباد (سیمان)
۱۶	بوشهر	۱۳۲	۱۲۲	عالیشهر - چغادک - خوروبوچ
		۱۳۲	۴۰	نیروگاه جم - تهران جنوب
		۶۳	۱۲	بوشهر - پودر
۱۷	کرمان	۲۳۰	۷۰	کرمان - زرنند
		۱۳۲	۷۱	فوق - انار
۱۸	مازندران	۶۳	۱۰۰	کاغذسازی - کیاسر
		۶۳	۷	دانشگاه بابل - آمل سه
		۶۳	۲۴	کمرسنگ - بلده
۱۹	هرمزگان	۶۳	۱۰	لافت - گورزین
		۶۳	۸۰	لنگه - مراغ
		۶۳	۲۵	هریک - پایگاه
۲۰	یزد	۱۳۲	۸۰	بافق - کوشک
		۱۳۲	۳۸	بافق - انشعاب از بافق

۸- مطالعه پستهای تبدیل ولتاژ

پستها و خطوط عملاً دو جزء تفکیک ناپذیر می باشند. به عبارتی هر خط احداثی مستلزم احداث یک پست و در بهترین شرایط نیازمند توسعه آن است. روند ساخت پستهای برق نیز با خط تشابهی تقریبی دارد. تا سالهای اولیه دهه ۱۳۵۰ اکثریت پستهای تبدیل فشار قوی و حتی پستهای توزیع فشار ضعیف (۳۳، ۲۰ یا ۱۱ کیلو ولت به ولتاژ کمتر) از طریق واردات تأمین می شده است.

پس از آن بخشی از پستهای توزیع به ساخت داخل تبدیل شد و این روند در سالهای بعد از انقلاب اسلامی تکامل یافت. بطوریکه در سالهای اخیر ورود این گونه پستها محدود به موارد خاص گردیده است.

زمینه ساخت پستهای قدرت پس از انقلاب به صورت جدی پیگیری شد و هم اکنون قسمت اعظم نیازهای مزبور در کشور تأمین می شود. برای پستهای تبدیل ۴۰۰ و ۲۳۰ (یا ۱۳۲) کیلو ولت نیز طی یکی دو سال اخیر قراردادهایی به منظور ساخت مشارکتی و انتقال تدریجی تکنولوژی منعقد شده و انتظار می رود در سالهای آینده در این زمینه نیز قطع وابستگی گردد.

جدول (۳۱-۴): روند تغییرات تعداد ترانسفورماتورهای شبکه انتقال،

فوق توزیع و توزیع (۷۵-۱۳۴۶)

سال	۴۰۰ کیلوولت	۲۳۰ کیلوولت	۱۳۲ کیلوولت	۶۶ و ۶۳ کیلوولت	۲۰ و ۳۳ کیلوولت	جمع
۱۳۴۶	—	۲۰	۲۲	۱۰	—	۵۲
۱۳۵۷	۷	۸۲	۸۴	۳۴۸	۲۶۴۹۵	۲۷۰۱۶
۱۳۶۲	۲۲	۱۲۶	۱۲۶	۴۹۷	۶۶۷۴۵	۶۷۵۱۶
۱۳۶۳	۲۲	۱۵۱	۱۳۰	۶۰۵	۷۶۴۸۲	۷۷۳۹۰
۱۳۶۴	۲۷	۱۵۲	۱۵۰	۶۵۸	۹۰۳۴۲	۹۱۳۲۹
۱۳۶۵	۳۱	۱۵۲	۱۵۵	۶۹۳	۱۰۰۵۳۷	۱۰۱۵۶۸
۱۳۶۶	۳۱	۱۶۵	۱۶۳	۷۲۳	۱۱۲۰۹۹	۱۱۳۱۸۱
۱۳۶۷	۳۱	۱۷۴	۱۹۵	۷۶۰	۱۱۹۳۸۵	۱۲۰۵۴۵
۱۳۶۸	۲۴	۲۰۰	۲۴۲	۸۱۸	۱۲۵۹۶۱	۱۲۷۲۴۵
۱۳۶۹	۳۴	۲۰۰	۲۵۹	۸۵۹	۱۳۳۷۸۶	۱۳۵۱۳۸
۱۳۷۰	۳۹	۲۱۶	۲۵۹	۹۰۲	۱۴۲۴۲۶	۱۴۳۸۴۲
۱۳۷۱	۴۴	۲۲۸	۲۷۲	۹۴۲	۱۵۰۱۳۹	۱۵۱۶۲۵
۱۳۷۲	۴۷	۲۴۶	۲۸۹	۱۰۰۲	۱۵۷۳۴۷	۱۵۸۹۳۱
۱۳۷۳	۴۹	۲۶۹	۳۱۰	۱۰۵۲	۱۶۸۶۸۹	۱۷۰۳۶۹
۱۳۷۴	۵۲	۲۹۰	۳۳۶	۱۱۰۱	۱۷۴۹۳۹	۱۷۶۷۱۸
۱۳۷۵	۵۴	۲۹۳	۳۵۰	۱۱۵۵	۱۸۳۱۰۸	۱۸۴۹۶۰

جدول (۳۲-۴): روند تغییرات مجموع ظرفیت ترانسفورماتورهای نصب شده شبکه انتقال ،

فوق توزیع و توزیع (۷۵-۱۳۴۶)

(مگاوات آمپر)

سال	۴۰۰	۲۳۰	۱۳۲	۶۶ و ۶۳	۲۰ و ۳۳	جمع
کیلووات	کیلووات	کیلووات	کیلووات	کیلووات	کیلووات	
۱۳۴۶	—	۱۷۶۲	۵۲۱	۲۸۸	—	—
۱۳۵۷	۱۲۵۰	۶۷۶۰	۲۱۱۳	۶۶۰۹	—	—
۱۳۶۲	۶۹۰۰	۱۰۴۷۹	۲۹۶۷	۸۲۱۸	۱۵۴۷۱	۴۴۰۳۵
۱۳۶۳	۶۹۰۰	۱۲۸۷۹	۳۲۰۳	۱۰۵۷۸	۱۷۱۹۹	۵۰۷۵۹
۱۳۶۴	۸۹۰۰	۱۳۸۱۹	۳۹۷۹	۱۱۹۶۷	۱۹۸۶۶	۵۸۵۳۱
۱۳۶۵	۹۸۰۰	۱۳۸۱۹	۴۳۳۹	۱۳۷۱۶	۲۱۸۶۵	۶۲۵۳۹
۱۳۶۶	۱۰۹۵۰	۱۵۳۵۹	۴۷۵۰	۱۳۷۱۳	۲۳۶۵۵	۶۸۴۲۷
۱۳۶۷	۱۰۹۵۰	۱۶۱۸۴	۵۴۸۳	۱۴۵۴۷	۲۵۴۳۱	۷۲۵۹۵
۱۳۶۸	۱۱۲۰۰	۱۸۵۶۲	۶۵۲۶	۱۵۸۱۹	۲۶۸۴۶	۷۸۹۵۳
۱۳۶۹	۱۱۵۰۰	۱۸۸۵۲	۶۸۷۷	۱۶۵۳۰	۲۷۹۳۴	۸۱۶۹۳
۱۳۷۰	۱۲۵۸۰	۲۰۳۸۹	۷۱۲۸	۱۷۶۹۸	۳۰۱۳۰	۸۷۹۲۵
۱۳۷۱	۱۳۰۸۰	۲۲۰۰۴	۷۵۱۴	۱۸۷۷۵	۳۱۸۴۸	۹۳۲۲۱
۱۳۷۲	۱۳۶۸۰	۲۳۷۴۲	۸۰۲۲	۱۹۸۷۲	۳۳۳۰۱	۹۸۶۱۷
۱۳۷۳	۱۴۰۸۰	۲۶۶۴۹	۸۴۵۸	۲۱۲۸۳	۳۶۲۳۲	۱۰۶۷۰۲
۱۳۷۴	۱۴۹۳۰	۲۹۱۳۹	۹۰۵۶	۲۲۴۳۲	۳۷۶۵۱	۱۱۳۲۰۸
۱۳۷۵	۱۵۳۳۰	۲۹۵۵۲	۹۴۹۱	۲۳۶۸۷	۳۸۲۰۳	۱۱۶۲۶۳

پستهای تبدیل ولتاژ که بایستی تا پایان برنامه دوم به بهره‌برداری برسند در ترازنامه سال ۱۳۷۴ نشان داده است. در سال ۱۳۷۴، ۵۴۸۷ مگاوات آمپر پستهای انتقال و ۱۴۱۹ مگاوات آمپر پست توزیع به بهره‌برداری رسید.

براساس برنامه دوم پیش بینی مقادیر مذکور در سال ۱۳۷۵ به ترتیب ۶۰۳۳ و ۱۷۳۱ مگاوات آمپر بود که با عملکرد اختلاف زیادی دارد.

جدول (۳۳-۴): روند توسعه ترانسفورماتورهای انتقال،

فوق توزیع و توزیع (۷۵-۱۳۶۷)

(مگاوات آمپر)

شرح	در پایان سال ۱۳۷۲	متوسط رشد سالانه ۱۳۶۷-۷۲	در پایان سال ۱۳۷۵	متوسط رشد سالانه ۱۳۷۲-۷۵
تعداد ترانسفورماتورهای ۴۰۰ کیلوولت	۴۷	۸/۶	۵۴	۴/۷
تعداد ترانسفورماتورهای ۲۳۰ کیلوولت	۲۴۶	۷/۲	۲۹۳	۶/۰
تعداد ترانسفورماتورهای ۱۳۲ کیلوولت	۲۸۹	۸/۲	۳۵۰	۶/۶
تعداد ترانسفورماتورهای ۶۳ و ۶۶ کیلوولت	۱۰۰۲	۵/۷	۱۱۵۵	۴/۸
تعداد ترانسفورماتورهای ۲۰ و ۳۳ کیلوولت	۱۵۷۳۴۷	۵/۷	۱۸۳۱۰۸	۵/۲
جمع	۱۵۸۹۳۱	۵/۷	۱۸۴۹۶۰	۵/۲
ظرفیت ترانسفورماتورهای ۴۰۰ کیلوولت	۱۳۶۸۰	۴/۶	۱۵۳۳۰	۳/۹
ظرفیت ترانسفورماتورهای ۲۳۰ کیلوولت	۲۳۷۴۲	۸/۰	۲۹۵۵۲	۷/۶
ظرفیت ترانسفورماتورهای ۱۳۲ کیلوولت	۸۰۲۲	۷/۹	۹۴۹۱	۵/۸
ظرفیت ترانسفورماتورهای ۶۳ و ۶۶ کیلوولت	۱۹۸۷۲	۶/۴	۲۳۶۸۷	۶/۰
ظرفیت ترانسفورماتورهای ۲۰ و ۳۳ کیلوولت	۳۳۳۰۱	۵/۵	۳۸۲۰۳	۴/۷
جمع	۹۸۶۱۷	۶/۳	۱۱۶۲۶۳	۵/۶

جدول (۳۴-۴): اهداف توسعه ظرفیت ترانسفورماتورهای انتقال، فوق توزیع و توزیع در برنامه دوم

(مگاوات آمپر)

شرح	۱۳۷۴	۱۳۷۵		۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	متوسط رشد سالانه برنامه ریزی شده
		عملکرد	هدف				
ترانسفورماتورهای ۴۰۰ کیلوولت	۱۴۹۳۰	۱۵۳۳۰	۱۶۸۰۵	۲۰۱۰۵	۲۳۹۰۵	۲۷۷۰۵	۱۴/۵
ترانسفورماتورهای ۲۳۰ کیلوولت	۲۹۱۳۹	۲۹۵۵۲	۳۱۲۰۴	۳۴۲۸۹	۳۷۳۰۹	۳۹۴۵۹	۸/۲
ترانسفورماتورهای ۱۳۲ کیلوولت	۹۰۵۶	۹۴۹۱	۹۴۱۸	۹۸۹۸	۱۰۳۷۸	۱۰۸۵۸	۵/۱
ترانسفورماتورهای ۶۳ و ۶۶ کیلوولت	۲۲۴۳۲	۲۳۶۸۷	۲۴۱۶۳	۲۵۶۰۳	۲۷۰۴۳	۲۸۴۸۳	۶/۰
ترانسفورماتورهای ۲۰ و ۳۳ کیلوولت	۳۷۶۵۱	۳۸۲۰۳	۳۹۳۸۲	۴۰۹۸۲	۴۲۵۸۲	۴۴۱۸۲	۴/۰

جدول (۳۵-۴): پستهای انتقال و فوق توزیع مورد بهره برداری در سال ۱۳۷۵

ردیف	نام استان	ولتاژ - کیلوولت	ظرفیت - مگاوات آمپر	محل نصب
۱	آذربایجان شرقی	۱۳۲/۲۰	۳۰	عجبشیر
۲	اصفهان	۶۳/۲۰	۶۰	امیرکبیر
		۶۳/۲۰	۱۵	خوانسار
۳	مرکزی	۶۳/۲۰	۱۵	آستانه
		۶۳/۲۰	۲۰	سیمان ساوه
۴	همدان	۶۳/۲۰	۱۵	سیمان هگمتانه
۵	تهران	۶۳/۲۰	۶۰	سهرورد
		۶۳/۲۰	۱۵	قیطریه
		۶۳/۲۰	۵۰	صنایع مکانیک
		۶۳/۲۰	۶۰	کن
۶	قم	۶۳/۲۰	۵	سلفچگان
۷	خوزستان	۴۰۰/۱۳۲	۲۰۰	شوشتر
۸	کهگیلویه و بویراحمد	۱۳۲/۳۳	۱۷	دهدشت
۹	زنجان	۲۳۰/۶۳	۱۶۰	ابهر
		۶۳/۲۰	۱۰	رجائی دشت
		۶۳/۲۰	۱۵	کیلوان
		۶۳/۲۰	۳۰	ابهر
		۶۳/۲۰	۱۵	دندی
۱۰	سیستان و بلوچستان	۶۳/۲۰	۱۵	نیکشهر
۱۱	خراسان	۱۳۲/۲۰	۳۰	فیض آباد
		۱۳۲/۲۰	۱۵	رشتخوار
		۱۳۲/۲۰	۳۰	نمایشگاه
۱۲	کردستان	۶۳/۲۰	۱۵	سنندج سه
۱۳	فارس	۶۶/۲۰	۲۰	مجمع گوشت
		۶۶/۲۰	۳۳	اکبرآباد
		۶۶/۲۰	۳۳	سهل آباد
		۶۶/۲۰	۱۵	میانرود

جدول (۳۵-۴): پستهای انتقال و فوق توزیع مورد بهره برداری در سال ۱۳۷۵ ... ادامه

ردیف	نام استان	ولتاژ - کیلوولت	ظرفیت - مگاوات آمپر	محل نصب
۱۴	بوشهر	۲۳۰/۶۶	۴۰	برازجان
		۶۳/۲۰	۷/۵	عالیشهر
		۶۳/۲۰	۵۰	کنگان
۱۵	کرمان	۲۳۰/۶۳	۱۵۰	بم
۱۶	گیلان	۱۳۲/۲۰	۴۵	عضدی
		۱۳۲/۲۰	۳۰	سفیدرود
		۶۳/۲۰	۶۰	رشت مرکزی
		۶۳/۲۰	۱۰	ماسال
		۲۳۰/۱۳۲	۸۰	آستارا
۱۷	مازندران	۶۳/۲۰	۱۵	ناریوان
		۶۳/۲۰	۱۵	جویبار
		۶۳/۲۰	۳۰	دانشگاه بابل
		۶۳/۲۰	۳۰	گرگان ۳
		۶۳/۲۰	۱۰	بندر ترکمن
		۶۳/۲۰	۱۰	کتمانم - سادات محله
		۶۳/۲۰	۱۵	کیاسر
		۶۳/۲۰	۱۵	سه راه بلده
		۶۳/۲۰	۱۵	سیار
۱۸	هرمزگان	۶۳/۲۰	۱۵	مراغ
		۶۳/۲۰	۲۲/۵	سیریک
		۶۳/۲۰	۷/۵	گورزین
		۶۳/۲۰	۷/۵	دو راهی میناب
۱۹	یزد	۱۳۲/۶۳	۶۰	کوشک
		۶۳/۲۰	۳۰	توسعه شرق

همانطوریکه در جدول (۴-۳۵) ملاحظه می شود ، در زمینه قدرت ترانسفورماتورهای ۴۰۰ کیلو ولت عملکرد با هدف فاصله مشخصی دارد که در سایر رده‌های ولتاژ (به استثناء ۱۳۲ کیلو ولت) نیز تا حدودی مشاهده می شود .

براساس برنامه ریزی مبنی بر بودجه سالیانه نیز ظاهراً مقرر بوده تا ۶۳۵۰ مگاوات آمپر ترانسفورماتورهای ۴۰۰ تا ۶۳ کیلو ولت نصب شود که این رقم نیز در مقایسه با اجراء شده (۲۵۰۳) مگاوات آمپر) ۱۵۳ درصد بیشتر است .

یادآور می شود که در ترازنامه انرژی سال ۱۳۷۴ ، صورت پست‌هایی که باید در مناطق مختلف کشور طی سالهای برنامه دوم به مدار وارد شود ، آورده شده بود .

۹- عملکرد تأسیسات انتقال نیروی برق

در شبکه سراسری و شبکه‌های کل کشور ، نحوه بارگیری از پست‌های ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلو ولت (که در عمل گره‌های شبکه‌اند) و دفعات خروج ترانسفورماتورهای آنها به عنوان معیار انتخاب می‌شوند . خروج ترانسفورماتورها ممکن است براساس تجهیزات (ترانس - وسایل جنبی) و یا برحسب نوع حادثه (برنامه ریزی شده - خودکار- اضطراری) تقسیم بندی و مورد بررسی قرار گیرد .

به همین ترتیب در شرکتهای برق منطقه‌ای فقط ممکن است سطح ولتاژ مورد مطالعه به ۱۳۲ یا ۶۳ کیلو ولت تقلیل یابد. مطالعات مذکور بخشی از عوامل پائینی شبکه را در اختیار می گذارد که با استفاده از نرم افزارهای متعدد موجود و با بررسی جریان بار(اکتیو و راکتیو) و تعداد خروجیهای خطوط و ... نمای روشنی از امکانات و محدودیتهای شبکه مورد نظر را فراهم می سازد.

جدول (۴-۳۶): روند بارگیری از پست‌های انتقال و فوق توزیع برق کشور

۱۳۷۵			۱۳۷۴			۱۳۷۳			ولتاژ اولیه پست کیلوولت)
ضریب بارگیری (درصد)	حداکثر بار (مگاوات)	ظرفیت (مگاوات)	ضریب بارگیری (درصد)	حداکثر بار (مگاوات)	ظرفیت (مگاوات)	ضریب بارگیری (درصد)	حداکثر بار (مگاوات)	ظرفیت (مگاوات)	
۶۲	۸۶۳۴	۱۳۷۹۷	۶۳	۸۴۵۳	۱۳۴۳۷	۶۸	۸۵۷۴	۱۲۶۷۲	۴۰۰
۵۲	۱۳۷۰۶	۲۶۵۹۷	۵۴	۱۴۱۶۷	۲۶۲۲۵	۵۸	۱۳۹۹۹	۲۳۹۸۴	۲۳۰
۵۱	۴۳۹۸	۸۵۴۱	۴۹	۴۰۳۶	۸۱۵۰	۵۲	۳۹۶۱	۷۶۱۲	۱۳۲
۵۷	۱۲۱۸۶	۲۱۳۱۸	۵۸	۱۱۷۰۱	۲۰۱۸۹	۵۷	۱۰۸۷۳	۱۹۱۵۵	۶۶ و ۶۳

توضیحات : ۱- در ظرفیت‌ها اختلافاتی در حد قدرت یک یا حداکثر دو ترانسفورماتور ، بین این آمار (صنعت برق) و ارقام دیسپاچنگ وجود دارد . مثلاً در سال ۱۳۷۳ آمار دیسپاچنگ ظرفیت پست‌های ۴۰۰ را ۵۰۰ مگاوات آمپر بیشتر دانسته است .

۲- با توجه به اینکه اطلاعات بار مصرفی تعدادی از پست‌های برق اعلام نمی‌شود ، ارقام حداکثر بار (غیر همزمان) پستها معمولاً کمتر از مقادیر واقعی است . به همین دلیل جدول فوق برآوردی از ارقام حداکثر بار (غیرهمزمان) را به دست می دهد. لیکن از آنجائیکه این روند تکراریست ، مقایسه سالهای مختلف تا اندازه‌ای فاقد ایراد عمده است .

ارقام مندرج در این جدول علیرغم افزایش قدر مطلق ظرفیت و بار پستهای ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلو ولت، حاکی از کاهش نسبی ضریب بهره‌وری است که در مورد پستهای ۱۳۲ و ۶۳ کیلو ولت وجود ندارد. بنابراین با فرض صحت ارقام، ظرفیت وارد مدار شده پستهای ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلو ولت بیشتر از نیاز واقعی بوده و به عبارتی شدت رشد بار مصرفی کاهش نسبی داشته است. تعداد دفعات خروج ۵۲ ترانسفورماتور ۴۰۰ کیلو ولت در سال ۱۳۷۴، ۲۶۲ مورد بوده که نسبت به سال ۱۳۷۳ (۱۹۲ مورد) ۲۶/۷ درصد اضافه شده است. همین عدد برای ۲۹۰ ترانسفورماتور ۲۳۰ کیلو ولت در سال ۱۳۷۴، ۱۳۸۱ خروج با رشد ۳۵ درصد نسبت به سال قبل بوده است.

۱۰- مطالعه قدرت الکتریکی در شبکه‌های برق کشور

توان (بار) و یا قدرت الکتریکی با انرژی الکتریکی همزاد و همراه است و مصرف توان در طول زمان موجب مصرف انرژی الکتریکی می‌باشد. رفتار مصرف‌کنندگان در به کارگیری از قدرت در اختیار آنها به ساختار تعرفه، فرهنگ مصرف و به ویژه تأسیسات و لوازم مربوطه باز می‌گردد. بر این اساس مصرف‌کنندگان خانگی دارای منحنی بار ویژه خود هستند که مثلاً سهم روشنایی در آن عمده است. مصرف‌کنندگان صنعتی و تولیدی نیز براساس فرآیند تولید، طول دوره کار، سطح فن آوری و بالاخره تحت تأثیر شرایط بازار برای محصولات خود، دارای منحنی بار خاص هستند. بنابراین از دیدگاه سیستم یا شبکه برق مجموعه همزمان شده رفتار گوناگون مصرف‌کنندگان، سازنده و شکل دهنده منحنی بار شهر، استان، منطقه و یا کشور است.

وظیفه صنعت برق علاوه بر تأمین انرژی، ارضاء تقاضاهای لحظه ای همزمان شده مشترکین می‌باشد. بنابراین تجهیزات تولید برق باید همیشه به مقداری که حداقل برابر با نیازهای مذکور باشد، در مدار تولید قرار گرفته باشد.

توان الکتریکی (نیاز مصرف)، پایه برنامه‌ریزی صنعت برق اعم از کوتاه مدت، میان مدت و یا بلند مدت است. آگاهی از نحوه تغییرات نیاز مصرف در کوتاه مدت، در برنامه‌ریزی تعمیرات به کار می‌آید و وقوف از میزان بار در بلند مدت اساس برنامه‌ریزی بهینه تولید برق برای خرید و نصب تجهیزات تولید برق است. به همین ترتیب اطلاعات مزبور در ساخت و نصب شبکه‌ها و پستهای برق مورد استفاده می‌باشد.

در کوتاه مدت عمدتاً رفتار مصرف‌کنندگان تحت تأثیر روزهای مختلف از قبیل روزکاری، تعطیل، اعیاد و ... و شرایط آب و هوایی و به عبارتی کمتر ناشی از تغییرات عمده در امکانات زیستی است.

بنابراین پیش‌بینی بار در کوتاه مدت به طور معمول به مطالعه رفتار فصلی و یا روزانه می‌پردازد. در حالیکه در برآورد بلندمدت عواملی چون، رشد جمعیت، تغییرات درآمد ملی، ساختار توزیع درآمدها، تشکیل سرمایه و ... است.

در هر حال بررسی آمار و اطلاعات مربوط به توان الکتریکی و نحوه تأمین بیشترین نیاز از اهمیت اساسی برخوردار است.

جدول (۳۷-۴): حداکثر نیاز مصرفی و نحوه تأمین آن (۷۵-۱۳۶۸)

سال	شبکه	حداکثر نیاز مصرف (مگاوات)	نحوه تأمین (درصد)		روز بیشترین نیاز مصرف
			تولید	خاموشی و افت فرکانس	
۱۳۶۸	سراسری	۸۴۹۷	۸۴/۸	۱۵/۲	۱۳۶۸/۴/۲۶
	کل کشور	۹۲۸۵	۸۶/۱	۱۳/۹	
۱۳۶۹	سراسری	۹۵۰۴	۸۲/۸	۱۷/۲	۱۳۶۹/۴/۲۶
	کل کشور	۱۰۳۷۰	۸۴/۲	۱۵/۸	
۱۳۷۰	سراسری	۱۰۲۳۰	۸۶/۳	۱۳/۷	۱۳۷۰/۵/۱۴
	کل کشور	۱۱۱۶۹	۸۷/۴	۱۲/۶	
۱۳۷۱	سراسری	۱۱۰۰۹	۸۵/۲	۱۴/۸	۱۳۷۱/۵/۱۴
	کل کشور	۱۲۰۴۰	۸۶/۲	۱۳/۸	
۱۳۷۲	سراسری	۱۲۱۶۳	۹۴/۲	۵/۸	۱۳۷۲/۵/۴
	کل کشور	۱۳۳۸۵	۹۴/۷	۵/۳	
۱۳۷۳	سراسری	۱۳۰۴۳	۱۰۰	۰	۱۳۷۳/۵/۲۴
	کل کشور	۱۴۴۲۴	۹۹/۸	۰/۲	
۱۳۷۴	سراسری	۱۳۸۷۶	۱۰۰	۰	۱۳۷۴/۵/۱۶
	کل کشور	۱۵۲۹۱	۹۹/۹۵	۰/۰۵	
۱۳۷۵	سراسری	۱۴۵۶۲	۱۰۰	۰	۱۳۷۵/۵/۳۱
	کل کشور	۱۶۱۰۶	۹۹/۱	۰/۹	

توضیحات: در روز ۷۵/۵/۶، بیک شبکه سراسری ۱۴۴۶۴ مگاوات و بیک کل کشور شامل تبادل برون مرزی (۳۰ مگاوات) بالغ بر ۱۶۱۰۹ مگاوات گردیده است.

جدول (۳۸-۴): بیشترین نیاز مصرف همزمان شبکه و ناهمروز مناطق خارج از شبکه سراسری کشور (مگاوات)

سال	شبکه سراسری	خراسان	سیستان و بلوچستان	جمع (ناهمروز کشور)
۱۳۶۸	۸۴۹۷	۷۶۴	۱۲۱	۹۳۸۲
۱۳۶۹	۹۵۰۴	۸۶۰	۱۳۰	۱۰۴۹۴
۱۳۷۰	۱۰۲۳۰	۹۲۵	۱۳۸	۱۱۲۹۳
۱۳۷۱	۱۱۰۰۹	۹۸۹	۱۵۵	۱۲۱۵۳
۱۳۷۲	۱۲۱۶۳	۱۰۷۷	۱۶۸	۱۳۴۰۸
۱۳۷۳	۱۳۰۴۳	۱۱۷۴	۱۸۳	۱۴۴۰۰
۱۳۷۴	۱۳۸۷۶	۱۲۵۴	۲۰۴	۱۵۳۳۴
۱۳۷۵	۱۴۵۶۲	۱۳۳۵	۲۵۱	۱۶۱۴۸

مطالعه فراوانی بروز حداکثر بار شبکه (که کل کشور نیز بر آن اساس تنظیم می‌شود) نشان می‌دهد که از سال ۱۳۶۵ تا ۱۳۷۵، روز حداکثر بار ۶ نوبت در مرداد ماه و پنج نوبت در تیر ماه بوده است. نکته جالب اینکه طی سالهای ۱۳۷۰ تا ۱۳۷۵، همواره مرداد ماه موقع ظهور پیک بار بوده که به احتمال زیاد در نتیجه افزایش درجه حرارت در این ماه بوده است.

جدول (۳۹-۴): توزیع فراوانی زمانی وقوع پیک بار (۷۵-۱۳۶۵)

دوره زمانی	سال	تعداد اتفاق
۱۱ - ۲۰ تیر	۶۵	۱
۲۱ - ۳۱ تیر	۶۶-۶۷-۶۸-۶۹	۴
۱ - ۱۰ مرداد	۷۲	۱
۱۱ - ۲۰ مرداد	۷۰ - ۷۱ - ۷۴	۳
۲۱ - ۳۱ مرداد	۷۳ - ۷۵	۲

بررسی حداکثر نیاز مصرفی و تولید نشان می‌دهد که در سال ۱۳۷۳ تا ۱۳۷۵ تولید، معادل و یا اختلاف قابل اغماضی با نیاز مصرف داشته که با روند مشابه در مورد سالهای پیش از آن تفاوت چشمگیری دارد. در سال ۱۳۶۸ فقط نزدیک به ۸۵ درصد نیاز مصرف، تولید شده در حالی که در سالهای مزبور نزدیک به ۱۰۰ درصد تامین گردیده است. در سال ۱۳۷۵ از حداکثر بار کل کشور (۱۶۱۰۶ مگاوات) نیاز شبکه کاملاً تامین و در خارج از آن فقط ۰/۹ درصد با خاموشی یا افت فرکانس تهیه شده است. کاهش سریع خاموشی‌ها را می‌توان ناشی از افزایش مقادیر قابل توجهی از نیروگاههای جدید تلقی کرد. حداکثر بار کل کشور در سال ۱۳۷۵ نسبت به سال آغازین برنامه اول (۱۳۶۸)، ۷۳ / ۵ درصد

رشد کرده است.

متوسط رشد سالیانه توان مورد نیاز شبکه در برنامه اول (۷۲-۱۳۶۸)، ۷/۴ و در کل کشور ۷/۶ درصد بوده است. طی سالهای ۱۳۷۳ تا ۱۳۷۵ بین روز بیشترین تولید در پیک، با نیاز مصرف تفاوتی مشهود نیست که خود نشانه ارتقاء عملکرد سیستم برق می باشد. به عبارتی اگر کمبود ظرفیت و ذخیره وجود داشته باشد، همواره روز نیاز مصرف با روز بیشترین تولید متفاوت خواهد بود و برعکس، روش تنظیم اطلاعات مزبور، ثبت دریافت بیشترین تولید نیروگاهها در لحظه اوج بار در شبکه سراسری است و به دلیل سهم مهم آن، بار مناطق خراسان و سیستان و بلوچستان (که احتمالاً همروز با شبکه نیست) نیز در همان روز و ساعت شبکه ثبت و منظور می شود. در جدول (۴-۳۹) علاوه بر حداکثر بار شبکه سراسری، بار بیشینه این مناطق (بصورت غیر همزمان) درج گردیده که طبعاً رقمی بیش از حداکثر نیاز مصرف در حالت همزمان کلیه مناطق، حاصل می گردد.

در سال ۱۳۷۵، روز بیشترین نیاز مصرف شبکه و خارج از آن همزمان با شبکه، ۷۵/۵/۳۱ بوده، در حالی که روز بیشترین تولید کشور ۷۵/۵/۶ است. کل تولید شبکه در روز ۷۵/۵/۳۱، ۱۴۵۶۲ و رقم متناظر در ۷۵/۵/۶، ۱۴۴۶۴ مگاوات می باشد. همین ارقام به ترتیب برای خارج از شبکه ۱۴۰۱ و ۱۵۶۳ مگاوات است. به همین دلیل روز ۷۵/۵/۳۱ تحت عنوان روز حداکثر نیاز مصرف شبکه انتخاب شده است.

جدول (۴-۴۰): مقایسه روز بیشترین تولید و بیشترین مصرف در پیک
همزمان شبکه در سال ۱۳۷۵ (مگاوات)

شرح	۱۳۷۵/۵/۶	۱۳۷۵/۵/۳۱
تولید بخاری - شبکه	۸۶۱۸	۹۱۶۶
تولید آبی - شبکه	۱۷۴۶	۱۷۵۷
تولید گازی و سیکل ترکیبی شبکه	۴۰۵۵	۳۶۰۷
تولید دیزلی شبکه	۴۵	۳۲
جمع - شبکه	۱۴۴۶۴	۱۴۵۶۲
تولید بخاری - خارج از شبکه	۷۱۵	۷۱۰
تولید گازی و سیکل ترکیبی خارج از شبکه	۷۱۳	۵۴۵
تولید دیزلی خارج از شبکه	۱۳۵	۱۴۶
جمع خارج از شبکه	۱۵۶۳	۱۴۰۱
جمع کشور	۱۶۰۲۷	۱۵۹۶۳
خاموشی شبکه	۰	۰
خاموشی خارج از شبکه	۸۲	۱۲۶
معادل اکت فرکانس خارج از شبکه	۰	۱۷
جمع نیاز مصرف کشور	۱۶۰۷۹	۱۶۰۷۸
نیاز برون مرزی	۳۰	۲۸
کل نیاز مصرف	۱۶۱۰۹	۱۶۱۰۶

روند وضعیت بار در روز بیشترین تولید که الزاماً روز بیشترین مصرف شبکه نمی باشد ، موضوع جدول شماره (۴۲-۴) است.

جدول (۴۱-۴): وضعیت بار شبکه سراسری و کل کشور در روز بیشترین تولید

(۷۵-۱۳۶۸)

روز بیشترین تولید	نحوه تأمین		بیشترین بار مورد نیاز در روز پیک تولید (مگاوات)	شبکه	سال
	خاموشی وافت	تولید (مگاوات)			
۱۳۶۸/۵/۱۸	۷۵	۸۰۰۳	۸۰۷۸	سراسری	۱۳۶۸
	۷۵	۸۹۱۱	۸۹۸۶	کل کشور	
۱۳۶۹/۶/۲۶	—	۸۵۴۱	۸۵۴۱	سراسری	۱۳۶۹
	—	۹۵۳۷	۹۵۳۷	کل کشور	
۱۳۷۰/۵/۲۹	۶۴	۹۸۲۳	۹۸۸۷	سراسری	۱۳۷۰
	۶۴	۱۰۹۳۹	۱۱۰۰۳	کل کشور	
۱۳۷۱/۵/۵	۲۹	۱۰۷۰۲	۱۰۷۳۱	سراسری	۱۳۷۱
	۲۹	۱۱۹۵۰	۱۱۹۷۹	کل کشور	
۱۳۷۲/۵/۱۱	۹	۱۲۰۰۴	۱۲۰۱۳	سراسری	۱۳۷۲
	۱۰	۱۳۳۰۸	۱۳۳۱۸	کل کشور	
۱۳۷۳/۵/۲۴	۰	۱۳۰۳۳	۱۳۰۴۳	سراسری	۱۳۷۳
	۲۵	۱۴۳۹۹	۱۴۴۲۴	کل کشور	
۱۳۷۴/۵/۱۶	۰	۱۳۸۷۶	۱۳۸۷۶	سراسری	۱۳۷۴
	۹	۱۵۲۸۲	۱۵۲۹۱	کل کشور	
۱۳۷۵/۵/۱۶	۰	۱۴۴۶۴	۱۴۴۶۴	سراسری	۱۳۷۵
	۸۲	۱۶۰۲۷	۱۶۱۰۹	کل کشور	

ضریب بار یکی از شاخصهای مهم صنعت برق است که نشان دهنده ضریب بهره‌وری از حداکثر قدرت می باشد. چنانچه قدرت مورد محاسبه قدرت تولید باشد ، این ضریب معرف کارایی سیستم تولید برق و ضریب بار تولید است . شاخص اخیر عمدتاً در برنامه ریزی تولید و محاسبه قیمت تمام شده تولید برق و ... بکار می رود . در عمل بیشتر از ضریب بار مصرف یا نیاز مصرف استفاده می شود

که طبعاً حداکثر قدرت مورد نیاز مصرف ملاک محاسبه آن است. در این حالت ضریب بار مصرف، بدلیل اهمیت سمت تقاضا در اقتصاد برق، نشانگر کارایی سیستم برق و رفتار مجموعه مشترکین است. بالابودن ضریب بار به مفهوم کاهش هزینه سرانه (تولید یا مصرف)، پایین بودن میزان تلفات و... می باشد. اما صرف مقایسه ضریب بار سالهای مختلف بدون توجه به رشد بار کافی نیست. علاوه بر این مطالعه دقیق ضریب بار بایستی بر حسب مصرف نهایی مشترکین (پس از کسر مصارف داخلی و تلفات) و با دسته بندی انواع بار بر اساس نوع و زمان مصرف باشد. بنابراین ضریب بار مصرف در مناطق گرمسیر کشور بیش از مناطق سردسیر و در مناطق صنعتی بیشتر از مناطق کشاورزی است.

جدول (۴۲-۴): روند تغییرات حداکثر بار و ضریب بار تولیدی (۷۵-۱۳۴۶)

سال	شبکه سراسری (مگاوات)	خارج از شبکه (مگاوات)	جمع (مگاوات)	ماه وقوع پیک	ضریب بار کل کشور (درصد)
۱۳۴۶	۲۸۵	۲۴۳	۵۲۸	تیر	۳۹/۸
۱۳۵۷	۲۸۶۲	۶۲۴	۳۴۸۶	تیر	۵۶/۹
۱۳۶۲	۴۷۰۲	۸۸۰	۵۵۸۲	مرداد	۶۲/۲
۱۳۶۳	۵۳۵۳	۹۸۰	۶۳۳۳	تیر	۶۱/۵
۱۳۶۴	۵۴۱۹	۱۱۸۷	۶۶۰۶	مرداد	۶۳/۵
۱۳۶۵	۶۶۷۸	۷۸۶	۷۴۶۴	تیر	۵۹/۷
۱۳۶۶	۶۸۴۹	۸۹۴	۷۷۴۳	شهریور	۶۲/۴
۱۳۶۷	۶۸۸۵	۸۷۷	۷۷۶۲	شهریور	۶۴/۴
۱۳۶۸	۸۰۰۳	۹۰۸	۸۹۱۱	مرداد	۶۲/۴
۱۳۶۹	۸۵۴۱	۹۹۶	۹۵۳۷	شهریور	۶۶/۱
۱۳۷۰	۹۸۲۳	۱۱۱۶	۱۰۹۳۹	مرداد	۶۲/۱
۱۳۷۱	۱۰۷۰۲	۱۲۴۸	۱۱۹۵۰	مرداد	۶۰/۹
۱۳۷۲	۱۲۰۰۴	۱۳۰۴	۱۳۳۰۸	مرداد	۶۲/۹
۱۳۷۳	۱۳۰۳۳	۱۳۹۱	۱۴۴۲۴	مرداد	۶۲/۵
۱۳۷۴	۱۳۸۷۶	۱۴۱۵	۱۵۲۹۱	مرداد	۵۹/۸
۱۳۷۵	۱۴۵۶۲	۱۵۴۴	۱۶۱۰۶	مرداد	۶۲/۳

توضیحات: ۱- تولید مورد محاسبه شامل تولید صنایع بزرگ می باشد.

۲- اگر انرژی مورد نیاز مصرف در سال ۷۵، ملاک محاسبه باشد، ضریب بار نیاز مصرف نزدیک به ۵۰ درصد است.

۳- ضریب بار (تولید) در سال ۱۳۷۸ معادل ۶۳/۵ درصد پیش بینی شده است (اهداف برنامه).

به منظور آگاهی از روند تغییرات فصلی، حداکثر بار در شبکه سراسری و کل کشور را که معرف تاثیر شرایط آب و هوایی، استفاده از لوازم و وسایل خانگی، عملکرد و تولیدات بخش‌های تولیدی و ... است، در نظر می‌گیرند.

روند تغییرات حداکثر بار در شبکه سراسری و کل کشور مؤید افزایش نسبی رشد بار دریائیز و زمستان سال ۱۳۷۵ نسبت به سال ۱۳۷۴ در مقایسه با دو فصل دیگر است که به نظر می‌رسد متأثر از سرمای بیشتر و عملکرد تجهیزات گرمایشی باشد.^(۱) جدول (۴-۴۴)، نحوه تامین حداکثر بار در پیک نیاز مصرف کشور، طی سالهای ۱۳۷۴-۷۵ نشان داده شده است.

جدول (۴-۴۳): روند تغییرات فصلی حداکثر بار در شبکه سراسری و کل کشور

فصول سال								شرح
بهار		تابستان		پائیز		زمستان		
۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۴	۱۳۷۵	
۱۲۹۳۵	۱۳۳۲۷	۱۳۸۷۶	۱۴۵۶۲	۱۲۰۶۲	۱۳۳۵۵	۱۲۰۸۹	۱۳۲۴۰	حداکثر بار در شبکه سراسری-مگاوات
۱۲/۱۲	۱۳/۲۹	۱۵/۱۶	۱۵/۳۱	۱۷/۸	۱۷/۸	۱۱/۳۰	۱۱/۱۳	روز حداکثر بار در شبکه سراسری
۱۴۳۰۶	۱۴۶۹۱	۱۵۲۹۱	۱۶۱۰۶	۱۳۳۳۵	۱۴۷۷۶	۱۳۲۳۶	۱۴۵۷۸	حداکثر بار کشور (همزمان)-مگاوات
۱۳/۳۱	۱۲/۲۹	۱۵/۱۶	۱۵/۳۱	۱۷/۹	۱۷/۸	۱۱/۳۰	۱۱/۱۳	روز حداکثر بار کشور (همزمان)

۱۱- بررسی حداکثر بار همزمان و غیرهمزمان

بیشترین بار مصرفی مناطق برق کشور و در نتیجه استانه‌های تحت پوشش آنها، بدلیل اوضاع آب و هوایی، سطح فعالیتهای صنعتی، تعداد مشترکین و میزان رفاه آنها و ... با یکدیگر تفاوت دارد. زمان وقوع حداکثر بار در بعضی از مناطق کشور (مثلاً آذربایجان) هنوز در زمستان است، در حالیکه این زمان برای اغلب مناطق یا در تابستان بوده و یا در حال انتقال به آن است. کما اینکه هم اکنون بین حداکثر بار برق منطقه آذربایجان در زمستان و تابستان تفاوت اندکی وجود دارد که انتظار می‌رود در آینده نزدیک نیز این تفاوت حذف شود. دلیل این امر در گسترش شهرها، افزایش آپارتمان نشینی ضرورت استفاده از تجهیزات سرمایشی و ... است.

۱- بررسی دقیق و قضاوت درباره این مطلب نیازمند اطلاعات سال ۱۳۷۶ و مطالعه روند آن است.

جدول (۴-۴۴): روند تامین قدرت مورد نیاز کشور در روز پیک شبکه سراسری

(۷۵-۱۳۷۴) (مگاوات)

۱۳۷۵		۱۳۷۴		شرح
کل کشور	شبکه سراسری	کل کشور	شبکه سراسری	
۱۷۳۲۹	۱۵۶۷۰	۱۷۳۲۰	۱۵۷۵۵	مجموع حداکثر قابلیت تولید در یک شبکه
۱۸۶۵	۱۸۶۵	۱۲۰۰	۱۲۰۰	حداکثر قابلیت تولید برق آبی
۱۰۱۵۸	۹۳۹۷	۱۰۴۸۶	۹۷۵۸	حداکثر قابلیت تولید بخاری
۵۱۰۴	۴۳۳۷	۵۴۵۴	۴۷۲۷	حداکثر قابلیت تولید گازی و سیکل ترکیبی
۲۰۲	۷۱	۱۸۰	۷۰	حداکثر قابلیت تولید دیزلی
۱۵۹۶۳	۱۴۵۶۲	۱۵۲۸۲	۱۳۸۷۶	مجموع حداکثر قدرت تولید شده در یک شبکه
۱۷۵۷	۱۷۵۷	۱۵۶۴	۱۵۶۴	حداکثر قدرت تولید شده آبی
۹۸۷۶	۹۱۶۶	۹۷۷۱	۹۰۵۱	حداکثر قدرت تولید شده بخاری
۴۱۵۲	۳۶۰۷	۳۸۰۳	۳۲۱۳	حداکثر قدرت تولید شده گازی و سیکل ترکیبی
۱۷۸	۳۲	۱۴۴	۴۸	حداکثر قدرت تولید شده دیزلی
۱۳۶	۰	۹	۰	اعمال خاموشی در یک شبکه
۱۷	۰	۰	۰	معادل اعمال افت فرکانس در یک شبکه
۱۶۱۰۶	۱۴۵۶۲	۱۵۲۹۱	۱۳۸۷۶	حداکثر نیاز مصرف در یک شبکه
۳۰۷	۳۸۰	۵۰۰	۵۰۰	بیشترین میزان خاموشی در یکی از روزهای سال
۱۸۲	۱۸۲	۱۳۱	۱۳۱	بیشترین قدرت معادل افت فرکانس در یکی از روزهای سال
۱۲۴۷	۱۲۴۷	۱۲۰۳	۱۲۰۳	حداکثر بار مصرفی صنایع بزرگ در ساعت پیک شبکه
۱۳۶۴	۱۳۶۴	۱۳۵۳	۱۳۵۳	حداکثر بار صنایع (غیر همزمان یا شبکه)
۱۰۹۰	۱۰۹۰	۱۰۲۷	۱۰۲۷	متوسط بار صنایع در ساعات پیک سال

کاربرد اطلاعات مربوط به حداکثر بار همزمان نواحی یا مناطق در برنامه ریزی کلان تولید و انتقال برق است، در حالیکه از حداکثر بار غیر همزمان (و بعضاً همزمان در خود منطقه) در برنامه ریزی بخش انتقال و بویژه توزیع استفاده می‌شود.

پیش بینی حداکثر بار همزمان و غیر همزمان مناطق و کشور ابزار اولیه برنامه ریزیهای فوق الذکر است. کاهش ارقام پیش بینی نسبت به واقعیت و بعبارتی پیش بینی پائین دست موجب کمبود عرضه و کاستی تجهیزات مورد نیاز در برابر تقاضای برق می‌شود، در حالی که به عکس برآورد بالا دست یا خوشبینانه موجب اتلاف منابع مالی خواهد بود. از جهت روشهای کار، معمولاً در پیش بینی کوتاه مدت از پیشینه بار، درجه حرارت، رطوبت و ... و در برآورد بلندمدت از شاخصهای اقتصاد کلان کشور استفاده می‌گردد. در این رابطه رشد بار و مطالعه آن از جمله عوامل عمده انجام کار است.

جدول (۴-۴۵): رشد بار شبکه سراسری وکل کشور طی سالهای ۱۳۶۸-۷۵

سال	شبکه	درصد رشد سالیانه (نیاز مصرف)	درصد رشد سالیانه (انرژی تولیدی)
۱۳۶۸	سراسری	۴/۷	۱۱/۴
	کل کشور	۵/۶	۱۱/۳
۱۳۶۹	سراسری	۱۱/۹	۱۲/۸
	کل کشور	۱۱/۷	۱۲/۷
۱۳۷۰	سراسری	۷/۶	۹/۱
	کل کشور	۷/۷	۸/۸
۱۳۷۱	سراسری	۷/۶	۷/۲
	کل کشور	۷/۸	۷/۲
۱۳۷۲	سراسری	۱۰/۵	۱۲
	کل کشور	۱۱/۲	۱۱/۵
۱۳۷۳	سراسری	۷/۲	۱۱/۳
	کل کشور	۷/۸	۱۰/۹
۱۳۷۴	سراسری	۶/۴	۳/۵
	کل کشور	۶	۳/۷
۱۳۷۵	سراسری	۴/۹	۷/۲
	کل کشور	۵/۳	۷/۲

متوسط رشد پیک بار شبکه در طول برنامه اول سالیانه ۸/۴ درصد و کل کشور ۸/۸ درصد بوده است. ارقام مشابه برای انرژی تولیدی در شبکه ۱۰/۵ و در کشور ۱۰/۳ درصد می‌باشد. در سال ۱۳۷۴ رشد بار بطور نسبی در شبکه و کل کشور بیش از رشد تولید انرژی الکتریکی بوده که منجر به بدی ضریب

بار و تقلیل آن تا حد ۵۹/۸ درصد گردید. ظاهراً در برنامه تجدید نظر شده دوم، به دلیل احتمال وجود این روند رشد بار سالیانه ۶ درصد و رشد انرژی ۵ درصد در نظر گرفته شده باشد. خوشبختانه روند سال ۱۳۷۵ بر خلاف سال ۱۳۷۴ حاکی از بهبود نسبی ضریب بار می‌باشد. در سال ۱۳۷۵، ضریب بار به ۶۲/۳ درصد رسید که از رقم سال ۱۳۷۳ اندکی کمتر است. قابل ذکر است که در کشورهای توسعه یافته رشد مصرف (تولید) انرژی الکتریکی یک تا دو درصد در نظر گرفته می‌شود و بهر حال گذر به طرف مرز اشباع مصرف ایجاب می‌کند که در کشور ما نیز این رشد که در برنامه دوم ۶ تا ۷ درصد در نظر گرفته شده بود، به ۵ درصد در برنامه سوم محدود شود.

طبق اهداف برنامه دوم بایستی مصرف انرژی الکتریکی در سال ۱۳۷۵ نسبت به سال ۱۳۷۴، ۷ درصد رشد داشته باشد که در عمل این رقم به ۷/۲ درصد رسیده است.

اگر کاهش نسبی رشد در سال ۱۳۷۴ را تحت تاثیر نرخ های برق و صرفه جویی بخشی از مشترکین تلقی نمائیم، برگشت روند قبلی در سال ۱۳۷۵ می‌تواند بدلیل کم‌رنگ شدن نرخ برق در تورم سایر اقلام زیستی و یا عوامل آب و هوایی برآورد شود.

سهم برق تهران از بار همزمان معادل ۲۱/۶ درصد در سال ۱۳۷۵ می‌باشد که نسبت به سالهای قبل از آن کاهش داشته است. پس از تهران، خوزستان و اصفهان به ترتیب با سهم ۱۴/۲ و ۱۱/۸ درصد (در سال ۱۳۷۵) قرار دارند. دلیل بالایی سهم برق تهران در تمرکز جمعیت و مشاغل است که در مورد خوزستان به گرمی هوا و وجود صنایع سنگین مرتبط می‌شود. در حالیکه در برق اصفهان تاثیر عوامل آب و هوایی کمتر است.

بهر حال ارقام بار همزمان و غیر همزمان هریک از مناطق برق می‌تواند به صورت یک شاخص در شناخت و مقایسه بکار آید.

در مورد بار استانهایی که صرفاً در پوشش یک برق منطقه‌ای هستند (مثل هرمزگان، کرمان و ...) عملاً ارقام منطقه‌ای، استانی نیز هستند و مشکل در رابطه با بار استانهایی است که تعدادی از آنها در یک برق منطقه‌ای ادغام می‌شوند. مشکل دیگر این مبحث استانهایی جدیدی است که پیشینه بار آنها را باید در اطلاعات قبلی جستجو نمود.^(۱)

معهدا در جدول شماره (۴۹ - ۴) جمع‌بندی بررسیهای انجام شده برای تفکیک حداکثر بار استانهایی سه سال، نشان داده می‌شود. در مجموعه این گزارشات، ارقام مرکز آمار برق به دلیل انتشار گسترده‌تر، ملاک مقایسه ها و بررسیها قرار گرفته است.

۱- در ترازنامه‌های استانی بار استانه تفکیک شده است.

در این جدول برآورد بهینه بار سال ۱۳۷۸ (پایان برنامه دوم) منظور گردیده است.^(۱) قابل ذکر است که بر اساس پیش بینی مزبور در ترازنامه سال ۱۳۷۴، بار کل کشور ۱۶۲۰۰ مگاوات دیده شده بود که با مقدار واقعی فقط ۹۴ مگاوات (۰/۶ درصد) اختلاف داشته است.

جدول (۴-۴۶): حداکثر بار همزمان با شبکه سراسری در مناطق برق کشور

(مگاوات)

حداکثر بار همزمان با شبکه سراسری					نام مناطق برق
۱۳۷۵	۱۳۷۴	۱۳۷۳	۱۳۷۲	۱۳۶۸	
۱۰۶۵	۹۶۰	۸۷۸	۸۱۱	۶۰۴	آذربایجان
۱۹۱۰	۱۷۴۹	۱۷۷۴	۱۴۶۴	۸۰۷	اصفهان
۱۰۷۹	۱۰۱۵	۹۵۸	۷۵۶	۴۹۵	باختر
۳۴۸۷	۳۵۰۵	۳۳۲۶	۳۰۸۷	۲۲۴۵	تهران ^(۱)
۱۲۶۶	۱۱۸۵	۱۱۴۴	۱۰۶۴	۷۳۹	خراسان
۲۲۸۴	۲۰۸۵	۲۰۳۸	۲۰۵۸	۱۰۳۲	خوزستان
۴۲۰	۴۲۲	۳۷۳	۳۶۹	۲۱۵	زنجان ^(۲)
۱۸۱	۱۷۷	۱۳۹	۱۳۷	۸۱	سمنان
۲۰۶	۱۸۱	۱۷۲	۱۸۱	۱۱۳	سیستان و بلوچستان
۵۱۸	۴۶۸	۴۶۵	۳۲۶	۲۶۴	غرب
۱۰۶۹	۹۶۱	۸۵۵	۷۲۸	۶۱۱	فارس
۵۴۵	۵۶۲	۴۶۵	۴۸۹	۲۴۱	کرمان
۴۷۴	۴۳۷	۴۴۴	۴۰۷	۳۱۲	گیلان
۸۰۴	۸۲۹	۷۳۴	۷۲۴	۵۴۴	مازندران
۵۷۴	۵۴۰	۴۴۸	۵۲۰	۳۳۶	هرمزگان
۲۲۴	۲۱۵	۲۱۱	۱۸۷	۱۱۵	یزد
۱۶۱۰۶	۱۵۲۹۱	۱۴۴۲۴	۱۳۳۰۸	۸۹۱۱ ^(۲)	کل کشور

توضیحات: ۱- بر اساس ساختار شرکتهای برق منطقه‌ای در این ارقام بار قزوین جزء تهران نبوده و در رقم زنجان منظور شده است.

۲- سال ۱۳۶۸ بر اساس روز بیشترین تولید (۱۳۶۸/۵/۸) و سایر سالها بر اساس روز بیشترین نیاز مصرف است.

جدول (۴۷-۴): حداکثر بار غیر همزمان مناطق برق و سهم آنها از حداکثر بار همزمان

کل کشور در سال ۱۳۷۵

نام مناطق برق	حداکثر بار غیر همزمان (مگاوات)	سهم از حداکثر بار همزمان کشور (درصد)
آذربایجان	۱۱۷۳	۶/۶
اصفهان	۱۹۶۵	۱۱/۸
باختر	۱۰۹۱	۶/۷
تهران	۳۹۲۱	۲۱/۷
خراسان	۱۳۳۵	۷/۹
خوزستان	۳۳۵۲	۱۴/۲
زنجان	۴۳۳	۲/۶
سمنان	۱۹۱	۱/۱
سیستان و بلوچستان	۲۵۱	۱/۳
غرب	۵۲۸	۳/۲
فارس	۱۱۳۱	۶/۶
کرمان	۶۵۶	۳/۴
گیلان	۴۷۵	۲/۹
مازندران	۸۳۵	۵/۰
هرمزگان	۵۸۸	۳/۶
یزد	۲۴۰	۱/۴
جمع غیر همزمان کشور	۱۷۱۶۵	۱۰۰

بررسی تغییرات ماهیانه در حداکثر بار همزمان کشور نشان می دهد که حداکثر بار مردادماه در کلیه موارد مزبور ، حداکثر بار سال نیز می باشد. کمترین رقم پیک بار مربوط به فروردین ماه است که خصوصیات آن شامل : تعطیلات نوروزی ، عدم وجود مقادیر عمده گرمایش یا سرمایش در مدار ، رکود نسبی فعالیتهای تولیدی و ... می باشد .

پس از فروردین ماه ، روند ارقام تا ماه پیک سال (مردادماه) افزایشی و پس از آن کاهشی است که از شروع زمستان مجدداً روند افزایش می یابد . نرمالیزه کردن این ارقام نسبت به پیک سال مطالب مزبور را با وضوح بیشتری می نمایاند.

جدول (۴-۴۸): بررسی بار مناطق و استانهای کشور (همزمان با پیک شبکه سراسری)

بار (مگاوات)							شرکت
برآورد سال ۱۳۷۸	واقعی						
	سال ۱۳۷۵		سال ۱۳۷۴		سال ۱۳۷۳		
	آمار	دیسپاچینگ	آمار	دیسپاچینگ	آمار	دیسپاچینگ	
۱۱۱۲	۱۰۶۵	۱۰۳۷	۹۶۰	۹۶۰	۸۷۸	۹۱۷	برق آذربایجان :
۶۲۸	۶۱۰	۵۸۲	۵۶۵	۵۶۵	۵۱۴	۵۳۶	آذربایجان شرقی
۳۳۰	۳۱۵	۳۱۵	۲۸۲	۲۸۲	۲۴۸	۲۵۹	آذربایجان غربی
۱۵۴	۱۴۰	۱۴۰	۱۱۳	۱۱۳	۱۱۶	۱۲۲	اردبیل
۲۵۴۰	۱۹۱۰	۱۸۵۳	۱۷۴۹	۱۷۴۹	۱۶۶۷	۱۶۶۷	برق اصفهان :
۲۴۶۰	۱۸۳۷	۱۷۸۳	۱۶۵۹	۱۶۵۱	۱۶۸۲	۱۵۷۵	اصفهان
۸۴	۷۳	۷۰	۹۸	۹۸	۹۲	۹۲	چهارمحال و بختیاری
۱۲۲۰	۱۰۷۹	۹۶۰	۱۰۱۵	۱۰۱۵	۹۵۸	۱۰۰۸	برق باختر:
۶۵۰	۵۶۲	۴۴۳	۵۲۷	۵۲۷	۵۱۰	۵۳۶	مرکزی
۲۶۵	۲۴۰	۲۴۰	۲۱۸	۲۱۸	۲۰۹	۲۲۰	لرستان
۳۰۵	۲۷۷	۲۷۷	۲۷۰	۲۷۰	۲۳۹	۲۵۲	همدان
۳۸۸۴	۳۳۰۱	۳۴۸۷	۳۳۲۵	۳۵۱۰	۳۳۲۶	۳۳۲۶	برق تهران
۱۷۰۰	۱۲۶۶	۱۲۲۲	۱۱۸۵	۱۱۸۵	۱۱۴۴	۱۱۶۰	برق خراسان
۲۶۰۰	۲۲۸۴	۲۴۹۲	۲۰۸۵	۲۰۹۷	۲۰۸۰	۱۹۷۷	برق خوزستان :
۲۵۲۷	۲۲۱۷	۲۴۲۵	۲۰۱۸	۲۰۳۳	۱۹۷۷	۱۹۱۶	خوزستان
۷۳	۶۷	۶۷	۶۴	۶۴	۶۱	۶۱	کهگیلویه وبویراحمد
۱۶۰	۱۲۵	۴۲۰	۴۲۲	۴۲۲	۳۷۳	۳۷۳	برق زنجان
۲۶۵	۱۸۱	۱۸۱	۱۷۷	۱۷۷	۱۳۹	۱۳۹	برق سمنان
۲۴۰	۲۰۶	۲۰۶	۱۸۱	۱۸۹	۱۷۲	۱۶۸	برق سیستان وبلوچستان
۶۰۰	۵۱۸	۵۲۳	۴۶۸	۴۶۸	۴۶۵	۴۴۶	برق غرب :
۱۹۰	۱۶۶	۱۶۶	۱۴۴	۱۴۴	۱۳۹	۱۳۶	کردستان
۳۳۰	۲۹۱	۲۹۱	۲۶۸	۲۶۸	۲۷۳	۲۶۲	کرمانشاه
۸۰	۶۶	۶۶	۵۶	۵۶	۵۳	۴۸	ایلام

جدول (۴-۴۸): بررسی بار مناطق و استانهای کشور (همزمان با پیک شبکه سراسری) ... ادامه

بار (مگاوات)							شرکت
برآورد سال ۱۳۷۸	واقعی						
	سال ۱۳۷۵		سال ۱۳۷۴		سال ۱۳۷۳		
	آمار	دیسپاچینگ	آمار	دیسپاچینگ	آمار	دیسپاچینگ	
۱۲۱۰	۱۰۶۹	۱۰۶۰	۹۶۱	۹۵۴	۸۵۵	۸۲۷	برق فارس :
۸۳۰	۷۴۱	۷۴۱	۷۰۱	۷۰۱	۵۹۳	۵۷۳	فارس
۳۸۰	۳۱۹	۳۱۹	۲۴۶	۲۵۳	۲۶۲	۲۵۴	بوشهر
۳۸۰	۲۹۵						برق قزوین
۲۱۰	۱۸۶		۱۸۰				برق قم
۸۵۵	۵۴۵	۵۴۵	۵۶۲	۵۶۳	۴۶۵	۵۳۰	برق کرمان
۵۶۰	۴۷۴	۴۷۴	۴۳۷	۴۳۷	۴۴۴	۴۴۴	برق گیلان
۹۶۰	۸۰۴	۸۰۴	۸۲۹	۸۲۹	۷۳۴	۷۳۴	برق مازندران
۶۹۰	۵۴۷	۵۲۰	۵۲۰	۴۹۸	۴۳۰	۴۳۴	برق هرمزگان
۳۸۰	۲۲۴	۲۲۰	۲۱۵	۲۱۵	۲۱۱	۲۱۱	برق یزد
—	۲۷	۱۱۹	۲۰	۲۰	۱۸	۱۸	کیش و سایر
۱۹۶۰۰	۱۶۱۰۶	۱۶۱۰۹	۱۵۲۹۱	۱۵۲۸۸	۱۴۴۲۴	۱۴۳۷۹	کل کشور

توضیحات:

۱- سایرین: شامل مصارف خارج از شبکه برقهای اصفهان، هرمزگان، فارس، یزد و کیش می باشد.

۲- بار آذربایجان شرقی در سال ۷۴ و ۷۵ شامل باربرون مرزی می باشد.

۳- حداکثر بار همزمان کشور در سال ۷۸ بر اساس اهداف برنامه دوم ۲۰۴۰۰ مگاوات است.

جدول (۴-۴۹): تغییرات ماهیانه حداکثر نیاز مصرف در کل کشور همزمان با پیک شبکه

پیش‌بینی ۱۳۷۸	۱۳۷۵	۱۳۷۴	۱۳۷۳	۱۳۷۲	۱۳۶۸	ماه‌های سال
۱۵۴۰۰	۱۲۴۵۰	۱۲۳۲۵	۱۱۸۲۲	۱۰۹۷۸	۷۰۲۰	فروردین
۱۶۴۵۰	۱۳۹۲۸	۱۳۲۱۶	۱۱۸۵۷	۱۱۵۱۱	۷۶۷۲	اردیبهشت
۱۷۹۵۰	۱۴۶۹۱	۱۴۳۰۵	۱۳۲۹۸	۱۲۶۶۸	۸۲۷۰	خرداد
۱۹۵۰۰	۱۵۵۵۹	۱۴۹۵۴	۱۴۲۱۳	۱۳۰۱۰	۸۴۶۶	تیر
۱۹۶۰۰	۱۶۱۰۶	۱۵۲۹۱	۱۴۴۲۴	۱۳۳۰۸	۸۹۱۱	مرداد
۱۹۱۰۰	۱۵۸۳۷	۱۵۰۴۴	۱۴۱۰۷	۱۳۰۸۸	۸۷۹۴	شهریور
۱۷۸۰۰	۱۴۸۳۶	۱۳۳۰۳	۱۳۱۵۹	۱۲۴۲۲	۷۷۷۵	مهر
۱۷۳۵۰	۱۳۹۸۹	۱۳۰۰۸	۱۲۶۹۹	۱۲۰۱۹	۷۵۷۵	آبان
۱۷۷۰۰	۱۴۱۳۶	۱۳۰۲۷	۱۲۸۶۱	۱۱۷۶۰	۷۹۸۲	آذر
۱۸۳۰۰	۱۴۱۷۷	۱۳۲۴۵	۱۳۱۰۴	۱۲۲۴۰	۸۰۹۹	دی
۱۸۰۰۰	۱۴۴۹۹	۱۳۷۵۹	۱۳۰۲۱	۱۲۵۱۵	۸۵۰۱	بهمن
۱۸۱۰۰	۱۴۶۳۸	۱۲۹۹۶	۱۲۸۰۸	۱۱۸۹۵	۸۴۱۸	اسفند
۱۹۶۰۰	۱۶۱۰۶	۱۵۲۹۱	۱۴۴۲۴	۱۳۳۰۸	۸۹۱۱ ^(۱)	حداکثر سالیانه

توضیحات:

۱- رقم مربوط به روز پیک تولید می‌باشد و حداکثر نیاز مصرف در همین روز ۸۹۸۶ مگاوات و حداکثر نیاز مصرف در روز بیشترین تقاضا ۹۲۸۵

مگاوات بوده است. لیکن به منظور عدم مغایرت با آمارهای امور برق ارقام مذکور درج گردیده‌اند.

امروزه با اعمال سیاستهای مدیریت مصرف شامل مدیریت بار و صرفه جویی در انرژی الکتریکی، منحنی بار روز پیک یا حداکثرهای ماهیانه و ... در کشورهای پیشرفته و تعداد زیادی از کشورهای در حال توسعه، فاقد نوسانات عمده ای است که در کشور ما وجود دارد. شناخت منحنی‌های بار مقاطع زمانی مختلف کل کشور، مناطق، استانها و حتی حوزه تغذیه یک فیدر ۲۰ کیلو ولت، ابزار اولیه و لازم برای سنجش کارایی روشهای مدیریت مصرف محسوب می‌شوند. از این مقوله در بخش مدیریت بار به اختصار گفتگو خواهد شد.

۱۲- مصرف انرژی الکتریکی

تولید، انتقال و توزیع برق نهایتاً در خدمت به مشترکین و ارضاء نیازهای الکتریکی آنها بکار گرفته می‌شوند. همانگونه که دیده شد، بخش قابل توجهی از انرژی تولیدی در فرآیند تولید و انتقال و توزیع مصروف گردیده و بالاخره نزدیک به ۸۰ درصد (در سال ۱۳۷۵ برابر ۷۹ / ۲ درصد) تولید ناویژه در کنتورهای برق به مصرف کنندگان تحویل می‌شود.

ساختار و توزیع مصرف کنندگان و تنوع آنها را اساساً تعرفه‌های برق تعیین می‌کند. دلیل این امر وقوف شرکت‌های برق از درآمد و هزینه گروه‌های مصرف کننده، تنظیم حسابهای مالی و... است. طبعاً با تغییرات ساختاری تعرفه‌ها این اطلاعات دستخوش تغییراتی می‌شود که علیرغم ضرورت آن از جهت آمار و اطلاعات عمدتاً مشکلاتی را که اهم آن از دست رفتن پیشینه یک یا دو یا چند گروه مصرف است، می‌توان عنوان کرد. مثلاً با تعریف تعرفه تولید بخشی از مصارف عمومی قبلی در این گروه متمرکز می‌شوند که طبعاً در آمار صنعتی (سابق) نیز اثر می‌گذارد. جدا از اشکالات مزبور، آمار فروش برق در گروه‌های مشترکان مختلف در مطالعه و شناخت سمت تقاضا در اقتصاد برق و بالتبع در بحث عرضه، اهمیت زیادی دارد. سهم مصرف انرژی الکتریکی توسط مشترکان متفاوت، مبین ساختار جامعه مصرف کنندگان، الگوهای مصرف انرژی، اهمیت یا عدم اهمیت بخش‌های مولد و از این قبیل می‌باشد. به عنوان مثال در کشورهای صنعتی بیش از ۸۰ درصد انرژی الکتریکی در بخش صنعت استفاده می‌شود و به عکس در کشورهای در حال توسعه و یا عقب نگهداشته شده، سهم مصارف خانگی حائز اهمیت است. نحوه توزیع کاربران (مشترکین) برق نیز حائز اهمیت زیادی در مباحث نرخ، درآمد و خلاصه سیاست‌گذاریهای اقتصادی برق است. سهم تعداد مشترکان بر حسب نوع مصرف نیز به شدت تاثیر پذیر از تغییرات ساختاری تعرفه‌هاست و همانطوریکه واضح است، بیشترین سهم متعلق به مشترکان خانگی و کمترین آن مربوط به کشاورزی و سایر مصارف (آزاد و...) است.

فروش سال ۱۳۷۴ نسبت به هدف برنامه ۹۳/۲ درصد تحقق یافته که ارقام مشابه برای سال ۱۳۷۵، میزان تحقق را معادل ۹۳/۴ درصد نشان می‌دهد. در رابطه با تعداد مشترکین نیز در سال ۱۳۷۴، ۱۰۰ درصد هدف حاصل گردیده و در سال ۱۳۷۵ این رقم ۱/۷ درصد بیش از آن بوده است. اگر چه از افزایش ۵۰۰ هزار مشترک در سال ۱۳۷۵ نیز به عنوان هدف یاد شده که در این صورت نیز مصرف سرانه در سال ۱۳۷۵ به میزان هدف تعیین شده رسیده است.

جدول (۵۰-۴): سهم فروش برق به تفکیک گروههای مختلف مصرف کننده

(درصد)

(۷۵-۱۳۴۶)

سال	خانگی	عمومی و تجاری	صنعتی و تولیدی	کشاورزی	سایر	انرژی فروخته شده (میلیون کیلووات ساعت)
۱۳۴۶	۳۲/۴	۱۸/۶	۳۴/۵	۲/۳	۱۲/۳	۱۴۶۱
۱۳۵۷	۴۶/۸	۲۴/۲	۴۱/۲	۳/۱	۴/۷	۱۴۱۴۵
۱۳۶۲	۳۵/۴	۲۲/۳	۳۱/۰	۶/۰	۵/۵	۲۵۱۵۳
۱۳۶۷	۳۸/۷	۲۶/۵	۲۱/۷	۸/۲	۴/۹	۳۶۱۴۷
۱۳۶۸	۳۹/۵	۲۷/۲	۲۱/۲	۸/۴	۳/۷	۳۹۹۵۶
۱۳۶۹	۳۸/۵	۲۶/۵	۲۱/۷	۸/۲	۴/۲	۴۵۱۰۷
۱۳۷۰	۳۸/۹	۲۷/۷	۲۱/۶	۷/۷	۴/۱	۴۹۱۷۵
۱۳۷۱	۳۷/۳	۲۶/۸	۲۵/۴	۶/۸	۳/۷	۵۲۳۰۶
۱۳۷۲	۳۸/۱	۲۵/۸	۲۶/۸	۶/۹	۲/۴	۵۸۱۱۴
۱۳۷۳	۳۵/۳	۲۱/۶	۳۲/۲	۸/۱	۲/۸	۶۳۶۲۵
۱۳۷۴	۳۵/۵	۲۱/۰	۳۲/۵	۸/۲	۲/۸	۶۵۸۵۴
۱۳۷۵	۳۵/۸	۲۰/۴	۳۲/۹	۸/۲	۲/۶	۶۹۶۷۱

جدول (۵۱-۴): پیش بینی فروش انرژی الکتریکی و تعداد مشترکین وزارت نیرو

(۷۸-۱۳۷۴)

شرح	۱۳۷۴	۱۳۷۵		۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	متوسط رشد سالانه برنامه ریزی شده (درصد)
		عملکرد	برنامه				
فروش انرژی الکتریکی (میلیارد کیلو وات ساعت)	۶۵/۸	۶۹/۷	۷۴/۶	۷۹/۲	۸۲/۷	۸۷/۵	۴/۳۸
تعداد مشترکین (هزار مشترک)	۱۲۲۷۶	۱۲۸۵۵	۱۳۶۴۲	۱۴۰۹۲	۱۳۵۳۲	۱۳۹۷۲	۳/۶
سرانه مصرف (کیلووات ساعت بر نفر)	۱۰۷۶	۱۱۶۰	۱۱۵۸	۱۲۰۲	۱۲۴۲	۱۲۷۲	۲

جدول (۴-۵۲): سهم تعداد مشترکین گروه‌های مختلف مصرف کننده (۷۵ - ۱۳۴۶)

(درصد)

سال	خانگی	عمومی و تجاری	صنعتی	کشاورزی	سایر	تعداد کل مشترک (هزار مشترک)
۱۳۴۶	۷۶/۴	۲۲/۰	۰/۶	۰/۱	۰/۹	۷۹۸
۱۳۵۷	۸۳/۲	۱۶/۱	۰/۴	۰/۱	۰/۲	۳۳۹۹
۱۳۶۲	۸۴/۴	۱۴/۹	۰/۱	۰/۲	۰/۳	۶۱۳۸
۱۳۶۷	۸۴/۸	۱۴/۴	۰/۰۸	۰/۲۴	۰/۵۱	۸۸۲۸
۱۳۶۸	۸۵/۰	۱۴/۲	۰/۰۶	۰/۲۵	۰/۴۴	۹۳۳۸
۱۳۶۹	۸۵/۰	۱۴/۲	۰/۰۷	۰/۳۶	۰/۵۴	۹۶۴۱
۱۳۷۰	۸۴/۷	۱۴/۴	۰/۰۷	۰/۲۷	۰/۵۵	۱۰۰۹۰
۱۳۷۱	۸۴/۰	۱۴/۹	۰/۰۷	۰/۴۸	۰/۵۵	۱۰۵۱۶
۱۳۷۲	۸۴/۸	۱۴/۶	۰/۲۸	۰/۳۸	۰/۰۴	۱۱۰۸۸
۱۳۷۳	۸۴/۷	۱۴/۶	۰/۳۹	۰/۳۷	۰/۰۲	۱۱۷۱۷
۱۳۷۴	۸۴/۸	۱۴/۵	۰/۴۲	۰/۳۸	۰/۰۲	۱۲۲۷۶
۱۳۷۵	۸۴/۷	۱۴/۵	۰/۴۳	۰/۳۹	۰/۰۱	۱۲۸۵۵

۱۳- قیمت برق

در ایران تعرفه های برق بیشتر با توجه به شاخه های مصرف و سیاستگذاریهایی کلان تعیین می گردد. به گونه ای که تعرفه بخشهای مصرف خانگی و تجاری به روش تصاعدی پله ای تنظیم شده ، حال آنکه در تعرفه های کشاورزی و عمومی نرخ تعرفه در رده هایی از مصرف ثابت باقی می ماند. همچنین تعرفه صنعت و معدن براساس توان ولتاژ مصرفی طیف گسترده ای را در برمی گیرد.

متوسط نرخ فروش هر کیلووات ساعت برق طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ از ۲۸/۵ به ۴۱/۱ ریال رسیده که از رشد سالانه ۲۰/۱ درصد برخوردار بوده است . این افزایش در راستای سیاستهای نرخ گذاری برق می باشد. عمده ترین هدف این سیاستگذارها از یک سو پوشش هرچه بیشتر هزینه های صنعت برق از محل درآمدهای آن و از سوی دیگر کاهش و کنترل مصرف بی رویه و توزیع مناسب تر بار در طول روز می باشد. در سال ۱۳۷۵ ، بخشهای تجاری ، صنعت و عمومی به ترتیب بالاترین قیمت برق را دارا بوده اند . همچنین طی سالهای مورد بررسی قیمت برق در بخش های خانگی و صنعت به ترتیب با ۲۷/۷ و ۲۱/۰ درصد بالاترین نرخ رشد سالانه را داشتند.

جدول (۵۳-۴): میانگین نرخ فروش انرژی برق

(ریال / کیلوواتساعت)

شرح	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
خانگی	۱۴/۱	۱۷/۵	۲۳/۰
عمومی	۴۰/۰	۵۱/۰	۴۲/۷
تجاری	۵۸/۵	۶۶/۰	۸۳/۰
صنعت	۴۰/۰	۴۷/۰	۵۸/۶
کشاورزی و سایر	۳/۵	۴/۰	۳/۵
کل	۲۸/۵	۳۴/۵	۴۱/۱

۱۴- مصرف کنندگان بزرگ

مصرف کنندگان بزرگ برق معمولاً شامل مشترکین صنعتی و تجاری با قدرت قراردادی قابل توجه است. معیار مزبور معمولاً بر اساس مفاد آئین نامه تکمیلی تعرفه‌های برق و عبارتی دیگر، سطح ولتاژی که برای تامین قدرت آنها باید مورد استفاده قرار گیرد، تعیین می‌شوند. در شرایط موجود مشترکین و متقاضیان با قدرت ۷ مگاوات و بالاتر که از طریق خطوط فوق توزیع یا انتقال، تامین شده یا خواهند شد، مشمول این تعریف هستند. تعداد زیادی از این گونه مشترکین از قبیل صنایع نفت، نظامی، کارخانجات قند و شکر، صنایع کاغذ و چوب، کارخانجات نساجی و ... یا بدلیل مشکلات سابق سیستم برق و یا بر اساس نوع فرآیند تولید و اهمیت عدم قطع برق دارای تاسیسات تولید برق (اختصاصی) هستند که تحت عنوان سایر موسسات دربررسی قدرت از آنها یاد شده است.

در این میان چند صنعت عمده کشور به لحاظ مصرف فوق العاده زیاد، وجود امکانات تولید (با استثناهایی) و ارتباط نیروگاه‌هایشان با شبکه سراسری برق، دارای اهمیت بوده و از سایرین متمایز هستند.

جدول (۴-۵۴): وضعیت تولید و مصرف صنایع بزرگ در سال ۱۳۷۵

شرح	فولاد مبارکه (اصفهان)	ایرالکو (اراک)	فولاد اهواز (اهواز)	مس سرچشمه (کرمان)	ذوب آهن (اصفهان)	ذغال شویی (کرمان)	نورد اهواز (اهواز)	تراکتورسازی (تبریز)	پتروشیمی رازی (بندر امام)	جمع
قدرت قراردادی (مگاوات)	۶۶۰	۲۷۰	۳۸۵	۸۰	۴۰	—	۱۲۰	۲۸	۴۰	۱۶۲۳
ظرفیت اسمی نیروگاه اختصاصی (مگاوات)	۲۱۰	۰	۰	۱۴۴	۱۶۵	۴۰	۰	۲۰	۲۵۲	۸۳۰
میانگین قدرت عملی سالیانه (مگاوات)	۲۱۰	—	—	۱۱۸	۱۵۹	۳۰	۰	۱۷	#	۵۳۴
حداکثر قدرت تولید شده همزمان (مگاوات)	۱۰۸	۰	۰	۲۶	۱۱۷	۰	۰	۰	۰	۲۵۱
حداکثر قدرت مورد نیاز مصرف غیر همزمان (مگاوات)	۵۸۰	۲۵۰	۳۶۰	۸۳	۱۸۶	#	۱۶۵	#	۲۶	۱۳۶۴
حداکثر قدرت مورد نیاز مصرف همزمان (مگاوات)	۳۹۷	۱۳۵	۳۴۰	۶۹	۱۵۱	۰	۱۵۵	۰	۰	۱۲۴۷
انرژی تولیدی ناخالص (میلیون کیلووات ساعت)	۹۵۹	۰	۰	۱۹۳	۹۳۳	۰	۰	۴۹	#	۲۱۳۵
انرژی تولیدی خالص (میلیون کیلووات ساعت)	۸۸۴	۰	۰	۱۸۴	۹۲۴	۰	۰	۴۰	#	۲۰۳۲
خالص انرژی مبادله شده شبکه برق کشور (میلیون کیلووات ساعت)	۱۶۰۴	۲۱۴۳	۱۴۹۴۹	۴۶۶	۲۳۵	۸۷	۱۸۰	۴۶	—	۱۹۷۱۰
کل انرژی الکتریکی مصرف شده (میلیون کیلووات ساعت)	۲۴۶۶	۲۱۴۳	۱۴۹۴۹	۷۳۲	۱۰۷۹	۸۹	۱۸۰	۷۸	—	۲۱۷۰۶

ارقام در دسترس نمی باشد.

رفتار بار صنایع بزرگ در راستای برنامه ریزی کوتاه مدت (دیسپاچینگ) شبکه سراسری و مباحث بلند مدت مدیریت بار، حائز اهمیت است. پاره‌ای از صنایع تحت تاثیر فرآیند تولید، دارای منحنی بار نسبتاً ثابتی بوده که فاقد اعوجاج^(۱) فوق العاده است و برعکس تعدادی از صنایع بزرگ (مثلاً تولید فولاد با قوس الکتریکی) منحنی بار دارای نوسانات شدید و تغییرات لحظه‌ای قابل توجه می‌باشند. علاوه بر بارهای اصلی در صنایع بزرگ، بعضاً محل استقرار آنها (مثلاً خوزستان) موجب مصرف بار قابل توجهی برای سرمایش در تابستان می‌باشد.

عدم تفاوت زیاد در دو شاخص متوسط و حداکثر بار روزانه در صنایع بزرگ حاکی از فرآیند ثابت، ضریب بار بالای مصرف و در نهایت کمی پتانسیل مدیریت بار و برعکس تفاوت‌های زیاد دلیل فرآیند متغیر، ضریب بار نسبتاً پایین وجود امکان مدیریت بار است.

تاریخ وقوع حداکثر بار این صنایع (بیشترین پیک روزانه) بدرستی عدم همزمانی یا همزمانی بار مصرفی با پیک شبکه (یا کشور) را نشان می‌دهد. همانطوریکه ملاحظه می‌شود، در سال ۱۳۷۵ زمان بیشترین مقدار به استثناء نورد اهواز که احتمالاً تحت تاثیر مصارف سرمایشی نیز بوده، طی فصل زمستان واقع گردیده است. مجموع بار صنایع در دو شاخص مزبور نیز فاقد تغییرات بسیار زیاد است (۲۷۴ مگاوات). نکته دیگر که از جدول (۴-۵۶) استنباط می‌شود، مقایسه ارقام دو سال و تحلیل آنها می‌باشد. به عنوان مثال مشخص است که کارخانه ایرالکو در سال ۱۳۷۴ با بار متوسط ۲۵۰ و حداکثر ۳۶۰ مگاوات تقریباً با ظرفیت بالا کار کرده است، در حالی که طی سال ۱۳۷۵ اختلاف دو رقم مزبور نشان دهنده پایین بودن مقدار تولید می‌باشد.

جدول (۴-۵۵): تغییرات سالیانه بیشترین بار روزانه صنایع بزرگ کشور

نام صنایع		تاریخ حداکثر بار		۱۳۷۴		تاریخ حداکثر بار		۱۳۷۵	
			حداکثر بار	متوسط بار			حداکثر بار	متوسط بار	
ایرالکو	۷۴/۱/۲	۲۵۰	۲۶۳	۷۵/۱/۸	۱۶۵	۲۵۰			
ذوب آهن	۷۴/۳/۱۲	۱۳۲	۱۵۸	۷۵/۹/۲۱	۱۶۰	۱۸۶			
فولاد مبارکه	۷۴/۱۲/۱۲	۳۱۲	۵۵۲	۷۵/۱۱/۱۹	۳۸۷	۵۸۰			
فولاد اهواز	۷۴/۸/۱۴	۱۸۹	۳۲۰	۷۵/۱/۱۶	۲۱۵	۳۶۰			
سرچشمه	۷۴/۸/۲۳	۶۷	۷۸	۷۵/۱/۲۵	۶۹	۸۳			
نورد	۷۴/۶/۶	۷۸	۱۴۴	۷۵/۴/۲۶	۹۴	۱۶۵			
کل صنایع	۷۴/۲/۱۹	۱۰۲۷	۱۳۵۳	۷۵/۱۱/۲۵	۱۰۹۰	۱۳۶۴			

تغییرات حداکثر بار روزانه صنایع بزرگ طی مرداد ماه سال ۱۳۷۵ که وقوع روز پیک شبکه سراسری (وکل کشور) با رقم ۱۴۵۶۲ مگاوات می باشد و شامل ۱۳۳۱۵ مگاوات بارهای خانگی، تجاری، صنعتی کوچک و ۱۲۴۷ مگاوات بار صنایع بزرگ بصورت همزمان است. بررسی ارقام یک ماهه امکان می دهد تا رفتار بار این صنایع در ماه بیشترین بار شبکه وضوح بیشتری پیدا کند.

مطالعه روند آتی صنایع و سایر متقاضیان عمده (بیش از ۷ مگاوات) در برنامه ریزی تولید و شبکه سیستم برق اهمیت اساسی دارد. از آنجائیکه قریب به اکثریت این گروه را موسسات دولتی تشکیل می دهند، می توان ادعا کرد که میزان واقعی آنها را عوامل اقتصاد کلان و سیاستهای اقتصادی دولتی تعیین خواهد کرد. مجموع قدرت الکتریکی درخواستی متقاضیان بزرگ در سال ۱۳۷۵ معادل ۸۸۰۰ مگاوات بوده که بخش عمده آن صرفاً در حد مکاتبه است. طبق همین ارقام در سال ۱۳۷۸ مجموع غیر همزمان بارهای عمده اضافه شدنی به نزدیک ۵۰۰۰ مگاوات خواهد رسید. تجربه نشان می دهد که ارقام مزبور را بایستی دور از روند واقعی تلقی کرد. به همین دلیل سعی گردیده، طی جدول شماره (۴-۵۷) اطلاعات قابل وقوع جمعبندی و درج گردد.

تغییرات حداکثر بار روزانه صنایع بزرگ طی مرداد ماه سال ۱۳۷۵ که وقوع روز پیک شبکه سراسری (وکل کشور) با رقم ۱۴۵۶۲ مگاوات می باشد و شامل ۱۳۳۱۵ مگاوات بارهای خانگی، تجاری، صنعتی کوچک و ۱۲۴۷ مگاوات بار صنایع بزرگ بصورت همزمان است. بررسی ارقام یک ماهه امکان می دهد تا رفتار بار این صنایع در ماه بیشترین بار شبکه وضوح بیشتری پیدا کند.

میزان بار مصرفی بخش مولد (تعرفه تولید) با اعمال ضریب بار مناسب و با توجه به انرژی الکتریکی مصرفی در سال ۱۳۷۵، در محدوده ۴۳۰۰ تا ۴۷۰۰ مگاوات (غیر همزمان) برآورد می شود. چنانچه ۷۵ درصد این بار یعنی ۳۲۰۰ تا ۳۵۰۰ مگاوات در مجموعه صنایع کشور (کوچک و بزرگ) مصرف شود، سهم گروههای مختلف صنایع طبق طبقه بندیی (ISIC) به صورت زیر برآورد می گردد:

۵۵ درصد در فلزات اساسی، ۱۷/۵ درصد در کانی غیر فلزی، ۱۰ درصد در ساخت و مونتاژ ماشین آلات، ۷ درصد در نساجی و پوشاک، ۲/۵ درصد در کاغذ و مقوا، ۲/۲ درصد معادن، ۲/۵ درصد در صنایع غذایی و مابقی در سایر گروهها به مصرف می رسد.

میزان تقریبی بارهای بزرگ صنعتی مناطق برق کشور مؤید سهم عمده فلزات اساسی (آهن ، آلومینوم ، مس و ...) و پس از آن کانی غیرفلزی (سیمان ، شیشه و ...) و اهمیت نسبی صنعت ساخت ماشین آلات و بالاخره نساجی و پوشاک ، در شکل بار غیر همزمان (وهمزمان) بخش صنعتی کشور محسوب می‌شوند. به عبارتی دیگر در سیاست مدیریت بار و بالتبع مصرف انرژی الکتریکی در نظر داشتن این اولویتهای کار آیی بیشتر سیاستهای اجرایی مربوطه را تامین خواهد نمود.

روند احداث صنایع جدید تا سال ۱۳۷۸ نشان می‌دهد که کماکان سهم فلزات اساسی و پس از آن صنایع کانی غیر فلزی رو به فزونی داشته و در سایر اولویتهای تغییرات عمده اتفاق نخواهد افتاد.^(۱) به منظور امکان مطالعه تغییرات بار ۲۴ ساعته شبکه سراسری با صنایع بزرگ و مجزا از آن ، در جدول شماره (۴-۵۸) این ارقام در روز پیک بار شبکه در سالهای ۱۳۷۴ و ۱۳۷۵ آورده شده است . جدول شماره (۴-۵۹) روند تغییرات متوسط و حداکثر بیشترین بارهای غیرهمزمان روزهای دوسال ۱۳۷۴ و ۱۳۷۵ شبکه سراسری (بدون بارهای صنایع بزرگ) را نشان می‌دهد.

با اغماض از رفتار بار سایر صنایع و بخشهای تولیدی منطقه‌ای و کل کشور (بدون خراسان و سیستان و بلوچستان) ، ارقام مندرج در جدول (۴-۶۰) (عمدتاً شامل بارهای خانگی و تجاری است) ، منعکس کننده رفتار این نوع مصرف کنندگان و تحت تاثیر سطح رفاه ، شرایط جغرافیایی و ... می‌باشد. در مورد مناطق گرمسیر کشور که در تابستان بخش قابل توجهی از وسایل سرمایشی در مدار خواهد بود ، تفاوت بین متوسط و حداکثر ، چشمگیر بوده و بر عکس در نواحی معتدل (مثلاً آذربایجان) فاصله متوسط و حداکثر قابل توجه نیست . همچنین روزهای وقوع حداکثر بار نیز تابعیت بار از درجه حرارت و ... را نشان می‌دهد . مثلاً حداکثر غیر همزمانی خوزستان دقیقاً همزمان با حداکثر شبکه (و کشور) یعنی روز ۷۵/۵/۳۱ است و در مورد آذربایجان این روز در اوج سرمای زمستان قرار دارد.

۱ - مطالعه روند ایجاد صنایع جدید نشان می‌دهد که همه ساله (تا ۷۸) رقمی نزدیک به ۵۰۰ مگاوات بابت قدرت مصرفی صنایع به بهره‌برداری رسیده ، به‌بارکشور اضافه می‌شود . یادآوری این نکته که مطالب مشروحه این بخش عمدتاً متکی و به صورت تخمین می‌باشند ، حائز اهمیت است .

جدول (۵۶-۴): تغییرات بار همزمان صنایع بزرگ و شبکه سراسری در مردادماه سال ۱۳۷۵

(مگاوات)

تاریخ	جمع صنایع بزرگ	سایر مصارف	بار شبکه سراسری	ایرانالکو	ذوب آهن اصفهان	فولاد مبارکه	نورد اهواز	فولاد خوزستان	مس سرچشمه
۷۵/۵/۱	۱۱۴۴	۱۳۱۰۰	۱۴۲۴۴	۱۴۰	۱۴۳	۴۲۵	۱۵۵	۲۱۰	۷۱
۷۵/۵/۲	۱۱۵۶	۱۳۱۵۹	۱۴۳۱۵	۱۳۸	۱۳۹	۴۳۹	۱۳۰	۲۴۰	۷۰
۷۵/۵/۳	۱۰۲۸	۱۳۴۰۸	۱۴۴۳۶	۱۳۷	۱۵۵	۳۹۰	۶۰	۲۲۰	۶۶
۷۵/۵/۴	۱۱۱۸	۱۲۸۵۲	۱۳۹۷۰	۱۳۵	۱۵۲	۴۰۰	۱۵۰	۲۱۳	۶۸
۷۵/۵/۵	۱۱۹۴	۱۲۰۴۶	۱۳۲۴۰	۱۳۶	۱۶۲	۴۹۲	۱۲۲	۲۱۲	۷۰
۷۵/۵/۶	۱۰۸۸	۱۳۳۷۶	۱۴۴۶۴	۱۳۸	۱۶۲	۳۳۰	۱۴۸	۲۴۰	۷۰
۷۵/۵/۷	۹۳۷	۱۳۲۱۸	۱۴۱۵۵	۱۴۰	۱۵۲	۱۹۱	۱۶۰	۲۲۲	۷۲
۷۵/۵/۸	۱۱۷۲	۱۲۹۴۵	۱۴۱۱۷	۱۳۸	۱۴۹	۴۳۵	۱۴۵	۲۳۲	۷۳
۷۵/۵/۹	۱۰۰۲	۱۲۹۲۸	۱۳۹۳۰	۱۵۱	۱۴۹	۴۴۵	۱۳۳	۵۲	۷۲
۷۵/۵/۱۰	۷۵۶	۱۳۰۵۶	۱۳۸۱۲	۱۴۰	۱۵۴	۲۰۵	۵۰	۱۴۲	۶۵
۷۵/۵/۱۱	۹۵۳	۱۲۵۶۹	۱۳۵۲۲	۱۳۶	۱۵۷	۴۲۲	۱۲۲	۵۰	۶۶
۷۵/۵/۱۲	۹۳۳	۱۱۵۷۳	۱۲۵۰۶	۱۳۸	۱۵۹	۳۹۰	۱۱۵	۶۰	۷۱
۷۵/۵/۱۳	۸۷۶	۱۱۹۵۰	۱۲۸۲۶	۱۴۰	۱۵۷	۳۲۵	۱۳۸	۴۳	۷۳
۷۵/۵/۱۴	۹۲۴	۱۲۷۵۴	۱۳۶۷۸	۱۳۷	۱۵۴	۳۹۰	۱۲۸	۴۵	۷۰
۷۵/۵/۱۵	۷۸۰	۱۲۸۵۰	۱۳۶۳۰	۱۳۸	۱۶۰	۲۱۹	۱۴۱	۵۰	۷۲
۷۵/۵/۱۶	۱۰۲۷	۱۲۹۳۱	۱۳۹۵۸	۱۴۰	۱۴۷	۴۸۰	۱۴۰	۵۰	۷۰
۷۵/۵/۱۷	۱۰۱۲	۱۲۸۱۵	۱۳۸۲۷	۱۳۷	۱۶۲	۴۵۲	۱۳۷	۵۴	۷۰
۷۵/۵/۱۸	۸۲۲	۱۲۴۰۰	۱۳۲۲۲	۱۳۸	۱۵۵	۴۵۳	۱۴۰	۶۴	۷۲
۷۵/۵/۱۹	۹۴۶	۱۱۷۹۷	۱۲۷۴۳	۱۴۰	۱۶۴	۳۶۰	۱۴۳	۶۹	۷۰
۷۵/۵/۲۰	۹۲۷	۱۲۹۳۸	۱۳۸۶۵	۱۳۷	۱۶۲	۳۵۵	۱۳۳	۸۰	۶۰
۷۵/۵/۲۱	۹۹۴	۱۳۱۱۰	۱۴۱۰۴	۱۳۸	۱۵۱	۴۲۱	۱۱۵	۱۰۰	۶۹
۷۵/۵/۲۲	۸۷۹	۱۳۰۶۷	۱۳۹۴۶	۱۴۰	۱۵۷	۲۹۵	۱۱۵	۱۰۰	۷۲
۷۵/۵/۲۳	۱۱۲۷	۱۳۱۳۷	۱۴۲۶۴	۱۳۷	۱۴۵	۴۰۵	۱۴۰	۲۳۰	۷۰
۷۵/۵/۲۴	۱۱۵۳	۱۲۹۵۲	۱۴۱۰۵	۱۳۷	۱۶۱	۴۷۵	۱۵۰	۱۵۸	۷۲
۷۵/۵/۲۵	۱۲۱۵	۱۲۴۷۷	۱۳۶۹۲	۱۴۰	۱۵۸	۵۱۱	۱۴	۲۰۰	۶۶
۷۵/۵/۲۶	۱۱۱۲	۱۱۸۸۱	۱۲۹۹۳	۱۳۷	۱۶۵	۴۱۰	۱۳۰	۲۰۰	۷۰
۷۵/۵/۲۷	۱۲۴۰	۱۲۹۴۴	۱۴۱۸۴	۱۳۷	۱۶۸	۴۷۵	۱۴۰	۲۵۰	۷۰
۷۵/۵/۲۸	۱۲۰۳	۱۲۹۴۴	۱۴۱۴۷	۱۴۰	۱۵۸	۵۰۰	۱۴۳	۱۹۲	۷۰
۷۵/۵/۲۹	۱۲۳۴	۱۳۱۷۲	۱۴۴۰۶	۱۳۶	۱۵۸	۴۵۷	۱۳۱	۲۸۰	۷۲
۷۵/۵/۳۰	۱۱۲۹	۱۳۱۸۶	۱۴۳۱۵	۱۳۸	۱۵۸	۴۳۳	۱۸۰	۱۵۲	۶۸
۷۵/۵/۳۱	۱۲۴۷	۱۳۳۱۵	۱۴۵۶۲	۱۳۵	۱۵۱	۳۹۷	۱۵۵	۳۴۰	۶۹

جدول (۵۷-۴): میزان تقریبی بارهای بزرگ صنعتی مناطق برق کشور تا پایان برنامه دوم

(مگاوات)

نام منطقه برق	تاسال ۱۳۷۵	میزان بارهای صنعتی بزرگ افزودنی در سالهای			در پایان برنامه دوم	شرح صنایع آینده
		۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸		
تهران	۱۰۲۸	۱۰	۲	۱۰	۱۰۵۰	شهرکهای صنعتی - شهرهای بزرگ - فرودگاه - صنایع مکانیک
اصفهان	۶۳۰	۱۰۰	۱۳۰	۲۰	۸۸۰	توسعه آهن و فولاد - شهرهای جدید - تولید شمش روی - نساجی
خوزستان	۸۰۰	۳۰	۵۰	۱۰۰	۹۸۰	توسعه نورد - کشت صنعت میان آب - نفت و گاز
آذربایجان	۱۹۵	۱۵	۳۰	۶۰	۳۰۰	آلومینا - شهرکهای صنعتی - سیمان - نساجی
باختر	۲۷۰	۲۰	۱۰	۲۰	۳۲۰	شهرکهای صنعتی - بالایشگاه - سیمان - لاستیک
زنجان (شامل قزوین)	۱۴۰	۲۰	۲۰	۳۰	۲۱۰	شهرکهای صنعتی - توسعه البرز - لوله و اتصالات
سمنان	۹۰	۱۰	۱۵	۲۰	۱۳۵	فلزات آهنی - شهرکهای صنعتی
غرب	۱۱۵	۱۰	۲۰	۲۰	۱۶۵	شهرکها - سیمان
فارس	۱۲۰	۲۰	۱۰	۳۰	۱۸۰	شهرکهای صنعتی - نفت و گاز
کرمان	۱۲۰	۱۰	۲۰	۶۰	۲۱۰	مجتمع بردسیر - توسعه سرچشمه
گیلان	۱۵۲	۱۰	۱۰	۲۰	۱۹۲	شهرکهای صنعتی
مازندران	۱۲۰	۱۰	۱۰	۲۰	۱۶۰	شهرکهای صنعتی - توسعه صنایع چوب
هرمزگان	۳۰	۲۰	۱۰۰	۵۰	۲۰۰	مجتمع المهدی - سیمان
یزد	۳۰	۲۰	۲۰	۹۰	۱۶۰	فولاد آلیاژی - شهرکهای صنعتی - چادرملو
خراسان	۳۰	۱۰	۳۰	۱۰۰	۱۷۰	فولاد نیشابور - سیمان - آلومینا - سنگ آهن - زغال سنگ
سیستان و بلوچستان	۲۰	۱۰	۱۰	۱۰	۵۰	شهرکهای صنعتی
جمع	۳۸۹۰	۳۲۵	۴۸۷	۶۶۰	۵۳۶۲	

جدول (۵۸-۴): تغییرات بار ۲۴ ساعته شبکه باو بدون صنایع بزرگ

(مگاوات)

(۱۳۷۴-۷۵)

۱۳۷۵			۱۳۷۴			ساعات روز
شبکه با صنایع	شبکه بدون صنایع	صنایع بزرگ	شبکه با صنایع	شبکه بدون صنایع	صنایع بزرگ	
۱۰۸۳۶	۹۵۹۱	۱۲۴۵	۱۰۴۲۰	۹۴۴۱	۹۷۹	۰۱
۱۰۳۰۶	۹۱۳۹	۱۱۶۷	۹۹۲۸	۸۷۹۴	۱۱۳۴	۰۲
۹۸۵۵	۸۸۴۷	۱۰۰۸	۹۸۲۲	۸۶۳۸	۱۱۸۴	۰۳
۹۶۳۳	۸۵۳۷	۱۰۹۶	۹۴۴۸	۸۳۶۴	۱۰۸۴	۰۴
۹۶۹۹	۸۵۳۰	۱۱۶۹	۹۳۲۴	۸۳۰۲	۱۰۲۲	۰۵
۹۶۹۸	۸۴۹۷	۱۲۰۱	۹۱۷۸	۸۱۵۴	۱۰۲۴	۰۶
۹۶۳۰	۸۴۴۳	۱۱۸۷	۸۹۵۲	۷۸۹۴	۱۰۷۸	۰۷
۹۵۲۷	۸۴۵۴	۱۰۷۳	۹۲۲۴	۸۱۴۲	۱۰۸۲	۰۸
۱۰۲۸۷	۹۰۴۰	۱۲۴۷	۹۸۸۰	۸۸۱۰	۱۰۷۰	۰۹
۱۰۸۰۷	۹۶۶۵	۱۱۴۲	۱۰۲۵۷	۹۰۷۶	۱۱۸۱	۱۰
۱۱۰۳۲	۹۹۵۵	۱۰۷۷	۱۰۷۰۱	۹۵۴۷	۱۱۵۴	۱۱
۱۱۴۸۰	۱۰۲۵۶	۱۲۲۴	۱۰۹۶۶	۹۸۰۰	۱۱۶۶	۱۲
۱۲۰۳۸	۱۰۷۷۷	۱۲۶۱	۱۱۲۲۰	۱۰۲۷۷	۹۹۳	۱۳
۱۲۰۹۶	۱۰۸۷۳	۱۲۲۳	۱۱۴۷۸	۱۰۲۹۳	۱۱۸۵	۱۴
۱۲۰۳۳	۱۰۸۴۱	۱۱۹۲	۱۱۷۱۱	۱۰۶۴۷	۱۰۶۴	۱۵
۱۲۱۰۳	۱۱۰۵۵	۱۰۴۸	۱۱۵۸۷	۱۰۵۰۵	۱۰۸۲	۱۶
۱۱۹۷۴	۱۱۰۱۲	۹۶۲	۱۱۶۸۱	۱۰۵۷۴	۱۱۰۷	۱۷
۱۱۵۰۷	۱۰۳۵۱	۱۱۵۶	۱۱۴۱۹	۱۰۲۴۸	۱۱۷۱	۱۸
۱۰۹۶۰	۹۸۲۹	۱۱۳۱	۱۰۷۳۲	۹۵۱۵	۱۲۱۷	۱۹
۱۱۵۸۸	۱۰۳۴۴	۱۲۴۴	۱۰۴۵۱	۹۳۰۳	۱۱۴۸	۲۰
۱۳۵۸۸	۱۲۳۵۲	۱۲۳۶	۱۲۴۳۳	۱۱۱۶۱	۱۲۷۲	۲۱
۱۴۱۹۶	۱۲۹۹۵	۱۲۰۱	۱۳۵۲۴	۱۲۳۱۸	۱۲۰۶	۲۲
۱۳۴۱۲	۱۲۲۹۶	۱۱۱۶	۱۳۰۰۶	۱۱۸۳۹	۱۱۶۷	۲۳
۱۲۴۳۲	۱۱۲۵۹	۱۱۷۳	۱۱۵۵۰	۱۰۳۰۴	۱۲۴۶	۲۴
۱۴۵۶۲	۱۳۳۱۵	۱۲۴۷	۱۳۸۷۶	۱۲۰۳	۱۲۶۷۶	لحظه پیک

جدول (۵۹-۴): تغییرات حداکثر و متوسط بارهای غیر صنعتی بزرگ مناطق شبکه سراسری (۱۳۷۴-۷۵) (مگاوات)

نام منطقه	تاریخ حداکثر بار	۱۳۷۴		تاریخ حداکثر بار	۱۳۷۵	
		متوسط بار	حداکثر بار		متوسط بار	حداکثر بار
آذربایجان	۷۴/۸/۷	۹۵۷	۱۰۷۳	۷۵/۱۱/۲۷	۹۹۸	۱۰۹۷
زنجان	۷۴/۵/۲۳	۳۶۷	۴۸۱	۷۵/۱۲/۱۸	۴۱۰	۴۹۸
گیلان	۷۴/۵/۲۱	۳۹۸	۴۶۸	۷۵/۷/۲۳	۴۲۶	۵۱۵
مازندران	۷۴/۵/۱۸	۶۶۰	۸۳۸	۷۵/۵/۳	۶۸۷	۸۴۴
سمنان	۷۴/۵/۱۵	۱۳۹	۱۷۵	۷۵/۶/۲۵	۱۴۹	۱۸۲
تهران	۷۴/۵/۲۱	۲۹۳۱	۳۵۹۷	۷۵/۶/۴	۳۰۹۱	۳۶۴۰
غرب	۷۴/۱۰/۱۹	۴۲۲	۴۸۲	۷۵/۱۱/۲۸	۴۷۷	۵۴۸
باختر	۷۴/۴/۱۲	۷۷۸	۹۲۸	۷۵/۵/۲۷	۸۵۷	۱۰۷۱
اصفهان	۷۴/۵/۱۱	۱۰۶۶	۱۳۱۴	۷۵/۵/۳۱	۱۱۱۹	۱۳۵۷
یزد	۷۴/۵/۱	۱۷۶	۲۳۹	۷۵/۴/۲۳	۱۹۰	۲۴۲
خوزستان	۷۴/۵/۲	۱۱۸۱	۱۷۵۸	۷۵/۵/۳۱	۱۲۷۴	۱۷۸۹
فارس	۷۴/۵/۱۵	۷۳۶	۹۷۸	۷۵/۶/۱۰	۸۱۲	۱۰۷۳
کرمان	۷۴/۵/۱۶	۴۲۰	۵۶۲	۷۵/۵/۱۸	۴۳۶	۵۸۳
هرمزگان	۷۴/۴/۱۷	۳۶۲	۵۶۴	۷۵/۳/۲۸	۳۶۶	۶۵۸
کل مناطق	۷۴/۵/۱۶	۱۰۵۶۱	۱۲۶۷۳	۷۵/۵/۳	۱۱۳۲۴	۱۳۴۰۸

۱۵- مطالعات بار

مطالعات بار دارای تعریف مشخص و محدودی نیست، بنابراین ارزیابی تغییرات بار در افق‌های زمانی کوتاه تا بلند مدت برای یک منطقه یا کل کشور، شناخت عوامل (مولفه‌های) تشکیل بار بر حسب گروه‌های مصرف‌کننده، تدوین منحنی‌های تداوم بار و تجزیه و تحلیل آنها و ... در این مقوله می‌گنجد. پیداست که چنین مطالعاتی بر حسب موضوع، مبناء برنامه ریزی و سیاست‌گذاری در تعرفه‌های برق، مدیریت بار، کارایی ارتباط شبکه‌های مجزا، آرایش روزانه نیروگاه‌ها برای تامین حداکثر تقاضاهای بار، برنامه ریزی انتخاب بهینه نیروگاه‌ها برای بیشترین تقاضای سالهای آینده و ... است. در این بخش به پاره‌ای از روشهای کارواریابی نتایج آن در دو سال ۱۳۷۴ و ۱۳۷۵ پرداخته می‌شود.

۱۵-۱- منحنی تداوم بار^(۱)

منحنی تداوم بار از کنار هم قراردادن بار ساعات: روز، هفته، ماه و یا سال بر حسب مقدار بار یا درصدی از بیشترین مقدار بار و ... تشکیل می‌شود. بر اساس محاسبات بار پایه شبکه سراسری کشور در سال ۱۳۷۵ معادل ۵۳۸۵ مگاوات است که عملاً مصارف صنایع سه نوبت کار، بارهای دایم خانگی و تجاری را در بر دارد. بار میانی شبکه در محدوده ۵۳۸۵ تا ۱۱۳۳۷ مگاوات قرار دارد که شامل صنایع دو نوبت کار، مصارف سرمایشی (یا گرمایشی) می‌باشد و مقادیر بار بیش از ۱۱۳۳۷ مگاوات در پیک قرار دارند که عمدتاً شامل روشنایی خانگی و تجاری است.

اطلاعات تداوم بار شبکه سراسری در سال ۱۳۷۵ آن مقادیر زمانی که بار در درصدی مشخص از حداکثر بار شبکه بوده، رانشان می دهد. به عنوان مثال در ۸۷۶۰ ساعت حداقل بار شبکه ۳۸ درصد پیک سال بوده و در یک ساعت به ۱۰۰ درصد رسیده است.

جدول (۶۰-۴): مختصات بار و زمان منحنی تداوم بار در سال ۱۳۷۴

زمان	درصد بار	زمان	درصد بار	زمان	درصد بار
۱	۱۰۰	۱۳۴۱	۷۷	۶۶۵۷	۵۴
۳	۹۹	۱۵۱۲	۷۶	۶۸۵۵	۵۳
۷	۹۸	۱۶۹۰	۷۵	۷۰۹۷	۵۲
۱۴	۹۷	۱۸۵۳	۷۴	۷۳۴۱	۵۱
۲۷	۹۶	۲۰۰۹	۷۳	۷۵۷۹	۵۰
۳۷	۹۵	۲۱۷۰	۷۲	۷۸۳۵	۴۹
۵۸	۹۴	۲۳۰۲	۷۱	۸۰۷۹	۴۸
۷۴	۹۳	۲۴۳۷	۷۰	۸۲۸۵	۴۷
۹۲	۹۲	۲۶۰۹	۶۹	۸۴۶۴	۴۶
۱۲۴	۹۱	۲۷۸۲	۶۸	۸۵۸۲	۴۵
۱۴۲	۹۰	۲۹۷۴	۶۷	۸۶۵۴	۴۴
۱۶۰	۸۹	۳۱۹۶	۶۶	۸۷۰۶	۴۳
۱۸۱	۸۸	۳۴۴۸	۶۵	۸۷۳۵	۴۲
۲۱۰	۸۷	۳۷۴۶	۶۴	۸۷۵۱	۴۱
۲۵۰	۸۶	۴۰۴۴	۶۳	۸۷۵۹	۳۹
۳۱۹	۸۵	۴۳۲۱	۶۲	۸۷۶۰	۴۰
۴۱۵	۸۴	۴۶۵۶	۶۱	۸۷۶۰	۳۸
۵۳۶	۸۳	۵۰۱۵	۶۰		
۶۶۱	۸۲	۵۳۵۷	۵۹		
۸۰۲	۸۱	۵۶۸۰	۵۸		
۹۲۰	۸۰	۵۹۶۳	۵۷		
۱۰۵۷	۷۹	۶۲۳۴	۵۶		
۱۱۹۴	۷۸	۶۴۶۴	۵۵		

جدول (۶۱-۴): مختصات بار و زمان منحنی تداوم بار در سال ۱۳۷۵

درصدبار	زمان	درصدبار	زمان	درصدبار	زمان
۵۴	۶۹۳۵	۷۷	۱۵۷۳	۱۰۰	۱
۵۳	۷۱۵۹	۷۶	۱۷۳۴	۹۹	۳
۵۲	۷۴۰۶	۷۵	۱۹۰۱	۹۸	۶
۵۱	۷۶۳۶	۷۴	۲۰۴۲	۹۷	۲۲
۵۰	۷۸۶۵	۷۳	۲۱۹۷	۹۶	۳۷
۴۹	۸۰۸۲	۷۲	۲۳۳۷	۹۵	۵۴
۴۸	۸۲۴۶	۷۱	۲۴۹۵	۹۴	۷۳
۴۷	۸۳۹۵	۷۰	۲۶۶۸	۹۳	۹۴
۴۶	۸۴۸۱	۶۹	۲۸۶۰	۹۲	۱۱۶
۴۵	۸۵۶۷	۶۸	۳۰۵۶	۹۱	۱۴۱
۴۴	۸۶۲۲	۶۷	۳۳۸۰	۹۰	۱۷۲
۴۳	۸۶۷۵	۶۶	۳۵۳۸	۸۹	۲۰۶
۴۲	۸۷۱۳	۶۵	۳۸۱۷	۸۸	۲۴۴
۴۱	۸۷۳۸	۶۴	۴۱۴۱	۸۷	۳۰۱
۴۰	۸۷۵۲	۶۳	۴۴۶۸	۸۶	۳۷۸
۳۹	۸۷۵۶	۶۲	۴۸۰۲	۸۵	۴۹۳
۳۸	۸۷۶۰	۶۱	۵۰۹۰	۸۴	۶۱۰
		۶۰	۵۴۰۰	۸۳	۷۴۰
		۵۹	۵۶۸۸	۸۲	۸۷۸
		۵۸	۵۹۶۵	۸۱	۱۰۲۰
		۵۷	۶۲۱۹	۸۰	۱۱۶۰
		۵۶	۶۴۵۵	۷۹	۱۲۸۸
		۵۵	۶۶۹۱	۷۸	۱۴۵۲

توضیح: درصدهای بار سال ۱۳۷۴ و ۱۳۷۵ در مقایسه با زمان واقعی (تعداد ساعات).

جداول (۴-۶۲) و (۴-۶۳) به ترتیب اطلاعات منحنی تداوم بار سالهای ۷۵-۱۳۷۴ را نشان می‌دهند. به نحوی که در یکی از این دو درصدی از بار که طی زمان واقعی یکسال افتاده و در دیگری درصدی از زمان و مقدار واقعی بار مصرفی شبکه سراسری درج شده است.

جدول (۴-۶۲): مختصات بار (درصدی) و زمان (واقعی) تداوم

بار شبکه سراسری (۷۵-۱۳۷۴)

زمان (ساعت)		درصد بار پیک شبکه
سال ۱۳۷۵	سال ۱۳۷۴	
۱۷۲	۱۴۲	۹۰
۱۱۶۰	۹۲۰	۸۰
۲۶۶۸	۲۴۳۷	۷۰
۵۴۰۰	۵۰۱۵	۶۰
۷۸۶۵	۷۵۷۹	۵۰
۸۷۵۲	۸۷۶۰	۴۰
۸۷۶۰	۸۷۶۰	۳۸

جدول (۴-۶۳): مختصات بار (واقعی) و زمان (درصدی) تداوم بار شبکه سراسری

(۷۵-۱۳۷۴)

مقدار بار شبکه (مگاوات)		درصد زمان
۱۳۷۴	۱۳۷۵	
۵۹۶۸	۶۲۰۲	۹۰
۶۷۱۲	۷۱۹۳	۸۰
۷۲۸۶	۷۸۰۴	۷۰
۷۸۲۴	۸۳۵۵	۶۰
۸۲۰۸	۸۸۱۷	۵۰
۸۶۴۵	۹۲۵۲	۴۰
۹۱۸۴	۹۸۶۰	۳۰
۹۹۸۷	۱۰۶۸۸	۲۰
۱۰۷۹۴	۱۱۵۷۱	۱۰

در سال ۱۳۷۵ مقدار انرژی در پیک برابر با ۸۹۷ میلیون کیلو وات ساعت ، در بarmیانی معادل با ۳۱۲۵۰ میلیون کیلووات ساعت و مصارف دایم ۵۳۸۷۵ میلیون کیلو وات ساعت بوده است . طبق همین ارقام ضریب بار پیک ۷۰ درصد ، میانی ۲۳ و پایه ۴۰ درصد می باشد.

بررسی تغییرات فصلی بار نیز از اهم مطالعات بار است . بیشترین مقدار تابستان عملاً پیک سال نیز محسوب می گردد. نکته جالب اینکه حداقل بار هر دو سال در ۱۳ فروردین (فصل بهار) اتفاق افتاده که بدلیل تعادل هوا و کاهش بخشی عمده مصارف خانگی ، تجاری و صنایع کوچک و ... است .

جدول (۴-۶۴): تغییرات فصلی بار شبکه سراسری در سال ۱۳۷۴

ساعت	شماره روز	حداقل بار (مگاوات)	متوسط بار (مگاوات)	ساعت	شماره روز	حداکثر بار (مگاوات)	فصل
۱۵	۱۳	۵۳۸۱	۸۴۱۶	۲۵	۹۳	۱۲۹۲۵	بهار
۷	۱۸۶	۶۶۰۶	۱۰۴۴۰	۲۵	۱۴۰	۱۳۸۷۶	تابستان
۵	۲۴۹	۵۷۳۴	۸۴۵۴	۲۵	۱۹۵	۱۲۰۶۲	پائیز
۸	۳۲۸	۶۰۰۶	۸۸۹۱	۲۵	۲۹۶	۱۲۰۸۹	زمستان
۱۵	۱۳	۵۳۸۱	۹۰۵۰/۲۵	۲۵	۱۴۰	۱۳۸۷۶	سال

توضیح: ساعت ۲۵ ، ساعت (لحظه) پیک است .

جدول (۴-۶۵): تغییرات فصلی بار شبکه سراسری در سال ۱۳۷۵

ساعت	شماره روز	حداقل بار (مگاوات)	متوسط بار (مگاوات)	ساعت	شماره روز	حداکثر بار (مگاوات)	فصل
۱۷	۱۳	۵۳۸۵	۸۸۸۳	۲۵	۹۱	۱۳۳۲۷	بهار
۷	۱۸۵	۷۴۳۱	۱۱۱۳۳	۲۵	۱۵۵	۱۴۵۶۲	تابستان
۲	۲۳۵	۶۳۰۷	۹۱۵۵	۲۵	۱۹۴	۱۳۳۵۵	پائیز
۸	۳۱۸	۶۶۲۱	۹۶۴۷	۲۵	۳۴۹	۱۳۲۴۰	زمستان
۱۷	۱۳	۵۳۸۵	۹۷۰۴/۵	۲۵	۱۵۵	۱۴۵۶۲	سال

جدول (۴-۶۶): روند تغییرات بار پایه و پیک در شبکه سراسری برق کشور

(۷۵ - ۱۳۶۶)

سال	دوره	بارپیک (مگاوات)	بارپایه (مگاوات)	پایه به پیک (درصد)
۱۳۶۶	بهار	۷۶۸۳	۲۸۹۰	۳۸
	تابستان	۸۳۸۳	۳۶۰۷	۴۳
	پاییز	۷۴۷۷	۳۲۵۷	۴۴
	زمستان	۷۹۱۹	۳۶۸۷	۴۷
	سال	۸۳۸۳	۲۸۹۰	۳۴
۱۳۶۷	بهار	۷۶۲۵	۲۳۵۰	۳۱
	تابستان	۸۱۱۲	۳۶۷۴	۴۵
	پاییز	۷۲۷۲	۳۰۰۸	۴۱
	زمستان	۷۲۶۰	۳۴۱۸	۴۷
	سال	۸۱۱۲	۲۳۵۰	۲۹
۱۳۶۸	بهار	۷۶۸۴	۲۸۹۰	۳۸
	تابستان	۸۳۸۳	۳۶۰۷	۴۳
	پاییز	۷۴۷۷	۳۲۵۷	۴۴
	زمستان	۷۹۱۹	۳۶۸۷	۴۷
	سال	۸۳۸۳	۲۸۹۰	۳۴
۱۳۶۹	بهار	۸۹۱۶	۳۱۷۸	۳۶
	تابستان	۹۵۰۴	۴۴۱۶	۴۶
	پاییز	۸۶۷۶	۳۷۷۳	۴۳
	زمستان	۹۳۲۳	۴۳۱۷	۴۶
	سال	۹۵۰۴	۳۱۷۸	۳۳
۱۳۷۰	بهار	۹۴۵۶	۳۷۹۰	۴۰
	تابستان	۱۰۲۳۰	۴۹۴۵	۴۸
	سال	۸۳۸۳	۲۸۹۰	۳۴
	پاییز	۹۴۸۵	۴۰۴۳	۴۳
	زمستان	۹۹۷۵	۴۸۱۵	۴۸
	سال	۱۰۲۳۰	۳۷۹۰	۳۷

جدول (۴-۶۶): روند تغییرات بار پایه و پیک در شبکه سراسری برق کشور ... ادامه

(۷۵-۱۳۶۶)

سال	دوره	بارپیک (مگاوات)	بارپایه (مگاوات)	پایه به پیک (درصد)
۱۳۷۱	بهار	۱۰۰۱۸	۴۳۶۳	۴۳
	تابستان	۱۱۰۰۹	۵۳۰۸	۴۸
	پاییز	۱۰۲۷۹	۴۵۱۹	۴۴
	زمستان	۱۰۵۲۱	۵۰۵۱	۴۸
	سال	۱۱۰۰۹	۴۳۶۳	۴۰
۱۳۷۲	بهار	۱۱۴۳۰	۴۵۵۹	۴۰
	تابستان	۱۲۱۶۲	۵۵۶۷	۴۶
	پاییز	۱۱۴۳۲	۵۲۹۷	۴۶
	زمستان	۱۱۴۲۵	۵۳۰۸	۴۵
	سال	۱۲۱۶۲	۴۵۵۹	۳۷
۱۳۷۳	بهار	۱۱۹۰۳	۵۰۶۰	۴۳
	تابستان	۱۳۰۴۳	۶۷۳۷	۵۲
	پاییز	۱۱۷۲۲	۵۵۹۳	۴۸
	زمستان	۱۱۶۳۹	۵۸۰۴	۵۰
	سال	۱۳۰۴۳	۵۰۶۰	۳۹
۱۳۷۴	بهار	۱۲۹۲۵	۵۳۸۱	۴۲
	تابستان	۱۳۸۷۶	۶۶۰۶	۴۸
	پاییز	۱۲۰۶۲	۵۷۳۳	۴۸
	زمستان	۱۲۰۸۹	۶۰۰۶	۵۰
	سال	۱۳۸۷۶	۵۳۸۱	۳۹
۱۳۷۵	بهار	۱۳۳۲۷	۵۳۸۵	۴۰
	تابستان	۱۴۵۶۲	۷۴۳۱	۵۱
	پاییز	۱۳۳۵۵	۶۳۰۷	۴۷
	زمستان	۱۳۲۴۰	۶۶۳۱	۵۰
	سال	۱۴۵۶۲	۵۳۸۵	۳۷

افزایش نسبت بار پایه به پیک معرف بهبود رفتار مصرف کنندگان برق است. این نسبت تحت تأثیر اضافه شدن یا بهره‌برداری از ظرفیت کامل صنایع، ارتقاء سطح زندگی و در مدار بودن وسایل برقی که دارای بار دایم هستند و ... می‌باشد. از جهت سیستم عرضه انرژی الکتریکی افزایش این ضریب عامل بهبود ضریب بار، کاهش هزینه تولید، تداوم بهره‌برداری از نیروگاههای برق و عدم تغییرات شدید در بار گرفته شده از آنها و بسیاری مزایای دیگر تلقی می‌گردد. اگر سهم بخشهای مولد جامعه در انرژی الکتریکی کشور افزایش یابد (در برنامه دوم هدف سال ۱۳۷۸ معادل ۳۸ درصد کل فروش تعیین شده است)، انتظار بهبود ضریب بار، نسبت بار پایه به پیک و ... منطقی خواهد بود. نسبت بار پایه به پیک در سال ۱۳۷۴ و ۱۳۷۵ به ترتیب ۳۸/۸ و ۳۷ درصد برآورد میشود که بر خلاف اهداف برنامه با در نظر داشتن حصول به ۴۰ درصد در سال پایانی برنامه اول و افزایش ۵/۰ درصد سالیانه آن تا پایان برنامه دوم، می‌باشد. اما از آنجائیکه این ضریب را بایستی ناشی از عوامل خارج از حیطه اقتدار وزارت نیرو تلقی نمود، عدم حصول به اهداف را نیز باید در عوامل اقتصاد کلان کشور بررسی کرد. بررسی روند تغییرات بار پایه و پیک (در فصولی مختلف سال) یکی دیگر از ابزار عمده در مطالعات بار محسوب می‌شود. بایستی توجه داشت که صرف مقایسه نسبت بار پایه به پیک نیز ممکن است در قضاوت ایجاد شبهه نماید. لذا مقایسه شاخص بار پایه همراه با ضریب بار امکان قضاوت بهتر را مهیا می‌سازد.

۱۵-۲- روند تغییرات بار روزانه در شبکه سراسری

تابعیت بار از الگوی مصرف و بالتبع شرایط آب و هوایی، عملکرد بخشهای تولیدی و ... باعث می‌شود که تنوع فوق العاده زیادی (در حدود ۲۵ نوع) بین رفتار بار در روزهای یکسال وجود داشته باشد. منحنی بار یک روزکاری عادی، پنجشنبه، جمعه، اعیاد و ... با هم اختلاف دارند. منحنی بار روزهای ماه مبارک رمضان با سایر روزهای سال متفاوت است.

شناخت الگوی رفتار بار شبکه سراسری در این روزها، در پیش بینی کوتاه مدت (یکساله) برای برنامه ریزی عملیاتی تولید بکار می‌آید و در عین حال شاخصهای مناسبی در زمینه مدیریت بار را در اختیار قرار می‌دهد. به همین ترتیب تغییرات بار هفتگی در طول سال حائز اهمیت می‌باشد.

۱۵-۳- روند ضریب بار فصلی

ضریب بار که حاصل نسبت متوسط بار به حداکثر آن است، از شاخصهای مهم صنعت برق بحساب

می‌آید. این ضریب می‌تواند معرف میزان بهره‌وری از تاسیسات در اختیار تولید کننده (سمت عرضه) و یا کارایی قدرت خریداری شده توسط مشترک (سمت تقاضا) ، باشد . به جز ضریب بار سالیانه ، ضریب بار فصلی نیز در مطالعات بار کاربرد دارد.

جدول (۶۷-۴): روند ضریب بار فصلی شبکه سراسری

فصل	ضریب بار - درصد	
	۱۳۷۴	۱۳۷۵
بهار	۶۵/۱	۶۶/۶
تابستان	۷۵/۲	۷۶/۴
پائیز	۷۰/۰	۶۸/۵
زمستان	۷۳/۰	۷۲/۸

توضیح: از آنجائیکه مبناء محاسبات بار ساعتی سال ۱۳۷۴ و ۱۳۷۵ بوده است ،

احتمال مغایرتهای جزئی با آنچه بر اساس انرژی تولیدی (نیاز مصرف) شبکه محاسبه

می‌گردد، وجود دارد.

عدم تغییرات شدید در ضریب بار فصول در هر دو سال وجود دارد . بنابراین اگر ارقام سال ۱۳۷۵ (با وجود افزایش نسبی بار) نسبت به سال قبل ، کاهش داشته باشند ، و بعبارتی مصرف کمتر انرژی را باید در عوامل موثر (مثلاً کاهش درجه حرارت و ...) جستجو نمود. یادآور می‌شود که ضریب بار انواع مصرف برق شدیداً متفاوت هستند. به عنوان مثال ضریب بار مصارف خانگی کشور در حدود ۳۵ درصد ، مصارف تجاری ۶۰ درصد و مصارف صنعتی در حدود ۵۲ درصد برآورد می‌گردد.

بنابراین ضریب بار شهرها و مناطق کشور بر حسب نحوه شکل گیری حداکثر بار از جهت سهم مصارف خانگی ، صنعتی و ... تفاوت خواهند نمود. به عنوان مثال ضریب بار شهر تهران به عنوان مرکز کشور و بر خورنداری از سطح رفاه بالاتر ، تمرکز فعالیتهای مولد و غیره حدود ۶۴ درصد می باشد. در حالیکه ضریب بار مصرف در منطقه آذربایجان به عنوان یک ناحیه کشاورزی و منطقه ای سردسیر از لحاظ آب وهوایی ، در حدود ۴۲ درصد تخمین زده شده است . همین رقم برای استان هرمزگان علیرغم شدت گرمای هوای تابستان ، فقط ۳۵ درصد بوده است .

افزایش سهم مصرف گروههایی از مصرف که دارای ضریب بالا هستند (مثلاً صنایع سه نوبت کار)،

موجب تغییر ضرائب معادله منحنی تداوم بار، در جهت کاهش اعوجاج و افزایش سهم بار پایه می‌گردد. در برنامه دوم توسعه کشور، افزایش سالیانه ۵/۰ درصد به ضریب بار کل کشور پیش بینی گردیده است که روند عملکرد، علیرغم افزایش آن در سال ۱۳۷۵، انتظار حصول به هدف را کاهش می‌دهد. همین روند ضریب بار ماهیانه شبکه سراسری حاکی از تغییرات آن در دامنه ۶۲ تا ۷۳ درصد است. کمترین رقم معمولاً در فروردین ماه و بیشترین در مرداد ماه اتفاق می‌افتد.^(۱)

۱۶- مؤلفه‌ها و مدیریت بار

مدیریت بار مجموعه اقداماتی است که برای کاهش بار مشترکین مختلف در ساعات اوج بار، انجام می‌شوند. به عنوان مثال کاهش بار پیک مصارف خانگی و تجاری با اعمال تعرفه‌های مناسب، ایجاد فرهنگ صرفه جویی، در دسترس قرار دادن لوازم برق کم مصرف، تغییر ساعت و ... قابل حصول است. در حالیکه مدیریت بار در صنایع ممکن است با جابجایی زمانی فرآیندهای پر مصرف و انتقال کار کرد آنها به اوقات غیرپیک، نصب کنتورهای سه تعرفه، بکارگیری تاسیسات تولید برق اختصاصی و ... امکان پذیر گردد. بنابراین سیاستهای مدیریت بار (و انرژی الکتریکی) در طولانی مدت به پاسخ دلخواه می‌رسند.

نتایج مدیریت بار، امکان کاهش سرمایه گذاری در تاسیسات برق، بکارگیری روشهای نوین تولید برق، صرفه جویی در سوخت‌های فسیلی، توزیع بهینه منابع مالی و ... است.

مدیریت بار از شناخت رفتار بار شبکه و مشترکین مختلف آغاز می‌شود و ابزاران اطلاعات بار ساعتی، منحنی تداوم بار، سهم بارهای پایه و میانی پیک، ضرائب بار و همزمانی مصرف و ... می‌باشد که قبلاً به تشریح آنها پرداخته شد. ابزار مزبور امکان شناخت الگوی بار مشترکین و عوام متشکله آنها را فراهم می‌سازد. مؤلفه های بار سیستم (یا شبکه) را می‌توان بر حسب نوع مصرف به مصارف خانگی، تجاری، کشاورزی، صنعتی و ... تقسیم کرد. در عین حال می‌توان مؤلفه ها را بر حسب کاربرد آنها به صورت: روشنایی، سرمایش، گرمایش و ... گروه بندی نمود.

معمولاً مطالعات مؤلفه‌های بار با تفکیک بار پایه (دایم) که غیر قابل تغییر در دوره بررسی می‌باشند شروع و سهم بارهای متغیری که تا حصول به حداکثر بار (پیک) به آن اضافه خواهد شد، مورد تجزیه و تحلیل قرار می‌گیرند.

الگوی بارخانگی دارای یک بخش دائمی است و طی ساعات قبل ازظهر افزایش می‌یابد. اوج

منحنی بار خانگی در سر شب با آغاز به کار تأسیسات روشنایی مشخص می‌شود. مولفه بار خانگی نسبت به فصل حساس بوده و بین سهم آن در پیک شبکه طی تابستان و زمستان تفاوت فاحشی وجود دارد. در جدول شماره (۴-۶۸)، خصوصیات بار خانگی و موسسات شبانه روزی در فصل گرم و سرد سال نسبت به حداکثر بار شبکه خراسان نشان داده شده است.

جدول (۴-۶۸): سهم بار خانگی و موسسات شبانه روزی در پیک بار

درصد نسبت به پیک بار شبکه		تقسیم بندی زمانی
در فصل سرد	در فصل گرم	
۲۷	۲۷/۵	متوسط ساعات اولیه روز (۱۰ تا ۱)
-	۳۳/۱	متوسط ساعات میانی روز
۳۹/۳	-	
-	۵۷/۵	متوسط ساعات اولیه شب
۵۸/۵	-	
۶۱	۶۳	سهم مجموع بار خانگی و شبانه روزی به پیک سال

ارقام مندرج در جدول فوق الذکر نشان می‌دهد که سهم بار خانگی و موسسات شبانه روزی، نسبت به پیک بار، طی ساعات شبانه روز به چه صورتی تغییر می‌کنند. بطور مثال با آغاز غروب سهم مزبور به رقم عمده ۵۷/۵ درصد در تابستان و ۵۸/۵ درصد در زمستان می‌رسد. تفاوت این دو رقم (یک درصد) ناشی از افزایش روشنایی در زمستان نسبت به تابستان است.

مولفه بار تجاری، اداری و عمومی و صنعتی در ساعت های ۹ تا ۱۳ روز در اوج خود می‌باشد، وجود یک قله در ساعات صبح روی منحنی بار (اعم از برق خراسان یا شبکه برق کشور) ناشی از این مصارف می‌باشد.^(۱) این روند تا حدودی در شبکه برق کشور تکرار می‌شود.

۱ - در منحنی بار شبکه خراسان بارهای صنعتی و به ویژه بزرگ صنعتی نقش قابل توجهی ندارد. در شبکه کشور نیز حداکثر بار صنایع مزبور در همان ساعات ۹ تا ۱۳ روز وقوع می‌یابند.

جدول (۴-۶۹): سهم بار تجاری و عمومی از حداکثر بار

تقسیم بندی زمانی	۲۲ - ۰۵	۰۶ - ۰۸	۰۹ - ۱۳	۱۴ - ۱۸	۱۹ - ۲۱
درصد از پیک بار	۴/۱	۱۰	۱۸/۶	۱۳/۸	۱۱/۹

علیرغم تفاوت‌های منطقه خراسان با شبکه سراسری برق کشور که عمدتاً شامل: عدم وجود بخش قابل توجهی از بارهای صنعتی و برعکس وجود بخش قابل توجهی بصورت مصارف کشاورزی است، سایر استنتاجات قابل تسری به شبکه برق کشور به نظر می‌رسد.

جدول (۴-۷۰): درصد وزنی مولفه‌های بار (نسبت به پیک شب و روز برق خراسان)

شرح مولفه ها	نسبت به پیک روز (درصد)	نسبت به پیک شب (درصد)
خانگی و موسسات شبانه روزی	۴۱/۸	۶۳/۰
تجاری	۵/۰	۶/۳
عمومی، اداری، آموزشی	۸/۵	۱/۲
صنعتی بزرگ	۹/۳	۴/۵
کارگاههای تولیدی	۵/۸	—
کشاورزی	۲۹/۶	۲۱/۶
روشنایی معابر	—	۳/۴
جمع	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰

اصولاً تغییر عمده در مولفه‌های بار در بلند مدت بوجود می‌آید و تغییرات شرایط آب و هوایی، (بطور مثال افزایش درجه حرارت در تابستان که باعث بکارگیری بیشتر وسایل سرمایش می‌شود) و غیره تأثیرات عمده‌ای بر مقادیر مولفه‌ها ندارند.

در جدول شماره (۴-۷۱) برآورد قابل اعتمادی از سهم مولفه‌های بار در تشکیل حداکثر شبکه (تابستان) فراهم آمده است.

جدول (۷۱-۴): سهم مولفه‌های بار در پیک شبکه سراسری برق کشور

(درصد)

شرح مؤلفه بار	بار پایه	سرمایش مستمر	روشنایی سرشب	سرمایش غیرمستمر	سایر بارها	جمع
صنایع سه نوبته	۲۱/۴	۱/۵	-	-	-	۲۲/۹
صنایع دو نوبته	-	-	۰/۸	۱/۰	۱۰/۰	۱۱/۸
خانگی	۱۴/۰	۵/۰	۲۲/۰	۷/۰	-	۴۸/۰
تجاری	۰/۵	-	۳/۵	۱/۵	-	۵/۵
بیمارستانها و نیروهای انتظامی	۰/۶	۲/۰	۲/۰	-	-	۴/۶
کشاورزی	۲/۵	-	-	-	۲/۰	۴/۵
معابر	-	-	۲/۷	-	-	۲/۷
اداری	-	-	-	-	-	-
جمع کل	۳۹/۰	۸/۵	۳۱/۰	۹/۵	۱۲/۰	۱۰۰/۰

توضیحات: ۱- سرمایش مستمر در تابستان شامل تجهیزات سرمایشی دایم است که بر اساس ترموستات قطع و وصل می‌شوند.

۲- سرمایش غیر مستمر شامل تجهیزات سرمایشی است که توسط کاربران از مدار خارج می‌شوند.

۳- سایر بارها، در صنعت شامل خطوط تولید و در کشاورزی شامل بخشی از پمپ‌های آب است که بصورت غیر مستمر فعال می‌باشند.

از نسبت های انواع بار در پیک شبکه، می‌توان برای اولویت دهی به مقوله مدیریت بار استفاده نمود. سهم ۴۸ درصدی بار خانگی، این بخش را در اولویت اول قرار می‌دهد. اما مدیریت بار در این بخش بدلیل مسایل فرهنگی، ساخت تجهیزات و لوازم پر مصرف توسط بخش صنعتی کشور یا آزادی ورود این گونه تجهیزات، بسیار پیچیده و بعید می‌نماید. اگر عدم وجود کنتورهای دو تعرفه برای مصارف خانگی و ناموفق بودن تجربیات کاری روی کنتورهای کارتی و ... به این مطالب اضافه شود، به ابعاد مشکل بودن راه کار افزوده خواهد شد.

یک راه حل قابل حصول و عملی در مدیریت بار خانگی می‌تواند جایگزینی لامپ کم مصرف بجای لامپ های رشته ای و گسترش کار برد لامپهای فلورسنت به ویژه انواع همراه باچوک الکترونیک باشد. چنین راه کاری می‌تواند در کاهش سهم ۲۲ درصد روشنایی سرشب خانگی و علاوه بر آن روشنایی

ملحوظ شده در سایر مولفه‌های بار تاثیر قطعی داشته باشد.

افزایش تعرفه‌های برق در کنار نصب لوازم اندازه‌گیری با قابلیت تفکیک مصرف در پیک، تنها راه حل جدی بعد از بهبود سیستم روشنایی است.

منحنی بار ۲۴ ساعته روز پیک بار برق منطقه‌ای تهران در سال ۱۳۵۷ فاقد تغییرات شدید است. بار پایه در این منحنی نزدیک به ۶۰۰ و بار پیک در حدود ۱۰۰۰ مگاوات است که در ساعت ۲۱ اتفاق افتاده و اختلاف قله روز با قله شب نیز در حدود ۱۰۰ مگاوات است. طی سال ۱۳۶۸ پیک روز و شب هر دو برابر با ۲۱۰۰ مگاوات و بار پایه در حدود ۸۱۰۰ مگاوات شده و اختلاف مزبور کماکان تا به امروز رو به افزایش است. دلیل این امر را بایستی در رشد ناهماهنگ مصارف برق خانگی (پیک ساز) و مصارف برق صنعتی (پایه ساز) جستجو نمود.

هم اکنون نزدیک به ۲/۵ میلیون ماشین لباسشویی در کشور وجود دارد و هر ساله یکصد هزار دستگاه به آن اضافه می‌شود. لیکن تا بحال استاندارد برای تحدید مصرف برق انواع تولید داخلی و یا وارداتی این وسیله تدوین نشده است. حدود یک میلیون کولر گازی فقط در استان خوزستان در دسترس مشترکین خانگی است و متأسفانه در ورود این کالا اندک توجهی به معیار قدرت و انرژی الکتریکی مصرفی نشده است. در کولرهای آبی که تعداد آن‌ها شاید برابر با مشترکین خانگی مناطق سردسیر و معتدل کشور باشد، می‌توان موتورهای الکتریکی با قدرتهای متنوع‌تری نسبت به وضع موجود که ظاهراً در محدوده $\frac{1}{4}$ و $\frac{3}{4}$ اسب قرار دارند، تولید نمود و با تمهیدات ساده‌ای، راندمان این وسیله را افزایش داده و همین‌طور با نصب ترموستات عملکرد مستمر آنها را منقطع نمود.

هم اکنون سطح فن آوری جهانی در رابطه با موتورهای القایی (اعم از کوچک و بزرگ) که در کشورهای در حال توسعه ۶۰ درصد برق تولیدی را مصرف می‌کنند، دستخوش تحولاتی شگرف گردیده است، در حالی که کماکان موتورهای قدیمی وارد کشور شده و یا طراحی آنها در تولیدات داخلی تقلید می‌شود.

به عنوان مثال یخچالهای ساخت داخل دو تا سه برابر معادل ظرفیتی ساخت خارج برق مصرف می‌کنند ولی کماکان روند تولید با همان فنون کهنه جریان دارد.

سهم لوازم برق از بار پیک شبکه برق کشور نشان می‌دهد که ۱۶/۲ درصد (یعنی ۲۳۶۶ مگاوات) از حداکثر بار شبکه فقط صرف راه‌اندازی این وسایل می‌گردد.

جدول (۷۲-۴): سهم لوازم برقی خانگی از حداکثر بار شبکه سراسری

نام دستگاه	سهم از پیک بار شبکه (درصد)	میزان بار همزمان (مگاوات)
یخچال و فریزر	۶/۲	۹۰۳
کولر آبی	۴/۴	۶۴۰
کولر گازی	۵/۵	۸۰۰
ماشین لباسشویی	۰/۱۶	۲۳
جمع	۱۶/۲	۲۳۶۶

ارقام قدرت مصرفی لوازم مزبور و محاسبه هزینه های تولید و توزیع و فراتر از آن تأمین ۲۳۶۶ مگاوات نیروگاه به راستی امکان تفسیر بیشتر را منتفی می سازد.

علاوه بر آنچه در راستای هدایت مصرف خانگی گفته شد، می توان در بخش عرضه برق برای این گروه نیز تمهیداتی بمنظور افزایش بازدهی برق بکار گرفت. عامل ائتلاف بخش مهمی از انرژی تولید شده را می توان شبکه های توزیع و انشعابات عمدتاً قدیمی و فرسوده، لوازم اندازه گیری کهنه و فاقد دقت کافی و ... دانست. با نوسازی شبکه های توزیع می توان بخشی از این تلفات قابل توجه را کاهش داد.

سهم صنعت کشور از بار پیک شبکه نزدیک به ۳۵ درصد است که بعد از مصارف خانگی قرار دارد. لیکن تعداد کم مشترکین، وجود لوازم اندازه گیری در اغلب موارد (که ساختار تعرفه های برق بدلیل ملحوظ نمودن امکان برخورداری از تخفیفات، صاحبان آنها را تشویق به خرید و نصب لوازم اندازه گیری می کند)، همه با هم زمینه مناسبی برای اعمال سیاستهای مدیریت بار در صنایع محسوب می شوند.

مدیریت بار در صنایع را بایستی به دو گروه صنایع بزرگ و کوچک تقسیم نمود: در صنایع بزرگ مطالعه موردی توسط مشاورین به کار فرمایی معاونت امور برق وزارت نیرو انجام و پتانسیل های کاهش بار پیک در این گروه تا حدودی مشخص شده است. مدیریت بار صنایع کوچک باید با شناخت الگوی بار عمومی آنها همراه باشد که در این مورد نیز پاسخ و راه کارهای موثر تا حدودی روشن شده اند.

اگر کاهش بار پیک صنایع بزرگ با هماهنگی اولیه شرکتهای برق و استفاده احتمالی از ظرفیت های تولید داخلی، یکی از روشهای مدیریت بار تلقی شود، این اقدام از سالها قبل انجام شده است. طی دو سه ساله اخیر تعدادی از صنایع بزرگ (فولاد - سیمان - مس و ...) با نصب تجهیزات نمایش و کنترل قدرت مصرفی با هماهنگی شرکتهای برق، از بار پیک خود کاسته اند. ولی متأسفانه محدودیتهای ناشی از فشار بازار بر روند تولید، افزایش هزینه های سایر عوامل تولید که افزایش نسبی قیمت برق را کمرنگ کرده و ... احتمالاً در عدم ارائه و شاید کاهش رقم قبلی آنها، تاثیر گذاشته باشد.

صنایع آلومینیم اولیه کشور (ایرالکو و المهدی) با روشهای کوتاه مدت و ارزان از قبیل جابجایی زمانی بار ، تعمیرات بهینه و ... قادر به کاهش ۱۱ مگاوات از ۲۶۶ مگاوات (۴ درصد) بار پیک خود هستند. این صنایع با روشهای بلند مدت ، مثلاً نصب نیروگاه و ... می‌تواند تا ۱۰۰ مگاوات (۳۷ درصد) از بارپیک بکاهد.

۵ کارخانه تولید ونورد آهن و فولاد از ۶۹۶ مگاوات بار پیک خود با روشهای کوتاه مدت ۳۰۳ مگاوات توان کاهش بار دارند . هم اکنون این گروه صنایع طی ساعات پیک خوزستان (از ۱۴ تا ۱۸) با هماهنگی نسبت به کاهش ۱۵۰ مگاوات اقدام می نمایند. مجتمع فولاد اهواز (روشی احیاء مستقیم) از ۳۳۰ مگاوات بار خود با روشهای کوتاه مدت می تواند نزدیک به ۵۰ درصد از پیک بار بکاهد. صنعت نساجی حدود ۵۰۰ مگاوات بار پیک خود ، توان ۵۰ مگاوات صرفه جویی در پیک بار را از طریق روشهای ساده عملیاتی دارد. کارخانه ذوب آهن اصفهان با بهبود بهره برداری از نیروگاه گازی خود ، امکان کاهش ۱۵ مگاوات از بار پیک را دارد.

مجتمع فولاد مبارکه می تواند حدود ۵۲ درصد از بار پیک خود را صرفاً با جابجایی زمانی فرآیند و عدم بارگیری تعدادی از کوره های قوس در پیک بار بی آنکه به روند تولید وقفه ای وارد شود، بکاهد. مجتمع مس سرچشمه (بدون توجه به طرح توسعه) در شرایطی فعلی قادر به تأمین کل بار پیک خود (۶۹ مگاوات) می باشد و اگر هزینه تولید بالای نیروگاه گازی ایجاب نکند ، با روشهای عملیاتی تا ۱۰ مگاوات از بار پیک قابل کاهش است .

صنایع سیمان قادر به کاهش ۳۰ درصد از بار پیک خود فقط با خارج کردن آسیاب مواد ، سیمان ، بخشهای جانبی زاید در پیک بار هستند.

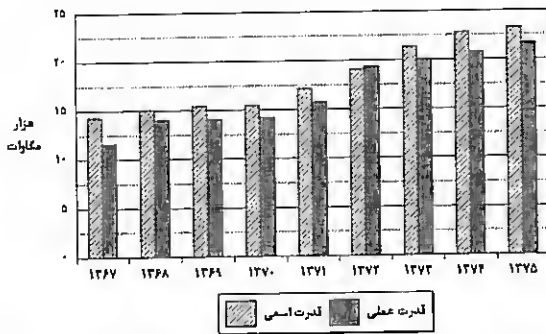
از جمع بندی ارقام فوق الذکر استنتاج می شود که حداکثر بار همزمان صنایع بزرگ (به استثناء کارخانجات نورد لوله و ...) که در سال ۱۳۷۵ برابر با ۱۲۴۷ مگاوات بوده ، می توان ۴۰۰ مگاوات (یعنی ۳۲ درصد) را از طریق روشهای متداول از قبیل جابجایی زمان بار ، تعمیرات و بهسازی جزئی خطوط تولید و غیره کاست . خوشبختانه هم اکنون بخشی از این رقم براساس تفاهم و توافقات غیرمردون موارد ضروری به کمک تأمین بار شبکه می آید که بایستی جریان مذکور حتی المقدور قانونمند شده و بنا به ضرورت کیفی مدیریت بار به صورت یک اصل دایمی ، قابل اجرا گردد.

جایگاه صنعت برق در مخارج سرمایه‌ای کشور ، حصول به حدی از ظرفیت عملی که با اجراء طرحهای آتی ، متناسب با نیازها و بلکه بیش از آن خواهد بود و بالاخره تحت تأثیر روابط حاکم بر تجارت خارجی ، این گونه به نظر می رسد که حرکت به سوی اجرای سیاستهای مدیریت بار و انرژی الکتریکی گریز ناپذیر بوده و این امر تدریجاً به مثابه افزایش ظرفیتهای تولید برق راه کار انتخابی باشد.

نمودار ۱-۴

روند تغییرات مجموع قدرت اسمی و عملی

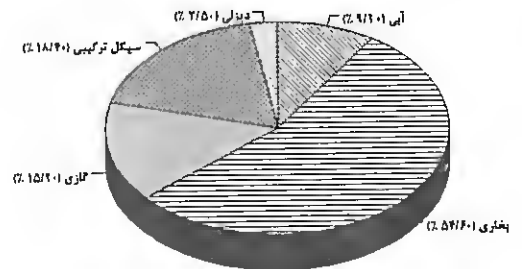
نیروگاههای وزارت نیرو و منابع بزرگ



نمودار ۲-۴

سهم انواع نیروگاههای وزارت نیرو

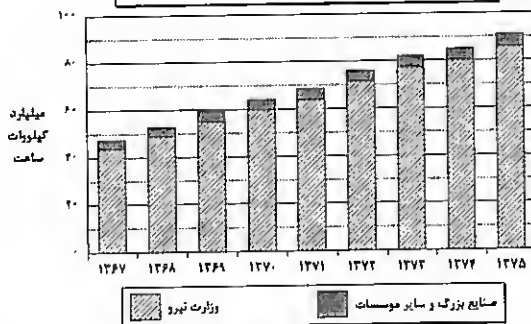
در مجموع میانگین قدرت عملی در سال ۱۳۷۵



نمودار ۳-۴

روند تغییرات تولید انرژی الکتریکی

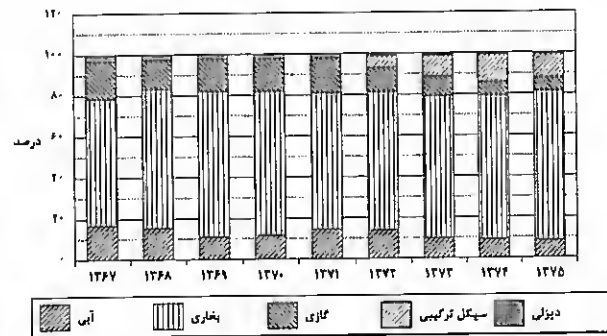
در کشور طی سالهای ۱۳۶۷-۷۵



نمودار ۴-۴

سهم انواع نیروگاههای وزارت نیرو

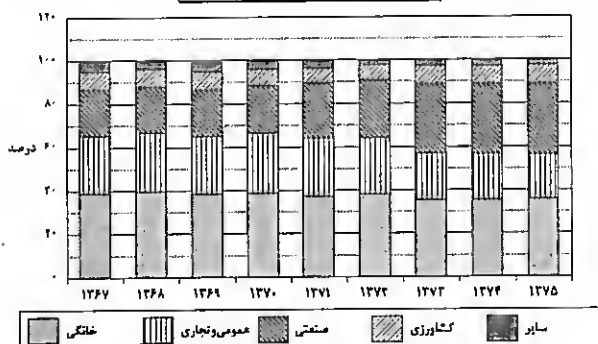
در تولید انرژی الکتریکی طی ۱۳۶۷-۷۵



نمودار ۵-۴

سهم فروش برق

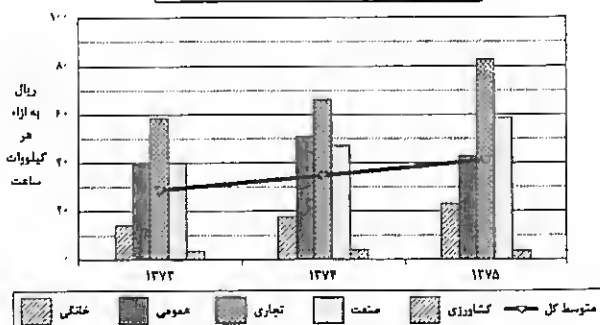
به تفکیک گروههای مختلف مصرف کننده

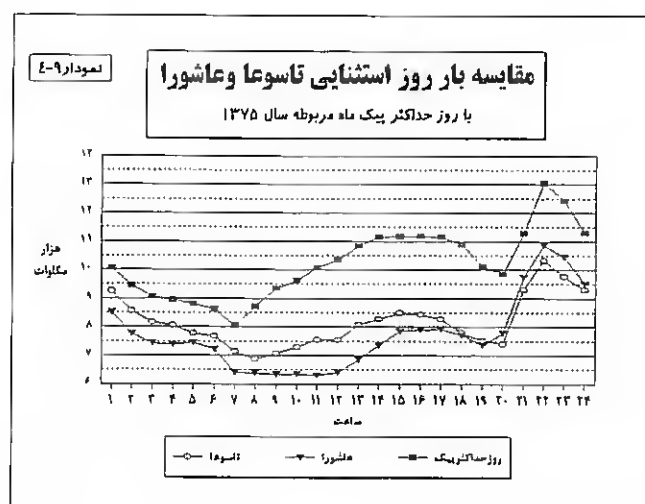
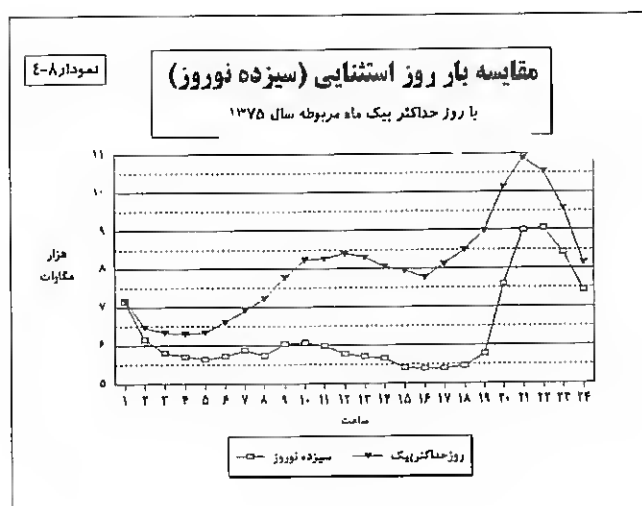
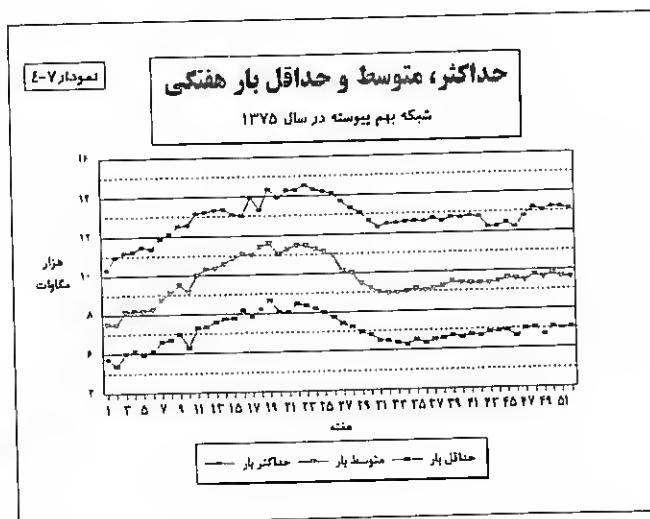


نمودار ۶-۴

متوسط نرخ انواع برق

طی سالهای ۱۳۷۳-۷۵

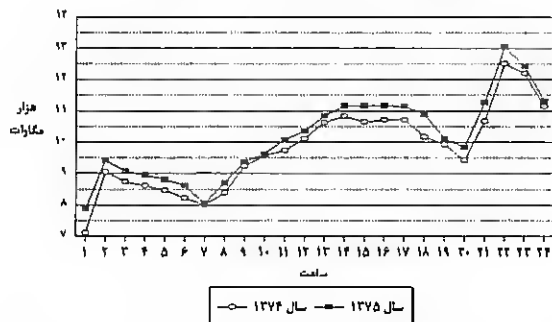




نمودار ۱۰-ع

بار ۲۴ ساعته در روز حداکثر پیک

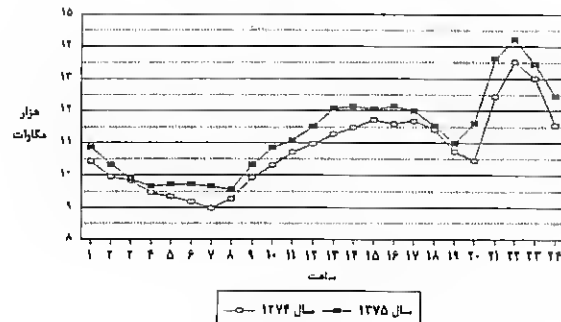
فصل بهار



نمودار ۱۱-ع

بار ۲۴ ساعته در روز حداکثر پیک

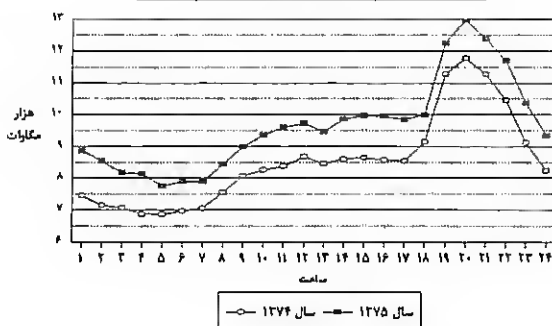
فصل تابستان



نمودار ۱۲-ع

بار ۲۴ ساعته در روز حداکثر پیک

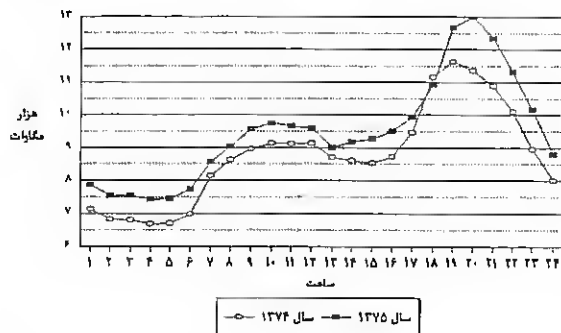
فصل پاییز



نمودار ۱۳-ع

بار ۲۴ ساعته در روز حداکثر پیک

فصل زمستان



بخش پنجم: انرژی های تجدیدپذیر

۱- انرژی برق آبی

در حالی که سهم انرژی برق آبی از کل انرژی الکتریکی تولید شده جهانی در سال ۱۹۹۴ معادل ۱۸/۵ درصد بوده سهم مذکور برای ایران در سال ۱۳۷۴ تنها ۹ درصد بوده است. وجود انرژیهای ارزان قیمت قابل دسترس تر فسیلی در کشور از دلایل اصلی عدم توجه به انرژی برق آبی بوده است. با اینحال مسائل مربوط به آلودگی محیط زیست و محدود بودن عمر انرژی های فسیلی در کنار مزایای نیروگاههای برق آبی از قبیل عمر طولانی، راندمان نسبی بالاتر، پایین بودن هزینه های نگهداری، داشتن اثرات مثبت جانبی، تجدیدپذیر بودن منابع مصرفی آن، در دسترس بودن تکنولوژیهای مربوط به آن و وجود پتانسیلهای زیاد انرژی برق آبی در کشور ضرورت توجه به این انرژی را بیشتر کرده است.

۱-۱- پتانسیلهای برق آبی کشور

بارش برف و باران در مناطق کوهستانی و جریان آب رودخانه ها در مسیرهای شیب دار به عنوان منبع اصلی انرژی نیروگاههای آبی بشمار می رود. براساس مطالعات انجام گرفته کل ظرفیت بالقوه برق آبی کشور نزدیک به ۴۲۰۰۰ مگاوات می باشد که حوضه آبریز کارون با ۱۵۰۰۰ مگاوات، حوضه آبریز دز با ۵۲۵۰ مگاوات و حوضه آبریز کرخه با ۳۱۶۵ مگاوات ظرفیت بیشترین امکانات تولید برق آبی را دارند. سایر حوضه های آبریز کشور در مجموع ۱۸۴۹۳/۸۱ مگاوات ظرفیت بالقوه باقیمانده را دارا می باشند. تعداد، توان و انرژی قابل تولید پتانسیلهای برق آبی استانهای مختلف کشور در جدول (۴-۵) آورده شده است.

با توجه به اهمیت حوضه های آبریز کارون، کرخه و دز در زمینه پتانسیل های برق آبی کشور در این بخش به طور مختصر به بیان مشخصات این حوضه ها و طرحهای در حال اجراء، در دست مطالعه و در مرحله شناخت برق آبی آنها پرداخته می شود.

حوضه کارون: طول رودخانه کارون ۸۴۰ کیلومتر و وسعت حوضه آبریز آن ۶۰۰۰۰ کیلومتر مربع و متوسط دبی سالانه آن ۴۵۳ مترمکعب در ثانیه می باشد. براساس مطالعات انجام شده پتانسیلهای موجود برای احداث نیروگاههای برق آبی بر روی این رودخانه حداقل شامل ۱۱ مورد می باشد که یکی از آنها نیروگاه

شهید عباسپور در حال بهره برداری است و چهار سد و نیروگاه برق آبی کارون ۳، مسجد سلیمان، کارون ۴ و گتوند در حال عملیات اجرایی بوده و سه طرح کارون ۲، خرسان ۱ و خرسان ۳ در دست مطالعه است. همچنین سه طرح کارون ۵، بازفت و خرسان ۲ در مرحله شناخت بوده و مطالعات تکمیلی و اجرائی آنها از برنامه های آینده وزارت نیرو می باشد. مجموع پتانسیل های قابل بهره برداری از این رودخانه ۱۵۰۰۰ مگاوات می باشد. جدول (۵-۱) مشخصات طرح های در حال اجرا، در دست مطالعه و در مرحله شناخت حوضه کارون را نشان می دهد.

جدول (۵-۱): مشخصات طرح های حوضه کارون

نام سد	نام رودخانه	نوع سد	ارتفاع از پی	حجم مخزن (میلیون مترمکعب)	توان (مگاوات)	وضعیت
گتوند	کارون	سنگریزه ای	۱۷۵	۴۵۳۰	۲۰۰۰	در حال اجرا
مسجد سلیمان	کارون	سنگریزه ای	۱۷۷	۲۳۰	۲۰۰۰	در حال اجرا
کارون ۱	کارون	بتنی قوسی	۲۰۰	۲۹۰۰	۲۰۰۰	در حال بهره برداری
کارون ۲	کارون	سنگریزه ای	۱۸۳	۴۱۰۰	۱۵۰۰	در دست مطالعه
کارون ۳	کارون	بتنی دو قوسی	۲۰۵	۲۷۵۰	۳۰۰۰	در حال اجرا
کارون ۴	کارون	بتنی قوسی	۲۲۲	۲۱۹۰	۱۰۰۰	در حال اجرا
کارون ۵	کارون	سنگریزه ای	۱۸۸	۱۱۶۰	۱۰۰۰	در مرحله شناسائی
بازفت	بازفت	بتنی قوسی	۱۶۰	۲۶۰	۵۰۰	در مرحله شناسائی
خرسان ۱	خرسان	بتنی قوسی	۱۸۰	۵۲۰	۷۵۰	در دست مطالعه
خرسان ۲	خرسان	بتنی قوسی	۱۸۰	۵۰۰	۵۰۰	در مرحله شناسائی
خرسان ۳	خرسان	بتنی قوسی	۱۹۵	۱۱۱۰	۷۵۰	در دست مطالعه

حوضه دز: رودخانه دز با حدود ۵۰۰ کیلومتر طول و حوضه آبریزی به وسعت ۲۴۰۰۰ کیلومتر مربع و دبی متوسط سالانه ۲۴۱ مترمکعب در ثانیه دارای مجموع پتانسیل قابل بهره برداری ۵۲۵۰ مگاوات می باشد که ۵۲۰ مگاوات از این مقدار هم اکنون توسط سد و نیروگاه دز در حال بهره برداری است و احداث نیروگاههای برق آبی رودبار لرستان و بختیاری روی رودخانه در دست مطالعه می باشند. پتانسیل تولید سالیانه انرژی الکتریکی حوضه دز ۸۰۱۰ میلیون کیلووات ساعت برآورد می گردد. جدول (۵-۲) مشخصات طرحهای در حال اجراء در دست مطالعه و در مرحله شناسائی حوضه دز را نشان می دهد.

جدول (۵-۲): مشخصات طرحهای حوضه دز

نام سد	نام رودخانه	نوع سد	ارتفاع از پی (متر)	حجم مخزن (میلیون مترمکعب)	توان (مگاوات)	وضعیت
رودبار لرستان	رودبار	سنگریزه ای	۱۹۰	۵۱۰	۱۰۰۰	در دست مطالعه
لیرو	زالکی	بتنی قوسی	۱۸۰	۵۱۰	۷۵۰	در مرحله شناسائی
زالکی	زالکی	بتنی قوسی	۱۵۵	۴۹۰	۷۵۰	در مرحله شناسائی
بختیاری	بختیاری	بتنی قوسی	۱۶۵	۱۰۹۰	۱۵۰۰	در دست مطالعه
دز	دز	بتنی قوسی	۲۰۳	۳۳۴۰	۱۲۵۰	در حال بهره برداری

حوضه کرخه: طول رودخانه کرخه حدود ۹۰۰ کیلومتر می باشد که در حوضه آبریزی به وسعت ۹۲۰۰۰ کیلومتر مربع جریان دارد، متوسط دبی رودخانه ۱۷۷ مترمکعب در ثانیه است. براساس مطالعات انجام شده پتانسیلهای موجود برای احداث نیروگاههای برق آبی بر روی این رودخانه شامل ۶ مورد می باشد که در این خصوص طرحهای کرخه، سیمره و سازین در دست اجرا بوده و طرح پاعلم در دست مطالعه است. دو طرح گرماب و تنگ معشوره نیز در مرحله شناخت بوده و تکمیل مطالعات و اجرای آنها از برنامه های آینده شرکت می باشد. مجموع پتانسیل قابل بهره برداری از این رودخانه ۳۱۶۵ مگاوات برآورد می شود. جدول (۵-۳) مشخصات طرحهای در حال اجراء در دست مطالعه و در مرحله شناخت حوضه کرخه را نشان می دهد.

جدول (۵-۳): مشخصات طرحهای حوضه کرخه

نام سد	نام رودخانه	نوع سد	ارتفاع از پی (متر)	حجم مخزن (میلیون مترمکعب)	توان (مگاوات)	وضعیت
گرماب	سیمره	بتنی قوسی	۱۰۰	۷۰۰	۲۵۰	در مرحله شناسائی
سازبن	سیمره	بتنی قوسی وزنی	۱۵۲	۱۶۰۰	۵۰۰	در حال اجراء
سیمره	سیمره	بتنی دوقوسی	۱۷۸	۳۲۲۰	۶۴۰	در حال اجراء
تنگ معشوره	کشکان	سنگریزه ای	۱۱۶	۱۰۰۰	۳۷۵	در مرحله شناسائی
پاعلم	کرخه	سنگریزه ای	۱۵۶	۳۶۰۰	۱۰۰۰	در دست مطالعه
کرخه	کرخه	خاکی با هسته رسی	۱۲۷	۷۸۰۰	۴۰۰	در حال اجراء

جدول (۵-۴): تعداد، توان و انرژی قابل تولید پتانسیلهای نیروگاهی برق آبی به تفکیک استان

استان	تعداد نیروگاه	توان (مگاوات)
گیلان	۴۷	۱۲۱۱/۶۱۴
مازندران	۴۷	۲۰۳۰/۸۷
فارس	۳۲	۱۵۹۱/۵۱
آذربایجان شرقی	۲۶	۹۰۴/۲۴۳
آذربایجان غربی	۲۱	۱۳۷۵/۷۲
خوزستان	۱۷	۱۹۶۳۹/۲۳۰
ایلام	۱۶	۱۰۶/۲۷
خراسان	۱۵	۱۲۹/۵۴۰
کردستان	۱۴	۱۰۵۲/۲۴
کرمانشاه	۱۴	۸۰۶/۸۰۳
تهران	۹	۴۳۶
زنجان	۷	۴۵/۴۵
لرستان	۷	۶۳۱۲/۴۰۰
اصفهان	۷	۳۴۲/۹۷۰
سیستان و بلوچستان	۶	۵۰۴/۰۲۰
کهگیلویه و بویراحمد	۶	۶۴۹/۷۵۷
اردبیل	۵	۹۳/۴۹
کرمان	۵	۱۶۱/۴۷
چهارمحال و بختیاری	۵	۴۳۳۸/۱۵۰
بوشهر	۴	۱۰۶/۵۷۰
مرکزی	۳	۶۲/۹۴۰
هرمزگان	۲	۷/۰۳۰
سمنان	۲	۲۹/۶۶
جمع کل کشور	۳۱۵	۴۱۹۰۸/۸۱

۲- انرژی خورشیدی

انرژی خورشیدی، انرژی آزاد شده از پدیده جوش هسته ای در مرکز خورشید است. این انرژی منشاء سایر صورتهای انرژی روی زمین (بجز انرژی هسته ای و انرژی زمین گرمایی) می باشد. شدت تابش انرژی خورشیدی در روی مدار زمین ۱۳۵۳ وات بر مترمربع است. در مجموع، کل انرژی دریافتی از خورشید با توجه به محیط ۴۰۰۰۰ کیلومتری زمین بالغ بر ۱۷۴۰۰۰ تراوات می شود که از این مقدار حدود ۱۰۲۰۰۰ تراوات جذب محیط شده یا به دیگر صور انرژی تبدیل می گردد. ظرفیت تخمینی این منبع بزرگ انرژی برای کل جهان حدود ۱۰۰۰۰ برابر مصرف کنونی انرژی است. اما باید توجه نمود که کلیه نقاط جهان انرژی فوق را بطور یکسان دریافت نمی کنند و میزان تابش دریافتی به شرایط آب وهوائی و مختصات محلی و زمانی آن بستگی دارد، بطوریکه حداکثر میزان تابش دریافتی در یک نقطه و زمان خاص برابر ۱۰۰۰ وات بر مترمربع، و متوسط انرژی تابشی برای کل جهان بالغ بر ۲۰۰ وات بر مترمربع است.

کشور جمهوری اسلامی ایران از مناطق بسیار مستعد برای بهره گیری از این انرژی خداداد است که مجازاً در اختیارمان قرار دارد و استفاده از آن نیازمند تلاش همه جانبه متخصصین و دست اندرکاران است.

بمنظور تعیین پتانسیل انرژی خورشید و چگونگی توزیع آن در سطح کشور در سال ۱۳۷۴ پروژه ای در وزارت نیرو برای تهیه اطلس خورشیدی ایران تعریف و توسط دانشگاه شریف اجراء گردید. برطبق نتایج بدست آمده از این تحقیق میزان متوسط تابش سالیانه بر سطح افقی بالغ بر ۲۰۰ وات بر مترمربع است و بهترین نقاط جهت نصب سیستمهای خورشیدی مناطق جنوب شرقی و مرکزی کشور می باشند. تغییرات تابش در سطح کشور از ۲/۸ کیلووات ساعت بر متر مربع در روز در سواحل شمالی تا ۵/۴ کیلووات ساعت بر متر مربع در روز در مناطق مرکزی کشور در حال تغییر می باشد. در این مطالعه تأثیر عرض جغرافیایی، ارتفاع محلی، فشار اتمسفر، میزان ابری بودن هوا و در نتیجه کاهش ساعت آفتابی محسوب شده است.

جدول (۵-۵) متوسط تعداد روزهای کاملاً آفتابی شهرهای مختلف کشور را در دوره های مورد مطالعه نشان می دهد.

جدول (۵-۵): تعداد متوسط روزهای کاملاً آفتابی در شهرهای مختلف کشور براساس داده‌های

ایستگاههای سینوپتیک

شرح	عرض جغرافیایی	طول جغرافیایی	ارتفاع از سطح دریا	دوره آماری	جمع روزهای کاملاً آفتابی
آبادان	۳۰:۲۲	۴۸:۱۵	۱۱	۱۹۵۱-۱۹۷۵	۲۵۷/۷
اهواز	۳۱:۳۰	۴۸:۴۰	۱۸	۱۹۵۱-۱۹۷۵	۲۶۷/۹
اراک	۳۴:۰۶	۴۹:۴۲	۱۷۵۹	۱۹۵۵-۱۹۷۵	۲۱۴/۹
اصفهان	۳۲:۳۷	۵۱:۴۰	۱۵۹۰	۱۹۵۱-۱۹۷۵	۲۳۳/۰
ایران‌شهر	۲۷:۱۲	۶۰:۴۲	۵۶۶	۱۹۶۴-۱۹۷۵	۲۸۱/۹
ارومیه	۳۷:۳۲	۴۵:۰۵	۱۳۱۲	۱۹۵۱-۱۹۷۵	۱۹۷/۵
بوشهر	۲۸:۵۹	۵۰:۵۰	۱۴	۱۹۵۱-۱۹۷۵	۲۶۰/۷
باختران	۳۴:۱۹	۴۷:۰۷	۱۳۲۲	۱۹۵۱-۱۹۷۵	۲۰۳/۷
بابل‌سر	۳۶:۴۳	۵۲:۳۹	۲۱	۱۹۵۱-۱۹۷۵	۱۳۶/۸
بندرانزلی	۳۷:۲۸	۴۹:۲۸	۲۲	۱۹۵۱-۱۹۷۵	۱۰۵/۴
بندرلنگه	۲۶:۳۵	۵۴:۵۰	۱۳	۱۹۶۶-۱۹۷۵	۲۹۳/۷
بم	۲۹:۰۶	۵۸:۲۴	۱۰۶۷	۱۹۵۶-۱۹۷۵	۲۷۱/۸
بندرعباس	۲۷:۱۳	۵۶:۲۲	۱۰	۱۹۵۷-۱۹۷۵	۲۹۶/۷
بیرجند	۳۲:۵۲	۵۹:۱۲	۱۴۵۶	۱۹۵۵-۱۹۷۵	۲۵۲/۳
تهران	۳۵:۴۱	۵۱:۱۹	۱۱۹۱	۱۹۵۱-۱۹۷۵	۲۰۵/۲
تبریز	۳۸:۰۵	۴۶:۱۷	۱۹۷۷	۱۹۵۱-۱۹۷۵	۱۶۲/۹
ترت حیدریه	۳۵:۱۶	۵۹:۱۳	۱۳۳۳	۱۹۵۹-۱۹۷۵	۲۳۷/۷
جاسک	۲۵:۳۸	۵۷:۴۶	۴	۱۹۶۸-۱۹۷۵	۳۰۳/۷
چاه بهار	۲۵:۱۷	۶۰:۳۷	۷	۱۹۶۳-۱۹۷۵	۲۷۷/۷
خرم آباد	۳۳:۲۹	۴۸:۲۲	۱۱۶۰	۱۹۵۱-۱۹۷۵	۲۳۰/۹
خوی	۳۸:۳۳	۴۴:۵۸	۱۱۵۷	۱۹۵۹-۱۹۷۵	۱۸۹/۸
دزفول	۳۲:۲۴	۴۸:۲۳	۱۴۳	۱۹۶۱-۱۹۷۵	۲۳۷/۳
رشت	۳۷:۱۹	۴۹:۳۶	۷	۱۹۵۶-۱۹۷۵	۹۲/۲
رامسر	۳۶:۵۴	۵۰:۴۱	۲۰	۱۹۵۵-۱۹۷۵	۹۳/۷

جدول (۵-۵): تعداد متوسط روزهای کاملاً آفتابی در شهرهای مختلف کشور براساس داده های

ایستگاههای سینوپتیک ... ادامه

شرح	عرض جغرافیایی	طول جغرافیایی	ارتفاع از سطح دریا	دوره آماری	جمع روزهای کاملاً آفتابی
زنجان	۳۶:۴۱	۴۸:۲۹	۱۶۶۳	۱۹۵۵-۱۹۷۵	۱۹۹/۷
زاهدان	۲۹:۲۸	۶۰:۵۳	۱۳۷۰	۱۹۵۱-۱۹۷۵	۲۳۸/۲
زابل	۳۱:۰۱	۶۱:۲۹	۴۸۷	۱۹۶۲-۱۹۷۵	۲۹۰/۱
سنندج	۳۵:۱۴	۴۷:۰۰	۱۳۷۳	۱۹۵۹-۱۹۷۵	۱۹۸/۱
سبزوار	۳۶:۱۳	۵۷:۴۰	۹۴۱	۱۹۵۴-۱۹۷۵	۲۱۱/۷
سقز	۳۶:۱۵	۴۶:۱۶	۱۴۷۶	۱۹۶۱-۱۹۷۵	۲۰۸/۴
سمنان	۳۵:۳۳	۵۳:۲۳	۱۱۳۸	۱۹۶۵-۱۹۷۵	۲۲۵/۹
شیراز	۲۹:۳۲	۵۲:۳۵	۱۴۹۱	۱۹۵۱-۱۹۷۵	۲۵۳/۳
شاهرود	۳۶:۲۵	۵۵:۰۲	۱۳۶۶	۱۹۵۱-۱۹۷۵	۱۸۵/۶
شهرکرد	۳۲:۱۹	۵۰:۵۱	۲۰۶۶	۱۹۵۵-۱۹۷۵	۲۳۶/۴
طبرس	۳۳:۳۶	۵۶:۵۴	۶۹۱	۱۹۶۰-۱۹۷۵	۲۵۰/۳
فسا	۲۸:۵۸	۵۳:۴۱	۱۳۸۲	۱۹۶۶-۱۹۷۵	۲۶۲/۳
قزوین	۳۶:۱۵	۵۰:۰۰	۱۲۷۷	۱۹۵۹-۱۹۷۵	۱۸۸/۰
کرمان	۳۰:۱۵	۵۶:۵۸	۱۷۴۹	۱۹۵۱-۱۹۷۵	۲۱۸/۸
کاشان	۳۳:۵۹	۵۱:۲۷	۹۷۵	۱۹۶۶-۱۹۷۵	۲۳۷/۳
گرگان	۳۶:۴۹	۵۴:۲۸	۱۵۵	۱۹۵۲-۱۹۷۵	۱۴۷/۰
مشهد	۳۶:۱۶	۵۹:۳۸	۹۸۵	۱۹۵۱-۱۹۷۵	۲۰۷/۶
همدان (نوزه)	۳۵:۱۲	۴۸:۴۱	۱۶۷۹	۱۹۵۱-۱۹۷۵	۲۰۴/۳
یزد	۳۱:۵۴	۵۴:۲۴	۱۲۳۰	۱۹۵۲-۱۹۷۵	۲۴۲/۹

۱-۲- سیستم های مختلف استفاده از انرژی خورشیدی

۱-۱-۲- نیروگاههای خورشیدی گرمایشی

در این نوع نیروگاههای خورشیدی، انرژی خورشیدی جهت افزایش دمای سیال عامل بکارگرفته شده و گرمای حاصله در یک مبدل انتقال حرارت برای تولید بخار و راه اندازی یک توربین - ژنراتور

استفاده می شود و یا بطریق دیگر گرمای حاصله از انرژی خورشید را مستقیماً در یک موتور برای تولید توان بکار می گیرند. با توجه به اثرات پخش و جذب انرژی خورشیدی در اتمسفر زمین لازم است انرژی دریافتی را متمرکز نمود تا بدین وسیله راندمان عملکرد نیروگاههای خورشیدی گرمایشی را افزایش داد و در مواقعی که نور مستقیم خورشید وجود ندارد بتوان از نور پخش موجود استفاده نمود. سه روش مهم کاربردی در سیستم های متمرکز کننده مورد استفاده در نیروگاههای خورشیدی گرمایشی برای تمرکز نور خورشید حاصل از پخش و تابش مستقیم وجود دارد که عبارتند از سهموی بلند، بشقابک سهموی و دریافت کننده مرکزی که بطور مختصر به شرح هر کدام از آنها می پردازیم :

سهموی بلند: سیستم سهموی بلند پیشرفته ترین سیستم متمرکزکننده انرژی خورشیدی می باشد که تکنولوژی مورد استفاده در آن بیشترین کاربرد را در صنعت تولید برق از انرژی خورشیدی دارا است. بطوریکه حدود ۹۰ درصد از برق تولید شده بوسیله انرژی خورشیدی در سراسر جهان با استفاده از این روش تولید می گردد.

در ایران دو پروژه بزرگ از نیروگاههای سهموی بلند در حال جریان است. اولین پروژه، ساخت نیروگاه ۲۵۰ کیلوواتی شیراز می باشد که توسط دانشگاه شیراز در حال اجراء است. این پروژه مراحل طراحی و ساخت نمونه های اولیه متمرکز کننده را می گذراند و پیش بینی می گردد تا سال ۱۳۷۸ مراحل آزمایشی خود را به پایان برساند و وارد مدار گردد. از مشخصات نیروگاه فوق می توان به موارد ذیل اشاره نمود :

- توان : ۲۵۰ کیلووات

- سیال عامل : روغن بهران و آب

- نسبت تمرکز آینه ها : ۲۶

- تعداد آینه ها : ۴۸

- مساحت آینه : $۲۵ \times ۳/۴$ متر مربع

- نوع سیستم : هیبرید

- پیش بینی راندمان سیستم : ۹ درصد

دومین پروژه در حال اجراء نیروگاه ۳۰ مگاواتی یزد است که بصورت مشترک توسط کارشناسان ایرانی و آلمانی انجام می گیرد. مطالعات اولیه این پروژه انجام گردیده و قرار است سیستم فوق بصورت ترکیبی با نیروگاههای گاز عمل نماید.

بشقابک سهموی: بشقابک سهموی در روشی مشابه با سطوح سهموی بلند مورد استفاده قرار می گیرد. در این سیستم بشقابک، وظیفه تمرکز انرژی را بعده دارد و قادر به پیگیری خورشید در امتداد دو محور است. بنابراین متمرکز کننده همواره به سمت خورشید جهت گیری می شود؛ نسبت تمرکز در این سیستم بسیار بیشتر از مورد سهموی بلند می باشد. در حال حاضر پروژه ای با ظرفیت ۱۰ کیلووات جهت اجراء در وزارت نیرو تعریف گردیده است که هدف از پروژه فوق دستیابی به تکنولوژی ساخت سیستمهای بشقابک سهموی در داخل و در نهایت تولید انبوه سیستمهای فوق به منظور برق رسانی به مناطق دور افتاده است.

دریافت کننده مرکزی: سیستم های دریافت کننده مرکزی مشابهت زیادی با سطوح سهموی دارند در این سیستم ها آینه های تخت عمل پیگیری و تمرکز انرژی دریافتی از خورشید را بعده داشته و قادر به ایجاد نسبت تمرکز ۳۰۰ تا ۱۵۰۰ برابر می باشند. محدوده دمائی کارکرد سیستم حدود ۵۰۰ الی ۱۵۰۰ درجه سانتیگراد می باشد. ارجحیت این روش در کاهش افت حرارتی ناشی از انتقال سیال است. دریافت کننده های مرکزی بعلت تمرکز محل دریافت انرژی از کارائی بالاتری نسبت به سیستم های سطوح سهموی برخوردار می باشد. در این خصوص در حال حاضر پروژه ای به ظرفیت یک مگاوات در وزارت نیرو تعریف گردیده است. هدف از اجرای پروژه مذکور آشنایی و دستیابی به تکنولوژی سیستمهای دریافت کننده مرکزی است، مرحله مطالعات اولیه پروژه مذکور پایان پذیرفته و مرحله طراحی آن آغاز گردیده است، پیش بینی می شود نیروگاه مزبور تا سال ۱۳۷۸ وارد مدار گردد.

۲-۱-۲- سیستم فتوولتائی

سیستم های فتوولتائی سیستم هایی هستند که در آن انرژی خورشید مستقیماً به برق تبدیل شده و نیاز به سیستم واسطه نمی باشد. موارد استفاده از سیستم های فتوولتائی بشرح زیر است.

- (۱) روشنائی
- (۲) برق برای مناطق دورافتاده
- (۳) ارتباطات
- (۴) پمپ آب
- (۵) علائم هشدار دهنده
- (۶) کارهای تحقیقاتی در مناطق دور افتاده
- (۷) حفاظت کاتدی
- (۸) شارژباتری برای وسایل حمل و نقل

سیستمهای فتوولتائی در ایران در حال توسعه اند بطوریکه در حال حاضر در کشور پتانسیل تولید یک مگاوات پنل خورشیدی وجود داشته و طرحهای متعدد پایلوت در حال اجراء است.

از نظر تکنولوژی، تحقیقات پایه برای دستیابی به تکنولوژی سلولهای لایه نازک و تک بلور سیلیکون در دانشگاه ها و مراکز تحقیقاتی در حال اجراء می باشد. بعلاوه آنکه سیستمهای فتوولتائی از سادگی و پایداری تولید انرژی نسبی برخوردارند پیش بینی می گردد که قادر باشند در آینده نیاز بشر را تأمین نمایند. در وزارت نیرو پروژه ای برای بررسی پتانسیل استفاده از سیستمهای فتوولتائیک اجرا گردیده است. براساس مطالعات انجام پذیرفته سیستمهای فتوولتائی برای مناطقی با فاصله ۳۰ کیلومتر از شبکه و ۳۰ خانوار، یا ۲۰ کیلومتر و ۲۰ خانوار، یا ۱۰ کیلومتر و ۱۰ خانوار، یا ۵ کیلومتر و ۵ خانوار و در صورتیکه منطقه از تابش مناسب برخوردار بوده و مصرف سرانه هر خانوار در سال ۱۱۰۰ کیلووات ساعت در نظر گرفته شود مناسب است. (منظور از شبکه در این مطالعه شبکه ۲۰ کیلوولت است).

۳-۱-۲- هیدروژن خورشیدی

تولید هیدروژن از آب با استفاده از انرژی خورشیدی یکی از کاربردهای دیگر انرژی خورشیدی می باشد. هیدروژن با دمای شعله ای بالاتر از هیدروکربورها و ارزش حرارتی نسبی بالاتر، می تواند در بسیاری از فرآیندهای صنعتی بویژه در سیستمهای حمل و نقل مورد استفاده قرار گیرد

سرزمین ایران جزو مناطق مناسب تولید هیدروژن خورشیدی است که علاوه بر تولید داخلی پتانسیل صدور هیدروژن را نیز دارا می باشد. با عنایت به این مسئله و مشکل بودن تکنولوژی مربوط به تولید هیدروژن خورشیدی باید تحقیقات پایه ای و کاربردی جدی در زمینه تولید، مایع سازی و مسائل نگهداری و نفوذپذیری هیدروژن در کشور صورت گیرد.

۴-۱-۲- سیستم گرمایشی و سرمایشی خورشیدی

امروزه سیستم های گرمایشی خورشیدی توسعه وسیعی یافته اند و اغلب کشورها استفاده تجاری از سیستمهای مذکور را آغاز نموده اند. اما سیستمهای سرمایشی خورشیدی نیاز به توسعه تکنولوژیکی دارند و هنوز تجاری نشده اند. براساس تحقیقات انجام گرفته توسط وزارت نیرو که در آنها مصرف کنندگان خانگی در ۵ ناحیه آب هوایی تقسیم بندی شده و استفاده از سیستم های گرمایشی و سرمایشی در آنها مورد بررسی قرار گرفته، سیستم های مذکور از دید اقتصادی مقرون به صرفه تشخیص داده شده است. طرحهای متعددی در این زمینه در کشور انجام گرفته و یا در حال انجام است که از آن جمله می توان به حمام عمومی بشاگرد و تأمین آب گرم مدارس در یزد اشاره نمود.

۳- انرژی باد

قبل از انقلاب صنعتی، باد یکی از مهمترین منابع تولید انرژی بشمار می رفت که بدنبال کشف ذخائر عظیم سوختههای ارزان قیمت و مطمئن فسیلی کنار گذاشته شد. بعد از اولین بحران نفتی در سال ۱۹۷۳ استفاده از انرژیهای تجدیدپذیر بخصوص انرژی باد به منظور تولید الکتریسیته در شبکه، پمپاژ آب و تولید توان دوباره مورد توجه قرار گرفت. در سالهای اخیر بدنبال افزایش آگاهیهای مربوط به خطرات زیست محیطی استفاده از سوختههای فسیلی، اهمیت استفاده از انرژی تمیز باد دو چندان شده است. مهمترین کاربرد انرژی باد در تأمین برق مورد نیاز پمپهای آب و مناطق روستائی دورافتاده از شبکه های سراسری برق می باشد. در حال حاضر حدود یک میلیون پمپ بادی در سطح جهان در حال کار می باشند. اهمیت پمپ های بادی کوچک نه به دلیل توان تولیدی، بلکه به علت بهره مندی و سود حاصل از آن برای گروه وسیعی از مردم که از شبکه برق به دور هستند می باشد.

برآوردهای انجام شده در خصوص پتانسیلهای جهانی تولید انرژی از باد میزان آنرا ۲۶۰۰ تراوات تخمین زده اند که با در نظر گرفتن محدودیتهای اقتصادی، تکنولوژیکی و اجرائی حدود یک سوم از پتانسیل برآوردی قابل برداشت می باشد.

از جمله محدودیتهائی که در استفاده از توربین های بادی مطرح می شود توجیه اقتصادی طرحهای مربوط به آنها می باشد. سرمایه گذاری ها، هزینه های عملیاتی و ... مورد نیاز برای تولید برق بادی تا اندازه زیادی به میزان کاربرد انرژی تولیدی بستگی دارد برای مثال توربین مورد استفاده برای مصارف پمپاژ آب به هزینه های لوله کشی، ذخیره آب، هزینه پمپ و ... نیاز دارد که باید در محاسبات اقتصادی مورد استفاده قرار گیرند. هزینه تمام شده هر کیلووات ساعت برق تولیدی توربین های بادی قابل اتصال به شبکه به میزان هزینه های سرمایه گذاری، طول عمر سیستم، هزینه های بهره برداری و نگهداری، رژیم باد، راندمان انرژی توربین بادی و تکنولوژی مورد استفاده بستگی دارد.

برآوردهای انجام گرفته در خصوص میزان سرمایه گذاری مورد نیاز به ازای هر کیلووات ساعت ظرفیت و هزینه تمام شده هر کیلووات ساعت برق برای توربین های ۱۰۰ کیلووات تا ۳۰۰ کیلووات و با توجه به نرخهای تنزیل متفاوت بر طبق جدول (۵-۶) می باشد.

جدول (۵-۶): هزینه برق تولیدی نسبت به سرعت متوسط باد و نرخ بازگشت داخلی

(مستقل از تورم و وام ۲۰ ساله)

نوع سایت	سرعت باد (m/s)	هزینه‌های سرمایه‌گذاری (دلاره ازای هر کیلووات ساعت)	هزینه تمام شده (دلاره ازای هر کیلووات ساعت)			
			نرخ بازده داخلی (درصد)			
			۵	۸	۱۰	۱۵
متوسط	۶/۵	۱۰۳۵	۷	۸/۵	۹/۵	۱۲/۴
خوب	۷/۵	۱۱۵۰	۵/۸	۶/۹	۷/۷	۱۰/۱
خیلی خوب	۸/۵	۱۲۶۵	۳/۹	۴/۷	۵/۳	۶/۹

همانگونه که در جدول فوق مشاهده می‌شود سرمایه‌گذاری موردنیاز به ازای هر کیلووات ساعت متناسب با نوع سایت مابین ۱۰۳۵ تا ۱۲۶۵ دلار و متوسط هزینه تمام شده هر کیلووات ساعت بین ۵-۱۰ سنت برآورد گردیده است. قابل ذکر است که هزینه سرمایه‌گذاری با سرعت باد افزایش می‌یابد اما هزینه تولید هر واحد برق کاهش می‌یابد.

۱-۳- بادهای محلی ایران

ایران با قرار گرفتن در مجاورت مناطق پرفشار شمال و شمال غرب در زمستان و تابستان در مسیر بادهای عمده قرار دارد. بادهای سرد آسیای مرکزی، بادهای مرطوب اقیانوس اطلس و دریای مدیترانه و اقیانوس هند از جریانهای معروف بادی هستند که آب و هوای کشور را تحت تأثیر قرار می‌دهند.

شاخه‌هایی از بادهای اقیانوس اطلس که از شمال غرب می‌وزند، در شرق ایران موجب بروز طوفانهای گرد و خاک و حرکت ریگ‌های روان مخصوصاً در سرخس، تربت جام و سبزوار می‌گردند. قسمتی از این شاخه‌ها به طرف گناباد می‌رود که به باد «هرات» یا راست باد معروف است. شاخه‌های دیگری از بادهای اقیانوس اطلس از ترکستان به طرف شرق ایران و قسمتی به طرف افغانستان حرکت می‌نماید. سرعت این جریان در بعضی از نواحی ایران بسیار زیاد است و به باد ۱۲۰ روزه سیستان معروف

می باشد که از قائنات و گناباد عبور کرده و سپس بطرف سیستان و از آنجا بسوی مرکز کم فشار تابستان که در شمال هندوستان و پاکستان قرار دارد حرکت می کند. باد مذکور در سیستان به باد «لوار» معروف بوده و در تمام تابستان به طور مداوم و با سرعت های مختلف می وزد. سرعت این باد در ابتدا ۳۶ کیلومتر در ساعت است ولی بعداً به ۷۰ تا ۹۰ و گاهی هم به ۱۰۸ تا ۱۲۰ کیلومتر در ساعت می رسد.

از دیگر بادهای محلی ، باد معروف «شمال» در کرانه های خلیج فارس را می توان نام برد. باد «شمال» ، بادی است که از شمال غرب و در جلگه های دجله و فرات جریان داشته و سواحل خلیج فارس را از اواسط بهمن ماه تا اوایل آبان ماه تحت تأثیر خود قرار می دهد. سرعت این باد گرم در گرمترین ماه تابستان به حداکثر خود می رسد. در سواحل شمالی و جنوبی ایران نیز نسیم های دریا و خشکی وزش دارند که جهت آنها معمولاً در روز از دریا به خشکی و در شب بعکس از خشکی به دریا است . البته جهت و شدت حرکت این نسیم ها تحت تأثیر سیستم های دیگری که در اثر اختلاف فشار جو بوجود می آیند قرار می گیرند. در تابستان که فشار جو در سواحل شمالی ایران زیادتر از فشار جو در مرکز فلات است ، هوا از منطقه فشار زیاد یعنی از طرف دریا به خشکی حرکت می نماید. اما رشته کوههای البرز چون سدی مرتفع مانع عبور این جریان می شود و هوا به ناچار از دره منجیل عبور می نماید ، شدت وزش این باد به حدی است که موجب خم شدن تنه های برخی از درختان شده است .

در دشت گرگان باد گرم معروفی به نام «خوش آباد» جریان دارد، این باد در زمستان از سوی شرق می وزد . همچنین بین مشهد و نیشابور باد شدیدی به نام «دیزباد» جریان دارد که درحقیقت یک جریان هوای محلی است . در خوزستان هم باد معروفی به نام «سام» می وزد، مسیر این باد از دشت میشان به طرف شمال شرق است .

۲-۳- پتانسیل باد در کشور

تا کنون مطالعات مختلفی برای تهیه اطلس باد صورت پذیرفته و همچنان در حال توسعه است. براساس مطالعات انجام گرفته به دو شکل می توان انرژی باد سطح کشور را مورد مطالعه قرار داد شکل اول مطالعه سه ساعته از آمار ایستگاههای هواشناسی است که در خارج از شهرها قرار گرفته اند و عوارض شهری تأثیری براندازه گیری آنها ندارند. نوع دوم مطالعه آمار ماهانه ایستگاههای هواشناسی است . در مطالعه از نوع اول هدف تعیین سایت های مناسب جهت نصب توربین های بادی و برآورد

دقیق از پتانسیل موجود است اما در مطالعه دوم هدف تشخیص نقاط با اهمیت و مهم می باشد. تا بحال آمار هواشناسی سه ساعته باد در ۲۶ سایت مهم مورد مطالعه قرار گرفته که نتایج آن در جدول (۷-۵) ارائه شده است. با بررسی اطلاعات مذکور مشخص می گردد که پتانسیل بادی تولید انرژی حدود ۶۵۰۰ مگاوات می باشد. اکثر نقاط دارای پتانسیل در مناطق شرقی کشور واقع شده است و بطور کلی می توان گفت مناطقی که دارای سرعت متوسط بالای ۵ متر بر ثانیه اند برای نصب مزارع بادی مناسب می باشند.

به موازات شناسائی پتانسیلهای برق بادی، مطالعاتی جهت برآورد قیمت برق تولیدی توسط توربین های بادی صورت پذیرفته و مشخص گردید که استفاده از توربین های بادی در بعضی از نقاط که از باد خوبی برخوردارند (بشرط آنکه تکنولوژی مذکور در داخل وجود داشته باشد) درمرز اقتصادی شدن می باشند.

به هر حال استفاده از انرژی باد در تمام نقاط منطقی بنظر نمی رسد و معمولاً قیمت برق تولیدی بیشتر از قیمت برق تولیدی توسط سیستم های سنتی است. شایان ذکر است استفاده از انرژی باد اشکالاتی هم دارد که از اهم آنها می توان به متناوب بودن زمان تولید انرژی، اشغال زمین های زراعی، ایجاد پارازیت بر روی سیستم های مخابراتی که در نزدیکی چنین نیروگاههایی قرار دارند، تلفات پرندگان و اختلال در مناظر طبیعی اشاره نمود. اقداماتی که تا کنون در کشور جهت تولید برق و پمپاژ آب از باد صورت گرفته بشرح زیر می باشد:

- دو عدد توربین بادی ۵۰۰ کیلوواتی توسط سازمان اتمی انرژی نصب گردیده و قرار است که در ادامه طرح حدود ۱۰۰ مگاوات توربین بادی نصب گردد.
- یک دستگاه توربین بادی ۶۰۰ کیلوواتی و یک دستگاه توربین ۱۰ کیلوواتی توسط وزارت نیرو ساخته شده است.
- مطالعات اولیه نصب دو دستگاه توربین بادی با ظرفیت ۱۵۰ کیلووات در منطقه زابل بمنظور پمپاژ آب آغاز شده است.

جدول (۷-۵): انرژی و سرعت باد به تفکیک استان

نام استان	نام شهر	سرعت باد در ارتفاع ۱۰ متری از سطح زمین (m/s)	انرژی قابل برداشت در ارتفاع ۴۰ متری ^۱ (Kwh/m ² .Yr)
آذربایجان شرقی	مراغه	۲/۲۰	۶۷/۷
	میانه	۲/۲۰	۶۸/۳
	سراب	۲/۳۰	۷۱/۵
	تبریز	۲/۸۰	۹۷/۴
	اهر	۳/۰۰	۱۲۷/۷
	جلفا	۲/۷۰	۸۸/۴
آذربایجان غربی	سردشت	۳/۷۰	۲۸۲/۲
	پیرانشهر	۱/۷۰	۲۲/۳
	مهاباد	۱/۹۰	۳۶/۴
	اورمیه	۱/۵۰	۱۶/۷
	خوی	۱/۲۰	۱۰/۵
	ماکو	۱/۸۰	۳۱/۶
اردبیل	خلخال	۲/۲	۶۵/۰۰
	اردبیل	۴/۳	۳۶۱/۸۰
	مشکین شهر	۱/۹۶	۳۵/۱۵
	پارس آباد منان	۱/۴۰	۱۲/۷۰
اصفهان	شهررضا	۲/۵۰	۸۲/۱
	کبوترآباد	۱/۳۰	۱۴/۵
	اصفهان	۱/۵۰	۱۵/۶
	شرق اصفهان	۲/۶۰	۹۵/۹
	نائین	۳/۴۰	۲۱۷/۲
	داران	۱/۶۰	۲۰/۲
	گلپایگان	۲/۵۰	۸۳/۰
	نطنز	۱/۶۰	۲۴/۲
	اردستان	۳/۴۰	۱۸۴/۵
	خوربیاپانک	۱/۸۰	۳۱/۶
	کاشان	۰/۸۰	۳/۲۰

جدول (۵-۷): انرژی و سرعت باد به تفکیک استان ... ادامه

نام استان	نام شهر	سرعت باد در ارتفاع ۱۰ متری از سطح زمین (m/s)	انرژی قابل برداشت در ارتفاع ۴۰ متری ^{۱)} (Kwh/m ² .Yr)
ایلام	دهلران	۲/۵۰	۹۳/۳
	ایلام	۲/۶۰	۷۹/۷
بوشهر	کنگان جم	۳/۶	۳۱۰/۸
	بندر دیر	۴/۱	۳۲۰/۹
	بوشهر دریایی	۵/۵	۷۹۷/۱
	بوشهر	۳	۱۲۷/۲
تهران	قم	۲/۱۰	۵۱/۵
	دوشان تپه	۱/۶۰	۱۹/۵
	مهرآباد تهران	۲/۴۰	۶۶/۱
	ژئوفیزیک تهران	۲/۹۰	۱۲۰/۸
	آبعلی	۲/۳۰	۵۸/۸
	پیام	۴/۷۰	۴۸۱/۷
	شمال تهران	۱/۳۰	۱۰/۱۰
	کرج	۲/۴۰	۷۲/۳
	قزوین	۱/۷۰	۲۶/۶
چهارمحال و بختیاری	لردگان	۱/۴	۱۶/۴
	برودجن	۲/۱	۱۹/۴
	شهرکرد	۱/۱	۷/۴
	کوهرنگ	۲/۱	۵۷/۱
خراسان	نهبندان	۲/۹۰	۲۰۸/۸
	بیرجند	۲/۴۰	۶۱/۸
	خوربیرجند	۴/۷۰	۶۷۲/۶
	طبس	۱/۷۰	۳۲/۴
	قائن	۲/۶۰	۱۲۴/۲

جدول (۵-۷): انرژی و سرعت باد به تفکیک استان ... ادامه

نام استان	نام شهر	سرعت باد در ارتفاع ۱۰ متری از سطح زمین (m/s)	انرژی قابل برداشت در ارتفاع ۴۰ متری ^(۱) (Kwh/m ² .Yr)
خراسان	بشرویه	۱/۲۰	۸/۳۰
	فردوس	۲/۳۰	۷۰/۳۰
	گناباد	۲/۱۰	۷۴/۷۰
	کاشمر	۱/۶۰	۲۲/۳۰
	ترت جام	۳/۸۰	۲۵۹/۸۰
	ترت حیدریه	۲/۴۰	۶۵/۸
	سبزوار	۲/۷۰	۱۲۳/۰۰
	نیشابور	۱/۱۰	۶/۶
	مشهد	۲/۸۰	۱۱۴/۰
	گلمکان	۲/۵۰	۷۵/۸۰
	سرخس	۲/۷۰	۱۰۹/۴
	قوچان	۲/۰۰	۴۷/۰۰
	بجنورد	۳/۰۰	۱۲۸/۱
خوزستان	آبادان	۳/۱۰	۱۴۴/۹
	بندرماهشهر	۴/۴۰	۴۱۰/۷۰
	بهبهان	۲/۳۰	۵۳/۹
	آغاجاری	۳/۰۰	۱۲۷/۸
	امیدیه	۳/۰۰	۱۲۲/۶
	رامهرمز	۲/۲۰	۵۷/۵
	اهواز	۲/۹۰	۱۱۹/۳
	بستان	۳/۷۰	۲۳۲/۵
	ایذه	۲/۱۰	۴۶/۴
	مسجدسلیمان	۱/۸۰	۴۰/۷
	شوشتر	۳/۲۰	۱۹۲/۱
	دزفول	۱/۹۰	۲۶/۹
	صفی آباد دزفول	۱/۱۰	۸/۸۰

جدول (۷-۵): انرژی و سرعت باد به تفکیک استان ... ادامه

نام استان	نام شهر	سرعت باد در ارتفاع ۱۰ متری از سطح زمین (m/s)	انرژی قابل برداشت در ارتفاع ۴۰ متری ^(۱) (Kwh/m ² .Yr)
زنجان	شاهرود	۱/۷۰	۳۹/۲
	خرمدره	۳/۱۰	۱۶۴/۵
	زنجان	۲/۲۰	۴۸/۹
سمنان	گرمسار	۲/۲	۸۰/۳
	سمنان	۱/۶	۲۱/۵
	بیارجمند	۲/۵	۷۳/۰
	شاهرود	۱/۷	۳۹/۲
سیستان و بلوچستان	چاه بهار	۳/۰۰	۱۲۰/۵
	کنارک	۴/۶۰	۴۹۱/۳
	ایران شهر	۱/۹۰	۳۰/۹
	سراوان	۲/۲۰	۵۳/۵
	خاش	۲/۱۰	۴۲/۸
	زاهدان	۳/۰	۱۵۰/۲
	زهک	۴/۷۰	۹۱۴/۲
	زابل	۵/۱۰	۶۱۰/۱
فارس	فرودگاه لامرد	۱/۹۰	۳۹/۵
	لار	۲/۴۰	۷۷/۹
	داراب	۱/۶۰	۲۵/۲
	شیراز	۱/۹۰	۳۶/۶
	زرقان	۱/۰۰	۵/۸
	سد درودزن	۱/۹۰	۳۴/۹
	آباده	۱/۹۰	۳۲/۲

جدول (۵-۷): انرژی و سرعت باد به تفکیک استان ... ادامه

نام استان	نام شهر	سرعت باد در ارتفاع ۱۰ متری از سطح زمین (m/s)	انرژی قابل برداشت در ارتفاع ۴۰ متری ^(۱) (Kwh/m ² .Yr)
کردستان	قروه	۳/۳۰	۱۸۰/۸
	سنندج	۱/۵۰	۱۷/۵
	مریوان	۱/۵۰	۱۹/۹
	بیجار	۴/۳۰	۳۶۲/۸
	زرینه اوباتو	۲/۲۰	۵۷/۲
	تکاب	۲/۲۰	۴۹/۷
	سقز	۱/۶۰	۲۳/۴
کرمان	کهنوج	۴/۸	۹۰۵/۲
	میانده جیرفت	۱/۱	۷/۷
	بم	۳/۰	۱۲۱/۴
	بافت	۳/۳	۱۶۵/۸
	سیرجان	۲/۳	۶۳/۲
	شهربابک	۲/۳	۷۰/۶
	کرمان	۲/۶	۸۳/۱
	رفسنجان	۴/۱	۳۴۲/۹
	انار	۱/۷	۲۴/۹
کهگیلویه و بویراحمد	دوگنبدان	۲/۲	۵۸/۱
	یاسوج	۱/۵	۱۹/۳
کرمانشاهان	اسلام آباد غرب	۲/۲۰	۴۷/۶
	کرمانشاه	۲/۷۰	۹۹/۷
	سرپل ذهاب	۱/۴۰	۱۹/۷
	کنگاور	۱/۶۰	۲۲/۴
	روانسر	۳/۲۰	۱۹۰/۱

جدول (۵-۷): انرژی و سرعت باد به تفکیک استان ... ادامه

نام استان	نام شهر	سرعت باد در ارتفاع ۱۰ متری از سطح زمین (m/s)	انرژی قابل برداشت در ارتفاع ۴۰ متری ^(۱) (Kwh/m ² .Yr)
گیلان	منجیل	۵/۷	۱۶۰۹/۷
	رشت	۱/۳	۱۲/۵
	بندرانزلی	۲/۰	۳۶/۳
	آستارا	۱/۳	۱۱/۵
لرستان	الیگودرز	۲/۵	۷۱/۳
	خرم آباد	۱/۶	۲۰/۸
	بروجرد	۳/۳	۱۶۱/۵
مازندران	قراخیل	۱/۴	۱۳/۹
	نوشهر	۱/۲	۹/۳
	بابلسر	۱/۱	۶/۹
	گرگان	۱/۲۰	۱۰/۵
	رامسر	۱/۳	۱۱/۲
	مراده تپه	۲/۵	۷۷/۶
	گنبدکاووس	۱/۱	۵/۷
مرکزی	اراک	۱/۵	۱۴/۴
	ساوه	۰/۷	۴/۸
هرمزگان	جاسک	۴/۴	۳۸۹/۵
	جزیره ابوموسی	۳/۷	۲۳۵/۴
	جزیره سیری	۳/۷	۲۳۹/۱
	جزیره کیش	۳/۹	۲۸۴/۳
	بندرلنگه	۳/۵	۲۰۳/۴
	میناب	۱/۷	۲۸/۹
	بندرعباس	۲/۷	۸۸/۸
همدان	ملایر	۲/۴	۷۴/۲
	فرودگاه همدان	۱/۴	۱۴/۸
	نوزه همدان	۲/۸	۱۱۷/۵
یزد	بافق	۱/۹	۳۱/۱
	یزد	۱/۶	۲۱/۵
	رباط پشت بادام	۲/۴	۷۵/۲

۴- انرژی زمین گرمائی

انرژی زمین گرمائی بعنوان یک انرژی پاک و تجدیدپذیر مورد توجه جهانیان می باشد بطوریکه در سال ۱۹۹۶ حدود ۵۲ کشور با استفاده از ظرفیت نصب شده حدود ۶۵۰۰ مگاوات برای تولید برق و ۸۸۰۰ مگاوات برای استفاده مستقیم، ۳۸ تراوات ساعت انرژی الکتریکی و ۳۶ تراوات ساعت انرژی بصورت حرارت تولید کرده اند. کشور ایران نیز دارای منابع بالقوه انرژی زمین گرمایی در ۴ ناحیه زمین گرمائی، سبلان، دماوند، ماکو - خوی و سهند به وسعت بترتیب ۸۳۰۰، ۵۵۰۰، ۶۲۰۰ و ۱۱۰۰۰ کیلومتر مربع می باشد. مطالعات زمین شناسی، هیدروژئولوژی، ژئوفیزیک، ثقل سنجی و ژئوشیمیایی تمام مناطق فوق الذکر انجام شده و در نواحی دماوند و ماکو - خوی علاوه بر مطالعات اولیه گمانه های زمین گرمائی نیز حفر گردیده است. براساس بررسیهای انجام شده بالغ بر 6×10^9 گیگاژول انرژی قابل برداشت برای استفاده مستقیم در کشور وجود دارد. در جدول (۵-۸) خلاصه ای از مشخصات مخازن زمین گرمائی کشف شده در ایران آورده شده است.

جدول (۵-۸): مشخصات و پتانسیل مخازن زمین گرمایی در ایران

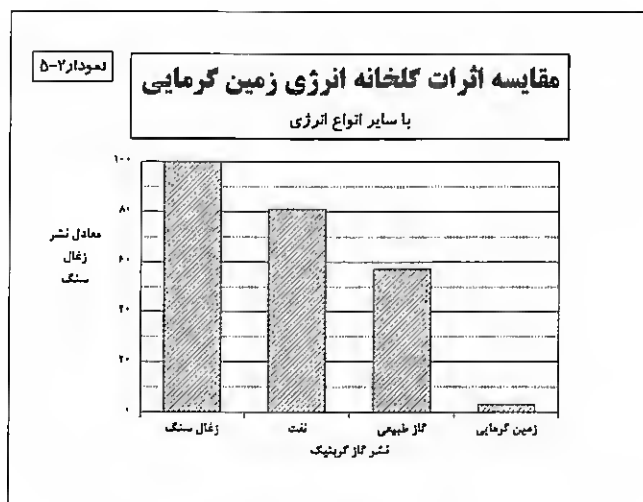
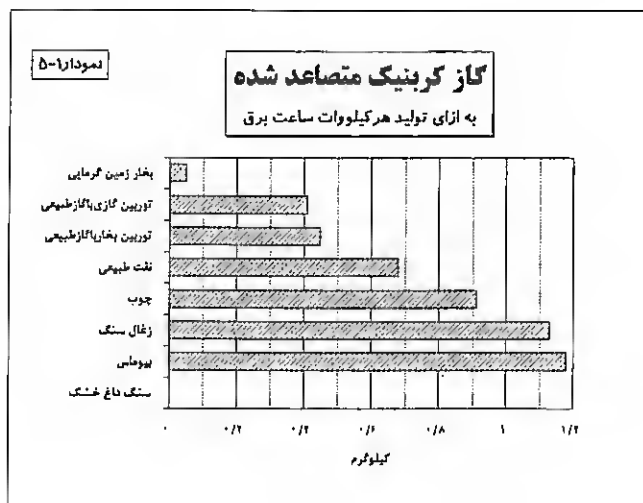
نام ناحیه	دمای تقریبی مخزن (درجه سانتیگراد)	سطح تقریبی سنگ مخزن (کیلومتر مربع)	ضخامت تقریبی مخزن (متر)	میزان انرژی تقریبی (گیگاژول)	توان تقریبی قابل نصب (مگاوات)
دماوند	۱۵۰	۲۰۰	۳۰۰ (حداقل)	$5/11 \times 10^9$	—
خوی - ماکو	۱۲۰-۲۵۰	۱۲۲	۴۵۰ (حداقل)	4×10^9	۳۴۰۰
سهند	۱۵۰-۱۶۰	۳۰۰	۳۰۰ (حداقل)	23×10^9	—
سبلان	۱۴۰-۲۶۰	۱۴۵۰	۳۰۰ (حداقل)	48×10^9	۴۰۰۰

بررسی و تجربیات جهانی مربوط به هزینه احداث نیروگاههای زمین گرمائی نشان می دهد که کل هزینه نیروگاه از ۱۴۰۰ دلار به ازای هر کیلووات ساعت مربوط به نیروگاه بخار خشک تا ۳۶۰۰ دلار به ازای هر کیلووات ساعت مربوط به نیروگاه دو مداره در نوسان می باشد. ملاحظه می شود که هزینه کل نیروگاه، ارتباط مستقیم با هزینه نصب نیروگاه و هزینه مربوط به تکمیل چاهها و جمع آوری و سیستم توزیع دارد. جدول (۵-۹) مشخصات و هزینه نیروگاههای زمین گرمایی جهان را نشان می دهد.

جدول (۵-۹): مشخصات و هزینه نیروگاههای زمین گرمایی در جهان

نوع نیروگاه	ظرفیت	محدوده دمای مناسب برای عملکرد نیروگاه ساتیگراد °C	هزینه نصب نیروگاه (کیلووات/دلار)	هزینه تکمیل چاهها و جمع آوری سیال و سیستم توزیع (کیلووات/دلار)	کل هزینه به (کیلووات/دلار) (هزینه ساختمانی را نیز شامل است)
بخار خشک	>۲۵	۲۱۵	۱۵۰۰ تا ۱۰۰۰	۴۰۰ تا ۶۰۰	۱۴۰۰ تا ۲۱۰۰
	۲۵ تا ۵		۱۵۰۰ تا ۱۰۰۰	۴۰۰ تا ۱۰۰۰	۱۶۰۰ تا ۲۸۰۰
	>۲۵	۱۷۵	۱۶۰۰ تا ۱۰۰۰	۱۰۰۰ تا ۵۰۰	۱۵۰۰ تا ۲۶۰۰
فلش یک مرحله	۱۵ تا ۵		۲۰۰۰ تا ۱۲۰۰	۱۰۰۰ تا ۵۰۰	۱۷۰۰ تا ۳۰۰۰
	۵ تا ۲		۲۰۰۰ تا ۱۸۰۰	۱۰۰۰ تا ۵۰۰	۲۳۰۰ تا ۳۰۰۰
	>۲۵	۱۷۵ °C	۱۵۰۰ تا ۱۰۰۰	۱۲۰۰ تا ۶۰۰	۱۶۰۰ تا ۲۷۰۰
فلش دوبل	۲۵ تا ۱۰		۱۵۰۰ تا ۱۲۰۰	۱۲۰۰ تا ۶۰۰	۱۸۰۰ تا ۲۷۰۰
	>۲۵	۱۰۵-۱۷۵	۲۴۰۰ تا ۱۷۰۰	۱۰۰۰ تا ۶۰۰	۲۴۰۰ تا ۳۴۰۰
	۲۵ تا ۱/۵		۲۴۰۰ تا ۱۸۰۰	۱۰۰۰ تا ۶۰۰	۲۴۰۰ تا ۳۰۰۰
دومداره	۱/۵ تا ۰/۲		۲۴۰۰ تا ۲۲۰۰	۱۲۰۰ تا ۷۰۰	۲۴۰۰ تا ۳۶۰۰

نیروگاههای زمین گرمائی و اثرات زیست محیطی: اثرات گلخانه ای نیروگاههای زمین گرمائی بسیار ناچیز می باشد. بطوریکه CO_2 تولید شده توسط این نیروگاهها کمتر از ۳ درصد نیروگاههای زغالی، ۳/۷ درصد نیروگاههای با سوخت نفت و ۵/۳ درصد نیروگاههای با سوخت گاز طبیعی می باشد. ارقام مربوط به میزان گاز کربنیک متصاعد شده به ازای تولید هر کیلووات ساعت برق تولیدی نیز نشان می دهد که این شاخص برای نیروگاههای زمین گرمائی در بین انواع مختلف منابع اولیه انرژی کمترین و معادل ۰/۰۵ کیلوگرم بر هر کیلووات ساعت می باشد. در حالی که شاخص مزبور برای بیوماس ۱/۱۸، زغال سنگ ۱/۱۳ کیلوگرم بر هر کیلووات ساعت می باشد. نمودارهای (۵-۱)، (۵-۲) اثرات گلخانه ای انرژی زمین گرمائی و میزان گاز کربنیک تولیدی حاصله از استفاده آن برای تولید هر کیلووات ساعت برق را در مقایسه با سایر انواع انرژیهای اولیه نشان می دهد.



۵- انرژی های دریائی

دریاها با فرآیندهای مختلف فیزیکی انرژی را دریافت ، ذخیره کرده و سپس آن را تلف می کنند. انرژی در دریاها به چهار صورت امواج ، جزر و مد ، اختلاف دما و اختلاف غلظت نمک وجود دارد . بهره برداری از هر یک از چهار نوع انرژی مزبور ، تکنیکهای متفاوتی را طلب می کند، از این رو انواع انرژی فوق الذکر بطور جداگانه مورد بررسی قرار می گیرد. در ذیل به شرح مختصر هر کدام از آنها و اقدامات انجام شده مربوط به هر کدام در سطح کشور پرداخته می شود.

۱-۵- انرژی امواج

امواج دریا ممکن است حامل مقادیر عظیمی انرژی باشند. امواج زاده باد هستند و نرخ انتقال انرژی از باد به سطح آب ، به سرعت وزش و مسافتی که در طول آن باد با سطح آب در تماس و فعل و انفعال می باشد بستگی دارد. توان نهفته در امواج با مرجع دامنه و با دوره تناوب حرکت موج متناسب است . بنابراین امواج با دوره تناوب و دامنه بزرگ از جذابیت بیشتری برای استحصال انرژی برخوردارند. سالهاست که امکان تولید انرژی الکتریکی از امواج مورد توجه قرار گرفته و ایده های متعدد برای مکانیزم های استحصال انرژی امواج پیشنهاد شده است . در سالهای اخیر استفاده از این نوع انرژی در کشورهای نظیر ژاپن ، بریتانیا و شبه جزیره اسکندیناوی به شدت مورد توجه قرار گرفته است. مطابق بررسی های شورای جهانی انرژی ، پتانسیل جهانی انرژی امواج حدوداً ۲ تراوات تخمین زده شده است . برآورد پتانسیل امواج در کشور ما توسط شرکت مهندسی مشاور مهتاب قدس در حال انجام است لیکن هنوز نتایج نهایی اعلام نشده است .

۲-۵- انرژی جزر و مد

پدیده جزر و مد تغییر شکل کشسان کره زمین می باشد که از جاذبه ماه و خورشیدی بر زمین ایجاد می شود و با ژئوفیزیک (علم اوضاع بیرونی و طبیعی زمین) ، ژئودزی (علم مساحی کره زمین) و نجوم ارتباط تنگاتنگی دارد. اختلاف ارتفاع بین آب دریا در زمان مد (بالا آمدن آب) و در زمان جزر (پایین رفتن آب) منبع بالقوه برای کسب انرژی می باشد. بشر از دیرباز به فکر مهار این نوع انرژی بوده است . استخراج انرژی از جزر و مد فقط هنگامی عملی به نظر می رسد که انرژی زیادی بصورت جزرو

مدهای بزرگ متمرکز شده باشد و به علاوه جغرافیای محل نیز برای احداث نیروگاه جزرومدی مکانهای مناسبی فراهم کرده باشد. پتانسیل انرژی جزر و مد در یک حوضچه که در زمان مد پر شده و در زمان جزر به دریا تخلیه می شود، به مساحت حوضچه و به بزرگی دامنه جزر و مد بستگی دارد.

در حال حاضر تعداد نیروگاههای برق جزرومدی تأسیس شده کم است. اولین و بزرگترین آنها نیروگاه ۲۴۰ مگاواتی تک حوضچه ای و دو اثری در لارانس است که جنبه تجاری دارد.

مطابق برآورد شورای جهانی انرژی، پتانسیل انرژی جزرومدی در جهان حدود ۲ تراوات تخمین زده شده است. کشورهای مستعد برای احداث نیروگاههای جزرومدی عبارتند از: کانادا، آمریکا، بریتانیا، فرانسه و چین.

پتانسیل جزرومدی ۳۶ منطقه از سواحل جنوبی ایران توسط شرکت مهندسی مشاور مهاب قدس مورد سنجش قرار گرفته است. میانگین پتانسیل سالانه انرژی جزر و مد در یک پریود جزر و مدی و برای مناطق ۳۶ گانه مورد مطالعه در جدول (۵-۱۰) آمده است.

۳-۵- انرژی حرارتی دریایی

دریاها بزرگترین جمع آوری کننده تابش خورشیدی در جهان هستند. بین آبهای گرم سطح دریا که در معرض تابش خورشید قرار دارند و آبهای خنک تر اعماق، ممکن است تا 20°C اختلاف دما وجود داشته باشد. این واقعیت، یک ذخیره پایدار انرژی تجدیدپذیر را مهیا می سازد که ذاتاً قابلیت تبدیل شدن به سایر صور انرژی را داراست. تبدیل انرژی حرارتی دریایی (با علامت اختصاری OTEC) بیانگر تبدیل پتانسیل انرژی مزبور به برق می باشد. در سیستم OTEC آب گرم سطح و آب خنک عمق دریا به ترتیب به مثابه منبع گرم و منبع سرد هستند که یک موتور حرارتی ما بین این دو عامل عمل می کند و توان مکانیکی و در پی آن، برق تولید خواهد کرد.

برخلاف انرژی امواج و جزر و مد، انرژی حرارتی دریاها منبعی با توان ثابت بشمار می رود. نیروگاههای OTEC بجز در مواقع لازم برای تعمیر و نگهداری، می توانند بطور نامحدود و دائمی کار کنند، و از این رو برای تولید بار پایه بسیار مناسب هستند. همچنین امکان تولید محصولات جنبی (از قبیل آب شیرین) مزیت مهم دیگر این نیروگاههاست.

شورای جهانی انرژی (WEC)، میزان پتانسیل انرژی حرارتی دریای را حدود ۴ تراوات برآورد کرده است. برطبق این مطالعه حداقل اختلاف دمایی که تحت آن نیروگاههای OTEC اقتصادی خواهند بود 20°C می باشد. عمدتاً مناطق حاره ای شرایط ایجاد نیروگاههای OTEC را دارا می باشند. در ایران به خاطر فاصله سواحل جنوبی ایران و احتمال اندک بصره بودن استفاده از انرژی حرارتی دریایی، پتانسیل سنجی انرژی حرارتی دریایی کار نامعقول و عبثی به نظر می رسد و انجام نپذیرفته است.

۴-۵- انرژی اختلاف غلظت نمک

بین آب شیرین و آب دریا اختلاف فشار اسمزی بزرگی (معادل ۲۴۰ متر ارتفاع) وجود دارد. در تئوری اگر بتوان از این فشار استفاده نمود، هر مترمکعب آب که از رودخانه به دریا سرازیر می شود می تواند ۰/۶۵ کیلووات ساعت برق تولید کند. بعبارت دیگر جریانی بمیزان یک مترمکعب در ثانیه می تواند تبدیل به خروجی توان بمیزان ۲۳۴۰ کیلووات گردد.

بطور مفهومی می توان گفت که ارتفاع تئوریک با جریان یافتن آب شیرین از طریق یک غشاء نیمه تراوا به داخل یک مخزن آب شور ایجاد می شود. بافرض اینکه میزان شوری در طول فرآیند کاهش نیابد، فشار کافی برای بالابردن سطح آب مخزن تا ارتفاع ۲۴۰ متری وجود خواهد داشت. سپس می توان آب را از طریق یک توربین تخلیه نموده و انرژی آن را بازیابی کرد.

در تئوری و به فرض اینکه تمام رودخانه های جهان را بتوان با دستگاههایی با راندمان کامل مهار نمود، حاصلی به اندازه ۲/۶ تراوات بدست خواهد آمد. پتانسیل سنجی انرژی اختلاف غلظت نمک در ایران تاکنون انجام نشده است و به نظر می رسد که این کار در آینده نزدیک نیز تحقق نپذیرد.

۵-۵- پروژه های دفتر انرژیهای نو وزارت نیرو

در زمینه انرژیهای دریایی، سه پروژه در دفتر انرژیهای نو تعریف شده و در حال اجرا می باشد که ذیلاً بیان می شوند.

مطالعات شناسایی و ارزیابی پتانسیل انرژی جزر و مد و امواج دریا: در این پروژه، پس از تعیین آمار و اطلاعاتی از

مشخصات جزر و مد و امواج در سواحل جنوبی و شمالی ایران، میزان پتانسیل انرژی قابل حصول از جزر و مد و امواج ارزیابی می شود و مناطقی که برای احداث این نوع نیروگاهها مستعد هستند، شناسایی و معرفی می گردند تا نتایج حاصله به عنوان منبعی برای فعالیتهای علمی و کاربردی آتی مورد استفاده قرار گیرند. همچنین نیروگاههای مربوطه به لحاظ فنی و اقتصادی مورد مطالعه قرار گرفته و با نیروگاههای سنتی مقایسه می شوند تا مزایا و معیای آنها از جهات مختلف مشخص گردد. همچنین قرار است با توجه به اطلاعات فوق الذکر، سیستم بهینه برای ایران مشخص شود. لازم به ذکر است که پیش بینی اطلاعات موج از روی آمار مشخصات باد انجام شده است.

پروژه مزبور توسط شرکت مهندسی مشاور مهتاب قدس در دست اجرا است و تا کنون حدود ۹۰ درصد از مراحل کاری انجام شده است.

پروژه پایلوت احداث نیروگاه با استفاده از امواج دریا:

این پروژه شامل مراحل مطالعه و امکان سنجی، طراحی اصولی، طراحی تفصیلی، ساخت و نصب و بهره برداری از یک نیروگاه پایلوت ۱۰ کیلوواتی جزرو مدی می باشد. مرحله مطالعه و امکان سنجی، طی پروژه ای که سال گذشته با سازمان انرژیهای نو ایران (سانا) منعقد شده بود، توسط سازمان مزبور انجام شد و قسمت دوم که شامل طراحی اصولی و طراحی تفصیلی می باشد، هم اینک توسط سانا در حال انجام است.

مدلسازی واحد نیروگاهی از نوع ستون نوسانگر آب (OWC):

در این پروژه، پس از مراحل مطالعاتی، یک مدل آزمایشگاهی از مبدل موجی OWC به ظرفیت ۱۰ کیلووات طراحی و ساخته شده و مورد آزمایش قرار می گیرد. این پروژه توسط مرکز تحقیقات آب وزارت نیرو انجام می شود و هم اینکه مراحل مطالعاتی آن در دست انجام است.

جدول (۵-۱۰): میانگین سالانه پتانسیل انرژی جزر و مد در یک پیرود

جزر و مدی (وات ساعت بر متر مربع)

ردیف	نام محل	میانگین سالانه پتانسیل انرژی
۱	اروند رود	۸/۹۴۶
۲	خور موسی	۵/۴۱۶
۳	خلیج خور موسی	۹/۴۳۰
۴	بندر ماهشهر	۲۲/۸۰۰
۵	هندیجان	۴/۸۳۷
۶	بندر دیلم	۵/۴۰۳
۷	بندر امام حسن	۴/۱۱۶
۸	جزیره خارک	۲/۷۱۵
۹	بوشهر	۲/۰۴۱
۱۰	پایگاه دریایی بوشهر	۲/۳۱۹
۱۱	هلپله	۲/۳۱۹
۱۲	لاور	۲/۹۲۰
۱۳	کنگان	۳/۰۹۶
۱۴	بندر عسلویه	۲/۷۴۰
۱۵	جزیره لاوان	۱/۷۳۷
۱۶	جزیره فارو	۲/۸۲۹
۱۷	جزیره سیری	۲/۰۶۴
۱۸	بستانو	۳/۹۹۵
۱۹	بندر لنگه	۴/۴۵۱
۲۰	کنگ	۴/۳۱۲
۲۱	جزیره تنب بزرگ	۳/۳۶۰
۲۲	لافت	۱۴/۱۱۱
۲۳	جزیره هنگام	۵/۳۹۸
۲۴	باسعیدلو	۷/۳۶۷
۲۵	بندر شهید رجائی	۱۰/۹۶۵
۲۶	بندر عباس (بندرگاه جدید)	۱۰/۸۱۱
۲۷	بندر عباس (بندرگاه قدیم)	۹/۲۷۶
۲۸	بندر سیریک	۸/۳۲۴
۲۹	گناری کریک	۶/۴۵۲
۳۰	راس آل کوه	۶/۳۰۳
۳۱	خلیج جاسک	۵/۷۴۲
۳۲	کوکسار	۵/۰۱۹
۳۳	راس تنگ	۵/۲۹۶
۳۴	گالک	۶/۳۳۷
۳۵	چاه بهار	۵/۴۹۳
۳۶	خلیج گواتر	۵/۵۰۰

بخش ششم: انرژی و محیط زیست

امروزه توجه به محیط زیست و منابع آلاینده آن یکی از مهمترین مسائلی است که در هر کشوری به آن پرداخته می شود. یکی از عمده ترین منابع آلاینده محیط زیست، مصرف سوختهای فسیلی می باشد که در وسائل مختلف مورد استفاده قرار می گیرد و هریک با انتشار آلاینده های مختلف، محیط زیست را آلوده و نامساعد می نمایند.

مجموع کل آلاینده ها تولید شده در نتیجه مصرف سوختهای فسیلی در سال ۱۳۷۵ نزدیک به ۶/۸۸ میلیون تن بوده که در بخشهای خانگی تجاری، صنعت، حمل و نقل، کشاورزی و نیروگاهها تولید شده است. نزدیک به ۷۴ درصد آلاینده های تولید شده بخشهای مذکور در بخش حمل و نقل و عمدتاً در نتیجه مصرف گازوئیل و بنزین در این بخش می باشد. از کل آلاینده تولید شده در سال ۱۳۷۵ حدود ۲/۶ درصد آن در نتیجه مصرف گاز طبیعی و بقیه در نتیجه مصرف فرآورده های نفتی حاصل شده است. میزان آلاینده های اصلی تولید شده کشور به تفکیک نوع آلاینده به شرح زیر می باشد.

اکسیدهای نیتروژن (NO_x): میزان کل انتشار ترکیبات اکسیدهای نیتروژن با رشد متوسط سالیانه ۲/۴ درصد طی سالهای ۷۵-۱۳۷۳ به حدود ۹۴۴ هزار تن رسید در میان بخشهای مورد بررسی بیشترین حجم اکسیدهای نیتروژن به میزان ۴۷۲/۳ هزار تن (معادل ۵۰ درصد کل) در بخش حمل و نقل تولید گردیده و بخشهای نیروگاهها، کشاورزی، صنعت و خانگی - تجاری بترتیب با تولید ۱۸/۳، ۱۲/۵، ۱۰/۷ و ۸/۵ کل اکسیدهای نیتروژن تولیدی در مراتب بعدی قرار داشته اند. عمده ترین حامل انرژی تولیدکننده ترکیبات اکسیدهای نیتروژن گازوئیل مصرفی در بخش حمل و نقل بوده است. که در نتیجه مصرف بی رویه آن در خودروها و کامیونهای که اکثراً دارای شرایط استاندارد و نرمال نمی باشند تولید شده است.

اکسیدهای گوگرد دار (SO_x): میزان SO_x تولید شده در نتیجه استفاده از حاملهای مختلف انرژی فسیلی در سال ۱۳۷۵ بیش از ۱۳۶۷ هزار تن بوده است که عمدتاً در نتیجه مصرف نفت کوره و گازوئیل در بخشهای مورد بررسی تولید شده است. نقش سایر حاملهای انرژی در ایجاد اکسیدهای گوگرد دار ناچیز بوده است. میزان اکسیدهای گوگرد دار تولید شده در بخشهای صنعت، نیروگاهها، خانگی - تجاری، حمل و نقل و کشاورزی بترتیب ۳۲/۲، ۲۸/۸، ۱۸/۲ و ۱۵/۶ و ۶/۴ درصد کل گازهای اکسید گوگرد تولید شده در کشور بوده است. در بخش صنعت بیش از ۸۸/۷ درصد آلودگی اکسیدهای گوگرد دار به دلیل مصرف نفت کوره و مابقی حاصل مصرف نفت گاز می باشد. همچنین ۹۰/۶ درصد آلودگی ایجاد شده توسط نیروگاههای کشور به دلیل مصرف نفت کوره و ۹/۴ درصد باقیمانده حاصل مصرف نفت گاز می باشد.

منواکسیدکربن (CO): بنزین موتور تولید کننده اصلی منواکسیدکربن می باشد بطوریکه نزدیک به ۹۷ درصد از کل منواکسیدکربن تولید شده، بخشهای مورد بررسی و ۹۷ درصد کل منواکسیدکربن تولید شده در کشور در نتیجه استفاده از بنزین در بخش حمل و نقل حاصل شده است.

ذرات معلق در هوا (SPM): در بین بخشهای مورد بررسی بیشترین ذرات معلق با ۶۱/۶ و ۲۱/۱ درصد کل در بخشهای حمل و نقل و کشاورزی و عمدتاً در نتیجه مصرف گازوئیل در این بخشها تولید شده است. بعد از گازوئیل که ۸۰/۴ درصد ذرات معلق تولید شده در بخشهای مورد بررسی نتیجه استفاده از آن می باشد. مصارف نفت کوره و بنزین بیشترین نقش را در تولید ذرات معلق داشته اند.

جداول شماره (۶-۱) و (۶-۲) میزان تولید آلاینده های SO_x ، NO_x ، SPM و CO در بخشهای مختلف مصرف کننده سوختهای فسیلی را نشان می دهد.

جدول (۶-۱): میزان انتشار آلاینده های NO_x و SO_x به تفکیک بخشهای مختلف

(تن)

NO _x			SO _x			شرح
۱۳۷۵	۱۳۷۴	۱۳۷۳	۱۳۷۵	۱۳۷۴	۱۳۷۳	
۸۰۶۱۹	۷۴۲۵۳	۷۹۵۶۸	۲۴۸۶۱۲	۲۲۸۰۹۲	۲۸۲۰۰۳	خانگی و تجاری
۱۰۱۳۴۷	۸۸۴۶۹	۹۲۰۰۶	۴۳۹۵۸۵	۴۲۶۳۹۲	۴۸۰۳۲۱	صنعت
۴۷۲۳۳۸	۴۴۹۱۱۸	۴۶۰۰۹۴	۲۱۱۹۵۵	۲۰۱۶۴۷	۲۰۸۶۷۶	حمل و نقل
۱۱۷۷۴۷	۱۱۱۴۵۶	۱۱۶۰۴۶	۷۳۲۶۵	۶۹۳۵۰	۷۲۲۰۶	کشاورزی
۱۷۲۰۰۴	۱۶۴۱۳۲	۱۵۲۱۷۵	۳۹۳۶۹۱	۳۷۵۰۰۶	۳۲۳۵۴۵	نیروگاهها
۹۴۴۰۵۵	۹۴۹۹۵۱	۸۹۹۸۸۹	۱۳۶۷۱۰۸	۱۳۰۰۴۸۷	۱۳۶۶۷۱۴	جمع کل

جدول (۶-۲): میزان انتشار آلاینده های SPM، CO به تفکیک بخشها

(تن)

CO			SPM			شرح
۱۳۷۵	۱۳۷۴	۱۳۷۳	۱۳۷۵	۱۳۷۴	۱۳۷۳	
۱۷۷۱۶	۱۶۲۰۹	۱۵۸۸۳	۱۳۶۹۰	۱۲۴۶۷	۱۴۱۱۹	خانگی و تجاری
۸۳۰۲	۶۶۲۹	۵۹۷۴	۲۱۹۰۸	۲۰۱۷۸	۲۲۱۰۷	صنعت
۴۲۳۹۸۰۳	۴۰۲۵۷۷۱	۴۰۱۸۶۵۲	۱۶۹۱۳۴	۱۶۰۹۰۶	۱۶۶۴۶۷	حمل و نقل
۳۱۳۹۹	۲۹۷۲۲	۳۰۹۴۶	۵۸۰۰۱	۵۴۹۰۲	۵۷۱۶۳	کشاورزی
۳۳	۳۱	۲۷	۱۱۵۵۴	۱۱۰۱۸	۹۹۱۲	نیروگاهها
۴۲۹۷۲۵۳	۴۰۷۸۳۶۲	۴۰۷۱۴۸۲	۲۷۴۲۸۷	۲۵۹۴۸۰	۲۶۹۷۶۸	جمع کل

بخش هفتم

جداول ترازنامه انرژی کل کشور

جدول (۷-۱): اطلاعات عمومی - روند شاخصهای عمده اقتصاد انرژی

شرح	۱۳۴۶	۱۳۴۷	۱۳۴۸	۱۳۴۹	۱۳۵۰	۱۳۵۱
۱- جمعیت کل کشور (هزار نفر)	۲۶۴۸۸/۷	۲۷۲۰۷/۷	۲۷۹۴۶/۳	۲۸۷۰۴/۸	۲۹۴۸۴	۳۰۲۸۴/۳
۲- تولید ناخالص داخلی (میلیارد ریال)	۴۴۳۹	۵۰۰۱/۰	۵۶۵۲/۰	۶۲۵۱/۰	۷۰۴۶/۰	۸۲۰۰/۰
۳- عرضه انرژی اولیه (میلیون بشکه معادل نفت خام)	۷۴/۸	۸۲/۶	۸۳/۸	۱۰۳/۷	۱۱۴/۱	۱۲۱/۵
۴- مصرف نهایی انرژی (میلیون بشکه معادل نفت خام)	۵۳/۴	۵۹/۰	۶۵/۷	۷۹/۹	۹۰/۱	۱۰۰/۵
۵- تولید برق کل کشور (میلیون کیلووات ساعت)	۴۱۳۳	۴۶۲۵	۵۵۳۹	۶۷۵۸	۸۱۰۵	۹۵۵۳
۶- شاخص های سرانه: تولید ناخالص داخلی (هزار ریال)	۱۶۷/۵۸	۱۸۳/۸۱	۲۰۲/۲۵	۲۱۷/۷۷	۲۳۸/۹۸	۲۷۰/۷۷
عرضه انرژی اولیه (بشکه معادل نفت خام)	۲/۸۲	۳/۰۴	۳/۰۰	۳/۶۱	۳/۸۷	۴/۰۱
مصرف نهایی انرژی (بشکه معادل نفت خام)	۲/۰۲	۲/۱۷	۲/۳۵	۲/۷۸	۳/۰۶	۳/۳۲
تولید برق (کیلووات ساعت)	۱۵۶/۰۳	۱۶۹/۹۹	۱۹۸/۲۰	۲۳۵/۴۳	۲۷۴/۸۹	۳۱۵/۴۴
۷- نسبت شاخص ها به تولید ناخالص داخلی:						
عرضه انرژی اولیه (بشکه معادل نفت خام به میلیون ریال)	۱۶/۸۵	۱۶/۵۲	۱۴/۸۲	۱۶/۵۹	۱۶/۱۹	۱۴/۸۲
مصرف نهایی انرژی (بشکه معادل نفت خام به میلیون ریال)	۱۲/۰۳	۱۱/۸۰	۱۱/۶۲	۱۲/۷۸	۱۲/۷۸	۱۲/۲۶
تولید برق (وات ساعت به ریال)	۰/۹۳	۰/۹۲	۰/۹۸	۱/۰۸	۱/۱۵	۱/۱۷

جدول (۷-۱): اطلاعات عمومی - روند شاخصهای عمده اقتصاد انرژی ... ادامه

شرح	۱۳۵۲	۱۳۵۳	۱۳۵۴	۱۳۵۵	۱۳۵۶	۱۳۵۷
۱- جمعیت کل کشور (هزار نفر)	۳۱۱۰۶/۳	۳۱۹۵۰/۷	۳۲۸۱۷/۹	۳۳۷۰۸/۷	۳۵۰۲۵/۲	۳۶۳۹۳/۱
۲- تولید ناخالص داخلی (میلیارد ریال)	۸۹۵۶/۰	۹۳۴۲/۷	۹۲۲۷/۸	۱۱۲۵۴/۳	۱۱۱۸۳/۸	۱۰۰۷۰/۸
۳- عرضه انرژی اولیه (میلیون بشکه معادل نفت خام)	۱۴۶/۸	۱۶۴/۲	۱۹۰/۸	۲۱۸/۴	۲۵۰/۴	۲۴۲/۹
۴- مصرف نهایی انرژی (میلیون بشکه معادل نفت خام)	۱۱۶/۸	۱۳۰/۱	۱۵۳/۴	۱۷۷/۸	۲۰۶/۹	۱۹۹/۷
۵- تولید برق کل کشور (میلیون کیلووات ساعت)	۱۲۰۹۳	۱۴۰۰۵	۱۵۷۰۰	۱۷۳۱۱	۱۸۹۸۴	۱۹۸۴۷
۶- شاخص های سرانه: تولید ناخالص داخلی (هزار ریال)	۲۸۷/۹۲	۲۹۲/۴۱	۲۸۱/۱۸	۳۳۳/۸۷	۳۱۹/۳۱	۲۷۶/۷۲
عرضه انرژی اولیه (بشکه معادل نفت خام)	۴/۷۲	۵/۱۴	۵/۸۱	۶/۴۸	۷/۱۵	۶/۶۷
مصرف نهایی انرژی (بشکه معادل نفت خام)	۳/۷۵	۴/۰۷	۴/۶۷	۵/۲۷	۵/۹۱	۵/۴۹
تولید برق (کیلووات ساعت)	۳۸۸/۷۶	۴۳۸/۳۳	۴۷۸/۴۰	۵۱۳/۵۵	۵۴۲/۰۱	۵۴۵/۳۵
۷- نسبت شاخص ها به تولید ناخالص داخلی:						
عرضه انرژی اولیه (بشکه معادل نفت خام به میلیون ریال)	۱۶/۳۹	۱۷/۵۸	۲۰/۶۸	۱۹/۴۱	۲۲/۳۹	۲۴/۱۲
مصرف نهایی انرژی (بشکه معادل نفت خام به میلیون ریال)	۱۳/۰۴	۱۳/۹۳	۱۶/۶۲	۱۵/۸۰	۱۸/۵۰	۱۹/۸۳
تولید برق (وات ساعت به ریال)	۱/۳۵	۱/۵۰	۱/۷۰	۱/۵۴	۱/۷۰	۱/۹۷

جدول (۷-۱): اطلاعات عمومی - روند شاخصهای عمده اقتصاد انرژی... ادامه

شرح	۱۳۵۸	۱۳۵۹	۱۳۶۰	۱۳۶۱	۱۳۶۲	۱۳۶۳
۱- جمعیت کل کشور (هزار نفر)	۳۷۸۱۴/۳	۳۹۲۹۱/۱	۴۰۸۲۵/۶	۴۲۴۲۰/۰	۴۴۰۷۶/۶	۴۵۷۲۰/۷
۲- تولید ناخالص داخلی (میلیارد ریال)	۱۰۵۴۳/۱	۹۳۲۳/۱	۹۱۷۵/۲	۱۰۳۳۵/۴	۱۱۵۳۶/۷	۱۱۵۸۷/۱
۳- عرضه انرژی اولیه (میلیون بشکه معادل نفت خام)	۲۶۴/۱	۲۴۶/۴	۲۵۸/۲	۲۸۹/۳	۳۴۴/۴	۳۷۹/۶
۴- مصرف نهایی انرژی (میلیون بشکه معادل نفت خام)	۲۱۷/۱	۲۰۷	۲۱۴/۷	۲۴۰/۸	۲۸۸/۱	۳۱۷/۲
۵- تولید برق کل کشور (میلیون کیلووات ساعت)	۲۱۹۰۹	۲۲۳۸۰	۲۴۹۰۶	۲۹۰۷۶	۳۳۰۰۰۹	۳۶۵۹۴
۶- شاخص های سرانه: تولید ناخالص داخلی (هزار ریال)	۲۷۸/۸۱	۲۳۷/۲۸	۲۲۴/۷۴	۲۴۳/۶۴	۲۶۱/۷۴	۲۵۳/۴۳
عرضه انرژی اولیه (بشکه معادل نفت خام)	۶/۹۸	۶/۲۷	۶/۳۲	۶/۸۲	۷/۸۱	۸/۳۰
مصرف نهایی انرژی (بشکه معادل نفت خام)	۵/۷۴	۵/۲۷	۵/۲۶	۵/۶۸	۶/۵۴	۶/۹۴
تولید برق (کیلووات ساعت)	۵۷۹/۳۸	۵۶۹/۵۹	۶۱۰/۰۶	۶۸۵/۴۳	۷۴۸/۹۰	۸۰۰/۳۸
۷- نسبت شاخص ها به تولید ناخالص داخلی:						
عرضه انرژی اولیه (بشکه معادل نفت خام به میلیون ریال)	۲۵/۰۵	۲۶/۴۳	۲۸/۱۴	۲۷/۹۹	۲۹/۸۵	۳۲/۷۶
مصرف نهایی انرژی (بشکه معادل نفت خام به میلیون ریال)	۲۰/۵۹	۲۲/۲۰	۲۳/۴۰	۲۳/۳۰	۲۴/۹۷	۲۷/۳۸
تولید برق (وات ساعت به ریال)	۲/۰۸	۲/۴۰	۲/۷۱	۲/۸۱	۲/۸۶	۳/۱۶

جدول (۷-۱): اطلاعات عمومی - روند شاخصهای عمده اقتصاد انرژی... ادامه

شرح	۱۳۶۴	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹
۱- جمعیت کل کشور (هزار نفر)	۴۷۵۴۱/۴	۴۹۴۴۵/۰	۵۰۳۶۹/۵	۵۱۳۲۱/۹	۵۲۳۰۳	۵۳۳۱۳/۷
۲- تولید ناخالص داخلی (میلیارد ریال)	۱۱۶۰۷/۴	۹۷۶۱/۷	۱۰۰۱۹/۸	۹۲۳۴/۳	۹۵۱۴/۶	۱۰۶۶۴/۹
۳- عرضه انرژی اولیه (میلیون بشکه معادل نفت خام)	۳۹۲/۹	۳۶۷/۹	۳۹۷/۹	۴۰۲/۲	۴۶۳/۱	۵۰۶/۳
۴- مصرف نهایی انرژی (میلیون بشکه معادل نفت خام)	۳۲۴/۸	۳۰۰/۶	۳۲۷/۶	۳۳۱/۴	۳۶۸/۱	۳۹۷/۰
۵- تولید برق کل کشور (میلیون کیلووات ساعت)	۳۹۲۲۰	۴۱۵۷۱	۴۶۱۹۷	۴۷۶۰۰	۵۲۷۱۲	۵۹۱۰۲
۶- شاخص های سرانه: تولید ناخالص داخلی (هزار ریال)	۲۴۴/۱۵	۱۹۹/۴۵	۱۹۸/۹۳	۱۷۹/۹۳	۱۸۱/۹۱	۲۰۰/۰۴
عرضه انرژی اولیه (بشکه معادل نفت خام)	۸/۲۶	۷/۴۴	۷/۹۰	۷/۸۴	۸/۸۵	۹/۵۰
مصرف نهایی انرژی (بشکه معادل نفت خام)	۶/۸۳	۶/۰۸	۶/۵۰	۶/۴۶	۷/۰۴	۷/۴۵
تولید برق (کیلووات ساعت)	۸۲۴/۹۷	۸۴۰/۷۵	۹۱۷/۱۶	۹۲۷/۴۸	۱۰۰۷/۸۲	۱۱۰۸/۶
۷- نسبت شاخص ها به تولید ناخالص داخلی:						
عرضه انرژی اولیه (بشکه معادل نفت خام به میلیون ریال)	۳۳/۸۵	۳۷/۶۹	۳۹/۷۱	۴۳/۵۶	۴۸/۶۷	۴۷/۴۷
مصرف نهایی انرژی (بشکه معادل نفت خام به میلیون ریال)	۲۷/۹۸	۳۰/۸۰	۳۲/۷۰	۳۵/۸۹	۳۸/۶۹	۳۷/۲۲
تولید برق (وات ساعت به ریال)	۳/۳۸	۴/۲۶	۴/۶۱	۵/۱۵	۵/۵۴	۵/۵۴

جدول (۷-۱): اطلاعات عمومی - روند شاخصهای عمده اقتصاد کشور... ادامه

شرح	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
۱- جمعیت کل کشور (هزار نفر)	۵۴۳۵۵/۰	۵۵۴۲۷/۹	۵۶۵۳۳/۳	۵۷۶۷۲/۳	۵۸۸۴۶/۰	۶۰۰۵۵/۵
۲- تولید ناخالص داخلی (میلیارد ریال)	۱۱۸۲۴/۸	۱۲۴۷۷/۸	۱۳۰۷۱/۰	۱۳۲۸۰/۴	۱۳۸۸۴/۰	۱۴۶۰۵/۰
۳- عرضه انرژی اولیه (میلیون بشکه معادل نفت خام)	۵۶۹/۲	۶۱۳/۳	۶۵۴/۳	۷۰۸/۵	۷۲۹/۶	۷۶۹/۷
۴- مصرف نهایی انرژی (میلیون بشکه معادل نفت خام)	۴۴۵/۸	۴۸۳/۶	۵۱۲/۸	۵۵۴/۱	۵۵۵/۱	۵۹۸/۸
۵- تولید برق کل کشور (میلیون کیلووات ساعت)	۶۴۱۲۶/۰	۶۸۴۱۹/۰	۷۶۲۰۴/۵	۸۱۸۷۷/۸	۸۴۹۶۹/۰	۹۰۸۵۱/۰
۶- شاخص های سرانه: تولید ناخالص داخلی (هزار ریال)	۲۱۷/۵۵	۲۲۰/۳۶	۲۳۱/۲۱	۲۳۰/۲۷	۲۳۵/۹۴	۲۴۳/۱۹
عرضه انرژی اولیه (بشکه معادل نفت خام)	۱۰/۴۸	۱۰/۸۳	۱۱/۵۷	۱۲/۲۸	۱۲/۴۰	۱۲/۸۲
مصرف نهایی انرژی (بشکه معادل نفت خام)	۸/۲۰	۸/۵۴	۹/۰۷	۹/۶۱	۹/۴۳	۹/۹۷
تولید برق (کیلووات ساعت)	۱۱۷۹/۷۶	۱۲۰۸/۳۰	۱۳۴۷/۹۶	۱۴۱۹/۷۱	۱۴۴۳/۹۲	۱۵۱۲/۸۰
۷- نسبت شاخص ها به تولید ناخالص داخلی:						
عرضه انرژی اولیه (بشکه معادل نفت خام به میلیون ریال)	۴۸/۱۶	۴۹/۱۵	۵۰/۰۵	۵۳/۳۵	۵۲/۵۵	۵۲/۷۰
مصرف نهایی انرژی (بشکه معادل نفت خام به میلیون ریال)	۳۷/۷۰	۳۸/۷۶	۳۹/۲۳	۴۱/۷۲	۳۹/۹۸	۴۱/۰۰
تولید برق (وات ساعت به ریال)	۵/۴۲	۵/۴۸	۵/۸۳	۶/۱۷	۶/۱۲	۶/۲۲

جدول (۷-۲): اطلاعات عمومی - رشد سالانه شاخصهای عمده اقتصاد انرژی

شرح	۱۳۴۷	۱۳۴۸	۱۳۴۹	۱۳۵۰	۱۳۵۱	۱۳۵۲
۱- جمعیت کل کشور	۲/۷۱	۲/۷۱	۲/۷۱	۲/۷۱	۲/۷۱	۲/۷۱
۲- تولید ناخالص داخلی	۱۲/۶۶	۱۳/۰۲	۱۰/۶۰	۱۲/۷۲	۱۶/۳۸	۹/۲۲
۳- عرضه انرژی اولیه	۱۰/۴۳	۱/۴۲	۲۳/۷۵	۱۰/۰۳	۶/۵۲	۲۰/۸۲
۴- مصرف نهایی انرژی	۱۰/۵۱	۱۱/۳۰	۲۱/۶۱	۱۲/۷۶	۱۱/۵۹	۱۶/۲۲
۵- تولید برق کل کشور	۱۱/۹۰	۱۹/۷۶	۲۲/۰۱	۱۹/۹۳	۱۷/۸۷	۲۶/۵۹
۶- شاخص های سرانه:						
تولید ناخالص داخلی	۹/۶۷	۱۰/۰۳	۷/۶۸	۹/۷۴	۱۳/۳۰	۶/۳۳
عرضه انرژی اولیه	۷/۵۱	-۱/۲۶	۲۰/۴۸	۷/۱۲	۳/۷۱	۱۷/۶۳
مصرف نهایی انرژی	۷/۵۷	۸/۳۶	۱۸/۴۱	۹/۷۹	۸/۶۴	۱۳/۱۵
تولید برق	۸/۹۵	۱۶/۶۰	۱۸/۷۸	۱۶/۷۶	۱۴/۷۵	۲۳/۲۴
۷- نسبت شاخص ها به تولید ناخالص داخلی:						
عرضه انرژی اولیه	-۱/۹۷	-۱۰/۲۴	۱۱/۸۹	-۲/۳۹	-۸/۴۷	۱۰/۶۳
مصرف نهایی انرژی	-۱/۹۱	-۱/۵۲	۹/۹۶	۰/۰۳	-۴/۱۱	۶/۴۲
تولید برق	-۰/۶۶	۵/۹۶	۱۰/۳۲	۶/۴۰	۱/۲۸	۱۵/۹۰

جدول (۷-۲): اطلاعات عمومی - رشد سالانه شاخصهای عمده اقتصاد انرژی... ادامه

شرح	۱۳۵۳	۱۳۵۴	۱۳۵۵	۱۳۵۶	۱۳۵۷	۱۳۵۸
۱- جمعیت کل کشور	۲/۷۱	۲/۷۱	۲/۷۱	۳/۹۱	۳/۹۱	۳/۹۱
۲- تولید ناخالص داخلی	۴/۳۲	-۱/۲۳	۲۱/۹۶	-۰/۶۳	-۹/۹۵	۴/۶۹
۳- عرضه انرژی اولیه	۱۱/۸۰	۱۶/۲۰	۱۴/۴۷	۱۴/۶۵	-۳/۰۰	۸/۷۳
۴- مصرف نهایی انرژی	۱۱/۳۳	۱۷/۹۱	۱۵/۹۱	۱۶/۳۷	-۳/۴۸	۸/۷۱
۵- تولید برق کل کشور	۱۵/۸۱	۱۲/۱۰	۱۰/۲۶	۹/۶۶	۴/۵۵	۱۰/۳۹
۶- شاخص های سرانه:						
تولید ناخالص داخلی	۱/۵۶	-۳/۸۴	۱۸/۷۴	-۴/۳۶	-۱۳/۳۴	۰/۷۵
عرضه انرژی اولیه	۸/۸۵	۱۳/۱۳	۱۱/۴۴	۱۰/۳۴	-۶/۶۴	۴/۶۴
مصرف نهایی انرژی	۸/۳۸	۱۴/۷۹	۱۲/۸۴	۱۱/۹۹	-۷/۱۱	۴/۶۳
تولید برق	۱۲/۷۵	۹/۱۴	۷/۳۵	۵/۵۴	۰/۶۲	۶/۲۴
۷- نسبت شاخص ها به تولید ناخالص داخلی:						
عرضه انرژی اولیه	۷/۱۸	۱۷/۶۵	-۶/۱۵	۱۵/۳۷	۷/۷۳	۳/۸۶
مصرف نهایی انرژی	۶/۷۲	۱۹/۳۸	-۴/۹۶	۱۷/۱۰	۷/۱۹	۳/۸۴
تولید برق	۱۱/۰۲	۱۳/۵۰	-۹/۵۹	۱۰/۳۶	۱۶/۱۰	۵/۴۴

جدول (۷-۲): اطلاعات عمومی - رشد سالانه شاخصهای عمده اقتصاد انرژی... ادامه

شرح	۱۳۵۹	۱۳۶۰	۱۳۶۱	۱۳۶۲	۱۳۶۳	۱۳۶۴
۱- جمعیت کل کشور	۳/۹۱	۳/۹۱	۳/۹۱	۳/۹۱	۳/۷۳	۳/۹۸
۲- تولید ناخالص داخلی	-۱۱/۵۷	-۱/۵۹	۱۲/۶۴	۱۱/۶۲	۰/۴۴	۰/۱۸
۳- عرضه انرژی اولیه	-۶/۷۰	۴/۷۹	۱۲/۰۴	۱۹/۰۵	۱۰/۲۲	۳/۵۰
۴- مصرف نهایی انرژی	-۴/۶۵	۳/۷۲	۱۲/۱۶	۱۹/۶۴	۱۰/۱۰	۲/۴۰
۵- تولید برق کل کشور	۲/۱۵	۱۱/۲۹	۱۶/۷۴	۱۳/۵۳	۱۰/۸۶	۷/۱۸
۶- شاخص های سرانه:						
تولید ناخالص داخلی	-۱۴/۹۰	-۵/۲۹	۸/۴۱	۷/۴۳	-۳/۱۷	-۳/۶۶
عرضه انرژی اولیه	-۱۰/۲۱	۰/۸۵	۷/۸۳	۱۴/۵۷	۶/۲۶	-۰/۴۶
مصرف نهایی انرژی	-۸/۲۴	-۰/۱۸	۷/۹۴	۱۵/۱۵	۶/۱۴	-۱/۵۳
تولید برق	-۱/۶۹	۷/۱۰	۱۲/۳۶	۹/۲۶	۶/۸۷	۳/۰۷
۷- نسبت شاخص ها به تولید ناخالص داخلی:						
عرضه انرژی اولیه	۵/۵۱	۶/۴۸	-۰/۵۳	۶/۶۵	۹/۷۴	۳/۳۲
مصرف نهایی انرژی	۷/۸۲	۵/۳۹	-۰/۴۳	۷/۱۸	۹/۶۲	۲/۲۲
تولید برق	۱۵/۵۲	۱۳/۰۸	۳/۶۴	۱/۷۱	۱۰/۳۸	۶/۹۹

جدول (۷-۲): اطلاعات عمومی - رشد سالانه شاخصهای عمده اقتصاد انرژی... ادامه

شرح	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹	۱۳۷۰
۱- جمعیت کل کشور	۴/۰۰	۱/۸۷	۱/۸۹	۱/۹۱	۱/۹۳	۱/۹۵
۲- تولید ناخالص داخلی	-۱۵/۰۴	۱/۶۰	-۷/۸۴	۳/۰۴	۱۲/۰۹	۱۰/۸۸
۳- عرضه انرژی اولیه	-۶/۳۶	۸/۱۵	۱/۰۸	۱۵/۱۴	۹/۳۳	۱۲/۴۸
۴- مصرف نهایی انرژی	-۷/۴۵	۸/۹۸	۱/۱۶	۱۱/۰۷	۷/۸۵	۱۲/۳۰
۵- تولید برق کل کشور	۵/۹۹	۱۱/۱۳	۳/۰۴	۱۰/۷۴	۱۲/۱۲	۸/۵۰
۶- شاخص های سرانه:						
تولید ناخالص داخلی	-۱۸/۳۱	-۰/۲۶	-۹/۵۵	۱/۱۰	۹/۹۶	۸/۷۵
عرضه انرژی اولیه	-۹/۹۷	۶/۱۷	-۰/۸۰	۱۲/۹۸	۷/۲۶	۱۰/۳۳
مصرف نهایی انرژی	-۱۱/۰۱	۶/۹۸	-۰/۷۲	۸/۹۹	۵/۸۱	۰/۱۴
تولید برق	۱/۹۱	۹/۰۹	۱/۱۲	۸/۶۶	۱۰/۰۰	۶/۴۲
۷- نسبت شاخص ها به تولید ناخالص داخلی:						
عرضه انرژی اولیه	۱۰/۲۱	۶/۴۵	۹/۶۸	۱۱/۷۵	-۲/۴۶	۱/۴۵
مصرف نهایی انرژی	۸/۹۳	۷/۲۶	۹/۷۶	۷/۸۰	-۳/۷۸	۱/۲۵
تولید برق	۲۴/۷۶	۹/۳۷	۱۱/۸۰	۷/۴۸	۰/۰۳	-۲/۱۴

جدول (۷-۲): اطلاعات عمومی - رشد سالانه شاخصهای عمده اقتصاد انرژی... ادامه

شرح	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵
۱- جمعیت کل کشور	۱/۹۷	۱/۹۹	۲/۰۱	۲/۰۴	۱/۵۳
۲- تولید ناخالص داخلی	۵/۵۲	۴/۷۵	۱/۶	۴/۵۵	۵/۱۹
۳- عرضه انرژی اولیه	۷/۷۴	۶/۵۵	۸/۳۰	۲/۹۸	۵/۴۹
۴- مصرف نهایی انرژی	۸/۴۷	۶/۰۵	۸/۰۵	۰/۱۸	۷/۸۸
۵- تولید برق کل کشور	۶/۶۹	۱۱/۳۸	۷/۴۴	۳/۷۸	۶/۹۲
۶- شاخص های سرانه:					
تولید ناخالص داخلی	۱/۲۹	۴/۹۲	-۰/۴	۲/۴۶	۳/۶۱
عرضه انرژی اولیه	۳/۳۷	۶/۸۷	۶/۱۵	۰/۹۲	۳/۹۰
مصرف نهایی انرژی	۴/۱۳	۶/۲۱	۵/۹۲	-۱/۸۲	۶/۲۵
تولید برق	۲/۴۲	۱۱/۵۶	۵/۳۲	۱/۷۱	۵/۳۱
۷- نسبت شاخص ها به تولید ناخالص داخلی:					
عرضه انرژی اولیه	۲/۱۹	۱/۷۱	۶/۵۹	-۱/۵۰	۰/۲۸
مصرف نهایی انرژی	۲/۷۹	۱/۲۳	۶/۳۵	-۴/۱۸	۲/۵۵
تولید برق	۱/۱۱	۶/۳۲	۵/۷۵	-۰/۷۴	۱/۶۴

جدول (۷-۳): عرضه کل انرژی اولیه و مصرف کل انرژی نهائی

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۴۶	۱۳۴۷	۱۳۴۸	۱۳۴۹	۱۳۵۰	۱۳۵۱
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	۹۴۷/۷	۱۰۴۲/۲	۱۲۳۱/۸	۱۳۹۷/۵	۱۶۵۷/۰	۱۸۵۰/۰
گاز طبیعی	۵/۵	۶/۰	۶/۹	۲۲/۵	۵۴/۴	۷۳/۲
سوختهای جامد	۱/۰	۱/۱	۱/۳	۱/۴	۱/۶	۲/۵
برق آبی	۱/۰	۱/۳	۲/۱	۲/۶	۴/۲	۵/۵
سوختهای غیر تجاری	۴/۵	۴/۳	۴/۲	۴/۰	۳/۸	۳/۷
کل تولید	۹۵۹/۷	۱۰۵۴/۹	۱۲۴۶/۳	۱۴۲۸/۰	۱۷۲۱/۰	۱۹۳۴/۹
واردات						
فرآورده های نفتی	-	-	-	-	-	-
سوختهای جامد	-	-	-	-	-	-
کل واردات	-	-	-	-	-	-
صادرات						
نفت خام و فرآورده های نفتی	۸۹۳/۲	۹۷۸/۶	۱۱۵۸/۸	۱۳۳۱/۵	۱۵۷۰/۶	۱۷۵۸/۹
گاز طبیعی	-	-	-	۶/۱	۳۵/۶	۵۱/۷
کل صادرات	۸۹۳/۲	۹۷۸/۶	۱۱۵۸/۸	۱۳۳۷/۶	۱۶۰۶/۲	۱۸۱۰/۶
سوخخت کشتی های بین المللی	-۰/۹	-۰/۹	-۰/۹	-۰/۷	-۰/۶	-۱/۳
تغییر در موجودی و اشتباهات آماری (+/-)	۹/۲	۷/۲	-۲/۸	۱۴/۰	-۰/۱	-۱/۵
عرضه کل انرژی اولیه	۷۴/۸	۸۲/۶	۸۳/۸	۱۰۳/۷	۱۱۴/۱	۱۲۱/۵
۲- بخش تبدیلات						
تلفات تبدیل	۱/۸	۲/۲	۳/۱	۴/۳	۵/۶	۶/۷
مصارف بخش انرژی	۱۹/۶	۲۱/۴	۱۵/۰	۱۹/۵	۱۸/۴	۱۴/۳
کل مصرف در بخش انرژی	۲۱/۴	۲۳/۶	۱۸/۱	۲۳/۸	۲۴/۰	۲۱/۰
۳- مصرف نهائی انرژی	۵۳/۴	۵۹/۰	۶۵/۷	۷۹/۹	۹۰/۱	۱۰۰/۵

جدول (۷-۳): عرضه کل انرژی اولیه و مصرف کل انرژی نهایی...ادامه

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۵۲	۱۳۵۳	۱۳۵۴	۱۳۵۵	۱۳۵۶	۱۳۵۷
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	۲۱۴۵/۳	۲۱۹۷/۹	۱۹۶۶/۰	۲۱۵۳/۰	۲۰۶۶/۹	۱۵۴۹/۳
گاز طبیعی	۸۰/۵	۸۴/۷	۸۷/۹	۸۹/۴	۹۰/۷	۵۶/۹
سوختهای جامد	۴/۰	۴/۲	۴/۲	۴/۴	۴/۴	۳/۳
برق آبی	۴/۴	۵/۳	۵/۴	۶/۲	۶/۶	۹/۸
سوختهای غیرتجاری	۳/۵	۳/۴	۳/۴	۳/۴	۳/۵	۳/۴
کل تولید	۲۲۳۷/۷	۲۲۹۵/۵	۲۰۶۶/۹	۲۲۵۶/۴	۲۱۷۲/۱	۱۶۲۲/۷
واردات						
فرآورده های نفتی	—	—	—	۰/۴	۰/۶	۴/۰
سوختهای جامد	۰/۲	۰/۴	۴/۳	۴/۰	۴/۱	۱/۹
کل واردات	۰/۲	۰/۴	۴/۳	۴/۴	۴/۷	۵/۹
صادرات						
نفت خام و فرآورده های نفتی	۲۰۳۴/۱	۲۰۶۸/۵	۱۸۱۱/۱	۱۹۸۱/۲	۱۸۶۶/۲	۱۳۳۵/۰
گاز طبیعی	۵۴/۷	۵۷/۵	۶۰/۳	۵۸/۴	۵۹/۱	۳۲/۴
کل صادرات	۲۰۸۸/۸	۲۱۲۶/۰	۱۸۷۱/۴	۲۰۳۹/۶	۱۹۲۵/۳	۱۳۶۷/۴
سوخت کشتی های بین المللی	-۱/۰	-۰/۹	-۰/۸	-۰/۶	-۱/۰	-۰/۷
تغییر در موجودی و اشتباهات	-۱/۳	-۴/۹	-۸/۳	-۲/۲	-۰/۱	-۱۷/۶
آماري (+/-)						
عرضه کل انرژی اولیه	۱۴۶/۸	۱۶۴/۲	۱۹۰/۸	۲۱۸/۴	۲۵۰/۴	۲۴۲/۹
۲- بخش تبدیلات						
تلفات تبدیل	۹/۵	۱۲/۲	۱۵/۰	۱۶/۶	۱۹/۹	۲۴/۲
مصارف بخش انرژی	۲۰/۵	۲۱/۹	۲۲/۴	۲۴/۰	۲۳/۶	۱۹/۰
کل مصرف در بخش انرژی	۳۰/۰	۳۴/۱	۳۷/۴	۴۰/۶	۴۳/۵	۴۳/۲
۳- مصرف نهائی انرژی	۱۱۶/۸	۱۳۰/۱	۱۵۳/۴	۱۷۷/۸	۲۰۶/۹	۱۹۹/۷

جدول (۷-۳): عرضه کل انرژی اولیه و مصرف کل انرژی نهایی... ادامه

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۵۸	۱۳۵۹	۱۳۶۰	۱۳۶۱	۱۳۶۲	۱۳۶۳
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	۱۲۵۹/۳	۵۴۱/۲	۵۲۶/۰	۹۷۹/۷	۹۸۸/۸	۸۶۵/۱
گاز طبیعی	۵۴/۸	۲۹/۳	۳۱/۷	۴۳/۵	۴۹/۷	۵۷/۹
سوختهای جامد	۳/۸	۴/۱	۴/۰	۴/۵	۴/۵	۴/۶
برق آبی	۸/۵	۸/۸	۹/۷	۱۰/۱	۹/۷	۹/۰
سوختهای غیر تجاری	۳/۵	۳/۴	۳/۶	۳/۵	۳/۵	۳/۵
کل تولید	۱۳۲۹/۹	۵۸۶/۸	۵۷۵/۰	۱۰۴۱/۳	۱۰۵۶/۲	۹۴۰/۱
واردات						
فرآورده های نفتی	۳/۶	۳/۲	۲۱/۱	۳۰/۲	۵۸/۹	۳۷/۴
سوختهای جامد	۳/۷	۳/۸	۲/۶	۴/۴	۳/۹	۱/۹
کل واردات	۷/۳	۷/۰	۲۳/۷	۳۴/۶	۶۲/۸	۳۹/۳
صادرات						
نفت خام و فرآورده های نفتی	۱۰۴۴/۰	۳۲۸/۰	۳۳۹/۸	۷۸۷/۷	۷۶۴/۳	۶۱۰/۶
گاز طبیعی	۲۲/۰	-	-	-	-	-
کل صادرات	۱۰۶۶/۰	۳۲۸/۰	۳۳۹/۸	۷۸۷/۷	۷۶۴/۳	۶۱۰/۶
سوختهای کشتی های بین المللی	-۱/۰	#	-۱/۸	-۰/۲	-۰/۳	-۰/۴
تغییر در موجودی و اشتباهات	-۶/۱	-۱۹/۴	۱/۱	۱/۳	-۱۰/۰	۱۱/۲
آماري (+/-)						
عرضه کل انرژی اولیه	۲۶۴/۱	۲۴۶/۴	۲۵۸/۲	۲۸۹/۳	۳۴۴/۴	۳۷۹/۶
۲- بخش تبدیلات						
تلفات تبدیل	۲۷/۷	۲۷/۳	۳۰/۲	۳۴/۲	۴۰/۵	۴۵/۳
مصارف بخش انرژی	۱۹/۳	۱۲/۱	۱۳/۳	۱۴/۳	۱۵/۸	۱۷/۱
کل مصرف در بخش انرژی	۴۷/۰	۳۹/۴	۴۳/۵	۴۸/۵	۵۶/۳	۶۲/۴
۳- مصرف نهائی انرژی						
	۲۱۷/۱	۲۰۷/۰	۲۱۴/۷	۲۴۰/۸	۲۸۸/۱	۳۱۷/۲

جدول (۷-۳): عرضه کل انرژی اولیه و مصرف کل انرژی نهایی... ادامه

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۶۴	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	۹۱۴/۳	۷۹۵/۷	۸۹۱/۷	۹۳۳/۲	۱۰۷۵/۱	۱۱۹۲/۲
گاز طبیعی	۵۷/۶	۵۵/۱	۶۹/۶	۷۲/۵	۱۰۴/۴	۱۵۳/۱
سوختهای جامد	۴/۹	۴/۷	۴/۸	۵/۱	۳/۸	۳/۷
برق آبی	۸/۷	۱۱/۷	۱۳/۱	۱۱/۴	۱۱/۷	۹/۵
سوختهای غیرتجاری	۳/۵	۳/۵	۳/۳	۳/۴	۳/۲	۳/۲
کل تولید	۹۸۹/۰	۸۷۰/۷	۹۸۲/۵	۱۰۲۵/۶	۱۱۹۸/۲	۱۳۶۱/۷
واردات						
فرآورده های نفتی	۶۳/۹	۶۰/۳	۷۱/۵	۶۸/۲	۴۸/۵	۴۴/۵
سوختهای جامد	۱/۵	۱/۶	۱/۴	۱/۳	۰/۹	۱/۰
کل واردات	۶۵/۴	۶۱/۹	۷۲/۹	۶۹/۵	۴۹/۴	۴۵/۵
صادرات						
نفت خام و فرآورده های نفتی	۶۵۲/۳	۵۶۶/۵	۶۳۵/۰	۶۸۲/۵	۷۶۵/۴	۹۰۶/۲
گاز طبیعی	-	-	-	۰/۰۰	۰/۰۰	۱۳/۱
کل صادرات	۶۵۲/۳	۵۶۶/۵	۶۳۵/۰	۶۸۲/۵	۷۶۵/۴	۹۱۹/۳
سوخت کشتی های بین المللی	-۰/۲	-۰/۹	-۱/۴	-۱/۵	-۲/۷	-۱/۹
تغییر در موجودی و اشتباهات	-۹/۰	۲/۷	-۲۱/۲	-۹/۰	-۱۶/۴	۲۰/۳
آماري (+/-)						
عرضه کل انرژی اولیه	۳۹۲/۹	۳۶۷/۹	۳۹۷/۹	۴۰۲/۲	۴۶۳/۱	۵۰۶/۳
۲- بخش تبدیلات						
تلفات تبدیل	۵۰/۲	۵۱/۳	۵۵/۵	۵۶/۸	۶۸/۹	۷۸/۴
مصارف بخش انرژی	۱۷/۹	۱۶/۰	۱۴/۸	۱۴/۰	۲۶/۱	۳۰/۹
کل مصرف در بخش انرژی	۶۸/۱	۶۷/۳	۷۰/۳	۷۰/۸	۹۵/۰	۱۰۹/۳
۳- مصرف نهائی انرژی	۳۲۴/۸	۳۰۰/۶	۳۲۷/۶	۳۳۱/۴	۳۶۸/۱	۳۹۷/۰

جدول (۷-۳): عرضه کل انرژی اولیه و مصرف کل انرژی نهایی...ادامه

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵ ■
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	۱۲۴۵/۰	۱۳۴۸/۰	۱۴۲۶/۷	۱۴۰۰/۱	۱۴۳۳/۴	۱۴۳۲/۲
گاز طبیعی	۱۹۱/۵	۱۸۶/۸	۲۰۶/۷	۲۳۳/۰	۲۵۵/۱	۲۸۲/۱
سوختهای جامد	۳/۸	۳/۰	۳/۶	۴/۷	۵/۱	۴/۵
برق آبی	۱۱/۰	۱۴/۶	۱۵/۳	۱۱/۶	۱۱/۳	۱۱/۵
سوختهای غیرتجاری	۳/۳	۳/۵	۳/۱	۳/۴	۲/۷	۲/۱
کل تولید	۱۴۵۴/۶	۱۵۵۵/۹	۱۶۵۵/۵	۱۶۵۲/۸	۱۷۰۷/۷	۱۷۳۲/۳
واردات						
فرآورده های نفتی	۴۵/۲	۶۱/۵	۵۴/۴	۳۹/۲	۲۹/۰	۳۸/۷
سوختهای جامد	۲/۹	۲/۹	۲/۷	۲/۹	۲/۷	۲/۹
کل واردات	۴۸/۱	۶۴/۴	۵۷/۱	۴۲/۱	۳۱/۷	۴۱/۷
صادرات						
نفت خام و فرآورده های نفتی	۹۴۶/۹	۱۰۲۰/۵	۱۰۵۵/۹	۹۸۴/۹	۹۹۸/۰	۹۸۶/۰
گاز طبیعی	۱۷/۹	۲/۶	—	۰/۸	—	—
برق	—	—	—	۰/۱	۰/۱	۰/۲
سوختهای جامد	۰/۴	۰/۱	۰/۱	۰/۳	۰/۲	۰/۱
کل صادرات	۹۶۵/۲	۱۰۲۳/۲	۱۰۵۶/۰	۹۸۶/۲	۹۹۸/۴	۹۸۶/۳
سوخت کشتی های بین المللی	-۲/۴	-۱/۷	-۲/۹	-۴/۲	-۴/۵	-۴/۴
تغییر در موجودی و اشتباهات	۳۴/۱	۱۸/۵	۰/۶	۳/۹	-۷/۰	-۱۳/۷
آماري (+/-) ♦						
عرضه کل انرژی اولیه	۵۶۹/۲	۶۱۳/۳	۶۵۴/۳	۷۰۸/۵	۷۲۹/۶	۷۶۹/۷
۲- بخش تبدیلات						
تلفات تبدیل	۸۹/۱	۹۱/۹	۹۵/۰	۱۰۹/۶	۱۱۵/۷	۱۱۹/۱
مصارف بخش انرژی	۳۴/۳	۳۷/۸	۴۶/۴	۴۴/۹	۵۸/۸	۵۱/۸
کل مصرف در بخش انرژی	۱۲۳/۴	۱۲۹/۷	۱۴۱/۴	۱۵۴/۴	۱۷۴/۵	۱۷۰/۹
۳- مصرف نهائی انرژی	۴۴۵/۸	۴۸۳/۶	۵۱۲/۸	۵۵۴/۱	۵۵۵/۱	۵۹۸/۸

■ ارقام مقدماتی می باشند.

♦ تغییر در موجودی و اشتباهات آماری شامل اختلاف در سیستم اندازه گیری نفت خام نیز می باشد.

جدول (۷-۴): مصرف نهائی انرژی به تفکیک بخشها

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۴۶	۱۳۴۷	۱۳۴۸	۱۳۴۹	۱۳۵۰	۱۳۵۱
۴- مصرف نهائی انرژی						
فرآورده های نفتی						
خانگی و تجاری	۱۶/۲	۱۸/۰	۲۰/۶	۲۱/۱	۲۳/۳	۲۷/۱
صنعت	۱۱/۴	۱۲/۹	۱۴/۰	۱۵/۱	۱۶/۸	۱۸/۱
حمل و نقل	۱۲/۵	۱۳/۹	۱۵/۴	۱۷/۷	۲۰/۲	۲۲/۳
کشاورزی	۲/۸	۳/۳	۳/۶	۴/۰	۴/۵	۵/۰
مصارف غیرانرژی	۲/۱	۲/۳	۲/۷	۲/۸	۳/۶	۳/۶
کل مصرف فرآورده های نفتی	۴۵/۰	۵۰/۳	۵۶/۲	۶۰/۷	۶۸/۴	۷۶/۱
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	-	-	-	-	-	۰/۱
صنعت	۰/۲	۰/۳	۰/۴	۰/۵	۰/۶	۱/۶
مصارف غیرانرژی	۰/۵	۰/۵	۰/۶	۹/۷	۱۱/۴	۱۱/۴
کل مصرف گاز طبیعی	۰/۷	۰/۸	۱/۰	۱۰/۲	۱۲/۰	۱۳/۱
سوختهای جامد						
خانگی و تجاری	۴/۵	۴/۳	۴/۲	۴/۰	۳/۸	۳/۷
صنعت	۱/۰	۱/۱	۱/۳	۱/۴	۱/۶	۲/۵
کل مصرف سوختهای جامد	۵/۵	۵/۴	۵/۵	۵/۴	۵/۴	۶/۲
برق						
خانگی و تجاری	۰/۷	۰/۹	۱/۱	۱/۳	۱/۵	۱/۸
صنعت	۱/۵	۱/۶	۱/۸	۲/۲	۲/۷	۳/۲
کشاورزی	-	-	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۱
سایر مصارف	-	-	-	-	-	-
کل مصرف برق	۲/۲	۲/۵	۳/۰	۳/۶	۴/۳	۵/۱
کل مصرف نهائی انرژی	۵۳/۴	۵۹/۰	۶۵/۷	۷۹/۹	۹۰/۱	۱۰۰/۵

جدول (۷-۴): مصرف نهائی انرژی به تفکیک بخشها... ادامه

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۵۲	۱۳۵۳	۱۳۵۴	۱۳۵۵	۱۳۵۶	۱۳۵۷
۴- مصرف نهائی انرژی						
فرآورده های نفتی						
خانگی و تجاری	۲۹/۲	۳۳/۸	۳۸/۲	۴۴/۸	۵۲/۵	۵۲/۴
صنعت	۲۰/۴	۲۳/۳	۲۶/۴	۳۰/۳	۳۶/۳	۳۶/۲
حمل و نقل	۲۷/۲	۳۱/۳	۳۸/۹	۴۷/۰	۵۷/۲	۵۷/۵
کشاورزی	۶/۰	۶/۸	۸/۴	۹/۹	۱۱/۹	۱۱/۹
مصارف غیرانرژی	۴/۶	۵/۵	۶/۷	۸/۵	۱۰/۰	۹/۷
کل مصرف فرآورده های نفتی	۸۷/۴	۱۰۰/۷	۱۱۸/۵	۱۴۰/۵	۱۶۸/۰	۱۶۷/۷
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۰/۱	۰/۱	۰/۲	۰/۵	۱/۳	۱/۳
صنعت	۳/۷	۴/۵	۵/۳	۶/۹	۶/۱	۳/۰
مصارف غیرانرژی	۱۱/۶	۹/۶	۹/۵	۹/۳	۹/۷	۹/۱
کل مصرف گاز طبیعی	۱۵/۴	۱۴/۲	۱۵/۰	۱۶/۷	۱۷/۱	۱۳/۴
سوخت های جامد						
خانگی و تجاری	۳/۵	۳/۴	۳/۴	۳/۴	۳/۵	۳/۴
صنعت	۴/۲	۴/۶	۸/۵	۸/۴	۸/۵	۵/۲
کل مصرف سوخت های جامد	۷/۷	۸/۰	۱۱/۹	۱۱/۸	۱۲/۰	۸/۶
برق						
خانگی و تجاری	۲/۲	۲/۴	۳/۰	۳/۵	۴/۱	۴/۸
صنعت	۴/۰	۴/۶	۴/۸	۵/۱	۵/۴	۴/۹
کشاورزی	۰/۱	۰/۲	۰/۲	۰/۲	۰/۳	۰/۳
سایر مصارف	—	—	—	—	۰/۳	—
کل مصرف برق	۶/۳	۷/۲	۸/۰	۸/۸	۹/۸	۱۰/۰
کل مصرف نهائی انرژی	۱۱۶/۸	۱۳۰/۱	۱۵۳/۴	۱۷۷/۸	۲۰۶/۹	۱۹۹/۷

جدول (۷-۴): مصرف نهائی انرژی به تفکیک بخشها...ادامه

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۵۸	۱۳۵۹	۱۳۶۰	۱۳۶۱	۱۳۶۲	۱۳۶۳
۴- مصرف نهائی انرژی						
فرآورده های نفتی						
خانگی و تجاری	۶۱/۳	۵۴/۳	۵۳/۰	۵۹/۶	۷۳/۶	۷۵/۵
صنعت	۳۸/۲	۴۱/۱	۴۴/۳	۴۷/۷	۵۴/۸	۵۹/۰
حمل و نقل	۵۸/۵	۵۴/۰	۵۳/۶	۵۸/۶	۷۲/۵	۷۸/۰
کشاورزی	۱۲/۴	۱۲/۵	۱۳/۶	۱۵/۹	۱۹/۳	۲۰/۶
مصارف غیرانرژی	۹/۴	۹/۶	۱۱/۷	۱۰/۱	۱۴/۲	۲۴/۵
کل مصرف فرآورده های نفتی	۱۷۹/۸	۱۷۱/۵	۱۷۶/۲	۱۹۱/۹	۲۳۴/۴	۲۵۷/۶
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۳/۳	۵/۴	۹/۹	۱۲/۲	۱۵/۰	۱۹/۹
صنعت	۱/۴	۳/۳	۵/۸	۹/۶	۱۰/۰	۱۱/۱
مصارف غیرانرژی	۱۰/۶	۴/۲	۰/۲	۰/۲	۰/۲	۰/۲
کل مصرف گاز طبیعی	۱۵/۳	۱۲/۹	۱۵/۹	۲۲/۰	۲۵/۲	۳۱/۲
سوختهای جامد						
خانگی و تجاری	۳/۵	۳/۴	۳/۶	۳/۵	۳/۵	۳/۵
صنعت	۷/۵	۷/۹	۶/۶	۸/۹	۸/۴	۶/۵
کل مصرف سوختهای جامد	۱۱/۰	۱۱/۳	۱۰/۲	۱۲/۴	۱۱/۹	۱۰/۰
برق						
خانگی و تجاری	۵/۶	۵/۹	۶/۷	۸/۵	۹/۶	۱۰/۷
صنعت	۵/۱	۵/۰	۵/۲	۵/۳	۶/۱	۶/۶
کشاورزی	۰/۳	۰/۴	۰/۵	۰/۷	۰/۹	۱/۱
سایر مصارف	—	—	—	—	—	—
کل مصرف برق	۱۱/۰	۱۱/۳	۱۲/۴	۱۴/۵	۱۶/۶	۱۸/۴
کل مصرف نهائی انرژی	۲۱۷/۱	۲۰۷/۰	۲۱۴/۷	۲۴۰/۸	۲۸۸/۱	۳۱۷/۲

جدول (۷-۴): مصرف نهائی انرژی به تفکیک بخشها... ادامه

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۶۴	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹
۴- مصرف نهائی انرژی						
فرآورده های نفتی						
خانگی و تجاری	۸۱/۸	۶۸/۶	۷۶/۵	۷۶/۶	۸۶/۵	۸۰/۴
صنعت	۶۳/۱	۵۹/۱	۶۲/۵	۶۲/۴	۶۵/۱	۶۶/۵
حمل و نقل	۸۲/۸	۷۸/۷	۸۴/۶	۸۳/۴	۹۰/۱	۹۶/۲
کشاورزی	۲۳/۶	۲۲/۶	۲۵/۱	۲۵/۰	۲۶/۴	۲۷/۵
مصارف غیرانرژی	۱۳/۳	۱۲/۱	۱۴/۱	۱۷/۱	۱۱/۹	۱۳/۹
کل مصرف فرآورده های نفتی	۲۶۴/۶	۲۴۱/۰	۲۶۲/۹	۲۶۴/۵	۲۸۰/۰	۲۸۴/۶
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۲۰/۷	۲۱/۰	۱۶/۷	۱۶/۷	۱۶/۸	۲۰/۹
صنعت	۹/۴	۷/۵	۱۵/۵	۱۵/۵	۲۸/۲	۳۵/۰
مصارف غیرانرژی	۰/۲	۰/۲	۰/۷	۱/۸	۸/۹	۱۹/۰
کل مصرف گاز طبیعی	۳۰/۳	۲۸/۷	۳۲/۹	۳۴/۰	۵۳/۹	۷۴/۹
سوخت های جامد						
خانگی و تجاری	۳/۵	۳/۵	۳/۳	۳/۴	۳/۲	۳/۲
صنعت	۶/۴	۶/۳	۶/۲	۶/۴	۴/۷	۴/۷
کل مصرف سوخت های جامد	۹/۹	۹/۸	۹/۵	۹/۸	۷/۹	۷/۹
برق						
خانگی و تجاری	۱۱/۸	۱۳/۱	۱۴/۱	۱۴/۵	۱۶/۰	۱۷/۶
صنعت	۶/۷	۶/۷	۶/۲	۶/۲	۷/۵	۸/۷
کشاورزی	۱/۵	۱/۳	۱/۵	۱/۸	۲/۰	۲/۲
سایر مصارف	—	—	۰/۵	۰/۶	۰/۹	۱/۱
کل مصرف برق	۲۰/۰	۲۱/۱	۲۲/۳	۲۳/۱	۲۶/۴	۲۹/۶
کل مصرف نهائی انرژی	۳۲۴/۸	۳۰۰/۶	۳۲۷/۶	۳۳۱/۴	۳۶۸/۲	۳۹۷/۰

جدول (۷-۴): مصرف نهائی انرژی به تفکیک بخشها... ادامه

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵ ■
۴- مصرف نهائی انرژی						
فرآورده های نفتی						
خانگی و تجاری	۸۴/۸	۹۵/۳	۱۰۹/۵	۱۱۶/۸	۱۰۸/۲	۱۱۵/۲
صنعت	۷۰/۷	۷۲/۳	۵۹/۳	۵۶/۳	۵۰/۵	۵۴/۱
حمل و نقل	۱۰۴/۰	۱۱۰/۷	۱۲۲/۳	۱۴۴/۶	۱۴۱/۹	۱۴۷/۴
کشاورزی	۲۹/۶	۳۱/۰	۲۸/۶	۲۸/۸	۲۷/۷	۲۹/۳
مصارف غیرانرژی	۱۷/۰	۲۱/۶	۳۲/۲	۲۴/۸	۲۱/۸	۲۴/۳
کل مصرف فرآورده های نفتی .	۳۰۶/۱	۳۳۰/۹	۳۵۱/۹	۳۷۱/۴	۳۵۰/۱	۳۷۰/۳
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۳۰/۲	۴۷/۰	۵۴/۲	۶۲/۰	۷۰/۶	۷۹/۷
صنعت	۴۳/۶	۴۴/۰	۴۸/۱	۵۶/۴	۶۸/۲	۸۲/۰
مصارف غیرانرژی	۲۴/۲	۱۸/۳	۱۱/۵	۱۲/۶	۱۳/۴	۱۲/۵
کل مصرف گاز طبیعی	۹۸/۰	۱۰۹/۳	۱۱۳/۸	۱۳۱/۰	۱۵۲/۲	۱۷۴/۲
سوختهای جامد						
خانگی و تجاری	۳/۳	۳/۵	۳/۱	۳/۴	۲/۷	۲/۱
صنعت	۶/۳	۵/۸	۶/۲	۷/۳	۷/۶	۷/۴
کل مصرف سوختهای جامد	۹/۶	۹/۳	۹/۳	۱۰/۷	۱۰/۳	۹/۵
برق						
خانگی و تجاری	۱۹/۶	۲۰/۱	۲۲/۳	۲۱/۷	۲۲/۳	۲۲/۹
صنعت	۹/۰	۱۰/۷	۱۲/۳	۱۵/۲	۱۵/۸	۱۶/۸
کشاورزی	۲/۳	۲/۱	۲/۴	۳/۱	۳/۲	۳/۴
سایر مصارف	۱/۲	۱/۲	۰/۸	۱/۱	۱/۱	۱/۷
کل مصرف برق	۳۲/۱	۳۴/۲	۳۷/۸	۴۱/۱	۴۲/۵	۴۴/۸
کل مصرف نهائی انرژی	۴۴۵/۸	۴۸۳/۶	۵۱۲/۸	۵۵۴/۱	۵۵۵/۱	۵۹۸/۸

■ ارقام مقدماتی می باشند.

جدول (۷-۵): عرضه برق کل کشور به تفکیک منابع و شاخصهای جانشینی فرآورده های نفتی

شرح	۱۳۴۶	۱۳۴۷	۱۳۴۸	۱۳۴۹	۱۳۵۰	۱۳۵۱
۵- عرضه برق کل کشور (میلیون کیلووات ساعت)						
نفت و گاز	۳۴۷۵	۳۷۷۰	۴۲۰۳	۵۰۸۷	۵۴۲۶	۶۰۲۵
برق آبی	۶۵۸	۸۵۵	۱۳۳۶	۱۶۷۱	۲۶۷۹	۳۵۲۸
کل عرضه برق شامل:	۴۱۳۳	۴۶۲۵	۵۵۳۹	۶۷۵۸	۸۱۰۵	۹۵۵۳
وزارت نیرو	۱۸۴۲	۲۴۳۱	۳۱۹۷	۴۲۵۶	۵۴۹۰	۶۸۷۰
سایر	۲۲۹۱	۲۱۹۴	۲۳۴۲	۲۵۰۲	۲۶۱۵	۲۶۸۳
۶- شاخصهای جانشینی فرآورده های نفتی (درصد)						
الف- نسبت مصرف فرآورده های نفتی در بخشها به عرضه داخلی نفت						
خانگی و تجاری	۳۸/۹	۳۷/۷	۲۹/۳	۳۷/۳	۲۷/۲	۲۹/۶
صنعت	۱۹/۴	۲۱/۰	۲۶/۶	۲۵/۹	۲۵/۵	۲۴/۵
حمل و نقل	۲۴/۵	۲۳/۷	۲۸/۶	۳۰/۱	۳۱/۱	۳۰/۸
کشاورزی	۶/۶	۷/۰	۴/۴	۴/۵	۴/۵	۴/۹
نیروگاهها	۶/۲	۶/۲	۶/۳	۶/۶	۸/۰	۶/۸
ب- سهم فرآورده های نفتی در کل انرژی مصرفی بخشها						
خانگی و تجاری	۷۷/۹	۷۹/۳	۷۶/۵	۷۷/۰	۷۸/۶	۷۰/۸
صنعت	۷۷/۱	۷۸/۷	۸۱/۸	۸۰/۴	۷۸/۸	۷۲/۶
حمل و نقل	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰
کشاورزی	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۹۶/۳	۹۶/۷	۹۷/۰	۹۷/۵
نیروگاهها	۷۲/۵	۷۰/۲	۶۳/۹	۶۵/۸	۴۹/۵	۳۷/۳

جدول (۷-۵): عرضه برق کل کشور به تفکیک منابع و شاخصهای جانشینی فرآورده های نفتی ... ادامه

شرح	۱۳۵۲	۱۳۵۳	۱۳۵۴	۱۳۵۵	۱۳۵۶	۱۳۵۷
۵- عرضه برق کل کشور (میلیون کیلووات ساعت)						
نفت و گاز	۹۲۵۱	۱۰۵۸۴	۱۲۲۵۵	۱۳۳۳۶	۱۴۷۷۱	۱۳۵۹۸
برق آبی	۲۸۴۲	۳۴۲۱	۳۴۴۵	۳۹۷۵	۴۲۱۳	۶۲۴۹
کل عرضه برق شامل:	۱۲۰۹۳	۱۴۰۰۵	۱۵۷۰۰	۱۷۳۱۱	۱۸۹۸۴	۱۹۸۴۷
وزارت نیرو	۹۳۲۴	۱۱۱۶۵	۱۲۷۷۸	۱۴۲۱۱	۱۵۷۵۵	۱۷۳۸۶
سایر	۲۷۶۹	۲۸۴۰	۲۹۲۲	۳۱۰۰	۳۲۲۹	۲۴۶۱
۶- شاخصهای جانشینی فرآورده های نفتی (درصد)						
الف- نسبت مصرف فرآورده های نفتی در بخشها به عرضه داخلی نفت						
خانگی و تجاری	۲۸/۸	۲۹/۷	۲۹/۴	۲۸/۹	۲۶/۰	۲۸/۷
صنعت	۲۲/۵	۲۳/۰	۲۰/۶	۲۰/۱	۱۷/۹	۱۹/۱
حمل و نقل	۳۰/۱	۲۹/۸	۳۱/۱	۳۱/۸	۲۹/۳	۲۳/۲
کشاورزی	۶/۰	۵/۵	۵/۸	۵/۹	۵/۵	۶/۰
نیروگاهها	۵/۶	۷/۸	۷/۰	۸/۱	۷/۹	۸/۶
ب- سهم فرآورده های نفتی در کل انرژی مصرفی بخشها						
خانگی و تجاری	۸۲/۸	۸۴/۹	۸۵/۵	۸۵/۸	۸۵/۲	۸۴/۵
صنعت	۸۴/۸	۶۵/۱	۵۹/۶	۶۰/۴	۶۳/۹	۷۲/۵
حمل و نقل	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰
کشاورزی	۹۸/۳	۹۴/۸	۹۷/۵	۹۷/۹	۶۷/۳	۹۷/۳
نیروگاهها	۴۸/۱	۴۰/۲	۴۶/۵	۴۸/۲	۴۵/۱	۴۵/۹

جدول (۷-۵): عرضه برق کل کشور به تفکیک منابع و شاخصهای جانشینی فرآورده های نفتی ... ادامه

شرح	۱۳۵۸	۱۳۵۹	۱۳۶۰	۱۳۶۱	۱۳۶۲	۱۳۶۳
۵- عرضه برق کل کشور						
(میلیون کیلووات ساعت)						
نفت و گاز	۱۶۴۹۰	۱۶۷۶۱	۱۸۶۷۷	۲۲۶۲۹	۲۶۸۰۶	۳۰۸۴۴
برق آبی	۵۴۱۹	۵۶۱۹	۶۲۲۹	۶۴۴۷	۶۲۰۳	۵۷۵۰
کل عرضه برق شامل:	۲۱۹۰۹	۲۲۳۸۰	۲۴۹۰۶	۲۹۰۷۶	۳۳۰۰۹	۳۶۵۹۴
وزارت نیرو	۱۹۴۴۱	۱۹۸۸۰	۲۲۴۰۶	۲۶۳۲۳	۳۰۵۰۹	۳۴۰۹۴
سایر*	۲۴۶۸	۲۵۰۰	۲۵۰۰	۲۷۵۳	۲۵۰۰	۲۵۰۰
۶- شاخصهای جانشینی						
فرآورده های نفتی (درصد)						
الف- نسبت مصرف فرآورده های						
نفتی در بخشهابه عرضه داخلی نفت						
خانگی و تجاری	۳۰/۷	۲۹/۶	۲۸/۱	۲۷/۹	۳۰/۲	۲۸/۳
صنعت	۲۲/۰	۲۰/۸	۲۱/۲	۱۹/۲	۱۸/۵	۱۷/۵
حمل و نقل	۲۹/۳	۲۹/۶	۲۸/۲	۲۶/۷	۲۸/۵	۲۷/۵
کشاورزی	۵/۷	۶/۵	۶/۹	۷/۱	۷/۷	۷/۵
نیروگاهها	۷/۷	۸/۴	۹/۴	۸/۴	۹/۶	۱۰/۷
ب- سهم فرآورده های نفتی						
در کل انرژی مصرفی بخشها						
خانگی و تجاری	۸۳/۳	۷۸/۷	۷۲/۶	۷۱/۸	۷۳/۳	۷۰/۱
صنعت	۷۵/۹	۷۰/۲	۶۹/۷	۶۴/۰	۶۵/۸	۶۷/۲
حمل و نقل	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰
کشاورزی	۹۷/۵	۹۶/۸	۹۶/۴	۹۵/۸	۹۵/۶	۹۵/۱
نیروگاهها	۴۰/۱	۴۰/۲	۴۲/۳	۳۸/۲	۴۳/۱	۴۷/۴

* ارقام مربوط به تولید برق بخش خصوص از سال ۱۳۶۱ به بعد تخمینی است.

جدول (۷-۵): عرضه برق کل کشور به تفکیک منابع و شاخصهای جانشینی فرآورده های نفتی ... ادامه

شرح	۱۳۶۴	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹
۵- عرضه برق کل کشور (میلیون کیلووات ساعت)						
نفت و گاز	۳۳۶۷۰	۳۴۰۵۴	۳۷۸۰۷	۴۰۲۸۹	۴۵۱۹۰	۵۳۰۱۹
برق آبی	۵۵۵۰	۷۵۱۷	۸۳۹۰	۷۳۱۱	۷۵۲۲	۶۰۸۳
کل عرضه برق شامل:	۳۹۲۲۰	۴۱۵۷۱	۴۶۱۹۷	۴۷۶۰۰	۵۲۷۱۲	۵۹۱۰۲
وزارت نیرو	۳۶۷۲۰	۳۹۰۴۵	۴۲۵۵۴	۴۳۷۷۵	۴۸۷۲۵	۵۴۸۹۶
سایر [#]	۲۵۰۰	۲۵۲۶	۳۶۴۳	۳۸۲۵	۳۹۸۷	۴۲۰۶
۶- شاخصهای جانشینی فرآورده های نفتی (درصد)						
الف- نسبت مصرف فرآورده های نفتی در بخشها به عرضه داخلی نفت						
خانگی و تجاری	۲۹/۲	۲۷/۱	۲۶/۶	۲۶/۶	۲۵/۵	۲۲/۹
صنعت	۱۷/۲	۱۷/۶	۱۷/۵	۱۷/۴	۱۹/۲	۱۸/۹
حمل و نقل	۲۸/۶	۲۹/۲	۲۸/۷	۲۸/۲	۲۶/۶	۲۷/۴
کشاورزی	۸/۲	۸/۵	۸/۲	۸/۱	۷/۸	۷/۸
نیروگاهها	۱۲/۰	۱۳/۲	۱۰/۸	۱۱/۴	۱۰/۶	۱۱/۴
ب- سهم فرآورده های نفتی در کل انرژی مصرفی بخشها						
خانگی و تجاری	۷۰/۹	۶۶/۶	۷۰/۷	۷۰/۶	۷۰/۶	۶۵/۹
صنعت	۶۹/۷	۷۰/۴	۶۶/۰	۶۵/۸	۶۱/۷	۵۷/۹
حمل و نقل	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰
کشاورزی	۹۴/۳	۹۴/۸	۹۴/۵	۹۳/۳	۹۳/۰	۹۲/۶
نیروگاهها	۵۱/۷	۵۰/۳	۴۱/۴	۴۲/۸	۳۹/۵	۳۸/۷

[#] ارقام مربوط به تولید برق بخش خصوصی از سال ۱۳۶۱ به بعد تخمینی است.

جدول (۷-۵): عرضه برق کل کشور به تفکیک منابع و شاخصهای جانشینی فرآورده های نفتی... ادامه

شرح	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵ ■
۵- عرضه برق کل کشور (میلیون کیلووات ساعت)						
نفت و گاز	۵۷۰۷۰	۵۹۰۸۹	۶۶۳۸۱	۷۴۴۳۳	۷۷۶۹۴	۸۳۴۷۵
برق آبی	۷۰۵۶	۹۳۳۰	۹۸۲۳	۷۴۴۵	۷۲۷۵	۷۳۷۶
کل عرضه برق شامل:	۶۴۱۲۶	۶۸۴۱۹	۷۶۲۰۴	۸۱۸۷۸	۸۴۹۶۹	۹۰۸۵۱
وزارت نیرو	۵۹۷۱۰	۶۳۷۸۲	۷۱۳۳۵	۷۷۰۸۶	۸۰۰۴۴	۸۵۸۲۵
سایر*	۴۴۱۶	۴۶۳۷	۴۸۶۹	۴۷۹۲	۴۹۲۵	۵۰۲۶
۶- شاخصهای جانشینی فرآورده های نفتی (درصد)						
الف- نسبت مصرف فرآورده های نفتی در بخشها به عرضه داخلی نفت						
خانگی و تجاری	۲۲/۶۲	۲۳/۴۸	۲۵/۹۰	۲۵/۷۲	۲۳/۹۰	۲۴/۶۸
صنعت	۱۸/۸۶	۱۷/۸۲	۱۴/۰۱	۱۲/۳۹	۱۱/۱۵	۱۱/۵۸
حمل و نقل	۲۷/۷۳	۲۷/۲۸	۲۸/۹۱	۳۱/۸۳	۳۱/۳۲	۳۱/۵۷
کشاورزی	۷/۸۸	۷/۶۴	۶/۷۵	۶/۳۵	۶/۱۱	۶/۲۷
نیروگاهها	۱۰/۹۶	۹/۸۶	۱۰/۴۹	۱۰/۰۷	۱۱/۶۹	۱۱/۹۷
ب- سهم فرآورده های نفتی در کل انرژی مصرفی بخشها						
خانگی و تجاری	۶۱/۵۰	۵۷/۴۴	۵۷/۹۲	۵۷/۲۹	۵۳/۰۹	۵۲/۳۹
صنعت	۵۴/۵۵	۵۴/۴۵	۴۷/۰۸	۴۱/۶۵	۳۵/۵۷	۳۳/۷۴
حمل و نقل	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
کشاورزی	۹۲/۷۸	۹۳/۶۶	۹۲/۲۱	۹۰/۲۹	۸۹/۵۲	۸۹/۴۹
نیروگاهها	۳۶/۶۶	۳۴/۲۵	۳۴/۵۵	۳۲/۶۹	۳۵/۸۶	۳۶/۱۴

* ارقام مربوط به تولید برق بخش خصوصی از سال ۱۳۶۱ به بعد تخمینی است.

■ ارقام مقدماتی می باشند.

جدول (۷-۶): مصرف انرژی بخشهای مختلف به تفکیک حامل های انرژی

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۴۶	۱۳۴۷	۱۳۴۸	۱۳۴۹	۱۳۵۰	۱۳۵۱
خانگی و تجاری						
فرآورده های نفتی	۱۶/۲	۱۸/۰	۲۰/۶	۲۱/۱	۲۳/۳	۲۷/۱
گاز طبیعی	—	—	—	—	—	۰/۱
سوخت های جامد	۴/۵	۴/۳	۴/۲	۴/۰	۳/۸	۳/۷
برق	۰/۷	۰/۹	۱/۱	۱/۳	۱/۵	۱/۸
کل مصرف انرژی	۲۱/۴	۲۳/۲	۲۵/۹	۲۶/۴	۲۸/۶	۳۲/۷
صنعت						
فرآورده های نفتی	۱۱/۴	۱۲/۹	۱۴/۰	۱۵/۱	۱۶/۸	۱۸/۱
گاز طبیعی	۰/۲	۰/۳	۰/۴	۰/۵	۰/۶	۱/۶
سوخت های جامد	۱/۰	۱/۱	۱/۳	۱/۴	۱/۶	۲/۵
برق	۱/۵	۱/۶	۱/۸	۲/۲	۲/۷	۳/۲
کل مصرف انرژی	۱۴/۱	۱۵/۹	۱۷/۵	۱۹/۲	۲۱/۷	۲۵/۴
حمل و نقل						
فرآورده های نفتی	۱۲/۵	۱۳/۹	۱۵/۴	۱۷/۷	۲۰/۲	۲۲/۳
کشاورزی						
فرآورده های نفتی	۲/۸	۳/۳	۳/۶	۴/۰	۴/۵	۵/۰
برق	—	—	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۱
کل مصرف انرژی	۲/۸	۳/۳	۳/۷	۴/۱	۴/۶	۵/۱
نیروگاهها						
فرآورده های نفتی	۲/۹	۳/۳	۳/۹	۵/۲	۴/۹	۴/۴
گاز طبیعی	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۸	۱/۹
انرژی آبی	۱/۰	۱/۳	۲/۱	۲/۶	۴/۲	۵/۵
کل مصرف انرژی	۴/۰	۴/۷	۶/۱	۷/۹	۹/۹	۱۱/۸
پالایشگاهها						
فرآورده های نفتی	۱۴/۶	۱۶/۱	۸/۸	۱۳/۰	۱۲/۰	۷/۳
گاز طبیعی	۴/۷	۴/۹	۵/۸	۶/۱	۶/۰	۶/۵
برق	۰/۳	۰/۴	۰/۴	۰/۴	۰/۴	۰/۵
کل مصرف انرژی	۱۹/۶	۲۱/۴	۱۵/۰	۱۹/۵	۱۸/۴	۱۴/۳

جدول (۷-۶): مصرف انرژی بخشهای مختلف به تفکیک حامل های انرژی... ادامه

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۵۲	۱۳۵۳	۱۳۵۴	۱۳۵۵	۱۳۵۶	۱۳۵۷
خانگی و تجاری						
فرآورده های نفتی	۲۹/۲	۳۳/۸	۳۸/۲	۴۴/۸	۵۲/۵	۵۲/۴
گاز طبیعی	۰/۱	۰/۱	۰/۲	۰/۵	۱/۳	۱/۳
سوخت های جامد	۳/۵	۳/۴	۳/۴	۳/۴	۳/۵	۳/۴
برق	۲/۲	۲/۴	۳/۰	۳/۵	۴/۱	۴/۸
کل مصرف انرژی	۳۵/۰	۳۹/۷	۴۴/۸	۵۲/۲	۶۱/۴	۶۱/۹
صنعت						
فرآورده های نفتی	۲۰/۴	۲۳/۳	۲۶/۴	۳۰/۳	۳۶/۳	۳۶/۲
گاز طبیعی	۳/۷	۴/۵	۵/۳	۶/۹	۶/۱	۳/۰
سوخت های جامد	۴/۲	۴/۶	۸/۵	۸/۴	۸/۵	۵/۲
برق	۴/۰	۴/۶	۴/۸	۵/۱	۵/۴	۴/۹
کل مصرف انرژی	۳۲/۳	۳۷/۰	۴۵/۰	۵۰/۷	۵۶/۳	۴۹/۳
حمل و نقل						
فرآورده های نفتی	۲۷/۲	۳۱/۳	۳۸/۹	۴۷/۰	۵۷/۲	۵۷/۵
کشاورزی						
فرآورده های نفتی	۶/۰	۶/۸	۸/۴	۹/۹	۱۱/۹	۱۱/۹
برق	۰/۱	۰/۲	۰/۲	۰/۲	۰/۳	۰/۳
کل مصرف انرژی	۶/۱	۷/۰	۸/۹	۱۰/۱	۱۲/۲	۱۲/۲
نیروگاهها						
فرآورده های نفتی	۷/۶	۷/۸	۱۰/۷	۱۲/۳	۱۳/۳	۱۵/۶
گاز طبیعی	۳/۸	۶/۳	۶/۹	۷/۰	۹/۷	۸/۷
انرژی آبی	۴/۴	۵/۳	۵/۴	۶/۲	۶/۶	۹/۸
کل مصرف انرژی	۱۵/۸	۱۹/۴	۲۳/۰	۲۵/۵	۲۹/۶	۳۴/۱
پالایشگاهها						
فرآورده های نفتی	۱۳/۵	۱۴/۶	۱۶/۱	۱۶/۲	۱۸/۱	۱۶/۰
گاز طبیعی	۶/۵	۶/۸	۵/۷	۷/۲	۴/۹	۲/۴
برق	۰/۵	۰/۵	۰/۶	۰/۶	۰/۶	۰/۶
کل مصرف انرژی	۲۰/۵	۲۱/۹	۲۲/۴	۲۴/۰	۲۳/۶	۱۹/۰

جدول (۷-۶): مصرف انرژی بخشهای مختلف به تفکیک حامل های انرژی... ادامه

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۵۸	۱۳۵۹	۱۳۶۰	۱۳۶۱	۱۳۶۲	۱۳۶۳
خانگی و تجاری						
فرآورده های نفتی	۶۱/۳	۵۴/۳	۵۳/۰	۵۹/۶	۷۳/۶	۷۵/۵
گاز طبیعی	۳/۳	۵/۴	۹/۹	۱۲/۲	۱۵/۰	۱۹/۹
سوخت های جامد	۳/۵	۳/۴	۳/۶	۳/۵	۳/۵	۳/۵
برق	۵/۶	۵/۹	۶/۷	۸/۵	۹/۶	۱۰/۷
کل مصرف انرژی	۷۳/۷	۶۹/۰	۷۳/۲	۸۳/۸	۱۰۱/۷	۱۰۹/۶
صنعت						
فرآورده های نفتی	۳۸/۲	۴۱/۱	۴۴/۳	۴۷/۷	۵۴/۸	۵۹/۰
گاز طبیعی	۱/۴	۳/۳	۵/۸	۹/۶	۱۰/۰	۱۱/۱
سوخت های جامد	۷/۵	۷/۹	۶/۶	۸/۹	۸/۴	۶/۵
برق	۵/۱	۵/۰	۵/۲	۵/۳	۶/۱	۶/۶
کل مصرف انرژی	۵۲/۲	۵۷/۳	۶۱/۹	۷۱/۵	۷۹/۳	۸۳/۲
حمل و نقل						
فرآورده های نفتی	۵۸/۵	۵۴/۰	۵۳/۶	۵۸/۶	۷۲/۵	۷۸/۰
کشاورزی						
فرآورده های نفتی	۱۲/۴	۱۲/۵	۱۳/۶	۱۵/۹	۱۹/۳	۲۰/۶
برق	۰/۳	۰/۴	۰/۵	۰/۷	۰/۹	۱/۱
کل مصرف انرژی	۱۲/۷	۱۲/۹	۱۴/۱	۱۶/۶	۲۰/۲	۲۱/۷
نیروگاهها						
فرآورده های نفتی	۱۵/۴	۱۵/۵	۱۸/۰	۱۸/۶	۲۴/۶	۳۰/۲
گاز طبیعی	۱۴/۷	۱۴/۳	۱۴/۹	۲۰/۰	۲۲/۸	۲۴/۵
انرژی آبی	۸/۵	۸/۸	۹/۷	۱۰/۱	۹/۷	۹/۰
کل مصرف انرژی	۳۸/۶	۳۸/۶	۴۲/۶	۴۸/۷	۵۷/۱	۶۳/۷
پالایشگاهها						
فرآورده های نفتی	۱۵/۹	۹/۷	۱۱/۸	۱۲/۳	۱۳/۶	۱۴/۶
گاز طبیعی	۲/۸	۲/۰	۱/۰	۱/۵	۱/۷	۲/۲
برق	۰/۶	۰/۴	۰/۵	۰/۵	۰/۵	۰/۳
کل مصرف انرژی	۱۹/۳	۱۲/۱	۱۳/۳	۱۴/۳	۱۵/۸	۱۷/۱

جدول (۷-۶): مصرف انرژی بخشهای مختلف به تفکیک حامل های انرژی... ادامه

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۶۴	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹
خانگی و تجاری						
فرآورده های نفتی	۸۱/۸	۶۸/۶	۷۶/۵	۷۶/۶	۸۶/۵	۸۰/۴
گاز طبیعی	۲۰/۷	۲۱/۰	۱۶/۷	۱۶/۷	۱۶/۸	۲۰/۹
سوخت های جامد	۳/۵	۳/۵	۳/۳	۳/۴	۳/۲	۳/۲
برق	۱۱/۸	۱۳/۱	۱۴/۱	۱۴/۵	۱۶/۰	۱۷/۶
کل مصرف انرژی	۱۱۷/۸	۱۰۶/۲	۱۱۰/۶	۱۱۱/۲	۱۲۲/۵	۱۲۲/۱
صنعت						
فرآورده های نفتی	۶۳/۱	۵۹/۱	۶۲/۵	۶۲/۴	۶۵/۱	۶۶/۵
گاز طبیعی	۹/۴	۷/۵	۱۵/۵	۱۵/۵	۲۸/۲	۳۵/۰
سوخت های جامد	۶/۴	۶/۳	۶/۲	۶/۴	۴/۷	۴/۷
برق	۶/۷	۶/۷	۶/۲	۶/۲	۷/۵	۸/۷
کل مصرف انرژی	۸۵/۶	۷۹/۶	۹۰/۴	۹۰/۵	۱۰۵/۵	۱۱۴/۹
حمل و نقل						
فرآورده های نفتی	۸۲/۸	۷۸/۷	۸۴/۶	۸۳/۴	۹۰/۱	۹۶/۲
کشاورزی						
فرآورده های نفتی	۲۳/۶	۲۲/۶	۲۵/۱	۲۵/۰	۲۶/۴	۲۷/۵
برق	۱/۵	۱/۳	۱/۵	۱/۸	۲/۰	۲/۲
کل مصرف انرژی	۲۵/۱	۲۳/۹	۲۶/۶	۲۶/۸	۲۸/۴	۲۹/۷
نیروگاهها						
فرآورده های نفتی	۳۶/۲	۳۶/۵	۳۳/۵	۳۵/۶	۳۵/۸	۳۹/۹
گاز طبیعی	۲۵/۲	۲۴/۳	۳۴/۴	۳۶/۱	۴۳/۲	۵۳/۷
انرژی آبی	۸/۷	۱۱/۷	۱۳/۱	۱۱/۴	۱۱/۷	۹/۵
کل مصرف انرژی	۷۰/۱	۷۲/۵	۸۱/۰	۸۳/۱	۹۰/۷	۱۰۳/۱
پالایشگاهها						
فرآورده های نفتی	۱۵/۴	۱۳/۶	۱۴/۸	۱۴/۰	۱۱/۵	۱۱/۵
گاز طبیعی	۲/۱	۲/۳	۲/۴	۲/۴	۲/۰	۳/۹
برق	۰/۴	۰/۳	۰/۵	۰/۳	۰/۴	۰/۵
کل مصرف انرژی	۱۷/۹	۱۶/۲	۱۷/۷	۱۶/۷	۱۳/۹	۱۵/۹

جدول (۷-۶): مصرف انرژی بخشهای مختلف به تفکیک حامل های انرژی... ادامه

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵ ■
خانگی و تجاری						
فرآورده های نفتی	۸۴/۸	۹۵/۳	۱۰۹/۵	۱۱۶/۸	۱۰۸/۲	۱۱۵/۲
گاز طبیعی	۳۰/۲	۴۷/۰	۵۴/۲	۶۲/۰	۷۰/۶	۷۹/۷
سوخت های جامد	۳/۳	۳/۵	۳/۱	۳/۴	۲/۷	۲/۱
برق	۱۹/۶	۲۰/۱	۲۲/۳	۲۱/۷	۲۲/۳	۲۲/۹
کل مصرف انرژی	۱۳۷/۹	۱۶۵/۹	۱۸۹/۱	۲۰۳/۹	۲۰۳/۹	۲۲۰/۰
صنعت						
فرآورده های نفتی	۷۰/۷	۷۲/۳	۵۹/۳	۵۶/۳	۵۰/۵	۵۴/۱
گاز طبیعی	۴۳/۶	۴۴/۰	۴۸/۱	۵۶/۴	۶۸/۲	۸۲/۰
سوخت های جامد	۶/۳	۵/۸	۶/۲	۷/۳	۷/۶	۷/۴
برق	۹/۰	۱۰/۷	۱۲/۳	۱۵/۲	۱۵/۸	۱۶/۸
کل مصرف انرژی	۱۲۹/۶	۱۳۲/۸	۱۲۵/۹	۱۳۵/۲	۱۴۲/۰	۱۶۰/۲
حمل و نقل						
فرآورده های نفتی	۱۰۴/۰	۱۱۰/۷	۱۲۲/۳	۱۴۴/۶	۱۴۱/۹	۱۴۷/۴
کشاورزی						
فرآورده های نفتی	۲۹/۶	۳۱/۰	۲۸/۶	۲۸/۸	۲۷/۷	۲۹/۳
برق	۲/۳	۲/۱	۲/۴	۳/۱	۳/۲	۳/۴
کل مصرف انرژی	۳۱/۹	۳۳/۱	۳۱/۰	۳۱/۹	۳۰/۹	۳۲/۷
نیروگاهها						
فرآورده های نفتی	۴۱/۱	۴۰/۰	۴۴/۴	۴۵/۷	۵۳/۰	۵۵/۹
گاز طبیعی	۶۰/۰	۶۲/۲	۶۸/۷	۸۲/۶	۸۳/۴	۸۷/۲
انرژی آبی	۱۱/۰	۱۴/۶	۱۵/۳	۱۱/۶	۱۱/۳	۱۱/۵
کل مصرف انرژی	۱۱۲/۱	۱۱۶/۸	۱۲۸/۴	۱۳۹/۹	۱۴۷/۷	۱۵۴/۶
پالایشگاهها						
فرآورده های نفتی	۱۱/۵	۱۲/۵	۱۲/۳	۱۴/۵	۱۵/۸	۱۶/۶
گاز طبیعی	۶/۵	۷/۵	۹/۹	۶/۶	۶/۹	۶/۹
برق	۰/۵	۱/۴	۰/۷	۰/۷	۰/۷	۰/۸
کل مصرف انرژی	۱۸/۵	۲۱/۴	۲۲/۹	۲۱/۸	۲۳/۴	۲۴/۳

جدول (۷-۷): سهم انواع حاملهای انرژی در عرضه انرژی اولیه

(درصد)

شرح	۱۳۴۶	۱۳۴۷	۱۳۴۸	۱۳۴۹	۱۳۵۰	۱۳۵۱
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	۹۸/۷۵	۹۸/۸۰	۹۸/۸۴	۹۷/۸۶	۹۶/۲۸	۹۵/۶۱
گاز طبیعی	۰/۵۷	۰/۵۷	۰/۵۵	۱/۵۸	۳/۱۶	۳/۷۸
سوختهای جامد	۰/۱۰	۰/۱۰	۰/۱۰	۰/۱۰	۰/۰۹	۰/۱۳
برق آبی	۰/۱۰	۰/۱۲	۰/۱۷	۰/۱۸	۰/۲۴	۰/۲۸
سوختهای غیرتجاری	۰/۴۷	۰/۴۱	۰/۳۴	۰/۲۸	۰/۲۲	۰/۱۹
کل تولید انرژی اولیه	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
نسبت واردات به عرضه کل انرژی اولیه						
فراورده های نفتی	-	-	-	-	-	-
سوختهای جامد	-	-	-	-	-	-
کل واردات						
نسبت صادرات به تولید انرژی اولیه						
نفت خام و فراورده های نفتی	۹۳/۰۷	۹۲/۷۷	۹۲/۹۸	۹۳/۲۴	۹۱/۲۶	۹۰/۹۰
گاز طبیعی				۰/۴۳	۲/۰۷	۲/۶۷
کل صادرات	۹۳/۰۷	۹۲/۷۷	۹۲/۹۸	۹۳/۶۷	۹۳/۳۳	۹۳/۵۸
۲- نسبت بخش تبدیلات به						
عرضه کل انرژی اولیه						
تلفات تبدیل	۲/۴۱	۲/۶۶	۳/۷۰	۴/۱۵	۴/۹۱	۵/۵۱
مصرف بخش انرژی	۲۶/۲۰	۲۵/۹۰	۱۷/۹۰	۱۸/۸۱	۱۶/۱۳	۱۱/۷۷
کل مصرف در بخش انرژی	۲۸/۶۱	۲۸/۵۷	۲۱/۶۰	۲۲/۹۶	۲۱/۰۴	۱۷/۲۸
۳- نسبت مصرف نهائی به						
عرضه کل انرژی اولیه	۷۱/۳۶	۷۱/۴۳	۷۸/۴۰	۷۷/۰۴	۷۸/۹۶	۸۲/۷۲

جدول (۷-۷): سهم انواع حاملهای انرژی در عرضه انرژی اولیه...ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۵۲	۱۳۵۳	۱۳۵۴	۱۳۵۵	۱۳۵۶	۱۳۵۷
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	۹۵/۸۷	۹۵/۷۵	۹۵/۱۲	۹۵/۴۲	۹۵/۱۶	۹۵/۴۸
گاز طبیعی	۳/۶۰	۳/۶۹	۴/۲۵	۳/۹۶	۴/۱۸	۳/۵۱
سوختهای جامد	۰/۱۸	۰/۱۸	۰/۲۰	۰/۲۰	۰/۲۰	۰/۲۰
برق آبی	۰/۲۰	۰/۲۳	۰/۲۶	۰/۲۷	۰/۳۰	۰/۶۰
سوختهای غیر تجاری	۰/۱۶	۰/۱۵	۰/۱۶	۰/۱۵	۰/۱۶	۰/۲۱
کل تولید انرژی اولیه	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
نسبت واردات به عرضه کل انرژی اولیه						
فرآورده های نفتی	-	-	-	۰/۱۸	۰/۲۴	۱/۶۵
سرختهای جامد	۰/۱۴	۰/۲۴	۲/۲۵	۱/۸۳	۱/۶۴	۰/۷۸
کل واردات	۰/۱۴	۰/۲۴	۲/۲۵	۲/۰۱	۱/۸۸	۲/۴۳
نسبت صادرات به تولید انرژی اولیه						
نفت خام و فرآورده های نفتی	۹۰/۹۰	۹۰/۱۱	۸۷/۶۲	۸۷/۸۰	۸۲/۱۴	۸۲/۲۷
گاز طبیعی	۲/۴۴	۲/۵۰	۲/۹۲	۲/۵۹	۲/۶۰	۲/۰۰
کل صادرات	۹۳/۳۵	۹۲/۶۲	۹۰/۵۴	۹۰/۳۹	۸۴/۷۴	۸۴/۲۷
۲- نسبت بخش تبدیلات به						
عرضه کل انرژی اولیه						
تلفات تبدیل	۶/۴۷	۷/۴۳	۷/۸۶	۷/۶۰	۷/۹۵	۹/۹۶
مصرف بخش انرژی	۱۳/۹۶	۱۳/۳۴	۱۱/۷۴	۱۰/۹۹	۹/۴۳	۷/۸۲
کل مصرف در بخش انرژی	۲۰/۴۳	۲۰/۷۷	۱۹/۶۱	۱۸/۵۹	۱۷/۳۷	۱۷/۷۹
۳- نسبت مصرف نهائی به						
عرضه کل انرژی اولیه						
	۷۹/۵۷	۲۹/۲۳	۸۰/۳۹	۸۱/۴۱	۸۲/۶۳	۸۲/۲۱

جدول (۷-۷): سهم انواع حاملهای انرژی در عرضه انرژی اولیه... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۵۸	۱۳۵۹	۱۳۶۰	۱۳۶۱	۱۳۶۲	۱۳۶۳
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	۹۴/۶۹	۹۲/۲۳	۹۱/۴۸	۹۴/۰۸	۹۳/۶۲	۹۲/۰۲
گاز طبیعی	۴/۱۲	۴/۹۹	۵/۵۱	۴/۱۸	۴/۷۱	۶/۱۶
سوختهای جامد	۰/۲۹	۰/۷۰	۰/۷۰	۰/۴۳	۰/۴۳	۰/۴۹
برق آبی	۰/۶۴	۱/۵۰	۱/۶۹	۰/۹۷	۰/۹۲	۰/۹۶
سوختهای غیر تجاری	۰/۲۶	۰/۵۸	۰/۶۳	۰/۳۴	۰/۳۳	۰/۳۷
کل تولید انرژی اولیه	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
نسبت واردات به عرضه کل انرژی اولیه						
فرآورده های نفتی	۱/۳۶	۱/۳۰	۸/۱۷	۱۰/۴۴	۱۷/۱۰	۹/۸۵
سوختهای جامد	۱/۴۰	۱/۵۴	۱/۰۱	۱/۵۲	۱/۱۳	۰/۵۰
کل واردات	۲/۷۶	۲/۸۴	۹/۱۸	۱۱/۹۶	۱۸/۲۴	۱۰/۳۵
نسبت صادرات به تولید انرژی اولیه						
نفت خام و فرآورده های نفتی	۷۸/۵۰	۵۵/۹۰	۵۹/۱۰	۷۵/۶۵	۷۲/۳۶	۶۴/۹۵
گاز طبیعی	۱/۶۵	-	-	-	-	-
کل صادرات	۸۰/۱۶	۵۵/۹۰	۵۹/۱۰	۷۵/۶۵	۷۲/۳۶	۶۴/۹۵
۲- نسبت بخش تبدیلات به						
عرضه کل انرژی اولیه						
تلفات تبدیل	۱۰/۴۹	۱۱/۰۸	۱۱/۷۰	۱۱/۸۲	۱۱/۷۶	۱۱/۹۳
مصرف بخش انرژی	۷/۳۱	۴/۹۱	۵/۱۵	۴/۹۴	۴/۵۹	۴/۵۰
کل مصرف در بخش انرژی	۱۷/۷۹	۱۵/۹۹	۱۶/۸۵	۱۶/۷۷	۱۶/۳۵	۱۶/۴۴
۳- نسبت مصرف نهائی به						
عرضه کل انرژی اولیه						
	۸۲/۲۱	۸۴/۰۱	۸۳/۱۵	۸۳/۲۳	۸۳/۶۵	۸۳/۵۶

جدول (۷-۷): سهم انواع حاملهای انرژی در عرضه انرژی اولیه... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۶۴	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	۹۲/۴۵	۹۱/۳۹	۹۰/۷۶	۹۰/۹۹	۸۹/۷۲	۸۷/۵۵
گاز طبیعی	۵/۸۲	۶/۳۳	۷/۰۸	۷/۰۷	۸/۷۱	۱۱/۲۴
سوختهای جامد	۰/۵۰	۰/۵۴	۰/۴۹	۰/۵۰	۰/۳۲	۰/۲۷
برق آبی	۰/۸۸	۱/۳۴	۱/۳۳	۱/۱۱	۰/۹۸	۰/۷۰
سوختهای غیرتجاری	۰/۳۵	۰/۴۰	۰/۳۴	۰/۳۳	۰/۲۷	۰/۲۴
کل تولید انرژی اولیه	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
نسبت واردات به عرضه کل انرژی اولیه						
فرآورده های نفتی	۱۶/۲۷	۱۶/۳۹	۱۷/۹۷	۱۶/۹۶	۱۰/۵۰	۸/۷۰
سوختهای جامد	۰/۳۸	۰/۴۳	۰/۳۵	۰/۳۲	۰/۲۰	۰/۲۰
کل واردات	۱۶/۶۵	۱۶/۸۲	۱۸/۳۲	۱۷/۲۸	۱۰/۷۰	۸/۹۰
نسبت صادرات به تولید انرژی اولیه						
نفت خام و فرآورده های نفتی	۶۵/۹۶	۶۵/۰۶	۶۴/۶۳	۶۶/۵۵	۶۳/۹۰	۶۶/۵۰
گاز طبیعی	-	-	-	-	-	۱/۰۰
کل صادرات	۶۵/۹۶	۶۵/۰۶	۶۴/۶۳	۶۶/۵۵	۶۳/۹۰	۶۷/۵۰
۲- نسبت بخش تبدیلات به						
عرضه کل انرژی اولیه						
تلفات تبدیل	۱۲/۷۸	۱۳/۹۴	۱۳/۹۵	۱۴/۱۲	۱۴/۸۸	۱۵/۴۸
مصرف بخش انرژی	۴/۵۶	۴/۳۵	۳/۷۲	۳/۴۸	۵/۶۴	۶/۱۰
کل مصرف در بخش انرژی	۱۷/۳۳	۱۸/۲۹	۱۷/۶۷	۱۷/۶۱	۲۰/۵۱	۲۱/۵۹
۳- نسبت مصرف نهائی به						
عرضه کل انرژی اولیه						
	۸۲/۶۷	۸۱/۷۱	۸۲/۳۲	۸۲/۳۹	۷۹/۴۹	۷۸/۴۱

جدول (۷-۷): سهم انواع حاملهای انرژی در عرضه انرژی اولیه... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵ ■
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	۸۵/۵۹	۸۶/۶۴	۸۶/۱۸	۸۴/۷۱	۸۳/۹۴	۸۲/۶۷
گاز طبیعی	۱۳/۱۷	۱۲/۰۱	۱۲/۴۸	۱۴/۱۰	۱۴/۹۴	۱۶/۲۸
سوختهای جامد	۰/۲۶	۰/۱۹	۰/۲۲	۰/۲۸	۰/۳۰	۰/۲۶
برق آبی	۰/۷۶	۰/۹۴	۰/۹۳	۰/۷۰	۰/۶۶	۰/۶۶
سوختهای غیرتجاری	۰/۲۳	۰/۲۲	۰/۱۹	۰/۲۰	۰/۱۶	۰/۱۲
کل تولید انرژی اولیه	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
نسبت واردات به عرضه کل انرژی اولیه						
فرآورده های نفتی	۷/۹۴	۱۰/۰۳	۸/۳۲	۵/۵۴	۳/۹۸	۵/۰۳
سوختهای جامد	۰/۵۱	۰/۴۷	۰/۴۱	۰/۴۱	۰/۳۷	۰/۳۸
کل واردات	۸/۴۵	۱۰/۵۰	۸/۷۳	۵/۹۵	۴/۳۵	۵/۴۱
نسبت صادرات به تولید انرژی اولیه						
نفت خام و فرآورده های نفتی	۶۵/۱۰	۶۵/۵۹	۶۳/۷۹	۵۹/۵۹	۵۸/۴۴	۵۶/۹۲
گاز طبیعی	۱/۲۳	۰/۱۷	—	۰/۰۵	—	—
برق	—	—	—	۰/۰۱	۰/۰۱	۰/۰۱
سوختهای جامد	۰/۰۲	۰/۰۱	۰/۰۱	۰/۰۲	۰/۰۱	۰/۰۰
کل صادرات	۶۶/۳۵	۶۵/۷۶	۶۳/۷۹	۵۹/۶۷	۵۸/۴۶	۵۶/۹۳
۲- نسبت بخش تبدیلات به						
عرضه کل انرژی اولیه						
تلفات تبدیل	۱۵/۶۵	۱۴/۹۸	۱۴/۵۲	۱۵/۴۶	۱۵/۸۶	۱۵/۴۷
مصرف بخش انرژی	۶/۰۳	۶/۱۶	۷/۱۰	۶/۳۳	۸/۰۶	۶/۷۳
کل مصرف در بخش انرژی	۲۱/۶۸	۲۱/۱۵	۲۱/۶۲	۲۱/۸۰	۲۳/۹۲	۲۲/۲۰
۳- نسبت مصرف نهائی به						
عرضه کل انرژی اولیه						
	۷۸/۳۲	۷۸/۸۵	۷۸/۳۸	۷۸/۲۰	۷۶/۰۸	۷۷/۸۰

جدول (۷-۸): سهم مصرف کنندگان نهائی درکل مصرف حامل های انرژی

(درصد)

شرح	۱۳۴۶	۱۳۴۷	۱۳۴۸	۱۳۴۹	۱۳۵۰	۱۳۵۱
۴- مصرف نهائی انرژی						
فرآورده های نفتی						
خانگی و تجاری	۳۵/۹۹	۳۵/۸۴	۳۶/۶۱	۳۴/۶۹	۳۴/۰۲	۳۵/۶۱
صنعت	۲۵/۳۱	۲۵/۵۶	۲۴/۸۸	۲۴/۹۳	۲۴/۵۹	۲۳/۷۴
حمل و نقل	۲۷/۷۶	۲۷/۵۷	۲۷/۳۴	۲۹/۱۹	۲۹/۵۵	۲۹/۳۵
کشاورزی	۶/۲۷	۶/۴۶	۶/۳۵	۶/۵۸	۶/۵۸	۶/۵۷
مصارف غیرانرژی	۴/۶۷	۴/۵۷	۴/۸۱	۴/۶۱	۵/۲۷	۴/۷۳
کل مصرف فرآورده های نفتی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	—	—	—	—	—	۰/۷۶
صنعت	۲۸/۵۷	۳۷/۵۰	۴۰/۰۰	۴/۹۰	۵/۰۰	۱۲/۲۱
مصارف غیرانرژی	۷۱/۴۳	۶۲/۵۰	۶۰/۰۰	۹۵/۱۰	۹۵/۰۰	۸۷/۰۲
کل مصرف گاز طبیعی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
سوخت های جامد						
خانگی و تجاری	۸۱/۸۲	۷۹/۶۳	۷۶/۳۶	۷۴/۰۷	۷۰/۳۷	۵۹/۶۸
صنعت	۱۸/۱۸	۲۰/۳۷	۲۳/۶۴	۲۵/۹۳	۲۹/۶۳	۴۰/۳۲
کل مصرف سوخت های جامد	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
برق						
خانگی و تجاری	۳۱/۸۲	۳۶/۰۰	۳۶/۶۷	۳۶/۱۱	۳۴/۸۸	۳۵/۲۹
صنعت	۶۸/۱۸	۶۴/۰۰	۶۰/۰۰	۶۱/۱۱	۶۲/۷۹	۶۲/۷۵
کشاورزی	—	—	۳/۳۳	۲/۷۸	۲/۳۳	۱/۹۶
سایر مصارف	—	—	—	—	—	—
کل مصرف برق	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

جدول (۷-۸): سهم مصرف کنندگان نهائی در کل مصرف حامل های انرژی ... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۵۲	۱۳۵۳	۱۳۵۴	۱۳۵۵	۱۳۵۶	۱۳۵۷
۴- مصرف نهائی انرژی						
فرآورده های نفتی						
خانگی و تجاری	۳۳/۳۶	۳۳/۵۸	۳۲/۲۲	۳۱/۸۷	۳۱/۲۷	۳۱/۲۲
صنعت	۲۳/۳۶	۲۳/۱۴	۲۱/۲۷	۲۱/۵۵	۲۱/۶۳	۲۱/۵۹
حمل و نقل	۳۱/۱۴	۳۱/۰۷	۳۲/۸۰	۳۳/۴۷	۳۴/۰۶	۳۴/۳۱
کشاورزی	۶/۸۹	۶/۷۵	۷/۰۶	۷/۰۵	۷/۰۹	۷/۱۰
مصارف غیرانرژی	۵/۲۶	۵/۴۶	۵/۶۶	۶/۰۵	۵/۹۵	۵/۷۸
کل مصرف فرآورده های نفتی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۰/۶۵	۰/۷۰	۱/۳۳	۲/۹۹	۷/۶۰	۹/۷۰
صنعت	۲۴/۰۳	۳۱/۶۹	۳۵/۳۳	۴۱/۳۲	۳۵/۶۷	۲۲/۳۹
مصارف غیرانرژی	۷۵/۳۲	۶۷/۶۱	۶۳/۳۳	۵۵/۶۹	۵۶/۷۳	۶۷/۹۱
کل مصرف گاز طبیعی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
سوخت های جامد						
خانگی و تجاری	۴۵/۴۵	۴۲/۵۰	۲۸/۵۷	۲۸/۸۱	۲۹/۱۷	۳۹/۵۳
صنعت	۵۴/۵۵	۵۷/۵۰	۷۱/۴۳	۷۱/۱۹	۷۰/۸۳	۶۰/۴۷
کل مصرف سوخت های جامد	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
برق						
خانگی و تجاری	۳۴/۹۲	۳۳/۳۳	۳۷/۵۰	۳۹/۷۷	۴۱/۸۴	۴۸/۰۰
صنعت	۶۳/۴۹	۶۳/۸۹	۶۰/۰۰	۵۷/۹۵	۵۵/۱۰	۴۹/۰۰
کشاورزی	۱/۵۹	۲/۷۸	۲/۵۰	۲/۲۷	۳/۰۶	۳/۰۰
سایر مصارف	-	-	-	-	-	-
کل مصرف برق	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

جدول (۷-۸): سهم مصرف کنندگان نهائی درکل مصرف حامل های انرژی... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۵۸	۱۳۵۹	۱۳۶۰	۱۳۶۱	۱۳۶۲	۱۳۶۳
۴- مصرف نهائی انرژی						
فرآورده های نفتی						
خانگی و تجاری	۳۴/۱۱	۳۱/۶۸	۳۰/۱۰	۳۱/۰۶	۳۱/۴۰	۲۹/۳۲
صنعت	۲۱/۲۵	۲۳/۹۶	۲۵/۱۶	۲۴/۸۴	۲۳/۳۶	۲۲/۸۹
حمل و نقل	۳۲/۵۲	۳۱/۴۸	۳۰/۴۰	۳۰/۵۵	۳۰/۹۳	۳۰/۲۹
کشاورزی	۶/۹۰	۷/۲۷	۷/۷۰	۸/۲۹	۸/۲۴	۷/۹۹
مصارف غیرانرژی	۵/۲۳	۵/۶۰	۶/۶۴	۵/۲۶	۶/۰۶	۹/۵۱
کل مصرف فرآورده های نفتی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۲۱/۵۷	۴۱/۸۶	۶۲/۲۶	۵۵/۴۵	۵۹/۵۲	۶۳/۷۸
صنعت	۹/۱۵	۲۵/۵۸	۳۶/۴۸	۴۳/۶۴	۳۹/۶۸	۳۵/۵۸
مصارف غیرانرژی	۶۹/۲۸	۳۲/۵۶	۱/۲۶	۰/۹۱	۰/۷۹	۰/۶۴
کل مصرف گاز طبیعی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
سوخت های جامد						
خانگی و تجاری	۳۱/۸۲	۳۰/۰۹	۳۵/۲۹	۲۸/۲۳	۲۹/۴۱	۳۵/۰۰
صنعت	۶۸/۱۸	۶۹/۹۱	۶۴/۷۱	۷۱/۷۷	۷۰/۵۹	۶۵/۰۰
کل مصرف سوخت های جامد	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
برق						
خانگی و تجاری	۵۰/۹۱	۵۲/۲۱	۵۴/۰۳	۵۸/۶۲	۵۷/۸۳	۵۸/۱۵
صنعت	۴۶/۳۶	۴۴/۲۵	۴۱/۹۴	۳۶/۵۵	۳۶/۷۵	۳۵/۸۷
کشاورزی	۲/۷۳	۳/۵۴	۴/۰۳	۴/۸۳	۵/۴۲	۵/۹۸
سایر مصارف	-	-	-	-	-	-
کل مصرف برق	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

جدول (۷-۸): سهم مصرف کنندگان نهائی در کل مصرف حامل های انرژی ... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۶۴	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹
۴- مصرف نهائی انرژی						
فراآورده های نفتی						
خانگی و تجاری	۳۱/۹۱	۲۸/۴۵	۲۹/۰۹	۲۸/۹۵	۳۰/۸۹	۲۸/۲۶
صنعت	۲۳/۸۳	۲۴/۵۰	۲۳/۷۸	۲۳/۶۰	۲۳/۲۵	۲۳/۳۸
حمل و نقل	۳۱/۳۱	۳۲/۶۵	۳۲/۲۰	۳۱/۵۵	۳۲/۱۸	۳۳/۸۰
کشاورزی	۸/۹۲	۹/۳۸	۹/۵۶	۹/۴۴	۹/۴۲	۹/۶۷
مصارف غیرانرژی	۵/۰۳	۵/۰۲	۵/۳۶	۶/۴۷	۴/۲۵	۴/۸۸
کل مصرف فراآورده های نفتی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۶۸/۳۲	۷۳/۱۷	۵۰/۷۶	۴۹/۱۲	۳۱/۱۷	۲۷/۹۰
صنعت	۳۱/۰۲	۲۶/۱۳	۴۷/۱۱	۴۵/۵۹	۵۲/۳۳	۴۶/۷۳
مصارف غیرانرژی	۰/۶۶	۰/۷۰	۲/۱۳	۵/۲۹	۱۶/۵۱	۲۵/۳۷
کل مصرف گاز طبیعی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
سوخت های جامد						
خانگی و تجاری	۳۵/۳۵	۳۵/۷۱	۳۴/۷۴	۳۴/۶۹	۴۰/۵۱	۴۰/۵۱
صنعت	۶۴/۶۵	۶۴/۲۹	۶۵/۲۶	۶۵/۳۱	۵۹/۴۹	۵۹/۴۹
کل مصرف سوخت های جامد	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
برق						
خانگی و تجاری	۵۹/۰۰	۶۲/۰۹	۶۳/۲۳	۶۲/۷۷	۶۰/۶۱	۵۹/۴۶
صنعت	۳۳/۵۰	۳۱/۷۵	۲۷/۸۰	۲۶/۸۴	۲۸/۴۱	۲۹/۳۹
کشاورزی	۷/۵۰	۶/۱۶	۶/۷۳	۷/۷۹	۷/۵۸	۷/۴۳
سایر مصارف	—	—	۲/۲۴	۲/۶۰	۳/۴۱	۳/۷۲
کل مصرف برق	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

جدول (۷-۸): سهم مصرف کنندگان نهائی در کل مصرف حامل های انرژی... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵ ■
۳- مصرف نهائی انرژی						
فرآورده های نفتی						
خانگی و تجاری	۲۷/۷۱	۲۸/۸۰	۳۱/۱۳	۳۱/۴۶	۳۰/۹۱	۳۱/۱۲
صنعت	۲۳/۱۰	۲۱/۸۵	۱۶/۸۴	۱۵/۱۶	۱۴/۴۳	۱۴/۶۰
حمل و نقل	۳۳/۹۸	۳۳/۴۵	۳۴/۷۵	۳۸/۹۳	۴۰/۵۲	۳۹/۸۱
کشاورزی	۹/۶۶	۹/۳۷	۸/۱۲	۷/۷۶	۷/۹۰	۷/۹۱
مصارف غیرانرژی	۵/۵۵	۶/۵۳	۹/۱۶	۶/۶۹	۶/۲۴	۶/۵۶
کل مصرف فرآورده های نفتی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۳۰/۸۲	۴۳/۰۰	۴۷/۶۳	۴۷/۳۰	۴۶/۳۷	۴۵/۷۵
صنعت	۴۴/۴۹	۴۰/۲۶	۴۲/۲۷	۴۳/۰۸	۴۴/۸۰	۴۷/۰۸
مصارف غیرانرژی	۲۴/۶۹	۱۶/۷۴	۱۰/۱۰	۹/۶۲	۸/۸۳	۷/۱۷
کل مصرف گاز طبیعی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
سوخت های جامد						
خانگی و تجاری	۳۴/۳۱	۳۷/۷۱	۳۳/۱۰	۳۱/۷۹	۲۶/۶۴	۲۲/۰۶
صنعت	۶۵/۶۹	۶۲/۲۹	۶۶/۹۰	۶۸/۲۱	۷۳/۳۶	۷۷/۹۴
کل مصرف سوخت های جامد	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
برق						
خانگی و تجاری	۶۱/۰۶	۵۸/۹۴	۵۸/۹۵	۵۲/۹۴	۵۲/۶۰	۵۱/۱۵
صنعت	۲۸/۰۴	۳۱/۳۸	۳۲/۴۵	۳۶/۹۲	۳۷/۱۸	۳۷/۴۲
کشاورزی	۷/۱۷	۶/۱۶	۶/۳۹	۷/۵۶	۷/۶۳	۷/۶۷
سایر مصارف	۳/۷۴	۳/۵۲	۲/۲۱	۲/۵۸	۲/۵۹	۳/۷۵
کل مصرف برق	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

جدول (۷-۹): سهم بخش‌ها در کل مصرف نهائی انرژی

(درصد)

شرح	۱۳۴۶	۱۳۴۷	۱۳۴۸	۱۳۴۹	۱۳۵۰	۱۳۵۱
۴- مصرف نهائی انرژی						
فرآورده های نفتی						
خانگی و تجاری	۳۰/۳۰	۳۰/۵۶	۳۱/۳۱	۲۶/۳۵	۲۵/۸۲	۲۶/۹۷
صنعت	۲۱/۳۱	۲۱/۸۰	۲۱/۲۸	۱۸/۹۴	۱۸/۶۶	۱۷/۹۸
حمل و نقل	۲۳/۳۷	۲۳/۵۱	۲۳/۳۸	۲۲/۱۷	۲۲/۴۲	۲۲/۲۳
کشاورزی	۵/۲۸	۵/۵۱	۵/۴۳	۴/۹۹	۴/۹۹	۴/۹۸
مصارف غیرانرژی	۳/۹۳	۳/۹۰	۴/۱۱	۳/۵۰	۴/۰۰	۳/۵۸
کل مصرف فرآورده های نفتی	۸۴/۲۶	۸۵/۲۶	۸۵/۵۴	۷۵/۹۶	۷۵/۹۱	۷۵/۷۲
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	-	-	-	-	-	۰/۱۰
صنعت	۰/۳۷	۰/۵۱	۰/۶۱	۰/۶۳	۰/۶۷	۱/۵۹
مصارف غیرانرژی	۰/۹۴	۰/۸۵	۰/۹۱	۱۲/۱۴	۱۲/۶۵	۱۱/۳۴
کل مصرف گاز طبیعی	۱/۳۱	۱/۳۶	۱/۵۲	۱۲/۷۷	۱۳/۳۲	۱۳/۰۳
سوختهای جامد						
خانگی و تجاری	۸/۴۳	۷/۲۹	۶/۳۹	۵/۰۱	۴/۲۲	۳/۶۸
صنعت	۱/۸۷	۱/۸۶	۱/۹۸	۱/۷۵	۱/۷۸	۲/۴۹
کل مصرف سوختهای جامد	۱۰/۳۱	۹/۱۵	۸/۳۷	۶/۷۶	۶/۰۰	۶/۱۷
برق						
خانگی و تجاری	۱/۳۱	۱/۵۳	۱/۶۷	۱/۶۳	۱/۶۶	۱/۷۹
صنعت	۲/۸۱	۲/۷۱	۲/۷۴	۲/۷۵	۳/۰۰	۳/۱۸
کشاورزی	-	-	۰/۱۵	۰/۱۳	۰/۱۱	۰/۱۰
سایر مصارف	-	-	-	-	-	-
کل مصرف برق	۴/۱۲	۴/۲۴	۴/۵۷	۴/۵۱	۴/۷۷	۵/۰۷
جمع	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

جدول (۷-۹): سهم بخش‌های مصرف نهایی انرژی... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۵۲	۱۳۵۳	۱۳۵۴	۱۳۵۵	۱۳۵۶	۱۳۵۷
۴- مصرف نهایی انرژی						
فرآورده های نفتی						
خانگی و تجاری	۲۴/۹۷	۲۵/۹۸	۲۴/۸۸	۲۵/۱۹	۲۵/۳۹	۲۶/۲۲
صنعت	۱۷/۴۸	۱۷/۹۰	۱۷/۲۰	۱۷/۰۳	۱۷/۵۶	۱۸/۱۳
حمل و نقل	۲۳/۳۰	۲۴/۰۴	۲۵/۳۳	۲۶/۴۵	۲۷/۶۵	۲۸/۸۱
کشاورزی	۵/۱۵	۵/۲۲	۵/۴۵	۵/۵۷	۵/۷۶	۵/۹۶
مصارف غیرانرژی	۳/۹۴	۴/۲۳	۴/۳۷	۴/۷۸	۴/۸۳	۴/۸۶
کل مصرف فرآورده های نفتی	۷۴/۸۳	۷۷/۳۹	۷۷/۲۴	۷۹/۰۲	۸۱/۲۰	۸۳/۹۸
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۰/۰۹	۰/۰۸	۰/۱۳	۰/۲۸	۰/۶۳	۰/۶۵
صنعت	۳/۱۷	۳/۴۶	۳/۴۶	۳/۸۸	۲/۹۵	۱/۵۰
مصارف غیرانرژی	۹/۹۳	۷/۳۸	۶/۱۹	۵/۲۳	۴/۶۹	۴/۵۶
کل مصرف گاز طبیعی	۱۳/۱۸	۱۰/۹۲	۹/۷۸	۹/۳۹	۸/۲۷	۶/۷۱
سوخت های جامد						
خانگی و تجاری	۳/۰۰	۲/۶۱	۲/۲۲	۱/۹۱	۱/۶۹	۱/۷۰
صنعت	۳/۶۰	۳/۵۴	۵/۵۴	۴/۷۲	۴/۱۱	۲/۶۰
کل مصرف سوخت های جامد	۶/۵۹	۶/۱۵	۷/۷۶	۶/۶۴	۵/۸۰	۴/۳۱
برق						
خانگی و تجاری	۱/۸۸	۱/۸۴	۱/۹۶	۱/۹۷	۱/۹۸	۲/۴۰
صنعت	۳/۴۲	۳/۵۴	۳/۱۳	۲/۸۷	۲/۶۱	۲/۴۵
کشاورزی	۰/۰۹	۰/۱۵	۰/۱۳	۰/۱۱	۰/۱۴	۰/۱۵
سایر مصارف	-	-	-	-	-	-
کل مصرف برق	۵/۳۹	۵/۵۴	۵/۲۲	۴/۹۵	۴/۷۴	۵/۰۱
جمع	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

جدول (۷-۹): سهم بخش‌ها در کل مصرف نهائی انرژی... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۵۸	۱۳۵۹	۱۳۶۰	۱۳۶۱	۱۳۶۲	۱۳۶۳
۴- مصرف نهائی انرژی						
فرآورده های نفتی						
خانگی و تجاری	۲۸/۲۵	۲۶/۲۵	۲۴/۷۰	۲۴/۷۵	۲۵/۵۵	۲۳/۸۱
صنعت	۱۷/۶۰	۱۹/۸۵	۲۰/۶۵	۱۹/۷۹	۱۹/۰۱	۱۸/۵۹
حمل و نقل	۲۶/۹۴	۲۶/۰۸	۲۴/۹۵	۲۴/۳۴	۲۵/۱۶	۲۴/۶۰
کشاورزی	۵/۷۲	۶/۰۲	۶/۳۲	۶/۶۱	۶/۷۱	۶/۴۹
مصارف غیرانرژی	۴/۳۳	۴/۶۴	۵/۴۵	۴/۱۹	۴/۹۳	۷/۷۲
کل مصرف فرآورده های نفتی	۸۲/۸۲	۸۲/۸۵	۸۲/۰۷	۷۹/۶۹	۸۱/۳۶	۸۱/۲۱
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۱/۵۲	۲/۶۱	۴/۶۱	۵/۰۷	۵/۲۱	۶/۲۷
صنعت	۰/۶۴	۱/۵۹	۲/۷۰	۳/۹۹	۳/۴۷	۳/۵۰
مصارف غیرانرژی	۴/۸۸	۲/۰۳	۰/۰۹	۰/۰۸	۰/۰۷	۰/۰۶
کل مصرف گاز طبیعی	۷/۰۴	۶/۲۳	۷/۴۱	۹/۱۴	۸/۷۵	۹/۸۴
سوخت های جامد						
خانگی و تجاری	۱/۶۱	۱/۶۴	۱/۶۸	۱/۴۵	۱/۲۱	۱/۱۰
صنعت	۳/۴۵	۳/۸۲	۳/۰۷	۳/۷۰	۲/۹۲	۲/۰۵
کل مصرف سوخت های جامد	۵/۰۷	۵/۴۶	۴/۷۵	۵/۱۵	۴/۱۳	۳/۱۵
برق						
خانگی و تجاری	۲/۵۸	۲/۸۵	۳/۱۲	۳/۵۳	۳/۳۳	۳/۳۷
صنعت	۲/۳۵	۲/۴۲	۲/۴۲	۲/۲۰	۲/۱۲	۲/۰۸
کشاورزی	۰/۱۴	۰/۱۹	۰/۲۳	۰/۲۹	۰/۳۱	۰/۳۵
سایر مصارف	-	-	-	-	-	-
کل مصرف برق	۵/۰۷	۵/۴۶	۵/۷۸	۶/۰۲	۵/۷۶	۵/۸۰
جمع	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

جدول (۷-۹): سهم بخش‌های مصرف نهائی انرژی... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۶۴	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹
۴- مصرف نهائی انرژی						
فرآورده های نفتی						
خانگی و تجاری	۲۵/۱۸	۲۲/۸۱	۲۳/۳۴	۲۳/۱۰	۲۳/۵۰	۲۰/۲۶
صنعت	۱۹/۴۱	۱۹/۶۵	۱۹/۰۸	۱۸/۸۳	۱۷/۶۸	۱۶/۷۶
حمل و نقل	۲۵/۵۰	۲۶/۱۸	۲۵/۸۴	۲۵/۱۸	۲۴/۴۸	۲۴/۲۳
کشاورزی	۷/۲۷	۷/۵۲	۷/۶۷	۷/۵۳	۷/۱۷	۶/۹۳
مصارف غیرانرژی	۴/۰۹	۴/۰۳	۴/۳۰	۵/۱۶	۳/۲۳	۳/۵۰
کل مصرف فرآورده های نفتی	۸۱/۴۶	۸۰/۱۸	۸۰/۲۵	۷۹/۸۱	۷۶/۰۵	۷۱/۶۹
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۶/۳۷	۶/۹۹	۵/۱۰	۵/۰۴	۴/۵۶	۵/۲۶
صنعت	۲/۸۹	۲/۵۰	۴/۷۳	۴/۶۸	۷/۶۶	۸/۸۲
مصارف غیرانرژی	۰/۰۶	۰/۰۷	۰/۲۱	۰/۵۴	۲/۴۲	۴/۷۹
کل مصرف گاز طبیعی	۹/۳۳	۹/۵۵	۱۰/۰۴	۱۰/۲۶	۱۴/۶۴	۱۸/۸۷
سوخت های جامد						
خانگی و تجاری	۱/۰۸	۱/۱۶	۱/۰۱	۱/۰۳	۰/۸۷	۰/۸۱
صنعت	۱/۹۷	۲/۱۰	۱/۸۹	۱/۹۳	۱/۲۸	۱/۱۸
کل مصرف سوخت های جامد	۳/۰۵	۳/۲۶	۲/۹۰	۲/۹۶	۲/۱۵	۱/۹۹
برق						
خانگی و تجاری	۳/۶۳	۴/۳۶	۴/۳۰	۴/۳۸	۴/۳۵	۴/۴۳
صنعت	۲/۰۶	۲/۲۳	۱/۸۹	۱/۸۷	۲/۰۴	۲/۱۹
کشاورزی	۰/۴۶	۰/۴۳	۰/۴۶	۰/۵۴	۰/۵۴	۰/۵۵
سایر مصارف	—	—	۰/۱۵	۰/۱۸	۰/۲۴	۰/۲۸
کل مصرف برق	۶/۱۶	۷/۰۲	۶/۸۱	۶/۹۷	۷/۱۷	۷/۴۶
جمع	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

جدول (۹-۷): سهم بخشها در کل مصرف نهائی انرژی... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵ ■
۴- مصرف نهائی انرژی						
فرآورده های نفتی						
خانگی و تجاری	۱۹/۰۳	۱۹/۷۱	۲۱/۳۶	۲۱/۰۸	۱۹/۵۰	۱۹/۲۴
صنعت	۱۵/۸۶	۱۴/۹۵	۱۱/۵۶	۱۰/۱۶	۹/۱۰	۹/۰۳
حمل و نقل	۲۳/۳۳	۲۲/۸۹	۲۳/۸۴	۲۶/۰۹	۲۵/۵۶	۲۴/۶۲
کشاورزی	۶/۶۳	۶/۴۱	۵/۵۷	۵/۲۰	۴/۹۹	۴/۸۹
مصارف غیرانرژی	۳/۸۱	۴/۴۷	۶/۲۹	۴/۴۸	۳/۹۴	۴/۰۶
کل مصرف فرآورده های نفتی	۶۸/۶۶	۶۸/۴۳	۶۸/۶۲	۶۷/۰۲	۶۳/۰۸	۶۱/۸۴
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۶/۷۷	۹/۷۲	۱۰/۵۷	۱۱/۱۸	۱۲/۷۱	۱۳/۳۱
صنعت	۹/۷۸	۹/۱۰	۹/۳۸	۱۰/۱۹	۱۲/۲۸	۱۳/۷۰
مصارف غیرانرژی	۵/۴۳	۳/۷۸	۲/۲۴	۲/۲۷	۲/۴۲	۲/۰۹
کل مصرف گاز طبیعی	۲۱/۹۸	۲۲/۶۰	۲۲/۲۰	۲۳/۶۵	۲۷/۴۱	۲۹/۰۹
سوختهای جامد						
خانگی و تجاری	۰/۷۴	۰/۷۲	۰/۶۰	۰/۶۱	۰/۴۹	۰/۳۵
صنعت	۱/۴۲	۱/۲۰	۱/۲۲	۱/۳۱	۱/۳۶	۱/۲۳
کل مصرف سوختهای جامد	۲/۱۶	۱/۹۲	۱/۸۲	۱/۹۲	۱/۸۶	۱/۵۸
برق						
خانگی و تجاری	۴/۴۰	۴/۱۶	۴/۳۴	۳/۹۲	۴/۰۲	۳/۸۳
صنعت	۲/۰۲	۲/۲۱	۲/۳۹	۲/۷۴	۲/۸۴	۲/۸۰
کشاورزی	۰/۵۲	۰/۴۳	۰/۴۷	۰/۵۶	۰/۵۸	۰/۵۷
سایر مصارف	۰/۲۷	۰/۲۵	۰/۱۶	۰/۱۹	۰/۲۰	۰/۲۸
کل مصرف برق	۷/۲۰	۷/۰۵	۷/۳۷	۷/۴۱	۷/۶۵	۷/۴۸
جمع	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

جدول (۱۰-۷): سهم حاملهای مختلف انرژی درتامین انرژی بخشها

(درصد)

شرح	۱۳۴۶	۱۳۴۷	۱۳۴۸	۱۳۴۹	۱۳۵۰	۱۳۵۱
خانگی و تجاری						
فرآورده های نفتی	۷۵/۶۸	۷۷/۶۲	۷۹/۵۱	۷۹/۸۹	۸۱/۴۴	۸۲/۸۷
گاز طبیعی	—	—	—	—	—	۰/۳۱
سوختهای جامد	۲۱/۰۵	۱۸/۵۱	۱۶/۲۴	۱۵/۱۸	۱۳/۳۱	۱۱/۳۱
برق	۳/۲۷	۳/۸۷	۴/۲۵	۴/۹۳	۵/۲۵	۵/۵۰
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
صنعت						
فرآورده های نفتی	۸۰/۸۲	۸۱/۰۸	۷۹/۹۸	۷۷/۴۳	۷۷/۴۳	۷۱/۲۳
گاز طبیعی	۱/۴۲	۱/۸۹	۲/۲۹	۲/۶۰	۲/۷۶	۶/۳۱
سوختهای جامد	۷/۱۰	۶/۹۴	۷/۴۴	۷/۲۸	۷/۳۷	۹/۸۵
برق	۱۰/۶۵	۱۰/۰۹	۱۰/۳۰	۱۱/۴۴	۱۲/۴۴	۱۲/۶۱
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
حمل و نقل						
فرآورده های نفتی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
کشاورزی						
فرآورده های نفتی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۹۷/۲۸	۹۷/۵۶	۹۷/۸۳	۹۸/۰۴
برق	—	—	۲/۷۲	۲/۴۴	۲/۱۷	۱/۹۶
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
نیروگاهها						
فرآورده های نفتی	۷۲/۵۰	۷۰/۲۱	۶۳/۹۳	۶۵/۸۲	۴۹/۴۹	۳۷/۲۹
گاز طبیعی	۲/۵۰	۲/۱۳	۱/۶۴	۱/۲۷	۸/۰۸	۱۶/۱۰
انرژی آبی	۲۵/۰۰	۲۷/۶۶	۳۴/۴۳	۳۲/۹۱	۴۲/۴۲	۴۶/۶۱
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
پالایشگاهها						
فرآورده های نفتی	۷۴/۴۹	۷۵/۲۳	۵۸/۶۷	۶۶/۶۷	۶۵/۲۲	۵۱/۰۵
گاز طبیعی	۲۳/۹۸	۲۲/۹۰	۳۸/۶۷	۳۱/۲۸	۳۲/۶۱	۴۵/۴۵
برق	۱/۵۳	۱/۸۷	۲/۶۷	۲/۰۵	۲/۱۷	۳/۵۰
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

جدول (۷-۱۰): سهم حاملهای مختلف انرژی در تامین انرژی بخشها... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۵۲	۱۳۵۳	۱۳۵۴	۱۳۵۵	۱۳۵۶	۱۳۵۷
خانگی و تجاری						
فرآورده های نفتی	۸۳/۴۱	۸۵/۱۴	۸۵/۲۵	۸۵/۸۲	۸۵/۵۱	۸۴/۶۴
گاز طبیعی	۰/۲۹	۰/۲۵	۰/۴۵	۰/۹۶	۲/۱۲	۲/۱۰
سوختهای جامد	۱۰/۰۱	۸/۵۶	۷/۶۰	۶/۵۲	۵/۷۰	۵/۵۰
برق	۶/۲۹	۶/۰۵	۶/۷۰	۶/۷۱	۶/۶۷	۷/۷۶
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
صنعت						
فرآورده های نفتی	۶۳/۱۸	۶۲/۹۶	۵۸/۶۵	۵۹/۷۵	۶۴/۵۰	۷۳/۴۳
گاز طبیعی	۱۱/۴۵	۱۲/۱۷	۱۱/۷۸	۱۳/۶۱	۱۰/۸۳	۶/۰۹
سوختهای جامد	۱۳/۰۰	۱۲/۴۴	۱۸/۹۰	۱۶/۵۷	۱۵/۰۹	۱۰/۵۵
برق	۱۲/۳۸	۱۲/۴۴	۱۰/۶۷	۱۰/۰۶	۹/۵۸	۹/۹۴
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
حمل و نقل						
فرآورده های نفتی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
کشاورزی						
فرآورده های نفتی	۹۸/۳۷	۹۷/۱۴	۹۷/۶۶	۹۸/۰۲	۹۷/۵۴	۹۷/۵۴
برق	۱/۶۳	۲/۸۶	۲/۳۴	۱/۹۸	۲/۴۶	۲/۴۶
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
نیروگاهها						
فرآورده های نفتی	۴۸/۱۰	۴۰/۲۱	۴۶/۵۲	۴۸/۲۴	۴۴/۹۳	۴۵/۷۵
گاز طبیعی	۲۴/۰۵	۳۲/۴۷	۳۰/۰۰	۲۷/۴۵	۳۲/۷۷	۲۵/۵۱
انرژی آبی	۲۷/۸۵	۲۷/۳۲	۲۳/۴۸	۲۴/۳۱	۲۲/۳۰	۲۸/۷۴
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
پالایشگاهها						
فرآورده های نفتی	۶۵/۸۵	۶۶/۶۷	۷۱/۸۸	۶۷/۵۰	۷۶/۶۹	۸۴/۲۱
گاز طبیعی	۳۱/۷۱	۳۱/۰۵	۲۵/۴۵	۳۰/۰۰	۲۰/۷۶	۱۲/۶۳
برق	۲/۴۴	۲/۲۸	۲/۶۸	۲/۵۰	۲/۵۴	۳/۱۶
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

جدول (۷-۱۰): سهم حاملهای مختلف انرژی در تامین انرژی بخشها... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۵۸	۱۳۵۹	۱۳۶۰	۱۳۶۱	۱۳۶۲	۱۳۶۳
خانگی و تجاری						
فرآورده های نفتی	۸۳/۱۸	۷۸/۷۰	۷۲/۴۲	۷۱/۱۲	۷۲/۳۷	۶۸/۹۰
گاز طبیعی	۴/۴۸	۷/۸۲	۱۳/۵۲	۱۴/۵۶	۱۴/۷۵	۱۸/۱۵
سوخت های جامد	۴/۷۵	۴/۹۳	۴/۹۲	۴/۱۸	۳/۴۴	۳/۱۹
برق	۷/۵۹	۸/۵۵	۹/۱۵	۱۰/۱۴	۹/۴۴	۹/۷۶
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
صنعت						
فرآورده های نفتی	۷۳/۱۹	۷۱/۷۲	۷۱/۵۹	۶۶/۶۹	۶۹/۰۹	۷۰/۹۱
گاز طبیعی	۲/۶۸	۵/۷۶	۹/۳۶	۱۳/۴۳	۱۲/۶۲	۱۳/۳۴
سوخت های جامد	۱۴/۳۷	۱۳/۷۹	۱۰/۶۶	۱۲/۴۵	۱۰/۶۰	۷/۸۱
برق	۹/۷۷	۸/۷۰	۸/۴۰	۷/۴۲	۷/۷۰	۷/۹۳
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
حمل و نقل						
فرآورده های نفتی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
کشاورزی						
فرآورده های نفتی	۹۷/۶۴	۹۶/۸۹	۹۶/۴۵	۹۵/۷۹	۹۵/۵۵	۹۴/۹۳
برق	۲/۳۶	۳/۱۱	۳/۵۵	۴/۲۱	۴/۴۵	۵/۰۷
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
نیروگاهها						
فرآورده های نفتی	۳۹/۹۰	۴۰/۱۶	۴۲/۲۵	۳۸/۱۹	۴۳/۰۸	۴۷/۴۱
گاز طبیعی	۳۸/۰۸	۳۷/۰۵	۳۴/۹۸	۴۱/۰۷	۳۹/۹۳	۳۸/۴۶
انرژی آبی	۲۲/۰۲	۲۲/۸۰	۲۲/۷۷	۲۰/۷۴	۱۶/۹۹	۱۴/۱۳
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
پالایشگاهها						
فرآورده های نفتی	۸۲/۳۸	۸۰/۱۷	۸۸/۷۲	۸۶/۰۱	۸۶/۰۸	۸۵/۳۸
گاز طبیعی	۱۴/۵۱	۱۶/۵۳	۷/۵۲	۱۰/۴۹	۱۰/۷۶	۱۲/۸۷
برق	۳/۱۱	۳/۳۱	۳/۷۶	۳/۵۰	۳/۱۶	۱/۷۵
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

جدول (۷-۱۰): سهم حاملهای مختلف انرژی در تامین انرژی بخشها... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۶۴	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹
خانگی و تجاری						
فرآورده های نفتی	۶۹/۴۳	۶۴/۵۹	۶۹/۱۶	۶۸/۸۷	۷۰/۶۱	۶۵/۸۵
گاز طبیعی	۱۷/۵۸	۱۹/۷۸	۱۵/۱۰	۱۵/۰۲	۱۳/۷۲	۱۷/۱۱
سوختهای جامد	۲/۹۷	۳/۳۰	۲/۹۸	۳/۰۶	۲/۶۱	۲/۶۲
برق	۱۰/۰۲	۱۲/۳۴	۱۲/۵۷	۱۳/۰۴	۱۳/۰۶	۱۴/۴۱
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
صنعت						
فرآورده های نفتی	۷۳/۷۰	۷۴/۲۳	۶۹/۱۴	۶۸/۹۵	۶۱/۷۰	۵۷/۸۹
گاز طبیعی	۱۰/۹۹	۹/۴۳	۱۷/۱۴	۱۷/۱۳	۲۶/۷۳	۳۰/۴۵
سوختهای جامد	۷/۴۸	۷/۹۲	۶/۸۶	۷/۰۷	۴/۴۶	۴/۰۹
برق	۷/۸۳	۸/۴۲	۶/۸۶	۶/۸۵	۷/۱۱	۷/۵۷
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
حمل و نقل						
فرآورده های نفتی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
کشاورزی						
فرآورده های نفتی	۹۴/۰۳	۹۴/۵۶	۹۴/۳۷	۹۳/۲۷	۹۲/۹۵	۹۲/۶۰
برق	۵/۹۷	۵/۴۴	۵/۶۳	۶/۷۳	۷/۰۵	۷/۴۰
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
نیروگاهها						
فرآورده های نفتی	۵۱/۶۴	۵۰/۳۴	۴۱/۳۶	۴۲/۸۴	۳۹/۴۷	۳۸/۷۰
گاز طبیعی	۳۵/۹۵	۳۳/۵۲	۴۲/۴۷	۴۳/۴۴	۴۷/۶۳	۵۲/۰۹
انرژی آبی	۱۲/۴۱	۱۶/۱۴	۱۶/۱۷	۱۳/۷۲	۱۲/۹۰	۹/۲۱
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
پالایشگاهها						
فرآورده های نفتی	۸۶/۰۳	۸۳/۹۵	۸۳/۶۲	۸۳/۸۳	۸۲/۷۳	۷۲/۳۳
گاز طبیعی	۱۱/۷۳	۱۴/۲۰	۱۳/۵۶	۱۴/۳۷	۱۴/۳۹	۲۴/۵۳
برق	۲/۲۳	۱/۸۵	۲/۸۲	۱/۸۰	۲/۸۸	۳/۱۴
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

جدول (۱۰-۷): سهم حاملهای مختلف انرژی در تامین انرژی بخشها... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵ ■
خانگی و تجاری						
فرآورده های نفتی	۶۱/۵۰	۵۷/۴۴	۵۷/۹۲	۵۷/۲۹	۵۳/۰۹	۵۲/۳۹
گاز طبیعی	۲۱/۹۰	۲۸/۳۳	۴۸/۶۷	۳۰/۳۹	۳۴/۶۱	۳۶/۲۴
سوختهای جامد	۲/۳۹	۲/۱۱	۱/۶۳	۱/۶۶	۱/۳۵	۰/۹۵
برق	۱۴/۲۱	۱۲/۱۲	۱۱/۷۸	۱۰/۶۶	۱۰/۹۶	۱۰/۴۲
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
صنعت						
فرآورده های نفتی	۵۴/۵۵	۵۴/۴۵	۴۷/۰۸	۴۱/۶۵	۳۵/۵۷	۳۳/۷۴
گاز طبیعی	۳۳/۶۳	۳۳/۱۴	۳۸/۲۳	۴۱/۷۶	۴۷/۹۹	۵۱/۱۸
سوختهای جامد	۴/۸۷	۴/۳۵	۴/۹۵	۵/۳۸	۵/۳۳	۴/۶۱
برق	۶/۹۴	۸/۰۶	۹/۷۴	۱۱/۲۱	۱۱/۱۲	۱۰/۴۷
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
حمل و نقل						
فرآورده های نفتی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
کشاورزی						
فرآورده های نفتی	۹۲/۷۸	۹۳/۶۶	۹۲/۲۱	۹۰/۲۹	۸۹/۵۲	۸۹/۴۹
برق	۷/۲۲	۶/۳۴	۷/۷۹	۹/۷۱	۱۰/۴۸	۱۰/۵۱
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
نیروگاهها						
فرآورده های نفتی	۳۶/۶۶	۳۴/۲۵	۳۴/۵۵	۳۲/۶۹	۳۵/۸۶	۳۶/۱۴
گاز طبیعی	۵۳/۵۲	۵۳/۲۵	۵۳/۵۲	۵۹/۰۱	۵۶/۴۵	۵۶/۴۲
انرژی آبی	۹/۸۱	۱۲/۵۰	۱۱/۹۳	۸/۳۰	۷/۶۹	۷/۴۴
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
پالایشگاهها						
فرآورده های نفتی	۶۲/۱۶	۵۸/۴۱	۵۳/۶۸	۶۶/۴۳	۶۷/۶۱	۶۸/۵۵
گاز طبیعی	۳۵/۱۴	۳۵/۰۵	۴۳/۱۴	۳۰/۳۱	۲۹/۳۵	۲۸/۳۳
برق	۲/۷۰	۶/۵۴	۳/۱۸	۳/۲۵	۳/۰۴	۳/۱۲
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

جدول (۷-۱۱): رشد سالانه عرضه انرژی اولیه و بخش تبدیلات به تفکیک اجزاء

(درصد)

شرح	۱۳۴۷	۱۳۴۸	۱۳۴۹	۱۳۵۰	۱۳۵۱	۱۳۵۲
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	۹/۹۷	۱۸/۱۹	۱۳/۴۵	۱۸/۵۷	۱۱/۶۵	۱۵/۹۶
گاز طبیعی	۹/۰۹	۱۵/۰۰	۲۲۶/۰۹	۱۴۱/۷۸	۳۴/۵۶	۹/۹۷
سوختهای جامد	۱۰/۰۰	۱۸/۱۸	۷/۶۹	۱۴/۲۹	۵۶/۲۵	۶۰/۰۰
برق آبی	۳۰/۰۰	۶۱/۵۴	۲۳/۸۱	۶۱/۵۴	۳۰/۹۵	-۲۰/۰۰
سوختهای غیر تجاری	-۴/۴۴	-۲/۳۳	-۴/۷۶	-۵/۰۰	-۲/۶۳	-۵/۴۱
کل تولید	۹/۹۲	۱۸/۱۴	۱۴/۵۸	۲۰/۵۲	۱۲/۴۳	۱۵/۶۵
واردات						
فرآورده های نفتی	-	-	-	-	-	-
سوختهای جامد	-	-	-	-	-	-
کل واردات	-	-	-	-	-	-
صادرات						
نفت خام و فرآورده های نفتی	۹/۵۶	۱۸/۴۱	۱۴/۹۰	۱۷/۹۶	۱۱/۹۹	۱۵/۶۵
گاز طبیعی	-	-	-	۴۸۳/۶۱	۴۵/۲۲	۵/۸۰
کل صادرات	۹/۵۶	۱۸/۴۱	۱۵/۴۳	۲۰/۰۸	۱۲/۷۳	۱۵/۳۷
سخت کشتی های بین المللی	-	-	-۲۲/۲۲	-۱۴/۲۹	۱۱۶/۶۷	-۲۳/۰۸
عرضه کل انرژی اولیه	۱۰/۴۴	۱/۴۲	۲۳/۷۵	۱۰/۰۲	۶/۵۲	۲۰/۸۳
۲- بخش تبدیلات						
تلفات تبدیل	۲۲/۲۲	۴۰/۹۱	۳۸/۷۱	۳۰/۲۳	۱۹/۶۴	۴۱/۷۹
مصارف بخش انرژی	۹/۱۸	-۲۹/۹۱	۳۰/۰۰	-۵/۶۴	-۲۲/۲۸	۴۳/۳۶
کل مصرف در بخش انرژی	۱۰/۲۸	-۲۳/۳۱	۳۱/۴۹	۰/۸۴	-۱۲/۵۰	۴۲/۸۶
۳- مصرف نهائی انرژی						
	۱۰/۵۱	۱۱/۳۰	۲۱/۶۲	۱۲/۷۶	۱۱/۵۹	۱۶/۲۳

جدول (۷-۱۱): رشد سالانه عرضه انرژی اولیه و بخش تبدیلات به تفکیک اجزاء... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۵۳	۱۳۵۴	۱۳۵۵	۱۳۵۶	۱۳۵۷	۱۳۵۸
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	۲/۴۵	-۱۰/۵۵	۹/۵۱	-۴/۰۰	-۲۵/۰۴	-۱۸/۷۲
گاز طبیعی	۵/۲۲	۳/۷۸	۱/۷۱	۱/۴۵	-۳۷/۲۷	-۳/۶۹
سوخته‌های جامد	۵/۰۰	-	۴/۷۶	-	-۲۵/۰۰	۱۵/۱۵
برق آبی	۲۰/۴۵	۱/۸۹	۱۴/۸۱	۶/۴۵	۴۸/۴۸	-۱۳/۲۷
سوخته‌های غیر تجاری	-۲/۸۶	-	-	۲/۹۴	-۲/۸۶	۲/۹۴
کل تولید	۲/۵۸	-۹/۹۶	۹/۱۷	-۳/۷۴	-۲۵/۲۹	-۱۸/۰۴
واردات						
فرآورده های نفتی	-	-	-	۵۰/۰۰	۵۶۶/۶۷	-۱۰/۰۰
سوخته‌های جامد	۱۰۰/۰۰	۹۷۵/۰۰	-۶/۹۸	۲/۵۰	-۵۳/۶۶	۹۴/۷۴
کل واردات	۱۰۰/۰۰	۹۷۵/۰۰	۲/۳۳	۶/۸۲	۲۵/۵۳	۲۳/۷۳
صادرات						
نفت خام و فرآورده های نفتی	۱/۶۹	-۱۲/۴۴	۹/۳۹	-۵/۸۰	-۲۸/۴۶	-۲۱/۸۰
گاز طبیعی	۵/۱۲	۴/۸۷	-۳/۱۵	۱/۲۰	-۴۵/۱۸	-۳۲/۱۰
کل صادرات	۱/۷۸	-۱۱/۹۸	۸/۹۹	-۵/۶۰	-۲۸/۹۸	-۲۲/۰۴
سوخت کشتی های بین المللی	-۱۰/۰۰	-۱۱/۱۱	-۲۵/۰۰	۶۶/۶۷	-۳۰/۰۰	۴۲/۸۶
عرضه کل انرژی اولیه	۱۱/۸۰	۱۶/۲۰	۱۴/۴۹	۱۴/۶۵	-۲/۹۹	۸/۷۴
۲- بخش تبدیلات						
تلفات تبدیل	۲۸/۴۲	۲۲/۹۵	۱۰/۶۷	۱۹/۸۸	۲۱/۶۱	۱۴/۴۶
مصارف بخش انرژی	۶/۸۳	۲/۲۸	۷/۱۴	-۱/۶۷	-۱۹/۴۹	۱/۵۸
کل مصرف در بخش انرژی	۱۳/۶۷	۹/۶۸	۸/۵۶	۷/۱۴	۰/۶۹	۸/۸۰
۳- مصرف نهائی انرژی	۱۱/۳۳	۱۷/۹۲	۱۵/۹۴	۱۶/۳۷	-۳/۴۸	۸/۷۳

جدول (۷-۱۱): رشد سالانه عرضه انرژی اولیه و بخش تبدیلات به تفکیک اجزاء... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۵۹	۱۳۶۰	۱۳۶۱	۱۳۶۲	۱۳۶۳	۱۳۶۴
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	-۵۷/۰۲	-۲/۸۱	۸۶/۲۵	۰/۹۳	-۱۲/۵۱	۵/۶۹
گاز طبیعی	-۴۶/۵۳	۸/۱۹	۳۷/۲۲	۱۴/۲۵	۱۶/۵۰	-۰/۵۲
سوختهای جامد	۷/۸۹	-۲/۴۴	۱۲/۵۰	-	۲/۲۲	۶/۵۲
برق آبی	۳/۵۳	۱۰/۲۳	۴/۱۲	-۳/۹۶	-۷/۲۲	-۳/۳۳
سوختهای غیر تجاری	-۲/۸۶	۵/۸۸	-۲/۷۸	-	-	-
کل تولید	-۵۵/۸۸	-۲/۰۱	۸۱/۱۰	۱/۴۳	-۱۰/۹۹	۵/۲۰
واردات						
فرآورده های نفتی	-۱۱/۱۱	۵۵۹/۳۸	۴۳/۱۳	۹۵/۰۳	-۳۶/۵۰	۷۰/۸۶
سوختهای جامد	۲/۷۰	-۳۱/۵۸	۶۹/۲۳	-۱۱/۳۶	-۵۱/۲۸	-۲۱/۰۵
کل واردات	-۴/۱۱	۲۳۸/۵۷	۴۵/۹۹	۸۱/۵۰	-۳۷/۴۲	۶۶/۴۱
صادرات						
نفت خام و فرآورده های نفتی	-۶۸/۵۸	۳/۶۰	۱۳۱/۸۱	-۲/۹۷	-۲۰/۱۱	۶/۸۳
گاز طبیعی	-۱۰۰/۰۰	-	-	-	-	-
کل صادرات	-۶۹/۲۳	۳/۶۰	۱۳۱/۸۱	-۲/۹۷	-۲۰/۱۱	۶/۸۳
سوختهای کشتی های بین المللی	-۱۰۰/۰۰	#	-۸۸/۸۹	۵۰/۰۰	۳۳/۳۳	-۵۰/۰۰
عرضه کل انرژی اولیه	-۶/۷۲	۴/۸۰	۱۲/۰۴	۱۹/۰۵	۱۰/۲۴	۳/۴۸
۲- بخش تبدیلات						
تلفات تبدیل	-۱/۴۴	۱۰/۶۲	۱۳/۲۵	۱۸/۴۲	۱۱/۸۵	۱۰/۸۲
مصارف بخش انرژی	-۳۷/۳۱	۹/۹۲	۷/۵۲	۱۰/۴۹	۸/۲۳	۴/۶۸
کل مصرف در بخش انرژی	-۱۶/۱۷	۱۰/۴۱	۱۱/۴۹	۱۶/۰۸	۱۰/۸۳	۹/۱۳
۳- مصرف نهائی انرژی	-۴/۶۸	۳/۷۳	۱۲/۱۵	۱۹/۶۴	۱۰/۱۲	۲/۳۷

رقم ناچیزی باشد.

جدول (۷-۱۱): رشد سالانه عرضه انرژی اولیه و بخش تبدیلات به تفکیک اجزاء... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹
۱- عرضه انرژی اولیه					
تولید					
نفت خام	-۱۲/۹۷	۱۲/۰۶	۴/۶۵	۱۵/۲۱	۱۰/۸۹
گاز طبیعی	-۴/۳۴	۲۶/۳۲	۴/۱۷	۴۴/۰۰	۴۶/۶۵
سوختهای جامد	-۴/۰۸	۲/۱۳	۶/۲۵	-۲۵/۴۹	-۲/۶۳
برق آبی	۳۴/۴۸	۱۱/۹۷	-۱۲/۹۸	۲/۶۳	-۱۸/۸۰
سوختهای غیر تجاری	-	-۵/۷۱	۳/۰۳	-۵/۸۸	۰/۰۰
کل تولید	-۱۱/۹۶	۱۲/۸۴	۴/۳۹	۱۶/۸۳	۱۳/۶۵
واردات					
فرآورده های نفتی	-۵/۶۳	۱۸/۵۷	-۴/۶۲	-۲۸/۸۹	-۸/۲۵
سوختهای جامد	۶/۶۷	-۱۲/۵۰	-۷/۱۴	-۳۰/۷۷	۱۱/۱۱
کل واردات	-۵/۳۵	۱۷/۷۷	-۴/۶۶	-۲۸/۹۲	-۸/۸۹
صادرات					
نفت خام و فرآورده های نفتی	-۱۳/۱۵	۱۲/۰۹	۷/۴۸	۱۲/۱۵	۱۸/۴۰
گاز طبیعی	-	-	-	-	#
کل صادرات	-۱۳/۱۵	۱۲/۰۹	۷/۴۸	۱۲/۱۵	۲۰/۱۱
سوخت کشتی های بین المللی	۳۵۰/۰۰	۵۵/۵۶	۷/۱۴	۸۰/۰۰	-۲۹/۶۳
عرضه کل انرژی اولیه	-۶/۳۴	۸/۱۳	۱/۰۸	۱۵/۱۶	۹/۳۳
۲- بخش تبدیلات					
تلفات تبدیل	۲/۱۹	۸/۱۹	۲/۳۴	۲۱/۳۰	۱۳/۷۹
مصارف بخش انرژی	-۱۰/۶۱	-۷/۵۰	-۵/۴۱	۸۶/۴۳	۱۸/۳۹
کل مصرف در بخش انرژی	-۱/۱۷	۴/۴۶	۰/۷۱	۳۴/۱۸	۱۵/۰۵
۳- مصرف نهائی انرژی					
	-۷/۴۳	۸/۹۵	۱/۱۶	۱۱/۰۹	۷/۸۵

* رقم ناچیزی باشد.

جدول (۷-۱۱): رشد سالانه عرضه انرژی اولیه و بخش تبدیلات به تفکیک اجزاء... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵ ■
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	۴/۴۳	۸/۲۷	۵/۸۴	-۱/۸۶	۲/۳۷	-۰/۰۸
گاز طبیعی	۲۵/۰۸	-۲/۴۵	۱۰/۶۴	۱۲/۷۳	۹/۴۹	۱۰/۵۶
سوختهای جامد	۱/۴۶	-۱۹/۲۶	۱۹/۶۸	۲۹/۳۸	۸/۷۸	-۱۱/۵۴
برق آبی	۱۵/۷۹	۳۲/۷۳	۴/۹۶	-۲۴/۲۱	-۲/۲۸	۱/۳۹
سوختهای غیر تجاری	۳/۱۲	۶/۰۶	-۱۱/۸۵	۹/۷۹	-۱۸/۹۰	-۲۳/۹۳
کل تولید	۶/۸۲	۶/۹۷	۶/۴۰	-۰/۱۶	۳/۳۲	۱/۴۴
واردات						
فرآورده های نفتی	۱/۵۷	۳۶/۰۶	-۱۱/۵۲	-۲۷/۹۲	-۲۶/۰۳	۳۳/۵۰
سوختهای جامد	۱۹۲/۱۱	-۱/۵۲	-۶/۱۱	۸/۱۲	-۷/۳۳	۸/۱۹
کل واردات	۵/۷۶	۳۳/۷۸	-۱۱/۲۸	-۲۶/۲۱	-۲۴/۷۳	۳۱/۴۵
صادرات						
نفت خام و فرآورده های نفتی	۴/۴۹	۷/۷۷	۳/۴۷	-۶/۷۳	۱/۳۳	-۱/۲۰
گاز طبیعی	۳۶/۶۴	-۸۵/۴۷	—	—	—	—
برق	—	—	—	—	-۲۰/۳۰	۱۴۴/۵۹
سوختهای جامد	—	-۶۴/۴۰	-۲۶/۶۲	۲۷۰/۷۷	-۲۸/۸۵	-۷۴/۲۳
کل صادرات	۴/۹۹	۶/۰۲	۳/۲۱	-۶/۶۲	۱/۲۴	-۱/۲۱
سوخت کشتی های بین المللی	۲۶/۳۲	-۲۹/۱۷	۷۱/۸۴	۴۴/۲۴	۶/۱۵	-۲/۲۹
عرضه کل انرژی اولیه	۱۲/۴۳	۷/۷۴	۶/۶۸	۸/۳۰	۲/۹۷	۵/۴۹
۲- بخش تبدیلات						
تلفات تبدیل	۱۳/۶۵	۳/۱۴	۳/۳۹	۱۵/۳۱	۵/۶۳	۲/۹۱
مصارف بخش انرژی	۱۱/۰۰	۱۰/۲۰	۲۲/۸۱	-۳/۳۲	۳۰/۹۸	-۱۱/۹۴
کل مصرف در بخش انرژی	۱۲/۹۰	۵/۱۱	۹/۰۵	۹/۲۰	۱۳/۰۰	-۲/۰۹
۳- مصرف نهائی انرژی	۱۲/۳۰	۸/۴۷	۶/۰۵	۸/۰۵	۰/۱۸	۷/۸۸

جدول (۷-۱۲): رشد سالانه مصرف نهائی حامل انرژی در بخشهای مختلف

(درصد)

شرح	۱۳۴۷	۱۳۴۸	۱۳۴۹	۱۳۵۰	۱۳۵۱	۱۳۵۲
۳- مصرف نهائی انرژی						
فراورده های نفتی						
خانگی و تجاری	۱۱/۴۳	۱۴/۰۹	۲/۳۳	۱۰/۵۰	۱۶/۵۱	۷/۶۰
صنعت	۱۳/۰۱	۸/۷۱	۸/۲۳	۱۱/۱۰	۷/۵۰	۱۳/۰۰
حمل و نقل	۱۱/۱۴	۱۰/۷۴	۱۵/۳۰	۱۴/۰۶	۱۰/۵۹	۲۱/۸۴
کشاورزی	۱۵/۲۵	۹/۸۵	۱۱/۷۶	۱۲/۷۸	۱۱/۱۱	۲۰/۴۰
مصارف غیرانرژی	۹/۵۲	۱۷/۳۹	۳/۷۰	۲۸/۵۷	—	۲۷/۷۸
کل مصرف نهائی	۱۱/۹۰	۱۱/۶۷	۸/۰۱	۱۲/۶۷	۱۱/۳۲	۱۴/۸۶
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری						
صنعت	۵۰/۰۰	۳۳/۳۳	۲۵/۰۰	۲۰/۰۰	۱۶۶/۶۷	۱۳۱/۲۵
مصارف غیرانرژی	—	۲۰/۰۰	۱۵۱۶/۶۷	۱۷/۵۳	—	۱/۷۵
کل مصرف نهائی	۱۴/۲۹	۲۵/۰۰	۹۲۰/۰۰	۱۷/۶۵	۹/۱۷	۱۷/۵۶
سوختهای جامد						
خانگی و تجاری	-۴/۴۴	-۲/۳۳	-۴/۷۶	-۵/۰۰	-۲/۶۳	-۵/۴۱
صنعت	۱۰/۰۰	۱۸/۱۸	۷/۶۹	۱۴/۲۹	۵۶/۲۵	۶۸/۰۰
کل مصرف نهائی	-۱/۸۲	۱/۸۵	-۱/۸۲	—	۱۴/۸۱	۲۴/۱۹
برق						
خانگی و تجاری	۲۸/۵۷	۲۲/۲۲	۱۸/۱۸	۱۵/۳۸	۲۰/۰۰	۲۲/۲۲
صنعت	۶/۶۷	۱۲/۵۰	۲۲/۲۲	۲۲/۷۳	۱۸/۵۲	۲۵/۰۰
کشاورزی	—	—	—	—	—	—
سایر مصارف	—	—	—	—	—	—
کل مصرف نهائی برق	۱۳/۶۴	۲۰/۰۰	۲۰/۰۰	۱۹/۴۴	۱۸/۶۰	۲۳/۵۳
کل مصرف نهائی انرژی	۱۰/۵۹	۱۱/۳۰	۲۱/۶۲	۱۲/۷۶	۱۱/۵۹	۱۶/۲۳

جدول (۷-۱۲): رشد سالانه مصرف نهائی حامل انرژی در بخشهای مختلف... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۵۳	۱۳۵۴	۱۳۵۵	۱۳۵۶	۱۳۵۷	۱۳۵۸
۳- مصرف نهائی انرژی						
فراورده های نفتی						
خانگی و تجاری	۱۵/۹۱	۱۲/۹۰	۱۷/۳۵	۱۷/۳۱	-۰/۳۲	۱۷/۱۵
صنعت	۱۴/۰۵	۱۳/۲۷	۱۴/۷۸	۲۰/۰۱	-۰/۳۹	۵/۵۵
حمل و نقل	۱۴/۸۸	۲۴/۲۴	۲۱/۰۳	۲۱/۶۷	۰/۵۶	۱/۶۵
کشاورزی	۱۲/۷۹	۲۳/۱۲	۱۸/۵۴	۲۰/۱۸	-	۴/۲۰
مصارف غیرانرژی	۱۹/۵۷	۲۱/۸۲	۲۶/۸۷	۱۷/۶۵	-۳/۰۰	-۳/۰۹
کل مصرف نهائی	۱۵/۱۳	۱۷/۶۹	۱۸/۶۱	۱۹/۵۷	-۰/۱۷	۷/۲۴
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	-	۱۰۰/۰۰	۱۵۰/۰۰	۱۶۰/۰۰	-	۱۵۳/۸۵
صنعت	۲۱/۶۲	۱۷/۷۸	۳۰/۱۹	-۱۱/۵۹	-۵۰/۸۲	-۵۳/۳۳
مصارف غیرانرژی	-۱۷/۲۴	-۱/۰۴	-۲/۱۱	۴/۳۰	-۶/۱۹	۱۶/۴۸
کل مصرف نهائی	-۷/۷۹	۵/۶۳	۱۱/۳۳	۲/۴۰	-۲۱/۶۴	۱۴/۱۸
سوختهای جامد						
خانگی و تجاری	-۲/۸۶	-	-	۲/۹۴	-۲/۸۶	۲/۹۴
صنعت	۹/۵۲	۸۴/۷۸	-۱/۱۸	۱/۱۹	-۳۸/۸۲	۴۴/۲۳
کل مصرف نهائی	۳/۹۰	۴۸/۷۵	-۰/۸۴	۱/۶۹	-۲۸/۳۳	۲۷/۹۱
برق						
خانگی و تجاری	۹/۰۹	۲۵/۰۰	۱۶/۶۷	۱۷/۱۴	۱۷/۰۷	۱۶/۶۷
صنعت	۱۵/۰۰	۴/۳۵	۶/۲۵	۵/۸۸	-۹/۲۶	۴/۰۸
کشاورزی	۱۰۰/۰۰	-	-	۵۰/۰۰	-	-
سایر مصارف	-	-	-	-	-	-
کل مصرف نهائی برق	۱۴/۲۹	۱۱/۱۱	۱۰/۰۰	۱۱/۳۶	۲/۰۴	۱۰/۰۰
کل مصرف نهائی انرژی	۱۱/۳۳	۱۷/۹۲	۱۵/۹۴	۱۶/۳۷	-۳/۴۸	۸/۷۳

جدول (۷-۱۲): رشد سالانه مصرف نهائی حامل انرژی در بخشهای مختلف ... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۵۹	۱۳۶۰	۱۳۶۱	۱۳۶۲	۱۳۶۳	۱۳۶۴
۴- مصرف نهائی انرژی						
فرآورده های نفتی						
خانگی و تجاری	-۱۱/۴۳	-۲/۳۹	۱۲/۳۷	۲۳/۵۱	۲/۶۴	۸/۲۵
صنعت	۷/۵۴	۷/۹۱	۷/۴۹	۱۴/۹۰	۷/۷۱	۶/۹۰
حمل و نقل	-۷/۶۸	-۰/۸۰	۹/۴۵	۲۳/۶۸	۷/۶۳	۶/۱۵
کشاورزی	۰/۴۸	۸/۸۲	۱۷/۲۴	۲۱/۴۳	۶/۵۲	۱۴/۷۲
مصارف غیرانرژی	۲/۱۳	۲۱/۸۷	-۱۳/۶۸	۴۰/۵۹	۷۲/۵۴	-۴۵/۷۱
کل مصرف نهائی	-۴/۶۵	۲/۷۵	۸/۹۰	۲۲/۱۵	۹/۹۲	۲/۶۹
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۶۳/۶۴	۸۳/۳۳	۲۳/۲۳	۲۲/۹۵	۳۲/۶۷	۴/۰۲
صنعت	۱۳۵/۷۱	۷۵/۷۶	۶۵/۵۲	۴/۱۷	۱۱/۰۰	-۱۵/۳۲
مصارف غیرانرژی	-۶۰/۳۸	-۹۵/۲۴	-	-	-	-
کل مصرف نهائی	-۱۵/۶۹	۲۳/۲۶	۳۸/۳۶	۱۴/۵۵	۲۳/۸۱	-۲/۸۸
سوختهای جامد						
خانگی و تجاری	-۲/۸۶	۵/۸۸	-۲/۷۸	-	-	-
صنعت	۵/۳۳	-۱۶/۴۶	۳۴/۸۵	-۵/۶۲	-۲۲/۶۲	-۱/۵۴
کل مصرف نهائی	۲/۷۳	-۹/۷۳	۲۱/۵۷	-۴/۰۳	-۱۵/۹۷	-۱/۰۰
برق						
خانگی و تجاری	۵/۳۶	۱۳/۵۶	۲۶/۸۷	۱۲/۹۴	۱۱/۴۶	۱۰/۲۸
صنعت	-۱/۹۶	۴/۰۰	۱/۹۲	۱۵/۰۹	۸/۲۰	۱/۵۲
کشاورزی	۳۳/۳۳	۲۵/۰۰	۴۰/۰۰	۲۸/۵۷	۲۲/۲۲	۳۶/۳۶
سایر مصارف	-	-	-	-	-	-
کل مصرف نهائی برق	۲/۷۳	۹/۷۳	۱۶/۹۴	۱۴/۴۸	۱۰/۸۴	۸/۷۰
کل مصرف نهائی انرژی	-۴/۶۸	۳/۷۳	۱۲/۱۵	۱۹/۶۴	۱۰/۱۲	۲/۳۷

جدول (۱۲-۷): رشد سالانه مصرف نهائی حامل انرژی در بخشهای مختلف ... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹	۱۳۷۰
۴- مصرف نهائی انرژی						
فرآورده های نفتی						
خانگی و تجاری	-۱۶/۱۴	۱۱/۵۲	۰/۱۲	۱۲/۹۷	-۷/۰۲	۵/۴۷
صنعت	-۶/۳۳	۵/۸۴	-۰/۱۸	۴/۲۹	۲/۲۴	۶/۲۹
حمل و نقل	-۴/۹۹	۷/۵۵	-۱/۴۳	۷/۹۹	۶/۷۷	۸/۱۱
کشاورزی	-۴/۲۴	۱۱/۱۵	-۰/۶۸	۵/۶۹	۴/۳۶	۷/۴۰
مصارف غیرانرژی	-۹/۰۲	۱۶/۵۳	۲۱/۲۸	-۳۰/۴۱	۱۶/۸۱	۲۲/۳۰
کل مصرف نهائی	-۸/۸۹	۹/۰۵	۰/۶۱	۵/۸۶	۱/۶۶	۷/۵۶
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۱/۴۵	-۲۰/۴۸	۰/۰۰	۰/۶۰	۲۴/۴۰	۴۴/۵۰
صنعت	-۲۰/۲۱	۱۰۶/۶۷	۰/۰۰	۸۱/۹۴	۲۴/۱۱	۲۴/۵۷
مصارف غیرانرژی	-	۲۵۰/۰۰	۱۵۷/۱۴	۳۹۴/۴۴	۱۱۳/۴۸	۲۷/۳۷
کل مصرف نهائی	-۵/۲۸	۱۴/۶۳	۳/۳۴	۵۸/۵۳	۳۸/۹۶	۳۰/۸۴
سوختهای جامد						
خانگی و تجاری	-	-۵/۷۱	۳/۰۳	-۵/۸۸	۰/۰۰	۳/۱۲
صنعت	-۱/۵۶	-۱/۵۹	۳/۲۳	-۲۶/۵۶	۰/۰۰	۳۴/۴۴
کل مصرف نهائی	-۱/۰۱	-۳/۰۶	۳/۱۶	-۱۹/۳۹	۰/۰۰	۲۱/۷۶
برق						
خانگی و تجاری	۱۱/۰۲	۷/۶۳	۲/۸۴	۱۰/۳۴	۱۰/۰۰	۱۱/۳۶
صنعت	-	-۷/۴۶	۰/۰۰	۲۰/۹۷	۱۶/۰۰	۳/۴۵
کشاورزی	-۱۳/۳۳	۱۵/۳۸	۲۰/۰۰	۱۱/۱۱	۱۰/۰۰	۴/۵۵
سایر مصارف	-	-	۲۰/۰۰	۵۰/۰۰	۲۲/۲۲	۹/۰۹
کل مصرف نهائی برق	۵/۵۰	۵/۶۹	۳/۵۹	۱۴/۲۹	۱۲/۱۲	۸/۴۵
کل مصرف نهائی انرژی	-۷/۴۳	۸/۹۵	۱/۱۶	۱۱/۱۱	۷/۸۳	۱۲/۳۰

جدول (۷-۱۲): رشد سالانه مصرف نهائی حامل انرژی در بخشهای مختلف ... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵ ■
۴- مصرف نهائی انرژی					
فراورده های نفتی					
خانگی و تجاری	۱۲/۳۵	۱۴/۹۳	۶/۶۶	-۷/۳۷	۶/۴۸
صنعت	۲/۲۳	-۱۸/۰۴	-۵/۰۱	-۱۰/۲۵	۷/۰۲
حمل و نقل	۶/۴۴	۱۰/۴۶	۱۸/۲۴	-۱/۸۸	۳/۹۰
کشاورزی	۴/۸۵	-۷/۸۷	۰/۹۶	-۴/۰۲	۵/۸۴
مصارف غیرانرژی	۲۷/۰۶	۴۹/۳۰	-۲۲/۹۹	-۱۲/۰۴	۱۱/۲۳
کل مصرف نهائی	۸/۱۰	۶/۳۴	۵/۵۴	-۵/۷۲	۵/۷۶
گاز طبیعی					
خانگی و تجاری	۵۵/۶۳	۱۵/۳۶	۱۴/۳۰	۱۳/۸۵	۱۲/۹۷
صنعت	۰/۹۲	۹/۳۵	۱۷/۳۱	۲۰/۷۸	۲۰/۳۰
مصارف غیرانرژی	-۲۴/۳۸	-۳۷/۱۷	۹/۶۳	۶/۵۵	-۶/۹۸
کل مصرف نهائی	۱۱/۵۳	۴/۱۴	۱۵/۱۰	۱۶/۱۳	۱۴/۴۹
سوختهای جامد					
خانگی و تجاری	۶/۰۶	-۱۱/۸۵	۹/۷۹	-۱۸/۹۰	-۲۳/۹۳
صنعت	-۸/۵۱	۷/۸۶	۱۶/۵۷	۴/۱۰	-۲/۴۵
کل مصرف نهائی	-۳/۵۱	۰/۴۳	۱۴/۳۳	-۳/۲۲	-۸/۱۷
برق					
خانگی و تجاری	۲/۵۵	۱۰/۸۳	-۲/۴۴	۲/۷۹	۲/۶۲
صنعت	۱۸/۸۹	۱۴/۶۲	۲۳/۵۹	۴/۱۷	۶/۲۲
کشاورزی	-۸/۷۰	۱۴/۹۴	۲۸/۴۹	۴/۵۰	۶/۰۹
سایر مصارف	۰/۰۰	-۳۰/۴۰	۲۶/۸۲	۳/۶۶	۵۳/۲۶
کل مصرف نهائی برق	۶/۲۳	۱۰/۸۲	۸/۶۳	۳/۴۵	۵/۵۴
کل مصرف نهائی انرژی	۸/۴۷	۶/۰۵	۸/۰۵	۰/۱۸	۷/۸۸

جدول (۷-۱۳): رشد سالانه عرضه برق شاخصهای جانشینی فرآورده های نفتی

(درصد)

شرح	۱۳۴۷	۱۳۴۸	۱۳۴۹	۱۳۵۰	۱۳۵۱	۱۳۵۲
۵- عرضه برق کل کشور						
نفت و گاز	۸/۴۹	۱۱/۴۹	۲۱/۰۳	۶/۶۶	۱۱/۰۴	۵۳/۵۴
برق آبی	۲۹/۴۹	۵۶/۲۶	۲۵/۰۷	۶۰/۳۲	۳۱/۶۹	-۱۹/۴۴
کل عرضه برق شامل:	۱۱/۹۰	۱۹/۷۶	۲۲/۰۱	۱۹/۹۳	۱۷/۸۷	۲۶/۵۹
وزارت نیرو	۳۱/۹۸	۳۱/۵۱	۳۳/۱۲	۲۸/۹۹	۲۵/۱۴	۳۵/۷۲
سایر	-۴/۲۳	۶/۷۵	۶/۸۳	۴/۵۲	۲/۶۰	۳/۲۱
۶- شاخص های جانشینی						
فرآورده های نفتی						
الف - نسبت مصرف فرآورده های نفتی در بخشها به عرضه داخلی نفت						
خانگی و تجاری	-۳/۰۸	-۲۲/۲۸	۲۷/۳۰	-۲۷/۰۸	۸/۸۲	-۲/۷۰
صنعت	۸/۲۵	۲۶/۶۷	-۲/۶۳	-۱/۵۴	-۳/۹۲	-۸/۱۶
حمل و نقل	-۳/۲۷	۲۰/۶۸	۵/۲۴	۳/۳۲	-۰/۹۸	-۲/۲۷
کشاورزی	۶/۰۶	-۳۷/۱۴	۲/۲۷	۰/۰۰	۸/۸۹	۲۲/۴۵
نیروگاهها	۰/۰۰	۱/۶۱	۴/۷۶	۲۱/۲۱	-۱۵/۰۰	-۱۷/۶۵
ب - سهم فرآورده های نفتی در کل انرژی مصرفی بخشها						
خانگی و تجاری	۱/۸۰	-۳/۵۳	۰/۶۵	۲/۰۸	-۹/۹۲	۱۶/۹۵
صنعت	۲/۰۸	۳/۹۴	-۱/۷۱	-۱/۹۹	-۷/۸۷	۱۶/۸۰
حمل و نقل	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰
کشاورزی	۰/۰۰	-۳/۷۰	۰/۴۲	۰/۳۱	۰/۵۲	۰/۸۲
نیروگاهها	-۳/۱۷	-۸/۹۷	۲/۹۷	-۲۴/۷۷	-۲۴/۶۵	۲۸/۹۵

جدول (۷-۱۳): رشد سالانه عرضه برق شاخصهای جانشینی فرآورده های نفتی... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۵۳	۱۳۵۴	۱۳۵۵	۱۳۵۶	۱۳۵۷	۱۳۵۸
۵- عرضه برق کل کشور						
نفت و گاز	۱۴/۴۱	۱۵/۷۹	۸/۸۲	۱۰/۷۶	-۷/۹۴	۲۱/۲۷
برق آبی	۲۰/۳۷	۰/۷۰	۱۵/۳۸	۵/۹۹	۴۸/۳۳	-۱۳/۲۸
کل عرضه برق شامل:	۱۵/۸۱	۱۲/۱۰	۱۰/۲۶	۹/۶۶	۴/۵۴	۱۰/۳۹
وزارت نیرو	۱۹/۷۴	۱۴/۴۵	۱۱/۲۱	۱۰/۸۶	۱۰/۳۵	۱۱/۸۲
سایر	۲/۵۶	۲/۸۹	۶/۰۹	۴/۱۶	-۲۳/۷۸	۰/۲۸
۶- شاخص های جانشینی						
فرآورده های نفتی						
الف - نسبت مصرف فرآورده های						
نفتی در بخشها به عرضه داخلی نفت						
خانگی و تجاری	۳/۱۲	-۱/۰۱	-۱/۷۰	-۱۰/۰۳	۱۰/۳۸	۶/۹۷
صنعت	۲/۲۲	-۱۰/۴۳	-۲/۴۳	-۱۰/۹۵	۶/۷۰	۱۵/۱۸
حمل و نقل	-۱/۰۰	۴/۳۶	۲/۲۵	-۷/۸۶	-۲۰/۸۲	۲۶/۲۹
کشاورزی	-۸/۳۳	۵/۴۵	۱/۷۲	-۶/۷۸	۹/۰۹	-۵/۰۰
نیروگاهها	۳۹/۲۹	-۱۰/۲۶	۱۵/۷۱	-۲/۴۷	۸/۸۶	-۱۰/۴۷
ب - سهم فرآورده های نفتی						
در کل انرژی مصرفی بخشها						
خانگی و تجاری	۲/۵۴	۰/۷۱	۰/۳۵	-۰/۷۰	-۰/۸۲	-۱/۴۲
صنعت	-۲۳/۲۳	-۸/۴۵	۱/۳۴	۵/۷۹	۱۳/۴۶	۴/۶۹
حمل و نقل	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰
کشاورزی	-۳/۵۶	۲/۸۵	۰/۴۱	-۳۱/۲۶	۴۴/۵۸	۰/۲۱
نیروگاهها	-۱۶/۴۲	۱۵/۶۷	۳/۶۶	-۶/۴۳	۱/۷۷	-۱۲/۶۴

جدول (۷-۱۳): رشد سالانه عرضه برق شاخصهای جانشینی فرآورده های نفتی ... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۵۹	۱۳۶۰	۱۳۶۱	۱۳۶۲	۱۳۶۳	۱۳۶۴
۵- عرضه برق کل کشور						
نفت و گاز	۱/۶۴	۱۱/۴۳	۲۱/۱۶	۱۸/۴۶	۱۵/۰۶	۹/۱۶
برق آبی	۳/۶۹	۱۰/۸۶	۳/۵۰	-۳/۷۸	-۷/۳۰	-۳/۴۸
کل عرضه برق شامل:	۲/۱۵	۱۱/۲۹	۱۶/۷۴	۱۳/۵۳	۱۰/۸۶	۷/۱۸
وزارت نیرو	۲/۲۶	۱۲/۷۱	۱۷/۴۸	۱۵/۹۰	۱۱/۷۵	۷/۷۰
سایر	۱/۲۹	-	۱۰/۱۲	-۹/۱۹	-	-
۶- شاخص های جانشینی						
فرآورده های نفتی						
الف - نسبت مصرف فرآورده های						
نفتی در بخشهای عرضه داخلی نفت						
خانگی و تجاری	-۳/۵۸	-۵/۰۷	-۰/۷۱	۸/۲۴	-۶/۲۹	۳/۱۸
صنعت	-۵/۴۵	۱/۹۲	-۹/۴۳	-۳/۶۵	-۵/۴۱	-۱/۷۱
حمل و نقل	۱/۰۲	-۴/۷۳	-۵/۳۲	۶/۷۴	-۳/۵۱	۴/۰۰
کشاورزی	۱۴/۰۴	۶/۱۵	۲/۹۰	۸/۴۵	-۲/۶۰	۹/۳۳
نیروگاهها	۹/۰۹	۱۱/۹۰	-۱۰/۶۴	۱۴/۲۹	۱۱/۴۶	۱۲/۱۵
ب - سهم فرآورده های نفتی						
در کل انرژی مصرفی بخشها						
خانگی و تجاری	-۵/۵۲	-۷/۷۵	-۱/۱۰	۲/۰۹	-۴/۳۷	۱/۱۴
صنعت	-۷/۵۱	-۰/۷۱	-۸/۱۸	۲/۸۱	۲/۱۳	۳/۷۲
حمل و نقل	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰
کشاورزی	-۰/۷۲	-۰/۴۱	-۰/۶۲	-۰/۲۱	-۰/۵۲	-۰/۸۴
نیروگاهها	۰/۲۵	۵/۲۲	-۹/۶۹	۱۲/۸۳	۹/۹۸	۹/۰۷

جدول (۷-۱۳): رشد سالانه عرضه برق شاخصهای جانشینی فرآورده های نفتی ... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹	۱۳۷۰
۵- عرضه برق کل کشور						
نفت و گاز	۱/۱۴	۱۱/۰۲	۶/۵۶	۱۲/۱۶	۱۷/۳۲	۷/۶۴
برق آبی	۳۵/۴۴	۱۱/۶۱	-۱۲/۸۶	۲/۸۹	-۱۹/۱۳	۱۶/۰۰
کل عرضه برق شامل:	۵/۹۹	۱۱/۱۳	۳/۰۴	۱۰/۷۴	۱۲/۱۲	۸/۵۰
وزارت نیرو	۶/۳۳	۸/۹۹	۲/۸۷	۱۱/۳۱	۱۲/۶۶	۸/۷۷
سایر	۱/۰۴	۴۴/۲۲	۵/۰۰	۴/۲۴	۵/۴۹	۴/۹۹
۶- شاخص های جانشینی						
فرآورده های نفتی						
الف - نسبت مصرف فرآورده های						
نفتی در بخشهابه عرضه داخلی نفت						
خانگی و تجاری	-۷/۱۹	-۱/۸۵	۰/۰۰	-۴/۱۴	-۱۰/۲۰	-۱/۸۷
صنعت	۲/۳۳	-۰/۵۷	-۰/۵۷	۱۰/۳۴	-۱/۵۶	-۱/۱۰
حمل و نقل	۲/۱۰	-۱/۷۱	-۱/۷۴	-۵/۶۷	۳/۰۱	۰/۵۹
کشاورزی	۳/۶۶	-۳/۵۳	-۱/۲۲	-۳/۷۰	۰/۰۰	۰/۱۳
نیروگاهها	۱۰/۰۰	-۱۸/۱۸	۵/۵۶	-۷/۰۲	۷/۵۵	-۴/۲۰
ب - سهم فرآورده های نفتی						
درکل انرژی مصرفی بخشها						
خانگی و تجاری	۶/۰۶	۶/۱۶	-۰/۱۴	۰/۰۰	-۶/۶۶	-۳۸/۵۰
صنعت	۱/۰۰	-۶/۲۵	-۰/۳۰	-۶/۲۳	-۶/۱۶	-۴۵/۴۵
حمل و نقل	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰
کشاورزی	۰/۵۳	-۰/۳۲	-۱/۲۷	-۰/۳۲	۰/۴۳	-۷/۲۲
نیروگاهها	-۲/۷۱	-۱۷/۶۹	۳/۳۸	-۷/۷۱	-۲/۰۳	-۶۳/۳۴

جدول (۷-۱۳): رشد سالانه عرضه برق شاخصهای جانشینی فرآورده های نفتی... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵ ■
۵- عرضه برق کل کشور					
نفت و گاز	۳/۵۴	۱۲/۳۴	۱۲/۱۳	۴/۳۸	۷/۴۴
برق آبی	۳۲/۲۳	۵/۲۹	-۲۴/۲۱	-۲/۲۸	۱/۳۹
کل عرضه برق شامل:	۶/۶۹	۱۱/۳۸	۷/۴۴	۳/۷۸	۶/۹۲
وزارت نیرو	۶/۸۲	۱۱/۸۴	۸/۰۶	۳/۸۴	۷/۲۲
سایر	۵/۰۰	۵/۰۰	-۱/۵۷	۲/۷۸	۲/۰۵
۶- شاخص های جانشینی فرآورده های نفتی					
الف - نسبت مصرف فرآورده های نفتی در بخشهابه عرضه داخلی نفت					
خانگی و تجاری	۳/۸۳	-۱/۰۸	-۰/۶۹	-۷/۰۹	۳/۳۰
صنعت	-۵/۵۲	-۱/۸۱	-۱۱/۵۵	-۹/۹۹	۳/۸۲
حمل و نقل	-۱/۶۳	۰/۸۸	۱۰/۰۹	-۱/۵۹	۰/۷۹
کشاورزی	-۳/۱۰	-۲۴/۷۷	-۶/۰۰	-۳/۷۴	۲/۶۸
نیروگاهها	-۱۰/۰۶	۲/۵۴	-۴/۰۰	۱۶/۰۹	۲/۳۴
ب - سهم فرآورده های نفتی در کل انرژی مصرفی بخشها					
خانگی و تجاری	-۱۲/۷۷	۰/۱۳	-۱/۰۸	-۷/۳۴	-۱/۳۱
صنعت	-۵/۹۴	۱۹/۰۷	-۱۱/۵۳	-۱۴/۶۰	-۵/۱۲
حمل و نقل	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰
کشاورزی	۱/۱۴	-۱/۹۷	-۲/۰۸	-۰/۸۶	-۰/۰۲
نیروگاهها	-۱۱/۵۱	۴/۱۷	-۵/۳۹	۹/۷۱	۰/۷۷

جدول (۷-۱۴): رشد سالانه مصرف انرژی در بخشهای مختلف

(درصد)

شرح	۱۳۴۷	۱۳۴۸	۱۳۴۹	۱۳۵۰	۱۳۵۱	۱۳۵۲
خانگی و تجاری						
فرآورده های نفتی	۱۱/۴۳	۱۴/۰۹	۲/۳۳	۱۰/۱۷	۱۶/۵۱	۷/۶۰
گاز طبیعی	-۴/۴۴	-۲/۳۳	-۴/۷۶	-۵/۰۰	-۲/۶۳	-۵/۴۱
سوختهای جامد	۲۸/۵۷	۲۲/۲۲	۱۸/۱۸	۱۵/۳۸	۲۰/۰۰	۲۲/۲۲
برق	۸/۶۵	۱۱/۳۶	۱/۸۶	۸/۳۹	۱۴/۵۰	۶/۹۱
کل مصرف انرژی						
صنعت						
فرآورده های نفتی	۱۳/۰۱	۸/۷۱	۸/۲۳	۱۱/۱۰	۷/۵۰	۱۳/۰۰
گاز طبیعی	۵۰/۰۰	۳۳/۳۳	۲۵/۰۰	۲۰/۰۰	۱۶۶/۶۷	۱۳۱/۲۵
سوختهای جامد	۱۰/۰۰	۱۸/۱۸	۷/۶۹	۱۴/۲۹	۵۶/۲۵	۶۸/۰۰
برق	۶/۶۷	۱۲/۵۰	۲۲/۲۲	۲۲/۷۳	۱۸/۵۲	۲۵/۰۰
کل مصرف انرژی	۱۲/۶۴	۱۰/۲۱	۱۰/۰۱	۱۲/۹۰	۱۶/۸۶	۲۷/۳۹
حمل و نقل						
فرآورده های نفتی	۱۱/۱۴	۱۰/۷۴	۱۵/۳۰	۱۴/۰۶	۱۰/۵۹	۲۱/۸۴
کشاورزی						
فرآورده های نفتی	۱۵/۲۵	۹/۸۵	۱۱/۷۶	۱۲/۷۸	۱۱/۱۱	۲۰/۴۰
برق						
کل مصرف انرژی	۱۵/۲۵	۱۲/۹۲	۱۱/۴۴	۱۲/۴۷	۱۰/۸۷	۲۰/۰۰
نیروگاهها						
فرآورده های نفتی	۱۳/۷۹	۱۸/۱۸	۳۳/۳۳	-۵/۷۷	-۱۰/۲۰	۷۲/۷۳
گاز طبیعی	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۷۰۰/۰۰	۱۳۷/۵۰	۱۰۰/۰۰
انرژی آبی	۳۰/۰۰	۶۱/۵۴	۲۳/۸۱	۶۱/۵۴	۳۰/۹۵	-۲۰/۰۰
کل مصرف انرژی	۱۷/۵۰	۲۹/۷۹	۲۹/۵۱	۲۵/۳۲	۱۹/۱۹	۳۳/۹۰
پالایشگاهها						
فرآورده های نفتی	۱۰/۲۷	-۴۵/۳۴	۴۷/۷۳	-۷/۶۹	-۳۹/۱۷	۸۴/۹۳
گاز طبیعی	۴/۲۹	۱۸/۳۷	۵/۱۷	-۱/۶۴	۸/۳۳	-
برق	۳۳/۳۳	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۲۵/۰۰	-
کل مصرف انرژی	۹/۱۸	-۲۹/۹۱	۳۰/۰۰	-۵/۶۴	-۲۲/۲۸	۴۳/۳۶

جدول (۱۴-۷): رشد سالانه مصرف انرژی در بخشهای مختلف... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۵۳	۱۳۵۴	۱۳۵۵	۱۳۵۶	۱۳۵۷	۱۳۵۸
خانگی و تجاری						
فرآورده های نفتی	۱۵/۹۱	۱۲/۹۰	۱۷/۳۵	۱۷/۳۱	-۰/۳۲	۱۷/۱۵
گاز طبیعی	—	۱۰۰/۰۰	۱۵۰/۰۰	۱۶۰/۰۰	—	۱۵۳/۸۵
سوختهای جامد	-۲/۸۶	—	—	۲/۹۴	-۲/۸۶	۲/۹۴
برق	۹/۰۹	۲۵/۰۰	۱۶/۶۷	۱۷/۱۴	۱۷/۰۷	۱۶/۶۷
کل مصرف انرژی	۱۳/۵۶	۱۲/۷۵	۱۶/۵۸	۱۷/۷۳	۰/۰۷	۱۹/۲۰
صنعت						
فرآورده های نفتی	۱۴/۰۵	۱۳/۲۷	۱۴/۷۸	۲۰/۰۱	-۰/۳۹	۵/۵۵
گاز طبیعی	۲۱/۶۲	۱۷/۷۸	۳۰/۱۹	-۱۱/۵۹	-۵۰/۸۲	-۵۳/۳۳
سوختهای جامد	۹/۵۲	۸۴/۷۸	-۱/۱۸	۱/۱۹	-۳۸/۸۲	۴۴/۲۳
برق	۱۵/۰۰	۴/۳۵	۶/۲۵	۵/۸۸	-۹/۲۶	۴/۰۸
کل مصرف انرژی	۱۴/۴۵	۲۱/۶۰	۱۲/۶۷	۱۱/۱۷	-۱۲/۵۰	۵/۹۰
حمل و نقل						
فرآورده های نفتی	۱۴/۸۸	۲۴/۲۴	۲۱/۰۳	۲۱/۶۷	۰/۵۶	۱/۶۵
کشاورزی						
فرآورده های نفتی	۱۲/۷۹	۲۳/۱۲	۱۸/۵۴	۲۰/۱۸	—	۴/۲۰
برق	۱۰۰/۰۰	—	—	۵۰/۰۰	—	—
کل مصرف انرژی	۱۴/۲۲	۲۲/۴۶	۱۸/۱۱	۲۰/۷۷	—	۴/۱۰
نیروگاهها						
فرآورده های نفتی	۲/۶۳	۳۷/۱۸	۱۴/۹۵	۸/۱۳	۱۷/۲۹	-۱/۲۸
گاز طبیعی	۶۵/۷۹	۹/۵۲	۱/۴۵	۳۸/۵۷	-۱۰/۳۱	۶۸/۹۷
انرژی آبی	۲۰/۴۵	۱/۸۹	۱۴/۸۱	۶/۴۵	۴۸/۴۸	-۱۳/۲۷
کل مصرف انرژی	۲۲/۷۸	۱۸/۵۶	۱۰/۸۷	۱۶/۰۸	۱۵/۲۰	۲۳/۲۰
پالایشگاهها						
فرآورده های نفتی	۸/۱۵	۱۰/۲۷	۰/۶۲	۱۱/۷۳	-۱۱/۶۰	-۰/۶۲
گاز طبیعی	۴/۶۲	-۱۶/۱۸	۲۶/۳۲	-۳۱/۹۴	-۵۱/۰۲	۱۶/۶۷
برق	—	۲۰/۰۰	—	—	—	—
کل مصرف انرژی	۶/۸۳	۲/۲۸	۷/۱۴	-۱/۶۷	-۱۹/۴۹	۱/۵۸

جدول (۷-۱۴): رشد سالانه مصرف انرژی در بخشهای مختلف... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۵۹	۱۳۶۰	۱۳۶۱	۱۳۶۲	۱۳۶۳	۱۳۶۴
خانگی و تجاری						
فرآورده های نفتی	-۱۱/۴۳	-۲/۳۹	۱۲/۳۷	۲۳/۵۱	۲/۶۴	۸/۲۵
گاز طبیعی	۶۳/۶۴	۸۳/۳۳	۲۳/۲۳	۲۲/۹۵	۳۲/۶۷	۴/۰۲
سوختهای جامد	-۲/۸۶	۵/۸۸	-۲/۷۸	—	—	—
برق	۵/۳۶	۱۳/۵۶	۲۶/۸۷	۱۲/۹۴	۱۱/۴۶	۱۰/۲۸
کل مصرف انرژی	-۶/۳۹	۶/۰۸	۱۴/۴۲	۲۱/۳۷	۷/۸۱	۷/۴۲
صنعت						
فرآورده های نفتی	۷/۵۴	۷/۹۱	۷/۴۹	۱۴/۹۰	۷/۷۱	۶/۹۰
گاز طبیعی	۱۳۵/۷۱	۷۵/۷۶	۶۵/۵۲	۴/۱۷	۱۱/۰۰	-۱۵/۳۲
سوختهای جامد	۵/۳۳	-۱۶/۴۶	۳۴/۸۵	-۵/۶۲	-۲۲/۶۲	-۱/۵۴
برق	-۱/۹۶	۴/۰۰	۱/۹۲	۱۵/۰۹	۸/۲۰	۱/۵۲
کل مصرف انرژی	۹/۷۳	۸/۱۲	۱۵/۳۷	۱۰/۹۲	۴/۹۵	۲/۸۵
حمل و نقل						
فرآورده های نفتی	-۷/۶۸	-۰/۸۰	۹/۴۵	۲۳/۶۸	۷/۶۳	۶/۱۵
کشاورزی						
فرآورده های نفتی	۰/۴۸	۸/۸۲	۱۷/۲۴	۲۱/۴۳	۶/۵۲	۱۴/۷۲
برق	۳۳/۳۳	۲۵/۰۰	۴۰/۰۰	۲۸/۵۷	۲۲/۲۲	۳۶/۳۶
کل مصرف انرژی	۱/۲۸	۹/۳۲	۱۸/۰۵	۲۱/۷۳	۷/۲۲	۱۵/۸۲
نیروگاهها						
فرآورده های نفتی	۰/۶۵	۱۶/۱۳	۳/۳۳	۳۲/۲۶	۲۲/۷۶	۱۹/۸۷
گاز طبیعی	-۲/۷۲	۴/۲۰	۳۴/۲۳	۱۴/۰۰	۷/۴۶	۲/۸۶
انرژی آبی	۳/۵۳	۱۰/۲۳	۴/۱۲	-۳/۹۶	-۷/۲۲	-۳/۳۳
کل مصرف انرژی	—	۱۰/۳۶	۱۴/۳۲	۱۷/۲۵	۱۱/۵۶	۱۰/۰۵
پالایشگاهها						
فرآورده های نفتی	-۳۸/۹۹	۲۱/۶۵	۴/۲۴	۱۰/۵۷	۷/۳۵	۵/۴۸
گاز طبیعی	-۲۸/۵۷	-۵۰/۰۰	۵۰/۰۰	۱۳/۳۳	۲۹/۴۱	-۴/۵۵
برق	-۳۳/۳۳	۲۵/۰۰	—	—	-۴۰/۰۰	۳۳/۳۳
کل مصرف انرژی	-۳۷/۳۱	۹/۹۲	۷/۵۲	۱۰/۴۹	۸/۲۳	۴/۶۸

جدول (۷-۱۴): رشد سالانه مصرف انرژی در بخشهای مختلف... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹	۱۳۷۰
خانگی و تجاری						
فراورده های نفتی	-۱۶/۱۴	۱۱/۵۲	۰/۱۲	۱۲/۹۷	-۷/۰۲	۵/۴۷
گاز طبیعی	۱/۴۵	-۲۰/۴۸	۰/۰۰	۰/۶۰	۲۴/۴۰	۴۴/۵۰
سوخت های جامد	۰/۰۰	-۵/۷۱	۳/۰۳	-۵/۸۸	۰/۰۰	۳/۱۲
برق	۱۱/۰۲	۷/۶۳	۲/۸۴	۱۰/۳۴	۱۰/۰۰	۱۱/۳۶
کل مصرف انرژی	-۹/۸۵	۴/۱۴	۰/۵۳	۱۰/۱۹	-۰/۳۰	۱۲/۹۴
صنعت						
فراورده های نفتی	-۶/۳۳	۵/۸۴	۰/۱۸	۴/۲۹	۲/۲۴	۶/۲۹
گاز طبیعی	-۲۰/۲۱	۱۰۶/۶۷	۰/۰۰	۸۱/۹۴	۲۴/۱۱	۲۴/۵۷
سوخت های جامد	-۱/۵۶	-۱/۵۹	۳/۲۳	-۲۶/۵۶	۰/۰۰	۳۴/۴۴
برق	۰/۰۰	-۷/۴۶	۰/۰۰	۲۰/۹۷	۱۶/۰۰	۳/۴۵
کل مصرف انرژی	-۷/۰۰	۱۳/۶۴	۰/۱۰	۱۶/۵۵	۸/۹۷	۱۲/۷۹
حمل و نقل						
فراورده های نفتی	-۴/۹۹	۷/۵۵	-۱/۴۳	۷/۹۹	۶/۷۷	۸/۱۱
کشاورزی						
فراورده های نفتی	-۴/۲۴	۱۱/۱۵	-۰/۶۸	۵/۶۹	۴/۳۶	۷/۴۰
برق	-۱۳/۳۳	۱۵/۳۸	۲۰/۰۰	۱۱/۱۱	۱۰/۰۰	۴/۵۵
کل مصرف انرژی	-۴/۷۸	۱۱/۳۸	۰/۴۹	۶/۰۵	۴/۷۶	۷/۱۹
نیروگاهها						
فراورده های نفتی	۰/۸۳	-۸/۲۲	۶/۲۷	۰/۵۶	۱۱/۴۵	۳/۰۱
گاز طبیعی	-۳/۵۷	۴۱/۵۶	۴/۹۴	۱۹/۶۷	۲۴/۳۱	۱۱/۷۳
انرژی آبی	۳۴/۴۸	۱۱/۹۷	-۱۲/۹۸	۲/۶۳	-۱۸/۸۰	۱۵/۷۹
کل مصرف انرژی	۳/۴۲	۱۱/۷۲	۲/۵۹	۹/۱۵	۱۳/۶۷	۸/۷۳
پالایشگاهها						
فراورده های نفتی	-۱۱/۶۹	۸/۸۲	-۵/۴۱	-۱۷/۸۶	۰/۰۰	۰/۰۰
گاز طبیعی	۹/۵۲	۴/۳۵	۰/۰۰	-۱۶/۶۷	۹۵/۰۰	۶۶/۶۷
برق	-۲۵/۰۰	۶۶/۶۷	-۴۰/۰۰	۳۳/۳۳	۲۵/۰۰	۰/۰۰
کل مصرف انرژی	-۹/۵۰	۹/۲۶	-۵/۶۵	۱۶/۷۷	۱۴/۳۹	۱۶/۳۵

جدول (۷-۱۴): رشد سالانه مصرف انرژی در بخشهای مختلف... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵ ■
خانگی و تجاری					
فرآورده های نفتی	۱۲/۳۵	۱۴/۹۳	۶/۶۶	-۷/۳۷	۶/۴۸
گاز طبیعی	۵۵/۶۳	۱۵/۳۶	۱۴/۳۰	۱۳/۸۵	۱۲/۹۷
سوخت های جامد	۶/۰۶	-۱۱/۸۵	۹/۷۹	-۱۸/۹۰	-۲۳/۹۳
برق	۲/۵۵	۱۰/۸۳	-۲/۴۴	۲/۷۹	۲/۶۲
کل مصرف انرژی	۲۰/۲۹	۱۳/۹۹	۷/۸۳	-۰/۰۳	۷/۸۹
صنعت					
فرآورده های نفتی	۲/۲۳	-۱۸/۰۴	-۵/۰۱	-۱۰/۲۵	۷/۰۲
گاز طبیعی	۰/۹۲	۹/۳۵	۱۷/۳۱	۲۰/۷۸	۲۰/۳۰
سوخت های جامد	-۸/۵۱	۷/۸۶	۱۶/۵۷	۴/۱۰	-۲/۴۵
برق	۱۸/۸۹	۱۴/۶۲	۲۳/۵۹	۴/۱۷	۶/۲۲
کل مصرف انرژی	۲/۴۲	-۵/۲۰	۷/۳۸	۵/۰۹	۱۲/۸۰
حمل و نقل					
فرآورده های نفتی	۶/۴۴	۱۰/۴۶	۱۸/۲۴	-۱/۸۸	۳/۹۰
کشاورزی					
فرآورده های نفتی	۴/۸۵	-۷/۸۷	۰/۹۶	-۴/۰۲	۵/۸۴
برق	-۸/۷۰	۱۴/۹۴	۲۸/۴۹	۴/۵۰	۶/۰۹
کل مصرف انرژی	۳/۸۸	-۶/۴۲	۳/۱۰	-۳/۱۹	۵/۸۷
نیروگاهها					
فرآورده های نفتی	-۲/۶۸	۱۰/۹۳	۳/۱۰	۱۵/۷۵	۵/۴۹
گاز طبیعی	۳/۶۷	۱۰/۵۰	۲۰/۱۶	۰/۹۳	۴/۶۲
انرژی آبی	۳۲/۷۳	۴/۹۶	-۲۴/۲۱	-۲/۲۸	۱/۳۹
کل مصرف انرژی	۴/۱۹	۹/۹۵	۸/۹۷	۵/۵۱	۴/۶۸
پالایشگاهها					
فرآورده های نفتی	۸/۷۰	-۱/۷۸	۱۷/۸۴	۹/۵۵	۴/۹۶
گاز طبیعی	۱۵/۳۸	۳۱/۵۴	-۳۳/۰۹	۴/۲۰	-۰/۰۵
برق	۱۸۰/۰۰	-۴۸/۱۰	-۲/۵۰	۰/۷۰	۶/۰۹
کل مصرف انرژی	۱۵/۶۸	۶/۸۷	-۴/۷۷	۷/۶۴	۳/۵۲

■ ارقام مقدماتی است.

فصل

دوم

تحوالات جهانی بخش انرژی

۱- وضعیت بخش انرژی در جهان

مهمترین تحولات بخش انرژی در سال ۱۹۹۶ بدین قرار بود:

- مصرف جهانی انرژی ۳ درصد افزایش داشت که رشد بالای مصرف انرژی در بازارهای OECD عامل اصلی آن به شمار می‌رود. این میزان بالاترین نرخ رشد سالانه از سال ۱۹۸۸ تاکنون و دوبرابر متوسط رشد سال قبل بوده است.
- مصرف انرژی در کشورهای عضو شورای سابق ۲/۵ درصد کاهش یافت که در مقایسه با سالهای قبل آهنگ کندتری را نشان می‌دهد. این امر حاکی از تغییرات روند مصرف انرژی در این کشورها است.
- بزرگترین رشد مطلق مصرف انرژی به آمریکا و بعد از آن به چین و هند اختصاص داشت.
- در این زمینه بازار هند با پیشی گرفتن از فرانسه ششمین بازار بزرگ جهان شد.

۱-۱- مصرف انرژی اولیه

- مصرف انرژی اولیه دنیا در سال ۱۹۹۶، ۸۳۸۰/۱ میلیون تن معادل نفت خام بود که نسبت به سال گذشته ۳ درصد رشد داشت. سهم هریک از منابع اولیه انرژی در تأمین این میزان مصرف بدین قرار بود: نفت ۳۹/۵، زغال سنگ ۲۶/۹، گاز ۲۳/۵، انرژی هسته‌ای ۷/۴ و برق آبی ۲/۷ درصد. بنابراین حدود ۹۰ درصد از انرژی های مصرفی دنیا به وسیله سوختهای فسیلی تأمین شده است.
- از طرف دیگر انتظار می‌رود که تقاضای انرژی اولیه جهان در سال ۲۰۱۰ به حدود ۱۱۸۰۰-۱۰۹۰۰^(۱) میلیون تن معادل نفت خام افزایش یابد که سوخت های فسیلی ۹۰ درصد از این انرژی را تأمین خواهند کرد. انتظار می‌رود که در این سال سهم مناطق مختلف در کل تقاضای جهانی دستخوش تغییرات ساختاری شود و طی آن سهم کشورهای OECD کاهش یابد.
- سهم مناطق مختلف از مصرف انرژی اولیه جهان در سال ۱۹۹۶ بدین قرار است:
- آمریکای شمالی: این منطقه با مصرف نمودن ۲۴۶۴/۹ میلیون تن معادل نفت خام، ۲۹/۴ درصد از کل مصرف انرژی اولیه دنیا را بخود اختصاص داده است. نحوه تأمین این میزان مصرف از منابع انرژی مختلف بدین شرح است: نفت ۴۰ درصد، گاز طبیعی ۲۶/۹ درصد، زغال سنگ ۲۲/۱ درصد، انرژی هسته‌ای ۸/۵ درصد و برق آبی ۲/۵ درصد.
 - آمریکای مرکزی و جنوبی: مصرف انرژی اولیه در این منطقه ۳۴۱/۴ میلیون تن معادل نفت خام بود

که ۴/۱ درصد از مصرف دنیاست. انرژی مصرفی این منطقه از نفت، گاز طبیعی، زغال سنگ، انرژی هسته‌ای و برق آبی تأمین شده است که سهم هریک از آنها به ترتیب ۵۹/۷، ۲۲/۱، ۵/۴، ۰/۷ و ۱۲/۱ درصد بود.

- اروپا: میزان مصرف این منطقه ۱۷۸۴/۳ میلیون تن معادل نفت خام و سهم آن ۲۱/۳ درصد از کل مصرف انرژی اولیه جهان بود. سهم منابع مختلف از تأمین انرژی مصرفی این منطقه بدین قرار بود: نفت ۴۱/۵ درصد، گاز طبیعی ۲۱/۱ درصد، زغال سنگ ۲۱/۳ درصد، انرژی هسته‌ای ۱۳/۶ درصد و برق آبی ۲/۶ درصد.

- شوروی سابق: این منطقه با مصرف نمودن ۹۲۳/۲ میلیون تن معادل نفت خام، ۱۱ درصد از مصرف جهانی انرژی اولیه را بخود اختصاص داده است. سهم منابع مختلف از تأمین انرژی منطقه بدین ترتیب بود: نفت ۲۱/۳ درصد، گاز طبیعی ۵۱/۳ درصد، زغال سنگ ۱۹/۶ درصد، انرژی هسته‌ای ۵/۷ درصد و برق آبی ۲/۱ درصد.

با در نظر گرفتن کاهش‌های مداوم تقاضای انرژی در نیمه اول دهه ۱۹۹۰ و همچنین افزایش اندک تقاضای انرژی در نیمه دوم دهه مذکور مصرف انرژی منطقه برای سال ۲۰۱۰، نزدیک به تقاضای سال ۱۹۹۰ برآورد می‌شود. این الگوی مصرف به نوبه خود کاهش سهم منطقه از کل تقاضای انرژی را نتیجه خواهد داد. انتظار می‌رود با پایان رکود اقتصادی در این کشورها و افزایش درآمد قابل تصرف، مصرف انرژی در بخشهای ساختمان و حمل و نقل از رشد بیشتری نسبت به بخش صنعت برخوردار باشد. پیش‌بینی می‌شود که تقاضای انرژی منطقه در سال ۲۰۱۰ مابین ۱۱۸۲ تا ۲۰۳۰ میلیون تن معادل نفت خام باشد.

- خاورمیانه: کشورهای این منطقه با مصرف نمودن ۳۲۶/۱ میلیون تن معادل نفت خام، ۳/۹ درصد از مصرف انرژی اولیه دنیا را بخود اختصاص دادند. سهم هریک از منابع نفت، گاز، زغال سنگ و برق آبی در تأمین این انرژی به ترتیب ۵۸/۴، ۳۹/۳، ۱/۹ و ۰/۴ درصد بود.

رشد تقاضای انرژی اولیه این منطقه، سالانه بین ۳/۴ تا ۴/۲ درصد رشد پیش‌بینی می‌گردد که انتظار می‌رود از رشد جمعیت و تولید ناخالص داخلی منطقه بیشتر باشد و افزایش مصرف سرانه انرژی و شدت انرژی را سبب شود. براساس این پیش‌بینی سهم گاز و نفت از کل ترکیب مصرف انرژی به ترتیب ۴۵ و ۵۰ درصد خواهد شد. البته انتظار می‌رود تولید برق به علت استفاده از توربینهای گازی از رشد سالانه‌ای در حدود ۶ درصد برخوردار شود.

- آفریقا: مصرف انرژی اولیه این منطقه ۲۵۲/۴ میلیون تن معادل نفت خام و معادل ۳ درصد از کل مصرف دنیا بود. برای تأمین این مقدار انرژی سهم منابع مختلف بدین قرار بود: نفت ۴۳/۷ درصد، گاز ۱۷/۱ درصد، زغال سنگ ۳۵/۵ درصد، انرژی هسته‌ای ۱/۳ درصد و برق آبی ۲/۴ درصد.

- آسیا و اقیانوسیه: مصرف انرژی اولیه این منطقه ۲۲۸۷/۸ میلیون تن معادل نفت خام و معادل ۲۷/۳ درصد از مصرف جهان بود. سهم هریک از منابع مختلف نفت، گاز، زغال سنگ، انرژی هسته‌ای و برق آبی در تأمین این میزان انرژی به ترتیب ۳۸/۷، ۴۵/۳، ۹/۲ و ۴/۹ درصد بود. انتظار می‌رود که مصرف انرژی اولیه این منطقه در سال ۲۰۱۰ به ۴۴۹۷ میلی ن تن معادل نفت خام برسد. این میزان معادل ۳۳/۷ درصد از انرژی اولیه مصرفی جهان در سال مزبور خواهد بود. دلایل افزایش تقاضای انرژی کشورهای منطقه را می‌توان بصورت زیر بیان شد:

- رشد سریع اقتصادی منطقه و توسعه گسترده بخش صنعت

- تجاری شدن بخش کشاورزی

- رشد بالای جمعیت

- جایگزینی انرژی سنتی مانند چوب و زغال بوسیله نفت سفید و گاز مایع

در مجموع در سال ۱۹۹۶ تولید و مصرف انرژی اولیه تجاری دنیا به ترتیب ۸۴۹۱/۱ و ۸۳۹۲/۴ میلیارد تن معادل نفت خام بوده است. مقایسه ارقام مصرف انرژی اولیه تجاری در مناطق مختلف جهان بیانگر این مطلب است که ساکنان منطقه آمریکای شمالی با مصرف نمودن ۲۴/۶ میلیارد تن معادل نفت خام از کل مصارف انرژی اولیه تجاری جهان بیشترین مصرف را بخود اختصاص داده‌اند. ترکیب تولید و مصرف انرژی اولیه تجاری جهان در سال ۱۹۹۶ در جداول (۱) و (۲) ارائه گردیده است.

جدول (۱): تولید انرژی اولیه تجاری به تفکیک مناطق مختلف در سال ۱۹۹۶

(میلیارد تن معادل نفت خام)

منطقه	نفت	گاز طبیعی	زغال سنگ	انرژی هسته‌ای*	برق آبی*	جمع
آمریکای شمالی	۶۶۰/۷	۶۵۸	۶۱۱/۷	۲۰۹/۱	۶۱/۶	۲۲۰۱/۱
آمریکای مرکزی و جنوبی	۳۱۳/۹	۷۵/۷	۲۷/۱	۲/۵	۴۱/۵	۴۶۰/۷
اروپا	۳۲۸/۱	۲۵۰/۸	۲۹۲/۶	۲۴۲/۳	۴۵/۷	۱۱۵۹/۵
شوروی سابق	۳۵۲/۶	۶۰۲/۱	۱۹۱/۴	۵۲/۷	۱۹/۳	۱۲۱۸/۱
خاورمیانه	۹۹۵/۳	۱۳۹/۵	۱/۳	—	۲	۱۱۳۸/۱
آفریقا	۳۵۹/۶	۸۲/۲	۱۱۴/۵	۳/۲	۶/۲	۵۶۵/۷۳
آسیا و اقیانوسیه	۳۶۳/۵	۲۰۴/۷	۱۰۲۵/۵	۱۱۱/۵	۴۲/۷	۱۷۴۷/۹
کل جهان	۳۳۷۳/۷	۲۰۱۳	۲۲۶۴/۱	۶۲۱/۳	۲۱۹	۸۴۹۱/۱

* ارقام تولید انرژی برق آبی و هسته‌ای معادل مصرف آنها در نظر گرفته شده است.

جدول (۲): مصرف انرژی اولیه تجاری به تفکیک مناطق مختلف در سال ۱۹۹۶

(میلیون تن معادل نفت خام)

منطقه	نفت	گاز طبیعی	زغال سنگ	انرژی هسته‌ای	برق آبی	جمع
آمریکای شمالی	۹۸۶/۳	۶۶۳/۷	۵۴۴/۳	۲۰۹/۱	۶۱/۶	۲۴۶۴/۹
آمریکای مرکزی و جنوبی	۲۰۳/۷	۷۵/۵	۱۸/۳	۲/۵	۴۱/۵	۳۴۱/۴
اروپا	۷۴۰/۱	۳۷۶/۴	۳۸۰/۱	۲۴۲/۳	۴۵/۷	۱۷۸۴/۳
شوروی سابق	۱۹۶/۵	۴۷۳/۶	۱۸۰/۹	۵۲/۷	۱۹/۳	۹۲۳/۲
خاورمیانه	۱۹۷/۳	۱۳۲/۶	۵/۹	—	۲	۳۳۷/۸
آفریقا	۱۱۰/۳	۴۳/۱	۸۹/۷	۳/۲	۶/۲	۲۵۲/۴
آسیا و اقیانوسیه	۸۸۵/۴	۲۱۱	۱۰۳۷/۴	۱۱۱/۵	۴۲/۷	۲۲۸۷/۸
کل جهان	۳۳۱۹/۶	۱۹۷۵/۹	۲۲۵۶/۶	۶۲۱/۳	۲۱۹	۸۳۹۲/۴

۲-۱- سرمایه‌گذاری مورد نیاز بخش انرژی

تقاضای فزاینده انرژی نیازمندیهای سرمایه‌گذاری بیشماری را بوجود آورده است. در بسیاری از کشورهای در حال توسعه قیمت های انرژی اغلب پایین‌تر از قیمت‌های بین‌المللی یا هزینه نهایی درازمدت انرژی می‌باشد. دخالت دولت در قیمت‌گذاری انرژی نیز بمنظور ایجاد درآمد، بهبود توزیع درآمد و حداقل کردن تراز واردات (بازرگانی) صورت می‌گیرد. اما این معیارها در تضاد با اهداف کارآیی اقتصادی می‌باشد و مانع از مشارکت بخش خصوصی در توسعه انرژی می‌گردد. قیمت‌های پائین‌تر انرژی سطوحی از درآمد را بدست می‌دهد که برای پوشش دادن هزینه‌ها و تأمین مالی عرضه انرژی ناکافی می‌باشد. با اینحال توانائی دولتهای در حال توسعه برای تأمین مالی توسعه زیرساختهای انرژی بدلیل نرخهای رشد بالای تقاضای انرژی و کاهش مشارکت‌های خارجی در حال کاهش می‌باشد.

افزایش نیازهای سرمایه‌گذاری بخش انرژی در سطح جهانی یکی از مسائل اساسی کشورهای در حال توسعه شده است. برطبق یک تخمین ما بین سالهای ۱۹۹۱-۲۰۰۱ در کشورهای در حال توسعه سالانه حدود ۶۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری در بخشهای نفت و گاز و حدود ۸۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری در بخش برق لازم می‌باشد. از این سرمایه‌گذاریها بترتیب حدود ۴۲ و ۶۳ درصد مربوط به سرمایه‌گذاری در بخشهای نفت و گاز و برق کشورهای آسیا و اقیانوسیه می‌باشد. سرمایه‌گذاری بالقوه موردنیاز کشورهای منطقه بترتیب ۲۳ و ۳۶ درصد نیاز سرمایه‌گذاری جهانی برای نفت و گاز و بخش برق می‌باشد. البته در صورتیکه نرخهای رشد اقتصادی بیش از روندهای پیش‌بینی شده باشد، این برآوردها

افزایش خواهند یافت.

بخش عرضه انرژی کشورهای در حال توسعه اغلب بوسیله سرمایه‌های عمومی و با استفاده از اعتبارات عمومی یا پرداختهای انتقالی از محل مالیاتهای مستقیم تأمین مالی می‌شود. تا قبل از دهه ۱۹۸۰ دلیل نرخهای بالای رشد اقتصادی و به تبع آن افزایش درآمدهای مالیاتی دولت از یک طرف و گسترش بازارهای جهانی سرمایه در نتیجهٔ سرازیر شدن دلارهای نفتی به آن از طرف دیگر شرایط مناسبی برای سرمایه‌گذاری در بخش انرژی فراهم بود. اما شرایط در اوایل دهه ۱۹۸۰ تغییر کرد و این دولتها با مسائل مربوط به پرداخت بدهیهای سنگین و افزایش نرخهای واقعی بهره روبرو شدند. این مشکلات در دهه ۱۹۹۰ بیشتر شدند بطوریکه از کل نیازهای سرمایه‌ای که باید از طریق اعتبارات خارجی تأمین مالی می‌شد فقط ۲۰ درصد و از کل نیازهای سرمایه‌ای قابل تأمین از منابع داخلی تنها ۸۰ درصد محقق گردید.

انرژی یک صنعت سرمایه‌بر می‌باشد به نحوی که در دو دهه اخیر بخشهای انرژی بطور متوسط حدود ۲۵ درصد از کل مخارج دولتی کشورهای در حال توسعه را بخود اختصاص داده‌اند. اما این مقدار برای پوشش دادن تقاضا در این کشورها کافی نبوده و باید سرمایه‌گذاریهای آتی بمنظور تأمین احتیاجات انرژی خصوصاً برق بیشتر شود.

ضمناً پیش‌بینی می‌شود با ادامه روند کنونی حدود سه چهارم از حجم سرمایه‌گذاریهای مورد نیاز بخش انرژی بصورت ارزی باشد. از طرفی سیاست‌های قیمت‌گذاری یک مانع مهم برای مشارکت بخشهای خصوصی در توسعه زیرساختهای انرژی می‌باشد چرا که قیمت انرژی برای مصرف‌کنندگان در بسیاری از کشورهای در حال توسعه آسیائی در مقایسه با هزینه‌های نهایی بلند مدت عرضه انرژی (خصوصاً در بخش برق) کمتر می‌باشد.

۲- نفت

مهمترین تحولات نفتی در سال ۱۹۹۶ بدین شرح بود:

- کل ذخایر نفت خام جهان، ۱/۷ درصد رشد کرد و نسبت ذخایر به تولید به ۴۱/۸ سال رسید.
- تولید اعضای اوپک ۲/۸ درصد و تولید کشورهای غیر اوپک (باستثنای شوروی سابق) ۳/۸ درصد افزایش یافت. در بین کشورهای عضو اوپک نیجریه و ونزوئلا بترتیب با ۸ و ۶/۶ درصد رشد تولید بالاترین نرخ را داشتند.
- در این سال شرکت ملی نفت ایران به عنوان چهارمین شرکت بزرگ نفتی جهان شناخته شد. شرکت ملی پخش و پالایش ایران نیز به عنوان یازدهمین شرکت دارای بیشترین ظرفیت پالایشی معرفی گردید.

- صادرات نفت عراق نیز در دسامبر همین سال و به دنبال موافقتنامه ۹۸۶ سازمان ملل از سرگرفته شد.
- در سال مورد بررسی قیمت‌های نفت شدیداً بالاتر رفت و متوسط قیمت‌های برنت با بیش از ۲۱/۶ درصد افزایش به ۲۰/۸۱ دلار رسید که بالاترین قیمت متوسط سالانه از زمان جنگ خلیج فارس بود.
- تقاضای جهانی نفت، ۲/۴ درصد رشد کرد که نزدیک به دو برابر نرخ رشد سال ۱۹۹۵ و بالاتر از میانگین رشد ده ساله ۱۹۹۶-۱۹۸۶ بود.
- در این سال رشد سریع اقتصادی کشورهای چین و هند موجب افزایش ۷/۲ و ۷/۹ درصد مصرف نفت این کشورها شد.

۱-۲- ذخایر نفت خام:

- ذخایر تثبیت شده نفت خام دنیا در سال ۱۹۹۶ معادل ۱۰۲۹/۳ میلیارد بشکه بود که نسبت به سال ۱۹۸۶، نزدیک به ۴۵ درصد رشد نشان می‌دهد. میزان برداشت از ذخایر دنیا و حجم اکتشافات در این دوره به ترتیب ۲۶۱ و ۵۸۴/۱ میلیارد بشکه بود. با توجه به اینکه میزان اکتشافات بسیار بیشتر از مقادیر برداشت شده از ذخایر بود، عمر ذخایر دنیا از ۳۳ سال در ۱۹۸۶ به ۴۱/۲ سال در ۱۹۹۶ افزایش یافت. تحولات مربوط به ذخایر نفت خام به تفکیک مناطق مختلف جهان بدین شرح است:
- آمریکای شمالی: ذخایر نفت خام این منطقه در سال ۱۹۹۶، ۸۵/۵ میلیارد بشکه و عمر آنها ۱۸/۱ سال برآورد می‌گردید. سهم این منطقه از کل ذخایر تثبیت شده دنیا ۸/۳ درصد بود. آمار موجود نشان می‌دهد که در دوره ۹۶-۱۹۸۶ حجم کل اکتشافات منطقه ۴۳/۷ میلیارد بشکه بوده است.
 - آمریکای جنوبی و مرکزی: در سال ۱۹۹۶ کل ذخایر منطقه ۷۹/۲ میلیارد بشکه بود که با توجه به میزان برداشت، عمر ذخایر ۳۶/۱ سال برآورد می‌گردید. در طی دوره ۹۶-۱۹۸۶، حجم اکتشافات نفت خام منطقه ۶۴/۲۸ میلیارد بشکه بود که حدود ۲/۴ برابر بیشتر از حجم برداشت از ذخایر است. در این دوره کشور ونزوئلا با حجم اکتشافات ۴۹/۶ میلیارد بشکه، ۷۷/۲ درصد از اکتشافات این منطقه را بخود اختصاص داده بود.
 - اروپا: ذخایر نفت خام اروپا در سال ۱۹۹۶، ۲۰/۵ میلیارد بشکه بود که معادل ۲ درصد از کل ذخایر دنیاست. با توجه به میزان برداشت از ذخایر در این سال، عمر ذخایر منطقه ۸/۲ سال برآورد می‌گردد. حجم اکتشافات ذخایر نفتی طی دوره ۹۶-۱۹۸۶، ۱۷/۸ میلیارد بشکه بود. حجم ذخایر این منطقه در دوره مزبور کاهش یافت که علت اصلی آن افزایش برداشت از ذخایر انگلستان نسبت به سطح اکتشافات جدید ارزیابی می‌شود.

- کشورهای شوروی سابق: ذخایر تثبیت شده این منطقه در سال ۱۹۹۶، ۶۵/۵ میلیارد بشکه، عمر آنها ۲۵/۵ سال و سهم این ذخایر از کل ذخایر دنیا ۶/۴ درصد بود. در دوره ۹۶-۱۹۸۶ میزان اکتشافات جدید کشورهای مزبور ۴۷/۱ میلیارد بشکه و تولید نفت خام آنها ۴۰/۶ میلیارد بشکه بود.
- خاورمیانه: ذخایر تثبیت شده منطقه خاورمیانه در سال ۱۹۹۶، ۶۶۸/۷ میلیارد بشکه بود که معادل ۶۵ درصد از کل ذخایر دنیا است. بنابراین با توجه به میزان برداشت سالیانه، عمر ذخایر این منطقه ۹۱/۴ سال برآورد می‌گردد. در دوره ۹۶-۱۹۸۶ میزان کل اکتشافات نفت خام خاورمیانه ۳۴۰/۹ میلیارد بشکه بود همچنین حجم اکتشافات این منطقه طی دوره مذکور معادل ۵۸/۴ درصد از کل اکتشافات نفت خام دنیا بوده است. بیشترین حجم اکتشافات در منطقه مزبور متعلق به کشور عربستان با ۱۲۲/۲ میلیارد بشکه بود که معادل ۳۵/۵ درصد از کل اکتشافات اخیر خاورمیانه است.
- آفریقا: در سال ۱۹۹۶، ۶۷/۵ میلیارد بشکه نفت خام در منطقه آفریقا وجود داشت که این میزان نفت معادل ۶/۶ درصد از کل ذخایر دنیا بود. عمر ذخایر منطقه موردنظر ۲۵ سال برآورد می‌گردد. حجم اکتشافات نفت منطقه مزبور در دوره ۹۶-۱۹۸۶، ۳۸/۵ میلیارد بشکه بود که معادل ۶/۶ درصد از کشفیات نفت خام جهان است. کشور لیبی در این منطقه با اکتشافاتی معادل ۱۳/۵ میلیارد بشکه، ۳۵/۱ درصد از اکتشافات نفت خام این قاره را بخود اختصاص داده است.
- کشورهای عضو اوپک: از طرف دیگر کشورهای عضو اوپک با داشتن ۷۶/۲ درصد از ذخایر دنیا در سال ۱۹۹۶ دارای موقعیت منحصر بفردی بودند. متوسط عمر ذخایر اوپک ۷۸/۶ سال برآورد می‌گردد. حجم اکتشافات کشورهای عضو اوپک در دوره ۹۶-۱۹۸۶، ۴۱۱/۵ میلیارد بشکه بود که معادل ۷۰ درصد از اکتشافات دنیا است.

۲-۲- تولید و مصرف نفت خام:

میزان تولید و مصرف نفت خام جهان در سال ۱۹۹۶ بترتیب ۳۳۶۲/۹ و ۳۳۱۹/۶ میلیون تن بود که نسبت به سال گذشته بترتیب ۲/۹ و ۲/۴ درصد افزایش نشان می‌دهد. متوسط کفایت ذخایر استراتژیک دنیا در این سال ۸۰/۶ روز بود که نسبت به سال گذشته کاهش داشت. از طرف دیگر متوسط قیمت‌های نفت خام در این سال حدود ۲۰ درصد رشد یافته بود. در واقع علت این دو پدیده را می‌توان در تلاش شرکت‌های نفتی برای پایین نگهداشتن سطح ذخایر، تأخیر ورود عراق به بازار و زمستان سرد و طولانی در نیمکره شمالی دانست.

انتظار می‌رود که در سال ۲۰۱۰ تقاضای جهانی نفت به حدود ۹۷-۹۲ میلیون تن بشکه در روز برسد. رشد تقاضای بخش حمل و نقل، فقدان جایگزینی پایدار برای نفت و رشد سریع اقتصادی علت

این امر است.

در سال ۱۹۹۶ سهم هریک از مناطق آمریکای شمالی، آمریکای جنوبی و مرکزی، اروپا، کشورهای شوروی سابق، خاورمیانه، آفریقا و آسیا و اقیانوسیه از تولید نفت خام دنیا بترتیب ۱۹/۶، ۹/۳، ۹/۸، ۱۰/۵، ۲۹/۳، ۱۰/۷ و ۱۰/۸ درصد بود. در این بین سهم تولید کشورهای عضو اوپک از کل تولید نفت خام دنیا ۴۰/۷ درصد بود. سهم مصرف هریک از مناطق نیز از کل مصرف نفت خام بدین شرح بود: آمریکای شمالی ۲۹/۷ درصد، آمریکای جنوبی و مرکزی ۶/۱ درصد، اروپا ۲۲/۳ درصد، شوروی سابق ۶ درصد، خاورمیانه ۵/۹ درصد، آفریقا ۳/۳ درصد و آسیا و اقیانوسیه ۲۶/۷ درصد. سهم کشورهای عضو OECD نیز از کل مصرف نفت خام ۵۹/۵ درصد بود. خلاصه‌ای از وضعیت عرضه و تقاضای نفت خام دنیا طی سالهای ۱۹۹۴-۹۶ در جدول شماره (۳) بیان شده است.

جدول (۳): عرضه و تقاضای نفت خام

(هزار بشکه در روز)

شرح	۱۹۹۴	۱۹۹۵	۱۹۹۶	درصد تغییرات سال ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵
تقاضا				
کشورهای عضو OECD	۴۰۸۳۰	۴۰۹۲۵	۴۱۷۷۵	۲/۱
سایر کشورها	۲۶۲۳۵	۲۷۱۷۰	۲۷۷۷۰	۲/۲
جمع	۶۷۰۶۵	۶۸۰۹۵	۶۹۵۴۵	۲/۱
عرضه				
کشورهای عضو OPEC	۲۰۵۵۰	۲۰۷۴۵	۲۱۳۷۵	۳
شوروی سابق و چین	۱۰۳۳۰	۱۰۲۰۵	۱۰۳۳۰	۱/۲
سایر	۸۸۸۰	۹۳۸۵	۹۷۵۵	۳/۹
کشورهای عضو OECD	۲۷۱۹۰	۲۷۵۱۵	۲۸۲۲۵	۲/۶
جمع	۶۶۹۵۰	۶۷۸۵۰	۶۹۶۸۵	۲/۷
تغییر در موجودی و اشتباهات آماری	-۱۱۵	-۲۴۵	۱۴۰	-
کفایت ذخایر استراتژیک				
کشورهای عضو OECD	۹۱	۶۱	۸۷	-۴/۴
متوسط دنیا	۸۷/۴	۸۴	۸۰/۶	-۴
قیمت نفت (دلار)				
قیمت IEA	۱۵/۶	۱۷/۲	۲۰/۵	۱۹/۲
قیمت سبک اوپک	۱۵/۵	۱۶/۹	۲۰/۲	۱۹/۵
درآمد اوپک (میلیارد دلار)**	۱۵۳/۸	۱۹۶/۷	۲۰۸/۱	۲۲/۶

* بدون در نظر گرفتن کشورهای با اقتصاد متمرکز

** قیمت ضربدر تولید
توضیح: آمار مربوط به کفایت ذخایر استراتژیک از نشریه Oil Market Prospects برگرفته شده است.

۳-۲- تولید و مصرف فرآورده‌های نفتی:

ظرفیت پالایش نفت خام دنیا در سال ۱۹۹۶، ۷۷۸۸۰ هزار بشکه در روز بود که نسبت به سال گذشته ۱/۲ درصد رشد نشان می‌دهد.

بیشترین میزان رشد ظرفیت پالایش نفت مربوط به منطقه آسیا و اقیانوسیه با ۵ درصد بوده است. این در حالی است که در سال مذکور از ظرفیت پالایشی اروپا به میزان ۰/۵ درصد کاسته شد. سهم هریک از مناطق دنیا در کل ظرفیت پالایش نفت خام بدین شرح بود: آمریکای شمالی ۲۴ درصد، آمریکای جنوبی و مرکزی ۸/۲ درصد، اروپا ۲۱/۱ درصد، شوروی سابق ۱۳/۳ درصد، خاورمیانه ۷/۱ درصد، آفریقا ۳/۷ درصد و آسیا و اقیانوسیه ۲۲/۶ درصد.

ملاحظه می‌گردد که بیشترین ظرفیتهای تولید فرآورده‌های نفتی در مناطق عمده مصرف متمرکز گردیده‌اند. البته روند افزایش ظرفیتهای به نحوی است که بطور مرتب در طی چند سال اخیر به سهم کشورهای منطقه آسیا و اقیانوسیه اضافه شده است.

در سال ۱۹۹۶، حجم نفت خام خوراک پالایشگاههای دنیا، ۶۴۸۴۵ هزار بشکه در روز بود که نسبت به سال گذشته ۲/۶ درصد رشد نشان می‌دهد. در این سال متوسط استفاده از ظرفیت پالایشگاههای موجود در هریک از مناطق جهان بدین شرح بود: آمریکای شمالی ۹۲/۱ درصد، آمریکای مرکزی و جنوبی ۷۶/۸ درصد، اروپا ۹۰ درصد، شوروی سابق ۴۵/۳ درصد، خاورمیانه ۹۷/۳ درصد، ۸۴/۷ درصد و آسیا و اقیانوسیه ۸۸/۶ درصد.

مصرف فرآورده‌های نفتی در دنیا (بجز کشورهای اروپای مرکزی و شوروی سابق) معادل ۳۰۵۷/۵ میلیون تن بود که نسبت به سال گذشته ۳/۳ درصد افزایش یافته است. ترکیب فرآورده‌های مصرفی جهان بدین قرار بود: بنزین موتور ۲۸/۶ درصد، فرآورده‌های میان تقطیر ۳۶/۷ درصد و نفت کوره ۱۷ درصد.

با توجه به اینکه در تقسیم بندی مذکور کشورهای اروپای مرکزی و شوروی سابق وجود ندارند، کشور آمریکا بزرگترین مصرف کننده فرآورده‌های نفتی است. مصرف فرآورده‌های نفتی آمریکا در سال مذکور ۳/۱ درصد افزایش یافت.

پس از ایالات متحده نیز کشور ژاپن با مصرف نمودن ۲۶۹/۸ میلیون تن از انواع فرآورده‌های نفتی قرار دارد که مصرف فرآورده‌های نفتی این کشور نسبت به سال گذشته اندکی افزایش نشان می‌دهد.

۴-۲- تجارت نفت خام و فرآورده‌های نفتی:

در سال ۱۹۹۶، حجم تجارت جهانی نفت دنیا به ۱۸۷۹/۱ میلیون تن رسید که نسبت به سال گذشته ۵ درصد افزایش یافته است. از کل تجارت جهانی نفت، ۷۷/۱ درصد مربوط به نفت خام و مابقی مربوط به فرآورده‌های نفتی بود.

وضعیت صادرات و واردات نفت خام و فرآورده‌های نفتی در سال ۱۹۹۶ برای هریک از مناطق هفت‌گانه بدین شرح است:

- آمریکای شمالی: صادرات و واردات نفت خام و فرآورده‌های نفتی بترتیب ۵۸/۶، ۳۶۹/۳ میلیون تن بود که این منطقه را به عنوان خالص واردکننده معرفی نموده است. سهم هریک از مناطق آمریکای جنوبی و مرکزی، خاورمیانه، آفریقای غربی و اروپای غربی در کل واردات نفت خام این منطقه بترتیب ۳۵/۵، ۲۳/۶، ۱۶/۷ و ۱۴/۹ درصد بود. وابستگی این منطقه به نفت خاورمیانه برای چندمین سال متوالی کاهش نشان می‌دهد. بنابراین با توجه به موارد مذکور می‌توان عنوان نمود که سهم منطقه مزبور از تجارت جهانی نفت بالغ بر ۱۳/۵ درصد بود.

- آمریکای مرکزی و جنوبی: حجم صادرات و واردات نفت این منطقه بترتیب ۱۴۸/۵ و ۷۰/۱ میلیون تن بود. بنابراین منطقه مزبور به عنوان یکی از صادرکنندگان نفت خام و فرآورده‌های نفتی معرفی می‌شود. مهمترین واردکنندگان نفت از این منطقه آمریکای شمالی و اروپای غربی با سهم ۸۸/۳ و ۷/۹ درصد بودند. سهم عمده آمریکای شمالی از نفت خام و فرآورده‌های نفتی صادراتی کشورهای آمریکای جنوبی و مرکزی وابستگی بیشتر کشورهای آمریکای جنوبی و مرکزی به درآمدهای نفتی حاصل از فروش نفت به این منطقه را نشان می‌دهد. سهم آمریکای جنوبی و مرکزی از کل تجارت جهانی نفت، به ۶/۹ درصد بالغ می‌گردد.

- اروپا: این منطقه بیشتر به عنوان یک منطقه واردکننده نفت خام و فرآورده‌های نفتی مطرح شده است. همچنین صادرات و واردات نفت این منطقه بترتیب ۷۵/۵ و ۵۱۹/۵ میلیون تن بود. بنابراین قاره اروپا بزرگترین واردکننده نفت خام و فرآورده‌های نفتی است. بزرگترین صادرکنندگان نفت خام به این منطقه بترتیب خاورمیانه، شوروی سابق، آفریقای شمالی و آفریقای غربی بودند. در سال مورد مطالعه سهم منطقه مزبور از تجارت جهانی نفت به ۱۸/۸ درصد بالغ گردید.

- شوروی سابق: صادرات و واردات فرآورده‌های نفتی این منطقه در سال مورد بررسی به ترتیب ۱۴۸/۵ و ۲/۲ میلیون تن بود. بزرگترین مشتریان نفت این منطقه کشورهای اروپایی می‌باشند. در این سال سهم کشورهای عضو شوروی سابق از تجارت جهانی نفت به ۴/۸ درصد رسید.

- خاورمیانه: سهم عمده‌ای از صادرات نفت خام دنیا متعلق به کشورهای این منطقه است به نحوی که

در سال ۱۹۹۶ سهم این منطقه از تجارت جهانی نفت معادل ۲۷/۲ درصد بود. در سال مذکور صادرات و واردات نفت منطقه بترتیب ۸۵۲/۶ و ۸/۲ میلیون تن بود. سهم هریک از مناطق آسیا و اقیانوسیه، اروپا و آمریکای شمالی از کل صادرات این منطقه بترتیب ۶۰/۷، ۲۲/۳ و ۱۰/۲ درصد بود.

- آفریقا: قاره آفریقا در سال مورد مطالعه، ۲۷۶/۷ میلیون تن نفت خام و فرآورده‌های نفتی صادر و در عوض ۴۲/۱ میلیون تن وارد نمود. مهمترین مشتریان نفت این قاره کشورهای اروپای غربی و آمریکای شمالی می‌باشند. سهم این قاره از کل تجارت جهانی نفت به ۱۰/۱ درصد بالغ می‌گردد.
- آسیا و اقیانوسیه: حجم صادرات و واردات نفت در منطقه مزبور بترتیب ۱۷/۵ و ۵۷۵ میلیون تن بود که دال بر واردکننده بودن این منطقه می‌باشد. لازم به ذکر است که ۹۰ درصد از نفت این منطقه بوسیله کشورهای خاورمیانه تأمین می‌گردد. سهم این منطقه از کل تجارت جهانی نفت در سال مزبور ۱۸/۷ درصد بود.

۳- گاز طبیعی

اهم تحولات مربوط به گاز طبیعی در سال ۱۹۹۶ بشرح زیر بوده است:

- ذخائر تثبیت شده گاز طبیعی جهان ۱/۶ تریلیون مترمکعب افزایش پیدا کرد که عمدتاً به افزایش ذخائر کشورهای شوروی سابق و خاورمیانه مربوط می‌شود.
- ذخایر تثبیت شده گاز طبیعی اروپا بعلت عدم کشف ذخایر جدید و افزایش برداشت کاهش یافت.
- در این سال ۱۹ حوزه گازی در مصر، ۳ حوزه گازی در الجزایر، یک حوزه گازی در تونس، ۳ حوزه گازی در عمان، یک حوزه گازی در یمن و ۲ حوزه گازی در عربستان کشف گردید.
- ذخایر گاز طبیعی ایران در این سال با رشد ۱۵/۷ درصد به ۲۴/۳ تریلیون مترمکعب رسید که ۱۶/۸ درصد از کل ذخایر گاز طبیعی جهان می‌باشد.
- روند کاهش تولید کشورهای شوروی سابق که از ۱۹۹۰ تا ۱۹۹۵ ادامه داشت، متوقف گردید و تولید آنها ۱/۴ درصد رشد یافت. در این سال کشورهای اروپایی خصوصاً کشورهای نروژ، بریتانیا و هلند بیشترین افزایش تولید را داشتند.
- در نوامبر همین سال خط لوله مغرب - اروپا مورد بهره‌برداری قرار گرفت این خط لوله با ظرفیت حمل ۸ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی در سال یک کانال ارتباطی دیگر بین آفریقا و جنوب اروپا بوجود آورد.
- در این سال احداث خط لوله گاز از ترکمنستان به طرف مرز ایران به طول ۱۴۰ کیلومتر و قطر چهل اینچ آغاز شد که می‌تواند سالانه ۱۱ میلیارد مترمکعب گاز ترکمنستان را به ایران منتقل کند.

- شروع صادرات گاز روسیه به یونان از حوادث مهم دیگر این سال بود.
- تجارت جهانی گاز طبیعی مایع عمدتاً بدلیل افزایش واردات کشورهای آسیای جنوب شرقی ۱۰/۷ درصد رشد کرد.
- بالاترین افزایش مطلق در مصرف گاز طبیعی مربوط به انگلستان بود که باعث شد این کشور از لحاظ مصرف بر آلمان پیش گیرد و به بزرگترین بازار گاز اروپا و سومین بازار بزرگ گاز جهان تبدیل شود.
- کشورهای شوروی سابق نیز بدنبال ۴ سال کاهش مصرف در نتیجه بهبود نسبی وضعیت اقتصادی رشد اندکی را تجربه کردند.

۱-۳- ذخایر تثبیت شده

ذخایر تثبیت شده گاز طبیعی دنیا در سال ۱۹۹۶، ۳/۵ درصد نسبت به سال قبل افزایش یافت و به ۱۴۴/۶۳ تریلیون مترمکعب رسید. عمر ذخایر دنیا با توجه به میزان برداشت در سال موردنظر ۶۴/۸ سال برآورد می‌گردد. علیرغم کاهش حجم ذخایر در مناطق اروپا، افریقا، آسیا و اقیانوسیه، میزان آن در سایر مناطق افزایش یافت.

در طی دوره ۹۶-۱۹۸۶ میزان اکتشافات گاز طبیعی در کل جهان ۶۳/۸۶ تریلیون مترمکعب بود که نزدیک به سه برابر کل برداشت از ذخایر در طی دوره موردنظر می‌باشد. سهم هریک از مناطق آمریکای شمالی، آمریکای جنوبی و مرکزی، اروپا، شوروی سابق، خاورمیانه، آفریقا و آسیا و اقیانوسیه از کل ذخایر دنیا بترتیب ۵/۹، ۴/۲، ۳/۷، ۳۹/۶، ۳۳/۹، ۶۴ و ۶/۳ درصد بود.

حجم ذخایر و میزان اکتشافات هریک از این مناطق به شرح زیر است:

- آمریکای شمالی: ذخایر تثبیت شده این منطقه معادل ۸/۳۵ تریلیون مترمکعب می‌باشد که با توجه به میزان برداشت سالیانه، عمر آنها ۱۱/۸ سال برآورد می‌گردد. میزان اکتشافات ذخایر گاز طبیعی در دوره ۹۶-۱۹۸۶، ۵/۴۳ تریلیون مترمکعب بوده که معادل ۸/۵ درصد از کل اکتشافات دنیا در طی دوره موردنظر است.

- آمریکای جنوبی و مرکزی: این منطقه دارای ذخایر تثبیت شده‌ای معادل ۵/۸۹ تریلیون مترمکعب می‌باشد. برآورد کفایت ذخایر گاز این منطقه ۷۰/۲ سال است. در طی سالهای ۹۶-۱۹۸۶ حجم ذخایر گاز طبیعی اکتشاف شده ۳/۳۶ تریلیون مترمکعب بوده که ۵/۳ درصد از ذخایر اکتشاف شده دنیا را در دوره مزبور شامل می‌شود.

- اروپا: ذخایر گاز طبیعی اروپا ۵/۴۲ تریلیون مترمکعب بوده و برآورد عمر آنها نیز ۱۸/۶ سال بود.

اکتشافات گاز طبیعی این منطقه در طی سالهای ۹۶-۱۹۸۶، ۱ تریلیون مترمکعب برآورد می‌گردد که معادل ۱/۶ درصد از کل اکتشافات گاز طبیعی جهان است.

- شوروی سابق: ذخایر گاز طبیعی این منطقه ۵۷/۲۸ تریلیون مترمکعب بود که با توجه به میزان برداشت، کفایت ذخایر منطقه به ۸۱/۱ سال می‌رسید. حجم اکتشافات ذخایر گاز طبیعی این منطقه در طی سالهای ۹۶-۱۹۸۶، معادل ۲۱/۱۲ تریلیون مترمکعب بود که ۳۳/۱ درصد از کل اکتشافات دنیا را شامل می‌گردد.

- خاورمیانه: این منطقه با داشتن ذخایری به حجم ۴۹/۰۹ تریلیون مترمکعب جزو مناطق گازخیز دنیا محسوب می‌شود. عمر ذخایر خاورمیانه با توجه به میزان برداشت در سال مورد مطالعه بیش از ۳۲۷ سال تخمین زده می‌شود. در طی دوره ۹۶-۱۹۸۶، حجم اکتشافات منطقه ۲۴/۰۹ تریلیون مترمکعب برآورد می‌گردد که معادل ۳۷/۷ درصد از اکتشافات دنیا در سالهای موردنظر است.

کشور ایران با داشتن ذخایری در حدود ۲۴/۳ تریلیون مترمکعب دومین کشور دارای بزرگترین ذخایر گازی در دنیا است. عمر ذخایر گازی ایران ۶۳۸ سال برآورد می‌گردد.

- آفریقا: ذخایر گازی این منطقه، ۹/۳۱ تریلیون مترمکعب بوده و عمر آنها با توجه به میزان برداشت سالانه آنها، ۱۰۲ سال برآورد می‌گردد. اکتشافات ذخایر گازی این منطقه در دوره ۹۶-۱۹۸۶، ۴/۳۸ تریلیون مترمکعب برآورد می‌گردد که معادل ۶/۸ درصد از کل اکتشافات دنیا در طی دوره مزبور است.

- آسیا و اقیانوسیه: ذخایر این منطقه ۹/۱۱ تریلیون مترمکعب و کفایت ذخایر آن ۶۲/۲ سال تخمین زده می‌شود. حدود ۶/۳ درصد از ذخایر جهان در این منطقه واقع گردیده است. اکتشافات ذخایر گازی این منطقه در سالهای ۹۶-۱۹۸۶، ۴/۴۷ تریلیون مترمکعب و معادل ۷ درصد از اکتشافات گاز طبیعی دنیا بوده است.

۲-۳- تولید و مصرف:

تولید گاز طبیعی در سال ۱۹۹۶، ۲۲۳۶/۱۸ میلیارد مترمکعب بود که نسبت به سال گذشته ۴/۹ درصد رشد نشان می‌دهد. سهم هریک از مناطق آمریکای شمالی، آمریکای جنوبی و مرکزی، اروپا، شوروی سابق، خاورمیانه، آفریقا و آسیا و اقیانوسیه از کل تولید بترتیب ۳۲/۸، ۳/۶، ۱۲/۵، ۲۹/۹، ۶/۹، ۴/۱ و ۱۰/۲ درصد بوده است. بزرگترین تولیدکنندگان گاز طبیعی دنیا را بترتیب کشورهای فدراسیون روسیه، ایالات متحده آمریکا و کانادا تشکیل می‌دهند.

مصرف گاز طبیعی نیز در سال ۱۹۹۶، ۲۱۹۵/۴ میلیارد مترمکعب بود. این میزان نسبت به سال ماقبل ۴/۷ درصد رشد یافته است. سهم هریک از مناطق مختلف در کل مصرف بدین قرار بوده است.

آمریکای شمالی ۳۳/۶ درصد، آمریکای جنوبی و مرکزی ۳/۸ درصد، اروپا ۱۹/۱ درصد، شوروی سابق ۲۴ درصد، خاورمیانه ۶/۷ درصد، آفریقا ۲/۱ درصد و آسیا و اقیانوسیه ۱۰/۷ درصد، بزرگترین مصرف کنندگان گاز طبیعی جهان این سال کشورهای ایالات متحده، فدراسیون روسیه و انگلستان بودند.

لازم به ذکر است که در سال ۱۹۹۶ کشورهای عضو OECD با تولید نمودن ۴۵/۶ درصد از گاز طبیعی دنیا حدود ۵۳/۸ درصد کل مصرف جهانی را بخود اختصاص دادند. خلاصه‌ای از وضعیت عرضه و تقاضای جهانی گاز را میتوان در جدول (۴) مشاهده نمود.

جدول (۴): عرضه و تقاضای گاز طبیعی

(میلیارد مترمکعب در سال)

شرح	۱۹۹۴	۱۹۹۵	۱۹۹۶	درصد تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵
تقاضا				
کشورهای عضو OECD	۱۰۷۶/۹	۱۱۲۶/۲	۱۱۸۱/۷	۴/۹
شوروی سابق و چین	۵۶۴/۹	۵۴۰/۱	۵۴۳/۹	۱
سایر کشورها	۳۹۶/۴	۴۲۶/۷	۴۶۵	۹
جمع	۲۰۳۸/۲	۲۰۹۳	۲۱۹۰/۶	۴/۷
عرضه				
کشورهای عضو OECD	۹۵۲	۹۶۵/۵	۱۰۱۹/۹	۵/۶
شوروی سابق و چین	۶۸۷/۷	۶۷۷/۴	۶۸۸/۹	۱/۷
سایر	۴۵۰/۶	۴۸۵	۵۲۲/۶	۷/۷
جمع	۲۰۹۰/۳	۲۱۲۷/۹	۲۲۳۱/۴	۴/۹

۳-۳- تجارت گاز طبیعی

طی سال ۱۹۹۶ تجارت جهانی گاز طبیعی^(۱) ۸/۲ درصد رشد کرد و به ۳۲۱/۸ میلیارد مترمکعب رسید. عمده‌ترین کشورهای صادرکننده گاز طبیعی، روسیه، کانادا، هلند، نروژ و الجزایر بودند که بترتیب ۱۲۳/۹، ۸۰/۱، ۴۵/۷، ۳۸/۱ و ۲۱/۲ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی صادر کردند.

۱- مربوط به تجارت جهانی گاز طبیعی از طریق خط لوله

سال ۱۹۹۶ یک سال استثنائی در مورد تجارت گاز الجزایر بود. خط لوله مغرب - اروپا بعنوان دومین خط لوله ارتباطی شمال آفریقا و جنوب اروپا با ظرفیت جابجائی ۸ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی در سال مورد بهره‌برداری قرار گرفت که هم اکنون به کشورهای اسپانیا و مراکش گاز حمل می‌کند. همچنین توسعه خط لوله گاز مدیترانه، الجزایر را قادر ساخت تا صادرات گاز خود به ایتالیا را ۸ درصد افزایش دهد.

در هلند صادرات گاز با ۱۹ درصد افزایش به ۴۵/۷ میلیارد مترمکعب رسید و در نروژ ایجاد تعهدات قراردادی در قبال مشتریان اروپائی افزایش غیرعادی صادرات این کشور به ۳۸/۱ میلیارد مترمکعب را سبب شد که بیانگر یک رشد ۳۶/۵ درصدی می‌باشد. در آمریکای شمالی صادرات کانادا به آمریکا بدلیل جهش اساسی قیمت تنها با ۱/۲ درصد افزایش به ۸۰/۱ میلیارد مترمکعب رسید. بالاخره صادرات روسیه به اروپا ۵/۵ درصد افزایش یافت. مشتریان اصلی صادرات اضافی روسیه، کشورهای مرکزی اروپا بودند که واردات آنها طی سال ۱۹۹۶ بطور چشمگیری افزایش یافت.

واردکنندگان عمده گاز طبیعی جهان در سال ۱۹۹۶ ایالات متحده آمریکا، آلمان، ایتالیا، فرانسه و جمهوری چک و اسلواکی بودند که بترتیب ۲۵، ۲۴/۵، ۱۱/۶، ۸/۹ و ۵/۱ درصد از واردات ۳۲۱/۸ میلیارد مترمکعبی گاز جهان را بخود اختصاص دادند. طی سال ۱۹۹۶ واردات گاز آمریکا ۱/۵ درصد، آلمان ۱۳/۵ درصد، ایتالیا ۶/۲ درصد، فرانسه ۰/۳ درصد و چک و اسلواکی ۱۱/۴ درصد افزایش داشت.

حجم صادرات گاز طبیعی مایع نیز در سال ۱۹۹۶ بیش از ۱۰/۷ درصد افزایش یافت و از ۹۲/۵ میلیارد مترمکعب به ۱۰۲/۴ میلیارد مترمکعب رسید. صادرکنندگان عمده گاز طبیعی مایع بترتیب اندونزی با ۳۵/۹، الجزایر ۱۹/۶، مالزی ۱۷/۷، استرالیا ۱۰/۱، برونئی ۸/۷ و امارات متحده عربی ۷/۴ میلیارد مترمکعب بوده‌اند.

بیشترین واردات گاز طبیعی مایع نیز متعلق به ژاپن بوده که به تنهایی ۶۲ درصد واردات را انجام داده است. بعد از ژاپن کشورهای کره جنوبی، فرانسه، اسپانیا و بلژیک در مراتب بعدی قرار داشته‌اند.

جدول (۵): حجم صادرات و واردات گاز طبیعی در سال ۱۹۹۶

(میلیارد مترمکعب)

صادرات	واردات	منطقه
		آمریکای شمالی:
۲/۲	۰/۵۸	آمریکا
۱/۰۸	۱/۳	کانادا
۴/۰	۰/۹	مکزیک
		آمریکای جنوبی و مرکزی:
-	۲	آرژانتین
۲	-	بولیوی
		اروپا:
-	۷/۲	اتریش
-	۱۰/۸	بلژیک
-	۶/۳	بلغارستان
-	۱۶/۶	چک و اسلواکی
-	۳/۸	فنلاند
-	۲۸/۵	فرانسه
-	۷۸/۹	آلمان
-	*	یونان
۲/۹	۷/۲	مجارستان
-	۰/۳	ایرلند
-	۳۷/۵	ایتالیا
-	۰/۷	لوکزامبورگ
-	۳/۸	هلند
۴۵/۷	۷/۳	لهستان
-	۷/۴	رومانی
-	۲/۶	اسپانیا
-	۰/۹	سوئد
-	۲/۷	سوئیس
-	۵/۷	ترکیه
-	۱/۸	انگلستان
۱/۹	-	دانمارک
۱/۸	-	نروژ
۳۸/۱	۴/۴	سایر
		شوروی سابق:
۱۲۳/۹	-	روسیه
		خاورمیانه:
-	۰/۳	امارات متحده عربی
۰/۳	-	عمان
		آفریقا:
-	۱/۱	تونس
۲۱/۲	-	الجزایر
		آسیا و اقیانوسیه:
-	۱/۵	سنگاپور
۱/۵	-	مالزی

* رقم کمتر از ۰/۰۵ می باشد.

۴- زغال سنگ

- مهمترین تحولات بخش زغال سنگ در سال ۱۹۹۶ بدین شرح است:
- مخارج تولید یک تن زغال سنگ در اتحادیه اروپا تقریباً ۲۳۵ مارک بود که حدود سه برابر قیمت زغال سنگ وارداتی از سایر کشورها می باشد.
 - مجموع سرمایه گذاری های صورت گرفته در صنایع زغال سنگ اتحادیه اروپا در این سال، ۱/۲۲ میلیارد مارک بوده که نزدیک به نصف این رقم در آلمان سرمایه گذاری شده است.
 - روند صعودی قیمتهای زغال سنگ از سال ۱۹۹۵ تاکنون همچنان ادامه یافته است.
 - استرالیا بزرگترین صادرکننده زغال سنگ در این سال بود.
 - در این سال کاهش مصرف کشورهای شوروی سابق بارشده بالای مصرف در آسیا و اقیانوسیه و آمریکای شمالی توام بود.

۴-۱- ذخایر:

بررسی حجم ذخایر دنیا نسبت به سال گذشته نشان می دهد که میزان ذخایر زغال سنگ جهان تغییری ننموده است. دلیل این امر را می توان در پایین بودن سطح فعالیتهای اکتشافی دانست. حدود ۵۰ درصد از ذخایر دنیا از زغال سنگ سخت و مابقی از زغال سنگ قهوه ای با ارزش حرارتی کمتر تشکیل شده است که عمر هریک از این دو نوع بترتیب ۱۷۰ و ۴۰۰ تخمین زده می شود.

کفایت ذخائر هریک از مناطق نیز در سال مذکور بدین شرح بود: آمریکای شمالی ۲۳۹ سال، آمریکای جنوبی و مرکزی ۲۶۱ سال، اروپا ۱۸۴ سال، شوروی سابق ۶۱۸ سال، خاورمیانه و آفریقا ۲۸۶ سال و آسیا و اقیانوسیه ۱۵۲ سال.

۴-۲- تولید و مصرف:

تولید زغال سنگ جهان در سال ۱۹۹۶ برابر با ۲۲۶۴/۱ میلیون تن معادل نفت خام بود که ۲ درصد بیشتر از سال گذشته است.

میزان تولید زغال سنگ سخت در دنیا معادل ۳۳۵۲/۳ میلیون تن بود که ۶۴ درصد آن فقط در سه کشور چین، ایالات متحده و هند تولید گردیده بود. حجم تولید زغال سنگ قهوه ای و لیگنیت نیز معادل ۱۲۵۵/۱ میلیون تن بود که قریب به ۲۰ درصد آن در سه کشور ایالات متحده، آلمان و فدراسیون روسیه تولید شده است.

مصرف زغال جهان نیز در این سال معادل ۲۲۵۶/۶ میلیون تن معادل نفت خام بود. این میزان

مصرف نسبت به سال گذشته ۲/۳ درصد رشد نشان می‌دهد. بیشترین میزان مصرف زغال سنگ مربوط به کشورهای چین، آمریکا و هندوستان بود که به ترتیب ۲۹/۵، ۲۲/۹ و ۶/۲ درصد از مصرف جهان را بخود اختصاص داده بودند. سهم مصارف زغال سنگ دنیا به تفکیک بخشهای مختلف مصرفی بدین شرح است: تولید حرارت و برق ۵۶ درصد، تولید سیمان و سایر صنایع ۱۷ درصد، مصارف خانگی، تجارت، خدمات عمومی، کشاورزی و حمل و نقل ۱۵ درصد و تولید آهن و فولاد ۱۲ درصد.

ملاحظه می‌گردد که در بین سالهای ۱۹۹۰ تا ۱۹۹۶، مصرف زغال سنگ پس از یک افت موقت رو به تزاید گذاشته است. به نظر می‌رسد که این روند افزایش در طی سالیان آتی نیز ادامه داشته باشد به نحوی که پیش‌بینی می‌شود تا سال ۲۰۱۰، نیاز به ۱۵۰۰ گیگاوات برق حاصل از زغال سنگ باشد. لازم به ذکر است که ۷۰۰ گیگاوات از مقدار مزبور مربوط به کشورهای آسیایی (بجز ژاپن) می‌باشد. البته بدیهی است که رشد مصرف در بعضی از مناطق منفی خواهد بود به نحوی که به نظر می‌رسد صنایع زغال سنگ اروپا به علت گرانی بیش از حد محصولات آن رو به زوال باشد.

۵- سایر منابع انرژی

مهمترین رخدادهای مربوط به این بخش در سال ۱۹۹۶ بدین قرار بود:

- مصرف جهانی انرژی هسته‌ای در سال مذکور ۳/۹ درصد افزایش یافت که برآیند رشد مصرف انرژی هسته‌ای در کشورهای شوروی سابق (۱۵/۷ درصد) و رشد ضعیف در کشورهای OECD بود.
- در این سال دانمارک دارای بیشترین ظرفیت تولید برق بادی بود. این در حالی است که بیشترین رشد ظرفیت برق بادی به کشورهای ایالات متحده، آلمان و هند تعلق داشته است.
- رشد بازار هند در این سال به میزان قابل ملاحظه‌ای کمتر از مقدار مورد انتظار بود، با اینحال ۲۶۳ مگاوات به ظرفیت تولیدی برق بادی افزوده گردید و کل ظرفیت آن به ۸۲۰ مگاوات رسید. در سال ۱۹۹۶ ظرفیت بادی چین دو برابر گردید و از ۴۰ مگاوات به ۸۰ مگاوات رسید. دولت چین قصد دارد تا سال ۲۰۰۰ میلادی، ۱۰۰۰ مگاوات به ظرفیت تولید برق بادی خود اضافه کند.

۱-۵- انرژی برق آبی:

مصرف برق آبی دنیا در سال ۱۹۹۶ معادل ۲۱۹ میلیون تن معادل نفت خام بود که نسبت به سال گذشته اندکی رشد یافته است. سهم هریک از مناطق آمریکای شمالی، آمریکای جنوبی و مرکزی، اروپا، شوروی سابق، خاورمیانه، آفریقا و آسیا و اقیانوسیه از کل مصرف برق آبی به ترتیب ۲۸/۲، ۱۹، ۲۰/۹، ۸/۹،

۰/۵، ۲/۹ و ۱۹/۶ درصد بود. انتظار می‌رود که سهم انرژی برق آبی در تقاضای جهانی انرژی اولیه بطور ملایم افزایش یافته و به ۸ درصد در سال ۲۰۱۰ برسد.

۲-۵- انرژی هسته‌ای:

در سال ۱۹۹۶ چهار نیروگاه جدید هسته‌ای در کشورهای کره، رومانی، ژاپن و آمریکا شروع به تولید تجاری برق نمودند. با ورود نیروگاههای جدید تعداد نیروگاههای موجود در جهان به ۴۴۲ نیروگاه رسید که در ۳۲ کشور جهان پراکنده هستند و حدود ۱۷ درصد از کل انرژی برق مصرفی جهان را تأمین می‌کنند. ۳۶ راکتور دیگر در سال مورد نظر در حال ساخت بودند که به اندازه ۸ درصد ظرفیت فعلی تولید برق جهان ظرفیت دارند. بوضوح مشاهده می‌شود که توانایی جهانی بمنظور استفاده از نیروگاههای هسته‌ای برای تولید برق در حال افزایش می‌باشد اما این افزایش روند گذشته را ندارد. در دهه ۱۹۷۰ بطور متوسط در سال ۱۶ راکتور جدید به جرگه تولید وارد شده است. در دهه ۱۹۸۰ این مقدار در نتیجه مسائل مربوط به عرضه نفت به ۲۳ راکتور افزایش یافت اما در دهه ۱۹۹۰ تعداد راکتورهای وارد شده کمتر از ۷ واحد می‌باشد. از آنجائیکه مابین مرحله تصمیم به ساخت تا به مرحله عملیاتی رسیدن راکتور حدود ۷ تا ۱۰ سال طول می‌کشد، بنابراین با توجه به تعداد راکتورهای در حال ساخت فعلی، پیش‌بینی می‌شود که تعداد واحدهای وارده به فعالیت تجاری تولید سالهای آتی در سطح ۴ واحد در سال تثبیت شود. بیشتر ظرفیتهای در حال احداث هسته‌ای جهان در کشورهای توسعه یافته که تقاضا برای برق بیشتر می‌باشد، متمرکز گردیده است. لیکن نیاز برای ایجاد ظرفیت جدید در این کشورها کاهش یافته است (همانند دهه‌های ۱۹۸۰ و ۱۹۷۰).

در دهه اخیر مرکز ساخت و سازهای جدید راکتورهای هسته‌ای به کشورهای آسیای جنوب شرقی منتقل شده است. بطوریکه ژاپن ۳۳/۴ درصد برق مورد نیاز خود را از طریق برق هسته‌ای تأمین می‌کند و برنامه‌های هسته‌ای مربوط به بقیه کشورها در مرحله طراحی می‌باشد. برای مثال چین در نظر دارد تا سال ۲۰۲۰ ضمن تکمیل دو نیروگاه در حال ساخت خود که برای کوتاه مدت طراحی شده‌اند، ۸ راکتور اتمی دیگر بسازد.

کره جنوبی نیز ساخت ۸ راکتور دیگر را تا سال ۲۰۱۰ در برنامه خود قرار داده است. اندونزی نیز خود را برای اجرای برنامه طراحی شده آماده نموده و تایلند در مرحله شروع برنامه هسته‌ای خود می‌باشد اما انتظار نمی‌رود که تا ده سال آینده بتواند اولین نیروگاه هسته‌ای خود را به اتمام برساند.

ویتنام و مالزی نیز برنامه‌هایی را مدنظر دارند.

در حال حاضر انرژی هسته‌ای بزرگترین تأمین کننده برق کشورهای اتحادیه اروپا با بیش از یک سوم برق مصرفی آنها می‌باشد. همچنین برق هسته‌ای در حدود یک چهارم برق مورد نیاز کشورهای OECD را تأمین میکند. سهم انرژی هسته‌ای از ظرفیت تولید برق بطور قابل ملاحظه‌ای بین کشورهای مختلف فرق می‌کند. به عنوان مثال فرانسه بیش از سه چهارم برق مورد نیاز خود را از طریق برق هسته‌ای تأمین می‌کند در حالی که ایتالیا دارای هیچ رآکتور هسته‌ای فعالی نمی‌باشد. در خصوص نیروگاههای هسته‌ای و سهم آنها در ترکیب انرژی کشورهای مختلف با اینکه نمی‌توان تأثیر آگاهیهای عمومی در این مورد را نادیده گرفت در دسترس بودن منابع نیز یک عامل بسیار مهم بوده است.

برای کشورهایی که درجه اهمیت سوختهای مختلف برای آنها یکسان می‌باشد هزینه نسبی سوخت هسته‌ای نسبتاً کمتر می‌باشد و این مسئله با در نظر گرفتن اینکه هزینه سوخت یک عامل مهم در کل هزینه تولید برق می‌باشد می‌تواند یک مزیت نسبی برای انرژی هسته‌ای در مقایسه با سایر انرژیها به حساب آید.

تا بحال تصمیم‌گیری روی انتخاب ورشهای مختلف تولید برق با کمترین توجه نسبت به مسائل زیست محیطی انجام گرفته است اما حساسیتهای مربوط به محیط زیست در حال افزایش می‌باشد. در این بین نیروگاههای هسته‌ای از یک سو بدلیل نداشتن اثرات گلخانه‌ای و عدم انتشار گازهایی که موجب بوجود آمدن بارانهای اسیدی می‌شوند و با در نظر گرفتن تلاشهای اندک در زمینه کنترل آلاینده‌های مخرب در سایر سیستم های انرژی، مورد توجه قرار می‌گیرد.

در حال حاضر ذخایر شناخته شده اورانیم برای پوشش دادن تقاضای ۴۰ تا ۵۰ سال جهان کافی می‌باشد همچنین مدارکی دال بر اینکه ذخایر واقعی در حدود سه برابر این مقدار می‌باشد وجود دارد. علاوه بر آن گفته می‌شود که مازاد ذخایر سوخت هسته‌ای موجود برای مقاصد نظامی با توجه به توافقات مربوط به خلع سلاح هسته‌ای می‌تواند نیازهای سوختی صنایع استفاده کننده از سوخت هسته‌ای را برای مدت ده سال برآورده سازد.

در سال ۱۹۹۶، مصرف انرژی هسته‌ای در کل دنیا معادل ۶۲۱/۳ میلیون تن معادل نفت خام بود که نسبت به سال گذشته ۳/۹ درصد افزوده گردید. سهم هریک از مناطق آمریکای شمالی، آمریکای جنوبی و مرکزی، اروپا، شوروی سابق، آفریقا و آسیا و اقیانوسیه از مصرف انرژی هسته‌ای بترتیب ۳۳/۷، ۰/۴، ۳۸/۹، ۸/۵، ۱۵ و ۱۸ درصد بود.

جدول (۶): تولید اورانیوم و برق هسته‌ای در کشورهای مختلف

کشور یا منطقه	تولید اورانیوم (تن)		درصد تغییر ۱۹۹۵-۹۶	سهم برق هسته‌ای		تولید برق هسته‌ای (تراوات ساعت)	
	۱۹۹۶	۱۹۹۵		۱۹۹۶	۱۹۹۵	۱۹۹۶	۱۹۹۵
آرژانتین	۶۵	۲۹	-۵۵/۴	۱۱/۸	۱۱/۴	۷/۱	۶/۹
ارمنستان	*	*	*	.	۳۶/۷	.	۲/۱
استرالیا	۳۷۱۲	۴۹۷۴	۳۴/۰	*	*	*	*
بلژیک	۲۳	۲۸	۲۱/۷	۵۵/۵	۵۷/۲	۳۹/۲	۴۱/۴
برزیل	۱۲۵	.	-۱۰۰/۰	۱/۰	۰/۷	۲/۵	۲/۳
بلغارستان	۲۰	.	-۱۰۰/۰	۴۶/۴	۴۲/۲	۱۷/۳	۱۸/۱
کانادا	۱۰۵۱۵	۱۱۷۸۸	۱۲/۱	۱۷/۳	۱۶/۰	۹۲/۳	۸۷/۵
چین	۵۰۰	۵۰۰	.	۱/۲	۱/۳	۱۲/۴	۱۳/۶
جمهوری چک	۶۰۰	۶۰۰	.	۲۰/۱	۲۰/۰	۱۲/۲	۱۲/۹
فنلاند	*	*	*	۲۹/۹	۲۸/۱	۱۸/۱	۱۸/۷
فرانسه	۹۸۰	۹۳۰	-۵/۱	۷۶/۱	۷۷/۴	۳۵۸/۶	۳۷۸/۲
گابن	۶۳۰	۵۶۵	-۱۰/۳	*	*	*	*
آلمان	۴۰	۴۰	.	۲۹/۱	۳۰/۳	۱۵۴/۱	۱۵۲/۸
مجارستان	۲۰۵	۲۰۰	-۲/۴	۴۲/۳	۴۰/۸	۱۳/۲	۱۴/۲
هند	۲۰۰	۲۰۰	.	۱/۹	۲/۲	۶/۵	۷/۴
ژاپن	*	*	*	۳۳/۴	۳۳/۴	۲۸۶/۹	۲۸۷
قزاقستان	۱۶۳۰	۱۳۲۰	-۱۹/۰	۰/۱	۰/۲	۰/۱	۰/۱
کره جنوبی	*	*	*	۳۶/۱	۳۶/۳	۶۳/۷	۷۰/۸
لیتوانی	*	*	*	۸۵/۶	۸۳/۴	۱۰/۶	۱۲/۷

جدول (۶): تولید اورانیوم و برق هسته‌ای در کشورهای مختلف ... ادامه

کشور یا منطقه	تولید اورانیوم (تن)		درصد تغییر ۱۹۹۵-۹۶	سهم برق هسته‌ای		تولید برق هسته‌ای (تراوات ساعت)	
	۱۹۹۶	۱۹۹۵		۱۹۹۶	۱۹۹۵	۱۹۹۶	۱۹۹۵
مکزیک	*	*	*	۵/۱	۶/۰	۷/۱	۸/۴
نامیبیا	۲۴۵۲	۲۰۰۷	۲۲/۲	*	*	*	*
هلند	*	*	*	۴/۸	۴/۹	۳/۹	۳/۷
نیجر	۳۳۲۰	۲۹۷۰	۱۱/۸	*	*	*	*
پاکستان	۲۳	۲۳	۰	-۱/۶	-۱/۹	۰/۳	۰/۵
پرتغال	۱۵	۱۸	-۱۶/۷	*	*	*	*
رومانی	۱۰۰	۱۰۰	۰	۱/۸ ♦	۰	۰/۹	۰
روسیه	۲۰۰۰	۲۲۵۰	-۱۱/۱	۱۳/۱	۱۱/۸	۱۰۸/۸	۹۹/۴
اسلواکی	*	*	*	۴۴/۵	۴۴/۱	۱۱/۳	۱۱/۴
اسلوانی	*	*	*	۳۷/۹	۳۹/۵	۴/۴	۴/۶
آفریقای جنوبی	۱۴۴۰	۱۴۲۴	۱/۱	۶/۳	۶/۵	۱۱/۸	۱۱/۳
اسپانیا	۲۵۵	۲۵۵	۰	۳۲/۰	۳۴/۱	۵۳/۸	۵۳/۱
سوئد	*	*	*	۵۲/۴	۴۶/۶	۷۱/۴	۶۶/۷
سوئیس	*	*	*	۴۴/۵	۳۹/۹	۲۳/۷	۲۳/۵
تایوان	*	*	*	۲۹/۰	۲۶/۸	۳۶/۳	۳۳/۹
انگلیس	*	*	*	۲۶/۰	۲۵/۰	۸۵/۶	۷۷/۶
اوکراین	۵۰۰	۵۰۰	۰	۴۳/۸	۳۷/۸	۷۹/۶	۶۵/۶
ایالات متحده آمریکا	۲۴۲۰	۲۳۲۴	۴/۱	۲۱/۹	۲۲/۵	۶۷۴/۸	۶۷۳/۴
ازبکستان	۱۵۰۰	۱۸۰۰	-۱۶/۷	*	*	*	*
کل جهان	۳۵۱۹۹	۳۲۹۱۶	۶/۹	۱۷/۰	۱۷/۰	۲۳۰۰/۷	۲۲۲۷/۹

♦ نیروگاه هسته‌ای سرناوادی ۲ رومانی در نیمه دوم سال ۱۹۹۶ شروع به فعالیت کرده بنابراین ارقام مربوطه برای نیمه ماههای آوریل -

دسامبر ۱۹۹۶ ارائه شده است.

* آمار قابل تهیه نبوده است.

مأخذ: The Uranium Institute: 1997

جدول (۷): نیروگاههای هسته‌ای در حال کار و در دست احداث در پایان سال ۱۹۹۶

شرح		رآکتورهای در حال فعالیت		رآکتورهای در حال ساخت		تولید برق رآکتورهای هسته‌ای در سال ۱۹۹۶		کل تجربه عملیاتی تا سال ۱۹۹۶*	
نام کشور	تعداد واحدها	کل مگاوات	تعداد واحدها	کل مگاوات	تراوات ساعت	درصد از کل	سال	ماه	
آرژانتین	۲	۹۳۵	۱	۶۹۲	۶/۹۲	۱۱/۴۳	۳۶	۷	
ارمنستان	۱	۳۷۶	-	-	۲/۱۰	۳۶/۷۲	۲۹	۴	
بلژیک	۷	۵۷۱۲	-	-	۴۱/۴۰	۵۷/۱۸	۱۴۲	۷	
برزیل	۱	۶۲۶	۱	۱۲۴۵	۲/۲۹	۰/۷۴	۱۴	۹	
بلغارستان	۶	۳۵۳۸	-	-	۱۸/۰۸	۴۲/۳۴	۸۹	۱	
کانادا	۲۱	۱۴۹۰۲	-	-	۸۷/۵۲	۱۵/۹۷	۳۶۹	۹	
چین	۳	۲۱۶۷	۴	۱۲۰۰	۱۳/۶۲	۱/۳۷	۱۱	۵	
جمهوری چک	۴	۱۶۴۸	۲	۱۸۲۴	۱۲/۸۵	۲۰/۰۰	۴۲	۸	
فنلاند	۴	۲۳۵۵	-	-	۱۸/۶۸	۲۸/۱۳	۷۱	۴	
فرانسه	۵۷	۵۹۹۴۸	۳	۴۳۵۵	۳۷۸/۲۰	۷۷/۳۶	۹۳۵	۳	
آلمان	۲۰	۲۲۲۸۲	-	-	۱۵۲/۸۰	۳۰/۳۹	۵۳۰	۷	
مجارستان	۴	۱۷۲۹	-	-	۱۴/۱۸	۴۰/۷۶	۴۶	۲	
هند	۱۰	۱۶۹۵	۴	۸۰۸	۷/۴۲	۲/۲۱	۱۳۹	۱	
ایران	-	-	۲	۲۱۴۶	-	-	۰	۰	
ژاپن	۵۳	۴۲۳۶۹	۲	۲۱۱۱	۲۸۷	۳۳/۳۷	۷۵۶	۱	
قزاقستان	۱	۷۰	-	-	۰/۰۹	۰/۱۵	۲۳	۶	
جمهوری کره	۱۱	۹۱۲۰	۵	۳۸۷۰	۷۰/۳۳	۳۵/۷۷	۱۱۱	۱۰	
لیتوانی	۲	۲۳۷۰	-	-	۱۲/۶۷	۸۳/۴۴	۲۲	۶	
مکزیک	۲	۱۳۰۸	-	-	۷/۱۱	۵/۰۸	۹	۱۱	
هلند	۲	۵۰۴	-	-	۳/۹۰	۴/۷۹	۵۱	۹	

جدول (۷): نیروگاههای هسته‌ای در حال کار و در دست احداث در پایان سال ۱۹۹۶... ادامه

شرح		راکتورهای در حال فعالیت		راکتورهای در حال ساخت		تولید برق راکتورهای هسته‌ای در سال ۱۹۹۶		کل تجربه عملیاتی تا سال ۱۹۹۶*	
نام کشور	تعداد واحدها	کل مگاوات	تعداد واحدها	کل مگاوات	تراوات ساعت	درصد از کل	سال	ماه	
پاکستان	۱	۱۲۵	۱	۳۰۰	۰/۳۱	۰/۵۶	۲۵	۳	
رومانی	۱	۶۵۰	۱	۶۵۰	۰/۹۱	۱/۷۵	۰	۶	
روسیه	۲۹	۱۹۸۴۳	۴	۳۳۷۵	۱۰۸/۸۲	۱۳/۱۰	۵۵۵	۶	
آفریقای جنوبی	۲	۱۸۴۲	-	-	۱۱/۷۶	۶/۳۳	۲۴	۳	
جمهوری اسلواکی	۴	۱۶۳۲	۴	۱۵۵۲	۱۱/۲۶	۴۴/۵۳	۶۵	۵	
اسلوانی	۱	۶۳۲	-	-	۴/۳۶	۳۷/۸۷	۱۵	۳	
اسپانیا	۹	۷۲۰۷	-	-	۵۲/۸۰	۳۱/۹۷	۵۶	۲	
سوئد	۱۲	۱۰۰۴۰	-	-	۷۱/۴۰	۵۲/۳۸	۲۳۱	۲	
سوئیس	۵	۳۰۷۷	-	-	۲۳/۷۲	۴۴/۴۵	۱۰۸	۰۱	
انگلستان	۳۵	۱۲۹۲۸	-	-	۸۵/۹	۲۶/۰۴	۱۰۹۸	۴	
اکراین	۱۶	۱۳۷۶۵	۴	۳۸۰۰	۷۹/۵۸	۴۳/۷۶	۱۹۰	۲	
ایالات متحده آمریکا	۱۱۰	۱۰۰۶۸۵	-	۱۱۶۵	۶۷۴/۷۸	۲۱/۹۲	۲۱۳۸	۷	
کل جهان	۴۴۲	۳۵۰۹۶۴	۳۶	۲۷۹۲۸	۲۳۰۰/۰۹	-	۸۱۳۵	۸	

توجه: ارقام کل شامل آمار مربوط به تایوان و چین با ۶ واحد نیروگاهی و ۴۸۸۴ مگاوات ظرفیت یا تولید ۲۶/۲۳ تراوات ساعت برق هسته‌ای بوده

است که ۲۹/۰۷ درصد از کل برق تولیدی این کشورها را تشکیل می‌دهد. مجموع سالهای فعالیت این نیروگاهها تا پایان سال ۱۹۹۶، ۹۲ سال و یک ماه بوده است.

* منظور از تجربه عملیاتی تا پایان سال ۱۹۹۶ مجموع سالهای فعالیت نیروگاههای هسته‌ای کشور تا پایان سال مذکور می‌باشد.

مأخذ: Nuclear Power Status in 1996, International Atomic Energy Agency (IAEA)

۳-۵- انرژی باد:

پتانسیل جهانی انرژی باد در فاصله ۵۰ درجه عرض شمالی و جنوبی کره زمین، ۲۶۰۰۰ تراوات ساعت برق می‌باشد که با توجه به محدودیتهای اقتصادی حدود ۹۰۰۰ تراوات ساعت آن قابل برداشت است. توزیع انرژی باد بیانگر این مطلب است که فقط حدود ۲۷ درصد از مساحت زمین در ارتفاع بالای ۱۰ متر دارای سرعت بادی بیش از ۵/۱ متر بر ثانیه می‌باشد که پراکندگی آن با توجه به مناطق جغرافیایی جهان در جدول (۸) بیان گردیده است.

جدول (۸): پراکندگی زمینهای مناسب جهت استفاده از پتانسیل باد

منطقه	مساحت زمین (هزار کیلومتر مربع)	سهم از کل
آمریکای شمالی	۹۳۳۹۱	۸/۱۱
آمریکای لاتین و کارائیب	۱۸۴۸۲	۱۷/۳
اروپای غربی	۴۷۴۲	۴/۴
اروپای شرقی و شوروی سابق	۲۳۰۴۷	۲۱/۶
خاورمیانه و شمال آفریقا	۸۱۴۲	۷/۶
صحرای آفریقا	۷۲۵۵	۶/۸
پاسفیک (چین)	۲۱۳۵۲ (۹۵۹۷)	۲۰ (۸/۹)
آسیای مرکزی و جنوبی	۴۲۹۹	۴
کل زمینهای قابل استفاده	۱۰۶۶۶۰	۱۰۰

ماخذ: منابع انرژی تجدیدپذیر نوین، شورای جهانی انرژی

۴-۵- انرژی زمین گرمایی:

امروزه انرژی زمین گرمایی بعنوان یک انرژی پاک و تجدیدپذیر در بسیاری از نقاط جهان و در کاربردهای مختلف مورد استفاده قرار می‌گیرد. بر طبق آخرین آمار میزان تولید برق توسط منابع زمین گرمایی کشورهای مختلف دنیا بالغ بر ۳۷۹۷۶ گیگاوات ساعت بوده که از ۶۴۵۶ مگاوات قدرت نصب شده و ضریب بار ۶۷ درصدی حاصل شده است. در همان زمان معادل ۳۵۸۰۷ گیگاوات ساعت انرژی از طریق استفاده مستقیم از انرژی زمین گرمایی برای مقاصد گرمایشی بدست آمده است. بیشترین قدرت نصب شده نیروگاهی برای تولید برق متعلق به ایالات متحده آمریکا و برابر با ۲۸۱۷ مگاوات (معادل ۴۳/۶ کل ظرفیت نصب شده جهانی) بوده است. بعد از ایالات متحده آمریکا، کشورهای فیلیپین، مکزیک، ایتالیا،

ژاپن و نیوزیلند قرار داشته‌اند که در مجموع ۴۶/۱ درصد کل ظرفیت الکتریکی انرژی زمین گرمایی جهان را به خود اختصاص داده‌اند. در خصوص استفاده مستقیم از انرژی زمین گرمایی نیز کشور چین، ایالات متحده آمریکا و ایسلند سرآمد سایر کشورها بوده‌اند. همچنین اطلاعات مذکور نشان می‌دهند که در حال حاضر ۳۷ کشور جهان انرژی زمین گرمایی در دمای پائین را بصورت تجاری مورد بهره‌برداری قرار می‌دهند. استفاده تجاری از این انرژی در دمای بالا نیز در ۲۱ کشور جهان معمول می‌باشد.

ارزیابی منطقه‌ای استفاده از انرژی زمین گرمایی در دمای پائین در ۲۵ کشور جهان انجام گرفته که ۶ مورد از آنها به ایجاد حمام آب گرم منجر شده است. ارزیابی منطقه‌ای استفاده از انرژی زمین گرمایی در دمای بالا نیز در ۱۱ کشور انجام پذیرفته، ضمناً مطالعات امکان سنجی استفاده از انرژی زمین گرمایی در دمای پائین در ۶ کشور جهان در کنار ایجاد ۵ واحد حمام آب گرم انجام گرفته است. جداول (۹) و (۱۰) به ترتیب تولید برق و میزان استفاده مستقیم از انرژی زمین گرمایی و موقعیت توسعه‌ای انرژی زمین گرمایی کشورهای مختلف جهان را نشان می‌دهند.

جدول (۹): تولید برق و استفاده مستقیم از انرژی زمین گرمایی در جهان

نام کشور	تولید برق		استفاده مستقیم		
	ظرفیت نصب شده (مگاوات برق)	انرژی دریافت شده (گیگاوات ساعت)	ضریب بار	ظرفیت نصب شده (مگاوات حرارت)	انرژی دریافت شده (گیگاوات ساعت)
آرژانتین	۰/۶۷	۳/۵۲	۰/۶۰	-	-
آزور	۵	-	-	-	-
آلمان	-	-	-	۸	۲۱
ایالات متحده آمریکا	۲۸۱۷	۱۶۴۹۱	۰/۶۷	۱۸۷۴	۳۸۵۹
استرالیا	۰/۱۷	-	-	۱۱	۲۹
اتیوپی	-	-	-	۳۸	۳۳۳
اسپانیا	-	-	-	-	۴۰
اسلواکی	۸۳	-	-	۱۰۰	۵۰۲
اسلوونی	-	-	-	۳۷	۲۱۲
اطریش	-	-	-	۲۱	۵۶
الجزایر	-	-	-	۴۰	۲۵۰

جدول (۹): تولید برق و استفاده مستقیم از انرژی زمین گرمایی در جهان ... ادامه

نام کشور	تولید برق			استفاده مستقیم	
	ظرفیت نصب شده (مگاوات برق)	انرژی دریافت شده (گیگاوات ساعت)	ضریب بار	ظرفیت نصب شده (مگاوات حرارت)	انرژی دریافت شده (گیگاوات ساعت)
اندونزی	۱۴۰	۱۰۸۴	۰/۱۸۸	-	-
انگلستان	-	-	-	-	۷
ایتالیا	۶۲۶	۳۴۱۷	۰/۱۶۲	۳۰۸	۱۰۰۸
ایران	-	-	-	-	۶۵
ایسلند	۴۹	۲۶۵	۰/۱۶۱	۱۴۴۳	۵۸۷۸
السالوادور	۱۰۵	۴۱۹	۰/۱۴۶	-	-
بلژیک	-	-	-	۴	۲۸
بلغارستان	-	-	-	۲۱	۷۷
بولیوی	۲۵	-	-	-	-
تایلند	۰/۳	۱/۲۱	۰/۱۴۶	-	-
تایوان	۳/۳	۳/۲۳	۰/۱۱	-	N
ترکیه	۲۰	۶۸	۰/۳۹	۱۴۰	۵۵۲
تونس	-	-	-	۹۰	۷۸۸
چین	۲۸	۹۸	۰/۴۰	۲۱۴۳	۵۵۲۷
دانمارک	-	-	-	۳	۱۳
رومانی	۲/۱	-	-	۱۳۷	۷۶۵
زامبیا	۰/۲	-	-	-	-
ژاپن	۲۹۹	۱۷۲۲	۰/۱۶۶	۳۱۹	۱۹۲۸
سوئد	-	-	-	۴۷	۲۵۱
سوئیس	-	-	-	۱۱۰	۲۴۳
صربستان، مونته‌نگروه	-	-	-	۸۰	۶۶۰
فلسطین اشغالی	-	-	-	۴۴	۳۳۲

جدول (۹): تولید برق و استفاده مستقیم از انرژی زمین گرمایی در جهان ... ادامه

نام کشور	تولید برق			استفاده مستقیم		
	ظرفیت نصب شده (مگاوات برق)	انرژی دریافت شده (گیگاوات ساعت)	ضریب بار	ظرفیت نصب شده (مگاوات حرارت)	انرژی دریافت شده (گیگاوات ساعت)	ضریب بار
فدراتیو روسیه	۱۱	۲۵	۰/۲۶	۲۱۰	۶۷۳	۰/۳۷
فرانسه	۴/۷	۲۴	۰/۵۷	۴۵۶	۲۳۰۰	۰/۵۸
فیلیپین	۱۰۵۱	۵۴۷۰	۰/۵۹	-	-	-
کاستاریکا	۶۰	۴۴۷	۰/۸۵	-	-	-
کانادا	-	-	-	-	۱۳	-
کرواسی	-	-	-	۱۵	۱۷	۰/۱۳
کلمبیا	۵	-	-	۱۲	۳۲	۰/۳۰
کنیا	۴۵	۳۴۸	۰/۸۸	-	-	-
گرجستان	-	-	-	۲۴۵	۲۱۳۹	۱/۰۰
گواتمالا	-	-	-	۳	۲۳	۰/۸۸
گوادلوپ	۴/۲	۲۰	۰/۵۴	-	-	-
لهستان	-	-	-	۶۳	۲۰۶	۰/۳۷
مجارستان	-	-	-	۶۳۸	۲۷۹۵	۰/۵۰
مکزیک	۷۴۰	۵۸۷۷	۰/۹۱	۲۸	۷۴	۰/۳۰
مقدونیه	-	-	-	۷۰	۱۴۲	۰/۲۳
نیکاراگوئه	۷۰	-	-	-	-	-
نیوزیلند	۲۵۹	۲۱۹۳	۰/۹۷	-	۳۸۳۴	-
هلند	-	-	-	۲	-	-
یونان	۲	-	-	۲۳	۳۸	۰/۱۹
جمع کل	۶۴۵۶	۳۷۹۷۶	۰/۶۷	۸۷۸۳	۳۵۸۰۷	۰/۴۷

مأخذ: انتشارات شورای جهانی انرژی

جدول (۱۰): موقعیت توسعه انرژی زمین گرمایی در جهان

نام کشور	دمای پایین	دمای بالا	نام کشور	دمای پایین	دمای بالا
آرژانتین	F,B	U	بلژیک	U	
آزور	U	U	بلغارستان	U	
آلبانی	R		بولیوی		F
آلمان	U		پاناما		R
آمریکا	U	U	پرتغال	U	
اتیوپی	R,B	F	پرو		R
اردن	R,B		تانزانیا		R
استرالیا	U		تایلند	U	U
اسپانیا	F,B		تایوان	F	
اسلواکی	U		ترکیه	U	U
اسلوونی	U		تونس	F,B	
اتریش	U		جزایر سلیمان	R	R
الجزایر	U		جیبوتی		F
السالوادور		U	چین	U	U
اکوادور	R	F	دانمارک	U	
اندونزی		U	دومینیکا		F
انگلستان	U		دومینیکن		R
اوگاندا	R,B	F	روسیه	U	U
ایتالیا	U	U	رومانی	U	
ایران	R,B	R	زامبیا		U*
ایسلند	U	U	زیمبابوه	R	
بروندی	R		ژاپن	U	U
ساموآی غربی	R		لتونی	R	
سنت لوسیا		F	لیتوانی	R	
سوئد	U		ماداگاسکار	R	
سوئیس	U		مالاوی	R	

استفاده تجاری - U مطالعات امکان سنجی - F ارزیابی منطقه - R حمام آبگرم - B

جدول (۱۰): موقعیت توسعه انرژی زمین گرمایی در جهان ... ادامه

نام کشور	دمای پایین	دمای بالا	نام کشور	دمای پایین	دمای بالا
شیلی	F	F	مالزی	R	
صربستان، مونتنگرو	U		مجارستان	U	
فرانسه	U	U	مصر	F,B	
فلسطین اشغالی	U		مقدونیه	U	
فیجی		F	مکزیک	U	
فیلیپین	U	U	موزامبیک	R	
کاستاریکا		U	میانمار (برمه)	R	R
کرواسی	U	F	نپال	R,B	
کانادا	U	F	نیکاراگوئه	U	
کره	U		نیوزلند	U	U
کلمبیا	R,B	R	وانوداتو	R	F
کنیا		U	ونزوئلا	R	
کیپ ورد	R	R	ویتنام	R	
گرجستان	U		هلند	U	
گواتمالا	F,B	F	هند	R	R
گوادلوپ		U	هندوراس	R	
گینه جدید پاپوا	R	R	یونان	U	U [*]
لهستان	U				

استفاده تجاری - U مطالعات امکان سنجی - F ارزیابی منطقه - R حمام آبگرم - B

* ژنراتور نصب شده در حال کار نمی باشد.

مأخذ: انتشارات شورای جهانی انرژی

۶- انرژی و محیط زیست:

نکات برجسته پیرامون این بخش بدین شرح بوده است:

- میزان انتشار CO_2 در نتیجه استفاده از سوختهای فسیلی طی سالهای ۱۹۹۰ تا ۱۹۹۶، ۶/۴ درصد

افزایش یافت که ۲/۷ درصد از این افزایش در سال ۱۹۹۶ اتفاق افتاده است. طی دوره مذکور انتشار CO_2 توسط کشورهای صنعتی ۸ درصد افزایش پیدا کرد و فقط در کشورهای شوروی سابق کل انتشار CO_2 کاهش نشان می‌دهد.

- اگرچه میزان CO_2 توسط کشورهای عضو اتحادیه اروپا طی دوره ۱۹۹۰-۹۶ به میزان یک درصد کاهش یافت ولی پیش‌بینی می‌شود میزان انتشار CO_2 توسط این کشورها در سال ۲۰۰۰ نسبت به سال ۱۹۹۰، ۶ درصد بیشتر باشد.

- انتظار می‌رود که در آینده کشورهای در حال توسعه سهم خود از میزان انتشار CO_2 را افزایش دهند و به میزان ۵۰ درصد کل انتشار CO_2 در سال ۲۰۲۰ برسانند. این برآورد با توجه به افزایش سهم ۲۹ درصد انتشار CO_2 توسط این کشورها به ۳۶ درصد سال ۱۹۹۶ چندان دور از انتظار نمی‌باشد.

- انتقال صنایع آلوده کننده محیط زیست از کشورهای صنعتی به کشورهای در حال توسعه تأثیری در میزان آلودگی محیط زیست نخواهد داشت. از طرف دیگر این انتقال، کشورهای صنعتی و کمپانیهای ثروتمند را از فشارهای مربوط به دستیابی به تکنولوژیهای نو کاهش دهنده آلودگی رهائی خواهد بخشید.

جدول (۱۱): اثرات کاهش آلودگی بر روی چند مشخصه مهم کشورهای اوپک در سال ۲۰۱۰

کشورهای عضو اوپک		تغییرات تولید ناخالص داخلی (درصد)		تغییرات درآمد سرانه (دلار)		تغییرات صادرات غیرانرژی (درصد)		تغییرات صادرات نفتی (درصد)	
کاهش	تثبیت	کاهش	تثبیت	کاهش	تثبیت	کاهش	تثبیت	کاهش	تثبیت
-۸۶/۲	-۶۲/۳	-۹۴	-۹۵	۱۴/۳	۱۵/۴	-۲۳/۶	-۸۵/۷		
-۱/۴۵	-۱/۷۴	-۱۲	-۱۴	۲/۴۷	۳/۳۲	-۹/۴۴	-۱۱/۲۴		
-۱/۹۱	-۲/۳	-۵۸	-۷۰	۲/۸۲	۳/۷۴	-۸/۹۷	-۱۰/۸		
-۱/۲۷	-۱/۵	-۱۵	-۱۸	۲/۲۹	۳/۰۵	-۱۵/۸۶	-۱۹/۱۶		
-۲/۴۳	-۲/۹۳	-۴۴۲	-۵۳۳	۳/۴۱	۴/۵۱	-۶/۱۵	-۷/۳۳		
-۲	-۲/۴۱	-۱۳۲	-۱۵۹	۳/۲۹	۴/۳۶	-۶/۳۲	-۷/۳۵		
-۲/۱۸	-۲/۶۳	-۹	-۱۱	۳/۱۹	۴/۲۳	-۶/۱۴	-۷/۳۲		
-۲/۳۱	-۲/۷۸	-۸۹۸	-۱۰۸۳	۳/۴۲	۴/۵۳	-۵/۸۸	-۶/۹۸		
-۲/۱۳	-۲/۵۱	-۲۱۴	-۲۵۸	۲/۹۱	۴/۰۱	-۸/۲۸	-۹/۶۸		
-۲/۱۴	-۲/۵۷	-۵۴۱	-۴۸۲	۴/۰۶	۵/۳۸	-۷/۰۲	-۸/۳		
-۷/۵	-۰/۸۳	-۱۳۵	-۱۵۹	۱/۳۶	۱/۹۵	-۳۱/۶۶	-۳۸/۲۹		

سناریوی تثبیت: حالتی است که بر طبق آن حجم گازهای گلخانه‌ای در سال ۲۰۱۰، در سطح سال ۱۹۹۰ تثبیت می‌شود.

سناریوی کاهش: حالتی است که بر طبق آن حجم گازهای گلخانه‌ای در سال ۲۰۱۰، به سطحی معادل ۹۰ درصد سال ۱۹۹۰ تقلیل یابد.

مأخذ: OPEC Bulletin, May 1997

۷- آمارهای بین المللی

جدول (۱۲): ذخایر تثبیت شده نفت جهان

نام مناطق و کشورها	در پایان سال ۱۹۷۶ (میلیارد بشکه)	در پایان سال ۱۹۸۶ (میلیارد بشکه)	در پایان سال ۱۹۹۵ (میلیارد بشکه)	در پایان سال ۱۹۹۶		
				میلیارد بشکه	میلیارد تن	نسبت ذخایر به تولید
آمریکای شمالی						
ایالات متحده آمریکا	۳۷/۳	۳۵/۱	۲۹/۹	۲۹/۸	۳/۷	۹/۷
کانادا	۷/۷	۹/۰	۶/۹	۶/۹	۰/۸	۹/۴
مکزیک	۷/۰	۵۴/۷	۴۹/۸	۴۸/۸	۷/۰	۴۲/۷
جمع آمریکای شمالی	۵۲/۰	۹۸/۷	۸۶/۵	۸۵/۵	۱۱/۵	۱۸/۱
آمریکای مرکزی و جنوبی						
آرژانتین	۲/۳	۲/۳	۲/۳	۲/۴	-/۳	۸/۲
برزیل	۰/۸	۲/۳	۴/۲	۴/۸	۰/۷	۱۶/۵
کلمبیا	۰/۸	۱/۳	۳/۵	۲/۸	۰/۴	۱۲/۱
اکوادور	۱/۷	۱/۷	۲/۱	۲/۱	۰/۳	۱۴/۸
پرو	۰/۷	۰/۵	۰/۸	۰/۸	-/۱	۱۸/۳
ترینیداد و توباگو	۰/۵	۰/۶	۰/۵	۰/۶	۰/۱	۱۱/۳
ونزوئلا	۱۵/۳	۲۵/۰	۶۴/۵	۶۴/۹	۹/۳	۵۷/۵
سایر	۰/۴	۰/۵	۱/۱	۰/۸	-/۱	۲۲/۹
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۲۲/۶	۳۴/۱	۷۸/۹	۷۹/۲	۱۱/۳	۳۶/۱
اروپا						
دانمارک	۰/۳	۰/۴	۱/۰	۱/۰	۱/۰	۱۲/۳
ایتالیا	۰/۳	۰/۷	۰/۶	۰/۷	۰/۱	۱۸/۰
نروژ	۵/۷	۱۰/۵	۸/۴	۱۱/۲	۱/۵	۹/۳
رومانی	●	●	۱/۶	۱/۶	۰/۲	۳۲/۲
انگلستان	۱۶/۸	۹/۰	۴/۳	۴/۵	۰/۶	۴/۶
سایر	۴/۹	۳/۱	۱/۸	۱/۵	۰/۳	۱۰/۱
جمع اروپا	۲۷/۹	۲۳/۸	۱۷/۸	۲۰/۵	۲/۷	۸/۲
شوروی سابق						
آذربایجان	●	●	۱/۲	۷/۰	۱/۰	●
قزاقستان	●	●	۵/۳	۸/۰	۱/۱	۴۷/۷
فدراسیون روسیه	●	●	۴۹/۰	۴۸/۷	۶/۷	۲۲/۱
ازبکستان	●	●	۰/۳	۰/۶	۰/۱	۱۰/۹
سایر	●	●	۱/۲	۱/۲	-/۲	۱۴/۲
جمع شوروی سابق	۷۸/۱	۵۹/۰	۵۷/۰	۶۵/۵	۹/۱	۲۵/۵
خاورمیانه						
ایران	۶۳/۰	۴۸/۸	۸۷/۲	۸۵/۴	۱۱/۵	۶۶/۴
عراق	۳۴/۰	۴۷/۱	۱۰۰/۰	۱۱۲/۰	۱۵/۱	●
کویت	۷۰/۶	۹۴/۵	۹۶/۵	۹۶/۵	۱۳/۳	●
عمان	۵/۸	۴/۰	۵/۱	۵/۱	-/۷	۱۵/۸

جدول (۱۲): ذخایر تثبیت شده نفت جهان ... ادامه

نام مناطق و کشورها	در پایان سال ۱۹۷۶ (میلیارد بشکه)	در پایان سال ۱۹۸۶ (میلیارد بشکه)	در پایان سال ۱۹۹۵ (میلیارد بشکه)	در پایان سال ۱۹۹۶			نسبت ذخایر به تولید
				میلیارد بشکه	میلیارد تن	سهم در کل (درصد)	
قطر	۵/۷	۳/۲	۳/۷	۳/۷	-/۵	-/۴	۲۲/۵
عربستان سعودی	۱۱۳/۲	۱۶۹/۲	۲۶۱/۲	۲۶۱/۵	۳۵/۸	۲۵/۴	۸۳/۴
سوریه	۲/۲	۱/۴	۲/۵	۲/۵	-/۴	-/۲	۱۱/۳
امارات متحده عربی	۳۱/۲	۳۳/۱	۹۸/۱	۹۷/۸	۱۲/۶	۹/۵	*
یمن	-	-/۵	۴/۰	۴/۰	-/۵	-/۴	-/۰۳
سایر	-/۳	-/۱	-/۲	-/۲	◆	◆	۲/۱۱
جمع خاورمیانه	۳۲۵/۹	۴۰۱/۹	۶۵۹/۶	۶۶۸/۷	۸۹/۹	۶۵	۹۱/۴
آفریقا							
الجزایر	۶/۸	۸/۸	۹/۲	۹/۲	۱/۲	-/۹	۱۹/۴
آنگولا	۱/۲	۱/۱	۵/۴	۵/۴	-/۷	-/۵	۲۰/۹
کامرون	-	-/۵	-/۴	-/۴	-/۱	◆	۱۰/۸
کنگو	-/۳	-/۷	۱/۵	۱/۵	-/۲	-/۱	۱۷/۹
مصر	۲/۰	۳/۶	۳/۹	۳/۷	-/۵	-/۴	۱۱/۴
گابن	۲/۱	-/۶	۱/۳	۱/۳	-/۲	-/۱	۱۰/۲
لیبی	۲۵/۵	۲۱/۳	۲۹/۵	۲۹/۵	۳/۹	۳	۵۶/۴
نیجریه	۱۹/۵	۱۶/۰	۲۰/۸	۱۵/۵	۲/۱	۱/۵	۱۹/۹
تونس	۲/۷	۱/۸	-/۴	-/۳	◆	◆	۹/۵
سایر	-/۵	-/۶	-/۷	-/۷	-/۱	-/۱	۱۷/۲
جمع آفریقا	۶۰/۶	۵۵/۲	۷۳/۲	۶۷/۵	۹/۰	۶/۶	۲۵/۰
آسیا و اقیانوسیه							
استرالیا	۱/۴	۱/۷	۱/۶	۱/۸	-/۲	-/۲	۸/۵
برونی	۱/۶	۱/۴	۱/۴	۱/۴	-/۲	-/۱	۲۳/۰
چین	۲۰	۱۸/۴	۲۴	۲۴	۳/۳	۲/۳	۲۰/۷
هندوستان	۳/۰	۴/۲	۵/۸	۴/۳	-/۶	-/۴	۱۶/۵
اندونزی	۱۰/۵	۸/۳	۵/۲	۵/۰	-/۷	-/۵	۸/۶
مالزی	۲/۴	۲/۸	۴/۳	۴/۰	-/۵	-/۴	۱۵/۴
پاپوآی گینه نو	-	-/۱	-/۴	-/۳	◆	◆	۷/۱
ویتنام	-	-	-/۵	-/۶	-/۱	-/۱	۹/۷
سایر	-/۵	-/۵	-/۹	۱/۰	-/۱	-/۱	۱۳/۱
جمع آسیا و اقیانوسیه	۳۹/۴	۳۷/۴	۴۴/۰	۴۲/۴	۵/۷	۴	۱۵/۷
کل جهان	۶۰۶/۵	۷۱۰/۱	۱۰۱۵/۹	۱۰۲۹/۳	۱۳۸/۴	۱۰۰/۰	۴۱/۲
شامل: کشورهای OECD	۷۸/۲	۱۲۲/۶	۱۰۳/۸	۱۰۵/۸	۱۴/۲	۱۰/۲	۱۴/۵
کشورهای OPEC	۳۹۵/۲	۴۷۵/۲	۷۷۶/۹	۷۸۴/۷	۱۰۵/۵	۷۶/۲	۷۸/۶
کشورهای غیر OPEC □	۱۳۳/۳	۱۷۵/۹	۱۸۳/۰	۱۸۲/۷	۲۴/۷	۱۷/۶	۱۵/۲

* نسبت ذخایر به تولید پیش از ۱۰۰ سال است.

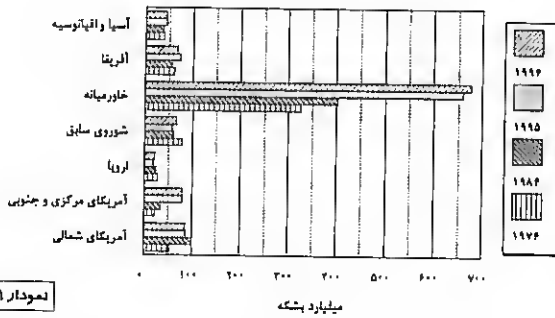
◆ رقم کمتر از ۰/۰۵ می‌باشد.

● ارقام در دسترس نیست.

□ به استثنای شوروی سابق.

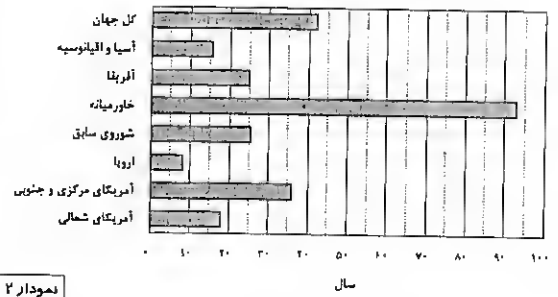
ذخایر تثبیت شده نفت

در مناطق مختلف جهان



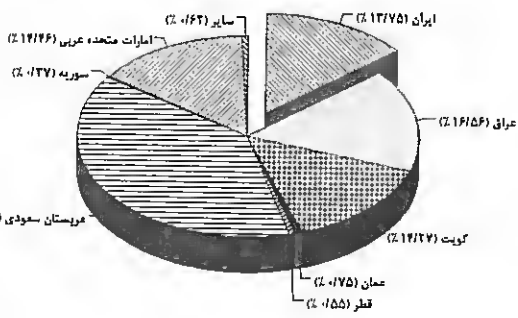
عمر ذخایر نفت

به تفکیک مناطق در سال ۱۹۹۶



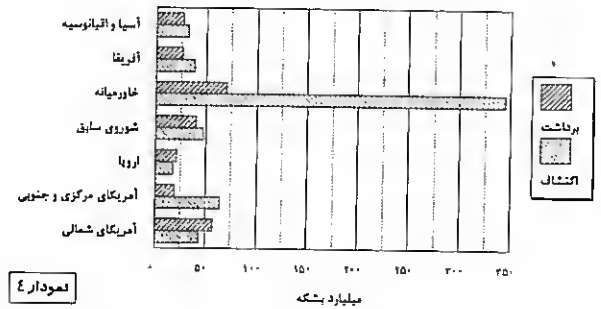
توزیع ذخایر تثبیت شده نفت

خاورمیانه در سال ۱۹۹۶



میزان اکتشاف و برداشت از ذخایر نفت

به تفکیک مناطق طی سالهای ۹۶-۱۹۸۶



(میلیون تن)

جدول (۱۳): تولید نفت در جهان

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
آمریکای شمالی						
ایالات متحده آمریکا	۴۸۲/۹	۴۲۳/۴	۳۸۴/۰	۳۸۲/۹	-۰/۳	۱۱/۴
کانادا	۸۵/۳	۹۲/۷	۱۱۱/۵	۱۱۴/۲	+۲/۴	۳/۴
مکزیک	۱۳۷/۶	۱۵۴/۵	۱۵۱/۳	۱۶۳/۶	+۸/۱	۴/۸
جمع آمریکای شمالی	۷۰۵/۸	۶۷۰/۶	۶۴۶/۹	۶۶۰/۷	+۲/۱	۱۹/۶
آمریکای مرکزی و جنوبی						
آرژانتین	۲۳/۳	۲۶/۳	۳۷/۹	۴۰/۷	+۷/۴	۱/۲
برزیل	۲۹/۶	۳۲/۲	۳۵/۵	۴۰/۳	+۱۳/۵	۱/۲
کلمبیا	۱۵/۶	۲۲/۰	۳۰/۲	۳۲/۴	+۷/۴	۱/۰
اکوادور	۱۵/۲	۱۵/۷	۲۰/۲	۲۰/۱	-۰/۲	۰/۶
پرو	۹/۱	۵/۹	۶/۲	۶/۱	-۱/۴	۰/۲
ترینیداد و توباگو	۸/۶	۷/۵	۷/۰	۶/۹	-۱/۳	۰/۲
ونزوئلا	۹۷/۳	۱۲۹/۳	۱۵۲/۴	۱۶۲/۴	+۶/۶	۴/۸
سایر	۴/۲	۳/۶	۴/۶	۴/۹	+۵/۹	۰/۱
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۲۰۲/۹	۲۴۲/۴	۲۹۴/۰	۳۱۳/۹	+۶/۸	۹/۳
اروپا						
دانمارک	۳/۶	۷/۰	۹/۲	۱۰/۳	+۱۲/۰	۰/۳
ایتالیا	۲/۶	۴/۳	۵/۲	۵/۴	+۳/۶	۰/۲
نروژ	۴۲/۵	۹۳/۳	۱۳۸/۵	۱۵۵/۵	+۱۲/۲	۴/۶
رومانی	۱۰/۷	۷/۰	۷/۰	۶/۸	-۲/۰	۰/۲
انگلستان	۱۲۷/۱	۹۱/۳	۱۳۰/۳	۱۲۹/۹	-۰/۳	۳/۹
سایر	۲۸/۱	۲۴/۷	۲۱/۴	۲۰/۲	-۵/۸	۰/۶
جمع اروپا	۲۱۴/۴	۲۲۷/۵	۳۱۱/۶	۳۲۸/۱	+۵/۳	۹/۸
شوروی سابق						
آذربایجان	۱۳/۱	۱۱/۷	۹/۲	۹/۱	-۰/۷	۰/۳
قزاقستان	۲۳/۳	۲۶/۶	۲۰/۶	۲۳/۰	+۱۱/۳	۰/۷
فدراسیون روسیه	۵۶۰/۹	۴۶۲/۰	۳۰۶/۸	۳۰۱/۱	-۱/۹	۹
ازبکستان	۲/۵	۲/۸	۷/۵	۷/۵	-	۰/۲
سایر	۱۵/۳	۱۲/۸	۱۰/۴	۱۲/۰	+۱۵/۱	۰/۳
جمع شوروی سابق	۶۱۵	۵۱۵/۹	۳۵۴/۵	۳۵۲/۶	-۰/۵	۱۰/۵
خاورمیانه						
ایران	۱۰۲/۳	۱۶۹/۸	۱۸۴/۶	۱۸۴/۷	+۰/۰۵	۵/۵
عراق	۹۲/۷	۱۳/۷	۲۶/۳	۲۸/۸	+۹/۶	۰/۸
کویت	۶۷/۳	۹/۹	۱۰۴/۴	۱۰۷/۲	+۲/۷	۳/۲
عمان	۲۸/۰	۳۵/۵	۴۲/۷	۴۴/۳	+۳/۸	۱/۳

شامل نفت خام، شیل، شنهای قیردار و NGLs (مایعات گاز طبیعی - مایعات همراه گاز طبیعی که قابل تفکیک می‌باشند) می‌شود و سوخته‌های مایعی را که از سایر منابع نظیر مشتقات زغال‌سنگ بدست آمده را در بر نمی‌گیرد.

جدول (۱۳): تولید نفت در جهان ... ادامه

(میلیون تن)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
قطر	۱۶/۸	۱۹/۹	۲۱/۳	۲۱/۸	+۲/۴	۰/۶
عربستان سعودی	۲۵۱/۶	۴۲۶/۷	۴۲۶/۷	۴۲۸/۸	+۰/۵	۱۲/۷
سوریه	۱۰/۴	۲۴/۵	۳۱/۱	۳۱/۴	+۱/۰	۰/۹
امارات متحده عربی	۷۱/۸	۱۲۱/۱	۱۱۳/۷	۱۱۷/۳	+۳/۲	۳/۵
یمن	۰/۵	۹/۴	۱۶/۷	۱۷/۵	+۵/۰	۰/۵
سایر	۲/۴	۲/۵	۲/۴	۲/۴	+۰/۳	۰/۱
جمع خاورمیانه	۶۴۳/۷	۸۳۲/۹	۹۶۹/۷	۹۸۴/۶	+۱/۵	۲۹/۳
آفریقا						
الجزایر	۵۱/۸	۵۷/۷	۵۶/۸	۶۰/۱۰	+۵/۶	۱/۸
آنگولا	۱۳/۹	۲۴/۸	۳۰/۴	۳۵/۱	+۱۵/۳	۱/۰
کامرون	۸/۸	۷/۲	۵/۴	۵/۲	-۴/۳	۰/۲
کنگو	۶/۰	۸/۱	۹/۳	۱۱/۴	+۲۳/۲	۰/۳
مصر	۴۱/۱	۴۵/۴	۴۶/۶	۴۵/۲	-۳/۰	۱/۳
گابن	۸/۳	۱۴/۷	۱۷/۸	۱۸/۱	+۱/۷	۰/۵
لیبی	۵۱/۰	۷۳/۸	۶۹/۰	۶۹/۱	+۰/۳	۲/۱
نیجریه	۷۲/۸	۹۳/۷	۹۸/۱	۱۰۶/۰	+۰/۸	۳/۲
تونس	۵/۳	۵/۲	۴/۳	۴/۲	-۱/۵	۰/۱
سایر	۳/۰	۱/۷	۲/۸	۵/۳	+۹۲/۷	۰/۲
جمع آفریقا	۲۶۱/۸	۳۳۲/۳	۳۴۰/۳	۳۵۹/۶	+۵/۶	۱۰/۷
آسیا و اقیانوسیه						
استرالیا	۲۵/۸	۲۶/۹	۲۵/۴	۲۷/۰	+۶/۱	۰/۸
برونی	۸/۱	۸/۰	۸/۶	۸/۱	-۵/۳	۰/۲
چین	۱۳۰/۷	۱۴۱/۰	۱۴۹/۰	۱۵۸/۵	+۶/۴	۴/۷
هندوستان	۳۱/۸	۳۳/۱	۳۷/۲	۳۵/۰	-۵/۹	۱/۰
اندونزی	۶۷/۹	۷۸/۳	۷۳/۹	۷۷/۲	+۴/۵	۲/۳
مالزی	۲۴/۲	۳۱/۱	۳۴/۰	۳۴/۱	+۰/۳	۱/۰
پاپوآی گینه نو	-	-	۴/۷	۵/۰	+۶/۳	۰/۲
ویتنام	-	۴/۰	۷/۷	۸/۶	+۱۲/۷	۰/۳
سایر	۸/۰	۱۰/۱	۹/۹	۱۰/۱	+۲/۵	۰/۳
جمع آسیا و اقیانوسیه	۲۹۶/۵	۳۳۲/۴	۳۵۰/۲	۳۶۳/۵	+۳/۸	۱۰/۸
کل جهان	۲۹۴۰/۲	۳۱۵۴/۲	۳۲۶۷/۲	۳۳۶۲/۹	+۲/۹	۱۰۰/۰
شامل: کشورهای OECD	۹۲۸/۷	۹۱۴/۸	۹۷۳/۵	۱۰۰۵/۷	+۳/۳	۲۹/۸
کشورهای OPEC	۹۴۳/۲	۱۱۹۷/۴	۱۳۲۷	۱۳۶۳/۴	+۲/۷	۴۰/۵
کشورهای غیر OPEC	۱۳۸۲/۰	۱۴۴۴/۴	۱۵۸۵/۷	۱۶۴۶/۶	+۳/۸	۴۸/۸

□ به استثنای شوروی سابق

جدول (۱۴): مصرف نفت در جهان □

(میلیون تن)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
آمریکای شمالی	۷۴۹/۳	۷۶۵/۶	۸۰۷/۷	۸۳۳/۰	+۳/۱	۲۵/۱
ایالات متحده آمریکا	۷۱۰	۷۴۱/۸	۷۶/۳	۷۹/۵	+۴/۱	۲/۴
کانادا	۵۷/۳	۷۰/۴	۷۱/۴	۷۳/۸	+۳/۳	۲/۳
مکزیک	۸۷۷/۶	۹۱۰/۸	۹۵۵/۴	۹۸۶/۳	+۳/۲	۲۹/۷
جمع آمریکای شمالی						
آمریکای مرکزی و جنوبی	۲۰/۵	۱۹/۳	۲۰/۱	۲۱/۱	+۴/۹	۰/۶
آرژانتین	۵۶/۳	۵۹/۰	۶۹/۲	۷۴/۳	+۷/۱	۲/۲
برزیل	۴/۷	۶/۸	۹/۷	۱۰/۵	+۸/۶	۰/۳
شیلی	۷/۹	۹/۶	۱۲/۱	۱۲/۶	+۳/۷	۰/۴
کلمبیا	۱۸/۲	۱۸/۶	۲۰/۰	۱۸/۹	-۵/۳	۰/۶
ونزوئلا	۴۹/۵	۵۵/۵	۶۳/۹	۶۶/۴	+۴/۰	۲/۰
سایر	۱۵۷/۱	۱۶۸/۸	۱۹۵/۰	۲۰۲/۷	+۴/۴	۶/۱
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی						
اروپا	۱۰/۴	۱۱/۶	۱۱/۳	۱۱/۴	+۱/۶	۰/۳
اتریش	۲۳/۵	۲۶/۵	۲۶/۴	۲۸/۷	+۸/۶	۰/۹
بلژیک و لوکزامبورگ	۱۰/۹	۵/۹	۶/۲	۶/۷	+۷/۷	۰/۲
بلغارستان	۱۰/۲	۷/۱	۷/۴	۷/۵	+۱/۶	۰/۲
جمهوری چک	۱۰/۵	۹/۱	۱۰/۵	۱۱/۴	+۸/۷	۰/۳
دانمارک	۱۱/۳	۱۰/۶	۹/۹	۱۰/۳	+۳/۴	۰/۳
فنلاند	۸۶/۰	۹۴/۶	۸۹/۰	۹۱/۰	+۲/۱	۲/۸
فرانسه	۱۳۳/۳	۱۳۳/۱	۱۳۵/۱	۱۳۷/۴	+۱/۶	۴/۲
آلمان	۱۲/۲	۱۵/۸	۱۷/۶	۱۸/۵	+۴/۸	۰/۶
یونان	۹/۵	۸/۰	۷/۷	۷/۰	-۸/۰	۰/۲
مجارستان	۰/۵	۰/۶	۰/۸	۰/۸	+۲/۵	◆
ایسلند	۴/۹	۴/۹	۵/۷	۵/۹	+۳/۴	۰/۲
جمهوری ایرلند	۸۶/۵	۹۲/۴	۹۴/۹	۹۴/۱	-۰/۸	۲/۸
ایتالیا	۳۳/۴	۳۵/۸	۳۸/۰	۳۷/۴	-۱/۶	۱/۱
هلند	۹/۳	۸/۷	۹/۶	۱۰/۵	+۸/۹	۰/۳
نروژ	۱۶/۹	۱۴/۹	۱۵/۳	۱۶/۹	+۱۰/۲	۰/۵
لهستان	۹/۵	۱۱/۵	۱۲/۹	۱۲/۱	-۶/۳	۰/۴
پرتغال	۱۶/۲	۱۵/۶	۱۳/۵	۱۳/۹	+۲/۷	۰/۴
رومانی	۶/۰	۴/۱	۳/۸	۳/۸	+۰/۷	۰/۱
اسلواکی	۴۲/۷	۴۹/۴	۵۶/۳	۵۸/۷	+۴/۲	۱/۸
اسپانیا	۱۸/۷	۱۵/۵	۱۶/۱	۱۷/۴	+۸/۳	۰/۵
سوئد	۱۳/۳	۱۳/۰	۱۱/۸	۱۲/۲	+۳/۵	۰/۴
سوئیس	۱۸/۳	۲۲/۱	۲۸/۴	۲۸/۸	+۱/۴	۰/۹
ترکیه	۷۷/۴	۸۲/۷	۸۱/۷	۸۳/۷	+۲/۵	۲/۵
انگلستان	۱۷/۶	۱۶/۹	۱۳/۹	۱۴/۰	+۰/۶	۰/۴
سایر	۶۸۷/۹	۷۱۰/۴	۷۲۳/۸	۷۴۰/۱	+۲/۲	۲۲/۳
جمع اروپا						

□ مصرف از مجموع تقاضای داخلی، سوخت کشتیها و هواپیماهای بین‌المللی، سوخت یالایشگاهها و تلفات حاصل گردیده است.

جدول (۱۴): مصرف نفت در جهان ... ادامه

(میلیون تن)

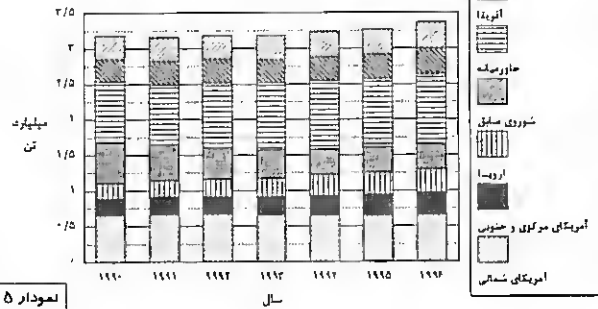
نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
شوروی سابق	۸/۶	۸/۲	۸/۵	۸/۵	-	۰/۳
آذربایجان	۲۹/۸	۲۴/۰	۱۲/۳	۱۲/۳	+۰/۱	۰/۴
روسیه سفید	۱۸/۷	۲۱/۷	۱۲/۰	۱۱/۳	-۶/۱	۰/۳
قزاقستان	۲۴۷/۶	۲۴۳/۴	۱۴۶/۱	۱۲۸/۰	-۱۲/۴	۳/۹
فدراسیون روسیه	۳/۵	۵/۰	۳/۹	۳/۹	+۰/۳	۰/۱
ترکمنستان	۶۳/۳	۵۷/۵	۱۸/۹	۱۷/۳	-۸/۵	۰/۵
اوکراین	۱۱/۷	۱۱/۰	۶/۷	۶/۶	-۲/۱	۰/۲
ازبکستان	۳۵/۰	۲۷/۴	۸/۵	۸/۶	+۱/۲	۰/۳
سایر	۴۱۸/۲	۳۹۸/۲	۲۱۶/۹	۱۹۶/۵	-۹/۴	۶/۰
جمع شوروی سابق						
خاورمیانه	۴۲/۳	۵۱/۴	۶۲	۶۳/۹	+۳/۱	۱/۹
ایران	۴۶/۳	۵۵/۴	۵۱/۴	۵۳/۴	+۳/۷	۱/۶
عربستان سعودی	۸/۹	۱۶/۵	۱۷/۱	۱۷/۲	+۰/۸	۰/۵
امارات متحده عربی	۴۹/۳	۴۸/۳	۶۱/۱	۶۲/۸	+۲/۸	۱/۹
سایر	۱۴۶/۷	۱۷۱/۶	۱۹۱/۶	۱۹۷/۳	+۰/۷	۵/۹
جمع خاورمیانه						
آفریقا	۸/۱	۸/۹	۹/۴	۹/۴	-	۰/۳
الجزایر	۲۰/۹	۲۲/۴	۲۳/۳	۲۴/۶	+۵/۶	۰/۷
مصر	۱۳/۶	۱۶/۷	۲۰/۱	۲۰/۶	+۲/۶	۰/۶
آفریقای جنوبی	۳۸/۷	۴۶/۴	۵۳/۶	۵۵/۷	+۳/۹	۱/۷
سایر	۸۱/۳	۹۵/۴	۱۰۶/۴	۱۱۰/۳	+۳/۷	۳/۳
جمع آفریقا						
آسیا و اقیانوسیه	۲۸/۲	۳۰/۸	۳۵/۳	۳۵/۷	+۱/۱	۱/۱
استرالیا	۱/۷	۱/۷	۲/۳	۲/۴	+۳/۹	۰/۱
بنگلادش	۱۰۰/۰	۱۱۷/۹	۱۶۰/۷	۱۷۲/۵	+۷/۳	۵/۲
چین	۴۵/۵	۵۸/۹	۷۳/۰	۷۸/۷	+۷/۹	۲/۴
هندوستان	۲۲/۱	۳۲/۴	۳۹/۲	۴۲/۹	+۹/۴	۱/۳
اندونزی	۲۰۸/۵	۲۵۲/۱	۲۶۸/۶	۲۶۹/۹	+۰/۵	۸/۱
ژاپن	۹/۴	۱۳/۹	۱۷/۹	۱۸/۵	+۳/۴	۰/۶
مالزی	۴/۰	۵/۱	۵/۷	۵/۸	+۲/۵	۰/۲
زلاتندو	۸/۲	۱۱/۴	۱۵/۱	۱۷/۱	+۱۳/۶	۰/۵
پاکستان	۷/۸	۱۱/۱	۱۶/۸	۱۷/۵	+۴/۴	۰/۵
فیلیپین	۱۳/۹	۱۹/۹	۲۷/۰	۲۶/۷	-۱/۱	۰/۸
سنگاپور	۲۸/۴	۵۹/۹	۹۴/۸	۱۰۱/۴	+۶/۹	۳
کره جنوبی	۱۹/۲	۲۷/۸	۳۵/۴	۳۵/۳	-۰/۳	۱/۱
تایوان	۱۱/۳	۲۱/۴	۳۴/۸	۳۸/۰	+۹/۴	۱/۱
تایلند	۱۵/۸	۱۶/۵	۲۱/۵	۲۳/۰	+۷/۱	۰/۷
سایر	۵۲۴/۰	۶۸۰/۸	۸۴۸/۱	۸۸۵/۴	+۴/۴	۲۶/۷
جمع آسیا و اقیانوسیه	۲۸۹۲/۸	۳۱۳۶	۳۲۳۷/۲	۳۳۱۹/۶	+۲/۴	۱۰۰
کل جهان	۱۷۲۹/۱	۱۸۴۳/۸	۱۹۲۸/۴	۱۹۷۵/۵	+۲/۴	۵۹/۵
شامل: کشورهای OECD	۵۵۹/۳	۵۹۳/۵	۶۰۵/۴	۶۱۸/۰	+۲/۰	۱۸/۷
اتحادیه اروپا	۶۶۸/۴	۸۲۶/۲	۱۰۲۸/۸	۱۰۷۸/۴	+۴/۸	۳۲/۶
سایر کشورهای OMEs						

♦ رقم کمتر از ۰/۰۵ می باشد.

□ به استثنای اروپای مرکزی و شوروی سابق.

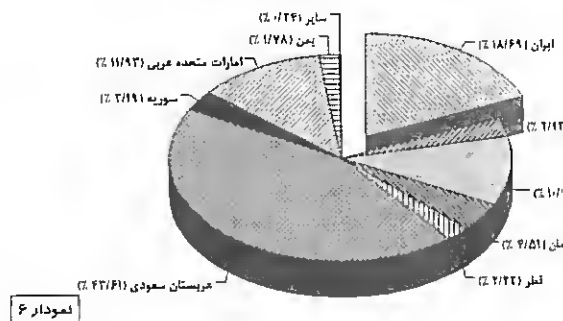
تولید نفت در جهان

به تفکیک مناطق مختلف



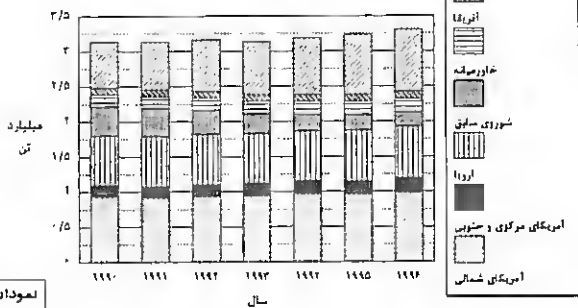
سهم کشورهای خاورمیانه

در تولید نفت در سال ۱۹۹۶



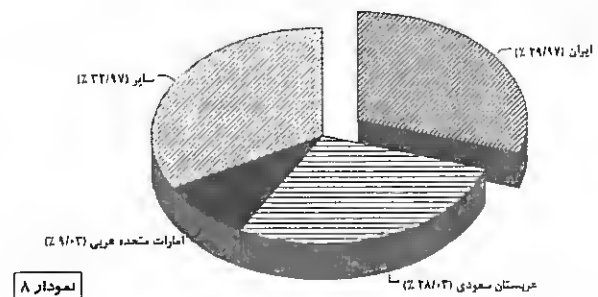
مصرف نفت جهان

به تفکیک مناطق مختلف



توزیع مصرف نفت خاورمیانه

در سال ۱۹۹۶



جدول (۱۵): مصرف فرآورده‌های عمده نفتی در مناطق مختلف جهان

(میلیون تن)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
ایالات متحده آمریکا						
انواع بنزین	۳۱۴/۳	۳۲۴/۲	۳۴۵/۵	۳۵۰/۴	+۱/۴	۴۲/۱
میان تقطیرها	۲۱۳/۴	۲۲۵/۳	۲۴۸/۶	۲۵۹/۱	+۴/۲	۳۱/۱
نفت کوره	۷۸/۲	۶۳/۰	۴۵/۸	۴۵/۳	-۱/۱	۵/۴
سایر	۱۴۳/۵	۱۵۳/۱	۱۶۷/۸	۱۷۸/۲	+۶/۲	۲۱/۴
جمع ایالات متحده آمریکا	۷۴۹/۴	۷۶۵/۶	۸۰۷/۷	۸۳۳/۰	+۳/۱	۱۰۰/۰
کانادا						
انواع بنزین	۲۹/۲	۲۷/۴	۲۹/۷	۳۰/۱	+۱/۵	۳۷/۹
میان تقطیرها	۲۲/۶	۲۲/۴	۲۴/۷	۲۶/۳	+۶/۵	۳۳/۱
نفت کوره	۶/۴	۷/۷	۶/۰	۵/۷	-۵/۰	۷/۲
سایر	۱۲/۹	۱۷/۳	۱۵/۹	۱۷/۳	+۹/۰	۲۱/۸
جمع کانادا	۷۱/۱	۷۴/۸	۷۶/۳	۷۹/۴	+۴/۱	۱۰۰/۰
مکزیک						
انواع بنزین	۱۵/۸	۲۲/۰	۲۲/۳	۲۲/۴	+۰/۵	۳۰/۴
میان تقطیرها	۱۱/۴	۱۳/۰	۱۴/۱	۱۴/۸	+۴/۹	۲۰/۱
نفت کوره	۱۹/۸	۲۲/۷	۲۱/۳	۲۲/۵	+۵/۶	۳۰/۵
سایر	۱۰/۳	۱۲/۷	۱۳/۷	۱۴/۰	+۲/۷	۱۹/۰
جمع مکزیکی	۵۷/۳	۷۰/۴	۷۱/۴	۷۳/۷	+۳/۳	۱۰۰/۰
کشورهای اروپایی OECD						
انواع بنزین	۱۴۸/۶	۱۶۵/۰	۱۶۴/۵	۱۶۵/۹	+۰/۸	۲۴/۵
میان تقطیرها	۲۴۱/۳	۲۶۱/۱	۲۷۳/۸	۲۷۸/۹	+۵/۲	۴۲/۵
نفت کوره	۱۲۵/۱	۱۱۱/۴	۱۰۸/۵	۱۰۶/۹	-۱/۵	۱۵/۸
سایر	۹۵/۵	۱۰۷/۵	۱۱۶/۶	۱۱۷/۰	+۰/۳	۱۷/۲
جمع کشورهای اروپایی OECD	۶۱۰/۵	۶۴۵/۰	۶۶۳/۴	۶۷۷/۷	+۲/۱	۱۰۰/۰
ژاپن						
انواع بنزین	۴۳/۱	۵۲/۸	۶۴/۵	۶۵/۸	+۲/۰	۲۴/۴
میان تقطیرها	۶۶/۶	۸۶/۵	۹۵/۳	۹۸/۲	+۳/۱	۳۶/۴
نفت کوره	۵۹/۲	۶۸/۹	۶۱/۲	۵۷/۷	-۵/۸	۲۱/۴
سایر	۳۹/۶	۴۳/۹	۴۷/۵	۴۸/۱	+۱/۳	۱۷/۸
جمع ژاپن	۲۰۸/۵	۲۵۲/۱	۲۶۸/۵	۲۶۹/۸	+۰/۵	۱۰۰/۰

جدول (۱۵): مصرف فرآورده‌های عمده نفتی در مناطق مختلف جهان ... ادامه

(میلیون تن)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
اقیانوسیه						
انواع بنزین	۱۳/۴	۱۴/۶	۱۵/۴	۱۵/۵	+۰/۷	۳۷/۴
میان تقطیرها	۱۰/۹	۱۳/۰	۱۵/۷	۱۶/۷	+۶/۳	۴۰/۲
نفت کوره	۲/۶	۲/۵	۲/۴	۲/۱	-۱۳/۲	۵/۰
سایر	۵/۲	۵/۸	۷/۵	۷/۲	-۳/۶	۱۷/۴
جمع اقیانوسیه	۳۲/۱	۳۵/۹	۴۱/۰	۴۱/۵	+۱/۲	۱۰۰/۰
کشورهای آسیایی EMEs						
انواع بنزین	۴۱/۱	۶۹/۲	۱۰۷/۴	۱۱۵/۸	+۷/۸	۲۰/۲
میان تقطیرها	۱۱۲/۷	۱۵۲/۳	۲۱۴/۰	۲۳۱/۹	+۸/۳	۴۰/۴
نفت کوره	۸۸/۹	۱۱۷/۸	۱۴۵/۷	۱۴۸/۸	+۲/۱	۲۵/۹
سایر	۴۰/۷	۵۳/۴	۷۱/۳	۷۷/۶	+۸/۹	۱۳/۵
جمع کشورهای آسیایی EMEs	۲۸۳/۴	۳۹۲/۷	۵۳۸/۴	۵۷۴/۱	+۶/۶	۱۰۰/۰
کشورهای غیر آسیایی EMEs						
انواع بنزین	۷۷/۸	۸۷/۹	۱۰۶/۲	۱۰۹/۰	+۲/۶	۲۱/۴
میان تقطیرها	۱۳۹/۱	۱۵۴/۲	۱۸۴/۲	۱۸۷/۹	+۲/۰	۳۷/۰
نفت کوره	۱۱۳/۸	۱۲۹/۱	۱۲۸/۶	۱۳۱/۶	+۲/۴	۲۵/۹
سایر	۵۶/۳	۶۴/۹	۷۵/۱	۷۹/۷	+۶/۰	۱۵/۷
جمع کشورهای غیر آسیایی EMEs**	۳۸۷/۰	۴۳۶/۱	۴۹۴/۱	۵۰۸/۲	+۲/۹	۱۰۰/۰
کشورهای OECD و EMEs						
انواع بنزین	۶۸۳/۲	۷۶۳/۱	۸۵۵/۵	۸۷۴/۹	+۲/۳	۲۸/۶
میان تقطیرها	۸۱۷/۹	۹۲۷/۹	۱۰۷۰/۵	۱۱۲۲/۸	+۴/۹	۳۶/۷
نفت کوره	۴۹۳/۹	۵۲۳/۱	۵۱۹/۶	۵۲۰/۶	+۰/۲	۱۷/۰
سایر	۴۰۴/۰	۴۵۸/۷	۵۱۵/۴	۵۳۹/۲	+۴/۶	۱۷/۷
جمع کشورهای OECD و EMEs*	۲۳۹۹/۰	۲۶۷۲/۸	۲۹۶۱/۰	۳۰۵۲/۵	+۳/۳	۱۰۰/۰

* کشورهای EMEs شامل آمریکای مرکزی و جنوبی، اروپای شرقی، کشورهای شوروی سابق، آفریقا، خاورمیانه و کشورهای آسیایی غیر OECD می‌باشد.

** کشورهای غیر آسیایی EMEs، اروپای مرکزی و شوروی سابق را در بر نمی‌گیرد.

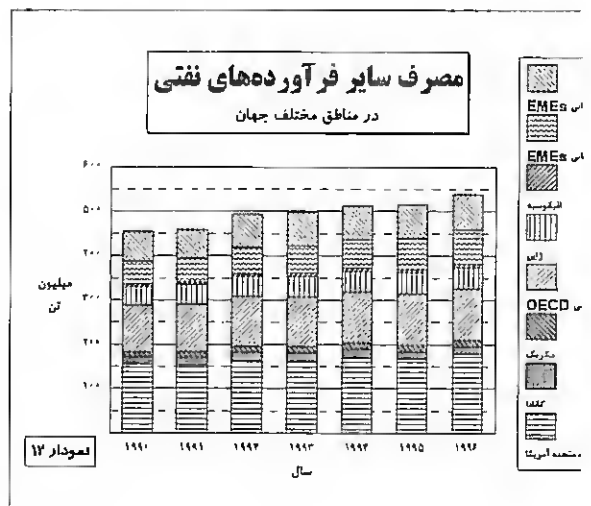
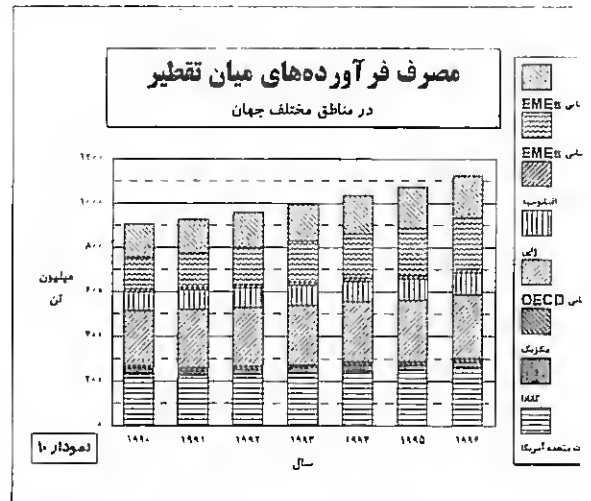
ملاحظات:

- بنزین موتور: شامل بنزین هواپیما و موتور و خوراک تقطیری سبک (LDF) می‌گردد.

- میان تقطیرها: شامل سوخت جت، نفت سفید، گاز و سوخت دیزل می‌باشد (سوخت کشتی ها را نیز در بر دارد).

- نفت کوره: شامل سوخت کشتی ها می‌گردد.

- سایر: شامل گاز یالایشگاهی، گاز مایع، حلال‌ها، کک نفتی، روغن‌ها، بیتومنه، قیر، واکس و سوخت و تلفات یالایشگاهی می‌باشد.



جدول (۱۶): ظرفیت پالایشگاههای نفت جهان (هزار بشکه در روز)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
آمریکای شمالی						
ایالات متحده آمریکا	۱۵۵۶۵	۱۵۶۹۵	۱۵۲۸۵	۱۵۴۵۰	+۱/۱	۱۹/۸
کانادا	۲۰۸۰	۱۹۰۵	۱۷۷۵	۱۷۷۰	-۰/۲	۲/۳
مکزیک	۱۳۵۰	۱۵۲۵	۱۵۲۰	۱۵۲۰	-	۱/۹
جمع آمریکای شمالی	۱۸۹۹۵	۱۹۱۲۵	۱۸۵۸۰	۱۸۷۴۰	+۰/۹	۲۴/۰
آمریکای مرکزی و جنوبی						
آرژانتین	۶۷۰	۶۹۵	۶۶۰	۶۶۵	+۰/۶	۰/۹
برزیل	۱۲۶۵	۱۳۶۵	۱۵۴۰	۱۵۴۰	-	۲/۰
جزایر آنتیل هلند	۳۲۰	۴۷۰	۴۹۰	۴۹۰	-	۰/۶
ترینیداد و توباگو	۳۰۰	۲۴۵	۲۶۰	۲۶۰	-	۰/۳
ونزوئلا	۱۲۲۵	۱۲۲۵	۱۲۸۰	۱۲۸۰	-	۱/۶
سایر	۱۸۷۵	۲۰۰۰	۲۱۳۰	۲۱۳۵	+۰/۴	۲/۸
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۵۶۵۵	۶۰۰۰	۶۳۶۰	۶۳۷۰	+۰/۲	۸/۲
اروپا						
بلژیک	۷۱۰	۷۰۵	۶۹۰	۶۹۰	-	۰/۹
فرانسه	۲۰۴۰	۱۷۰۰	۱۷۳۰	۱۷۵۶۰	+۱/۲	۲/۲
آلمان	۲۲۱۵	۲۲۱۰	۲۱۰۵	۲۱۰۵	-	۲/۷
یونان	۳۵۰	۳۶۰	۳۶۵	۳۶۵	-	۰/۵
ایتالیا	۲۵۵۵	۲۳۰۵	۲۶۵	۲۳۶۵	-	۳/۰
هلند	۱۳۸۰	۱۲۵۵	۱۲۵۵	۱۲۵۵	-	۱/۶
نروژ	۲۵۵	۳۲۰	۲۹۵	۲۹۵	-	۰/۴
پرتغال	۳۹۰	۳۴۰	۲۸۰	۲۸۰	-	۰/۴
اسپانیا	۱۲۴۵	۱۲۴۵	۱۲۴۵	۱۲۴۵	-	۱/۶
سوئد	۴۱۵	۴۰۰	۴۲۰	۴۲۰	-	۰/۵
ترکیه	۴۷۰	۶۷۵	۶۷۵	۶۷۵	-	۰/۹
انگلستان	۱۸۳۵	۱۸۵۵	۱۸۶۰	۱۸۴۵	-۰/۶	۲/۴
سایر	۳۳۵۵	۳۷۶۰	۳۲۲۵	۳۱۳۵	-۲/۷	۴/۰
جمع اروپا	۱۷۲۱۵	۱۷۱۳۰	۱۶۵۱۰	۱۶۴۲۵	-۰/۵	۲۱/۱
شوروی سابق						
جمع شوروی سابق	۱۲۲۶۰	۱۲۳۰۰	۱۰۳۲۵	۱۰۳۴۰	+۰/۲	۱۳/۳

(هزار بشکه در روز)

جدول (۱۶): ظرفیت پالایشگاههای نفت جهان ... ادامه

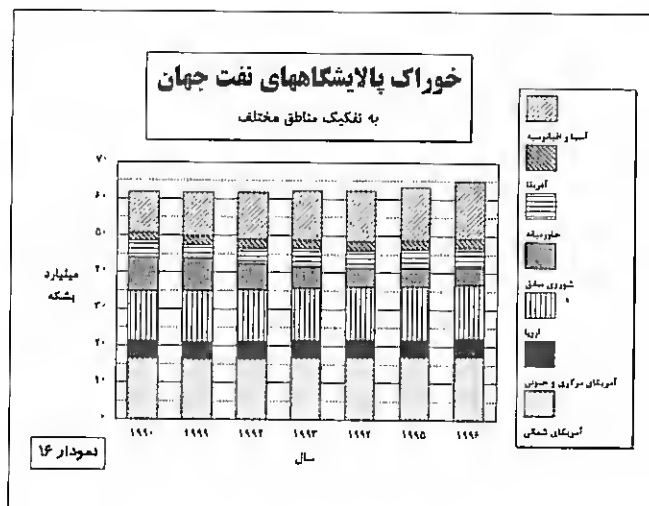
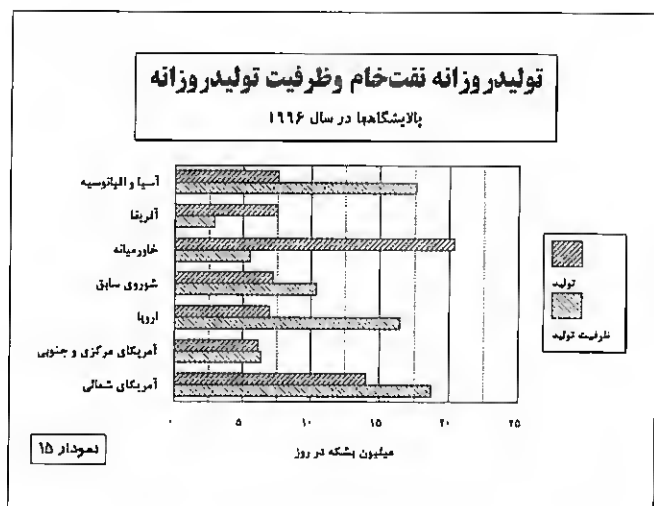
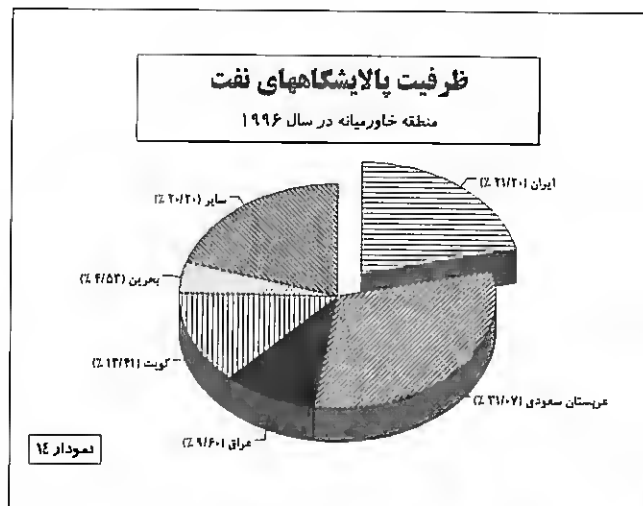
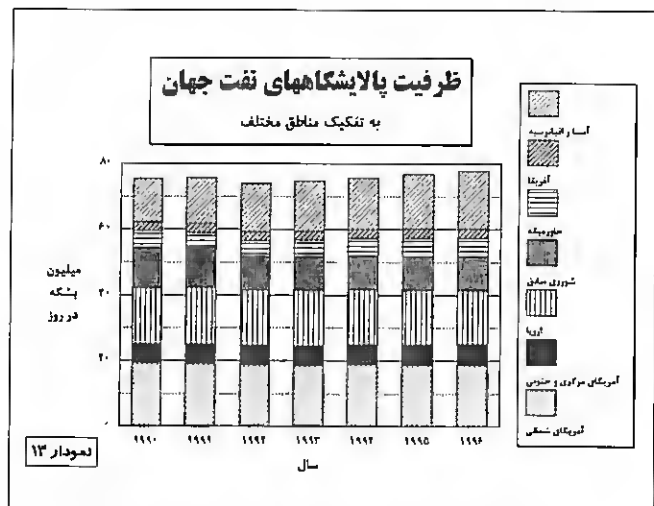
نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
خاورمیانه	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰	-۰/۴	۰/۳
بحرین	۵۳۰	۷۲۰	۱۱۸۰	۱۱۸۰	-	۱/۵
ایران	۳۲۰	۳۲۰	۵۳۰	۵۳۰	-	۰/۷
عراق	۶۲۰	۱۷۰	۷۴۰	۷۴۰	-	۱/۰
کویت	۱۱۲۵	۱۸۶۵	۱۷۱۵	۱۷۱۵	-	۲/۲
عربستان سعودی	۱۰۰۵	۱۰۳۰	۱۱۰۵	۱۱۱۵	+۰/۷	۱/۴
سایر	۳۸۵۰	۴۳۵۵	۵۵۱۰	۵۵۲۰	+۰/۱	۷/۱
جمع خاورمیانه	۲۵۵۰	۲۸۶۰	۲۸۸۰	۲۸۸۰	-	۳/۷
آفریقا	۷۴۰	۷۳۵	۷۸۵	۸۰۵	+۲/۷	۱/۰
جمع آفریقا	۲۱۷۰	۲۸۹۰	۴۰۱۵	۴۲۲۵	+۵/۳	۵/۴
آسیا و اقیانوسیه	۹۹۰	۱۱۲۰	۱۱۳۵	۱۲۱۰	+۶/۸	۱/۶
اقیانوسیه	۷۳۵	۷۸۰	۸۹۰	۸۹۰	-	۱/۲
چین	۴۷۰۵	۴۶۱۰	۴۸۶۵	۴۹۹۰	+۲/۵	۶/۴
هندوستان	۹۶۰	۱۰۸۵	۱۲۷۵	۱۲۴۵	-۲/۲	۱/۶
اندونزی	۷۱۰	۹۳۰	۱۶۳۵	۱۸۱۵	+۱۱/۰	۲/۳
کره جنوبی	۱۴۳۵	۱۶۶۵	۲۱۵۵	۲۴۱۵	+۱۲/۱	۳/۱
سایر	۱۲۴۴۵	۱۳۸۱۵	۱۶۷۵۵	۱۷۵۹۵	+۵/۰	۲۲/۶
جمع آسیا و اقیانوسیه	۷۲۹۷۰	۷۵۵۸۵	۷۶۹۳۰	۷۷۸۸۰	+۱/۲	۱۰۰/۰
کل جهان	۳۹۳۰۰	۳۸۸۱۰	۳۸۵۲۵	۳۸۸۵۰	+۰/۸	۴۹/۹
شامل: کشورهای OECD	۱۹۰۵۵	۲۱۶۹۰	۲۵۸۵۰	۲۶۵۷۰	+۲/۸	۳۴/۱
سایر کشورهای OECDs						

□ کشورهای اروپایی مرکزی و شوروی سابق را در بر نمی‌گیرد.

جدول (۱۷): خوراک پالایشگاههای نفت جهان (هزار بشکه در روز تقویمی)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
ایالات متحده آمریکا	۱۲۷۱۵	۱۳۳۰۰	۱۳۹۷۵	۱۴۱۸۰	+۱/۵	۲۱/۹
کانادا	۱۳۸۰	۱۵۳۵	۱۵۲۰	۱۵۹۰	+۴/۷	۲/۵
مکزیک	۱۳۰۵	۱۵۱۰	۱۴۸۰	۱۴۸۵	+۰/۵	۲/۳
آمریکای مرکزی و جنوبی	۴۳۱۰	۴۶۶۵	۴۸۰۰	۴۸۹۵	+۲/۰	۷/۵
اروپا	۱۲۴۷۵	۱۳۷۹۵	۱۴۳۸۰	۱۴۶۱۵	+۱/۶	۲۲/۵
شوروی سابق	۹۶۶۵	۸۸۴۰	۴۹۰۰	۴۶۸۵	-۴/۵	۷/۲
خاورمیانه	۳۷۶۵	۳۷۹۰	۵۳۲۰	۵۳۷۰	+۱/۰	۸/۳
آفریقا	۱۹۲۰	۲۳۶۰	۲۳۵۵	۲۴۴۰	+۳/۷	۳/۸
اقیانوسیه	۵۸۰	۷۴۵	۷۹۰	۸۴۰	+۶/۶	۱/۳
چین	۱۸۶۵	۲۲۸۰	۲۷۱۰	۳۰۱۰	+۱۱/۱	۴/۶
ژاپن	۲۹۹۰	۳۶۵۵	۴۱۷۰	۴۱۹۰	+۰/۵	۶/۵
سایر آسیا و اقیانوسیه	۳۹۲۰	۵۲۵۵	۶۸۱۵	۷۵۴۵	+۰/۷	۱۱/۶
جمع جهان	۵۶۸۹۰	۶۱۷۳۰	۶۳۲۱۵	۶۴۸۴۵	+۲/۶	۱۰۰/۰
شامل: کشورهای OECD	۲۹۶۶۰	۳۳۳۹۵	۳۵۱۵۵	۳۵۷۸۰	+۱/۸	۵۵/۲
سایر کشورهای OMEs	۱۵۷۸۰	۱۸۳۵۰	۲۲۰۰۰	۲۳۲۶۰	+۵/۷	۳۵/۹

□ کشورهای اروپای مرکزی و شوروی سابق را در بر نمی‌گیرد.



(میلیون تن)

جدول (۱۸): واردات و صادرات نفت در سال ۱۹۹۶

نام مناطق و کشورها	واردات نفت خام	واردات فرآورده‌های نفتی	صادرات نفت خام	صادرات فرآورده‌های نفتی
ایالات متحده آمریکا	۳۷۳/۶	۹۲/۰	۴/۹	۴۲/۲
کانادا	۳۴/۱	۶/۸	۵۵/۸	۱۷/۶
مکزیک	-	۸/۳	۷۷/۴	۵/۱
آمریکای مرکزی و جنوبی	۵۴/۳	۱۵/۸	۱۰۲/۹	۴۵/۶
اروپای غربی	۲۸۹/۸	۸۳/۱	۴۹/۵	۳۶/۲
شوروی سابق و اروپای مرکزی	۱۹/۶	۱۲/۶	۷۶/۶	۵۵/۹
خاورمیانه	۴/۵	۳/۷	۷۴۱/۸	۱۱۱/۰
آفریقای شمالی	۷/۱	۵/۲	۱۰۴/۶	۳۱/۷
آفریقای غربی	۲/۰	۶/۵	۱۴۲/۸	۲/۷
آفریقای جنوبی و شرقی	۲۲/۴	۴/۰	-	-
اقیانوسیه	۲۲/۹	۳/۸	۹/۲	۴/۷
چین	۲۲/۶	۱۵/۸	۲۰/۹	۳/۳
ژاپن	۲۲۶/۱	۵۵/۵	-	۶/۲
سایر آسیا و اقیانوسیه	۲۵۹/۶	۹۴/۴	۴۹/۳۴	۴۹/۶
مقصد نامعلوم *	۱۰/۰	۲۳/۰	۱۲/۹	۱۸/۷
کل جهان	۱۴۴۸/۶	۴۳۰/۵	۱۴۴۸/۶	۴۳۰/۵

* شامل تغییر در مقدار نفت در حال حمل، سایر نقل و انتقالات، مصارف نظامی نامعلوم و امثالهم می‌باشد.

یادآوری:

ارقام فوق شامل سوخت کشتی‌های بین‌المللی و نقل و انتقالات منطقه‌ای نفت خام (نظیر جابجایی نفت خام بین کشورهای اروپای غربی) نمی‌باشد.

جدول (۱۹): قیمت فروش تک محموله نفت خام در بازارهای منطقه‌ای تولید (اسپات)

(دلار به ازاء هر بشکه)

عنوان	نفت سبک دویی [※]	برنت / فورتیز ●	نفت سبک نیجریه	نفت متوسط تگزاس غربی ♦
۱۹۷۲	۱/۹	-	-	-
۱۹۷۳	۲/۸۳	-	-	-
۱۹۷۴	۱۰/۴۱	-	-	-
۱۹۷۵	۱۰/۷۰	-	-	-
۱۹۷۶	۱۱/۶۳	۱۲/۸۰	-	۱۲/۲۳
۱۹۷۷	۱۲/۳۸	۱۳/۹۲	-	۱۴/۲۲
۱۹۷۸	۱۳/۰۳	۱۴/۰۲	-	۱۴/۵۵
۱۹۷۹	۲۹/۷۵	۳۱/۶۱	۳۲/۰۰	۲۵/۰۸
۱۹۸۰	۳۵/۶۹	۳۶/۸۳	۳۷/۱۸	۳۷/۹۶
۱۹۸۱	۳۴/۳۲	۳۵/۹۳	۳۶/۶۷	۳۶/۰۸
۱۹۸۲	۳۱/۸۰	۳۲/۹۷	۳۳/۷۵	۳۳/۶۵
۱۹۸۳	۲۸/۷۸	۲۹/۵۵	۳۰/۰۱	۳۰/۳۰
۱۹۸۴	۲۸/۰۷	۲۸/۶۶	۲۸/۹۶	۲۹/۳۴
۱۹۸۵	۲۷/۵۳	۲۷/۵۱	۲۷/۷۴	۲۷/۹۹
۱۹۸۶	۱۲/۹۷	۱۴/۳۸	۱۴/۶۰	۱۵/۰۵
۱۹۸۷	۱۶/۹۲	۱۸/۴۳	۱۸/۴۶	۱۹/۱۹
۱۹۸۸	۱۳/۲۲	۱۴/۹۶	۱۵/۱۰	۱۵/۹۸
۱۹۸۹	۱۵/۶۹	۱۸/۳۰	۱۸/۵۰	۱۹/۶۸
۱۹۹۰	۲۰/۵۰	۲۳/۸۱	۲۴/۲۷	۲۴/۵۲
۱۹۹۱	۱۶/۵۶	۲۰/۰۵	۲۰/۵۰	۲۱/۵۴
۱۹۹۲	۱۷/۲۱	۱۹/۳۷	۱۹/۹۲	۲۰/۵۷
۱۹۹۳	۱۴/۹۰	۱۷/۰۷	۱۷/۶۰	۱۸/۴۵
۱۹۹۴	۱۴/۷۶	۱۵/۹۸	۱۶/۲۱	۱۷/۲۱
۱۹۹۵	۱۶/۰۹	۱۷/۱۸	۱۷/۳۵	۱۸/۴۲
۱۹۹۶	۱۸/۵۶	۲۰/۸۱	۲۱/۱۷	۲۲/۱۶

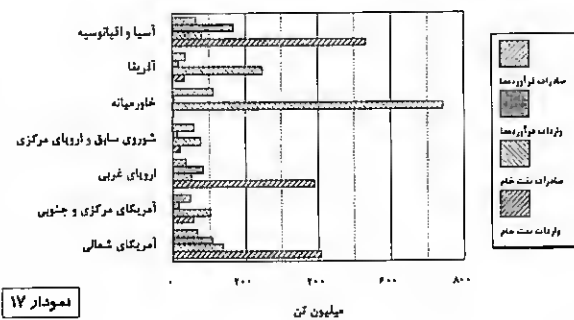
* ارقام سالهای ۱۹۷۲ (نوامبر) الی ۱۹۸۶ مربوط به نفت سبک عربی و ارقام سالهای ۱۹۸۶ (دسامبر) الی ۱۹۹۶ مربوط به نفت سبک دویی است.

● ارقام سالهای ۱۹۷۶-۸۴ مربوط به نفت فورتیز و ارقام سالهای ۱۹۸۵-۹۶ مربوط به نفت برنت می‌باشد.

♦ ارقام سالهای ۱۹۷۶-۸۳ مربوط به قیمت‌های اعلان شده و ارقام سالهای ۱۹۸۴-۹۶ مربوط به قیمت‌های اسپات است.

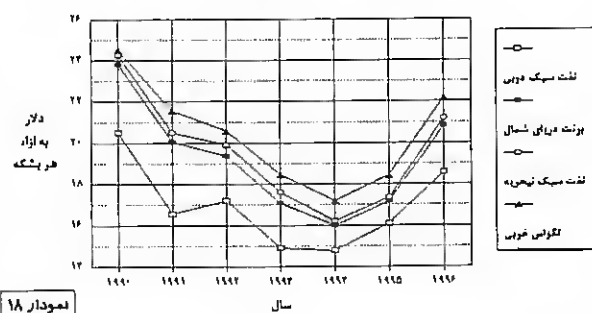
واردات و صادرات نفت

و فرآورده‌های نفتی در سال ۱۹۹۶



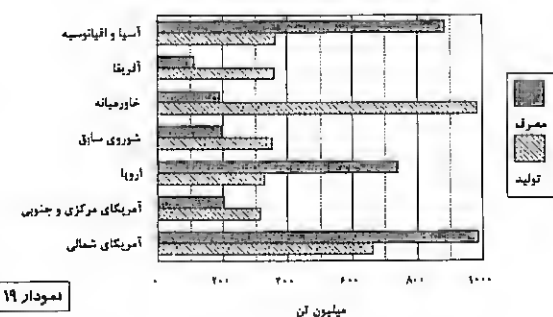
قیمت‌های اسپات نفت خام

در بازارهای منطقه‌ای تولید

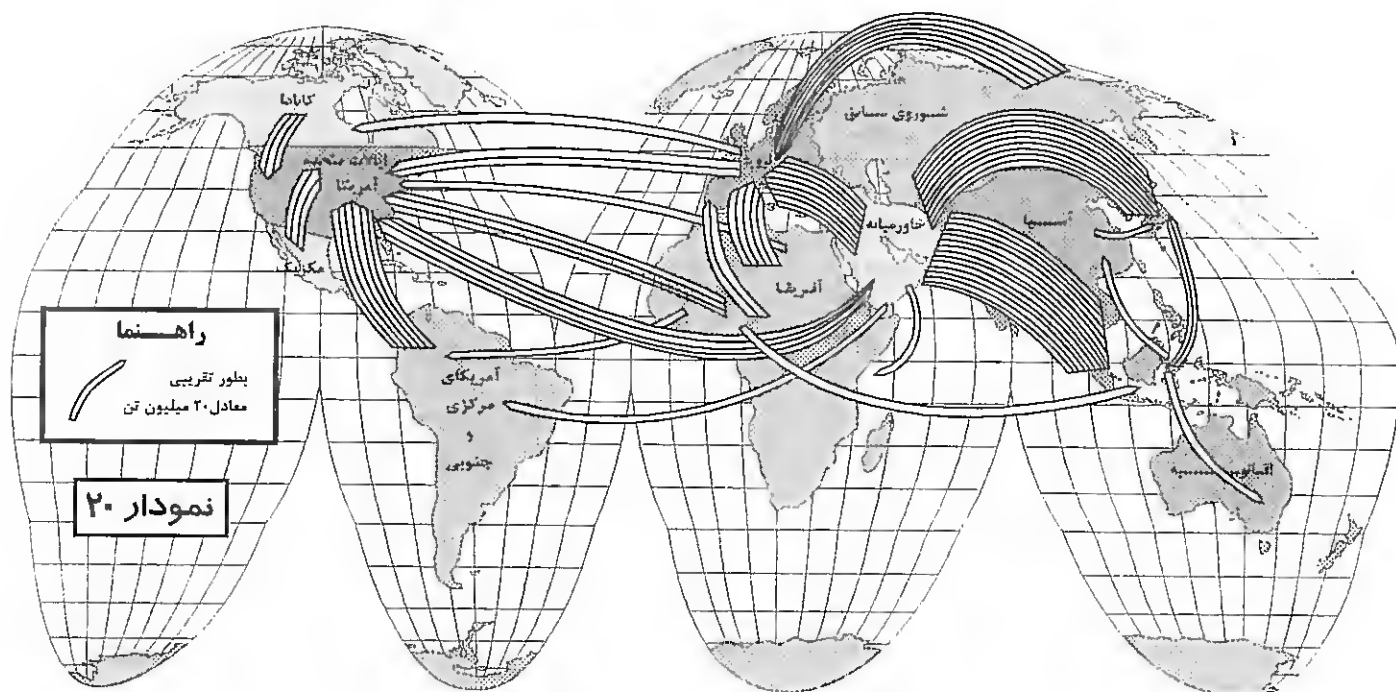


تولید و مصرف نفت

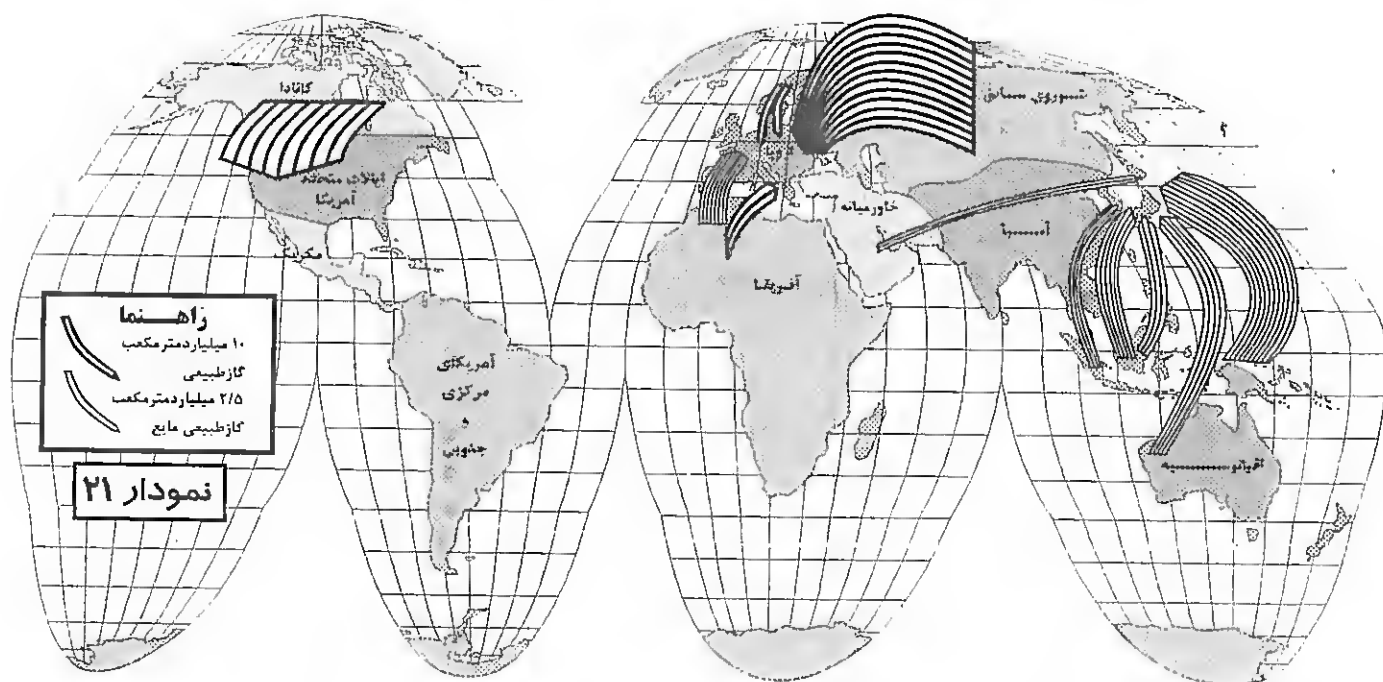
در سال ۱۹۹۶



جریان تجاری نفت در جهان



جریان تجاری گاز طبیعی در جهان



جدول (۲۰): ذخایر تثبیت شده گاز طبیعی

نام مناطق و کشورها	در پایان سال ۱۹۷۶	در پایان سال ۱۹۸۶	در پایان سال ۱۹۹۵	در پایان سال ۱۹۹۶		
	تریلیون مترمکعب	تریلیون مترمکعب	تریلیون مترمکعب	تریلیون مترمکعب	سهم در کل (درصد)	نسبت ذخایر به تولید
آمریکای شمالی	۶/۲۳	۵/۲۵	۴/۶۴	۴/۶۸	۱۶۵/۱	۳/۲
ایالات متحده آمریکا	۱/۵۹	۲/۸۲	۱/۹۰	۱/۹۳	۶۸/۱	۱/۴
کانادا	۰/۳۴	۲/۱۷	۱/۹۴	۱/۹۲	۶۷/۷	۱/۴
مکزیک	۸/۱۶	۱۰/۲۴	۸/۴۷	۸/۵۳	۳۰۰/۹	۵/۹
جمع آمریکای شمالی	۰/۱۹	۰/۶۵	۰/۵۳	۰/۶۲	۲۱/۹	۰/۴
آرژانتین	۰/۱۴	۰/۱۴	۰/۱۳	۰/۱۳	۴/۵	۰/۱
بولیوی	۰/۰۳	۰/۰۹	۰/۱۵	۰/۱۵	۵/۴	۰/۱
برزیل	۰/۱۴	۰/۱۱	۰/۱۲	۰/۲۳	۸/۳	۰/۲
کلمبیا	۰/۳۴	۰/۱۱	۰/۱۱	۰/۱۰	۳/۷	۰/۱
اکوادور	۰/۱۰	۰/۲۹	۰/۳۰	۰/۳۵	۱۲/۴	۰/۳
ترینیداد و توباگو	۱/۱۵	۱/۶۷	۳/۹۶	۴/۰۱	۱۴۱/۶	۲/۸
ونزوئلا	۰/۱۳	۰/۱۴	۰/۳۱	۰/۳۰	۱۰/۸	۰/۲
سایر	۲/۲۲	۳/۲۲	۵/۷۶	۵/۸۹	۲۰۸/۶	۴/۲
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۰/۰۲	۰/۱۰	۰/۱۱	۰/۱۱	۳/۹	۰/۱
اروپا	۰/۲۱	۰/۱۸	۰/۳۲	۰/۳۳	۱۱/۶	۰/۲
دانمارک	●	●	●	●	۳/۳	۰/۱
آلمان	۰/۱۹	۰/۲۳	۰/۳۷	۰/۳۰	۱۰/۵	۰/۲
مجارستان	۱/۷۵	۱/۹۹	۱/۸۴	۱/۸۱	۶۴/۱	۱/۲
ایتالیا	۰/۵۲	۲/۹۲	۱/۳۴	۱/۳۵	۴۷/۷	۰/۹
هلند	●	●	●	●	۱۴/۰	۰/۳
نروژ	۰/۸۵	۰/۹۵	۰/۶۶	۰/۷۰	۲۴/۷	۰/۵
رومانی	۰/۷۷	۰/۵۸	۰/۳۶	۰/۳۳	۱۱/۶	۰/۲
انگلستان	۴/۳۲	۶/۹۵	۵/۴۸	۵/۴۲	۱۹۱/۴	۳/۷
سایر	●	●	●	●	۳۰/۰	۰/۶
جمع اروپا	●	●	●	●	۶۵/۱	۱/۳
شوروی سابق	●	●	●	●	۱۷۱۷/۲	۳۳/۶
آذربایجان	●	●	●	●	۲/۸۹	۲/۱۰
قزاقستان	●	●	●	●	۱/۱۴	۰/۸
فدراسیون روسیه	●	●	●	●	۱/۸۷	۱/۳
ترکمنستان	●	●	●	●	۱/۳	۱/۳
اوکراین	●	●	●	●	۱/۳	۱/۳
ازبکستان	●	●	●	●	۱/۳	۱/۳
سایر	۲۵/۹۹	۴۳/۸۹	۵۵/۹۸	۵۷/۲۸	۲۰۲۲/۶	۳۹/۶
جمع شوروی سابق	۰/۰۸	۰/۲۰	۰/۱۵	۰/۱۵	۵/۲	۰/۱
خاورمیانه	۹/۳۴	۱۲/۷۴	۲۱/۰۰	۲۴/۳	۸۵۸/۱	۱۶/۸
بحرین	●	●	●	●	●	●
ایران	●	●	●	●	●	●

جدول (۲۰): ذخایر تثبیت شده گاز طبیعی ... ادامه

نام مناطق و کشورها	در پایان سال ۱۹۷۶	در پایان سال ۱۹۸۶	در پایان سال ۱۹۹۵	در پایان سال ۱۹۹۶		
	تریلیون مترمکعب	تریلیون مترمکعب	تریلیون مترمکعب	تریلیون مترمکعب	تریلیون فوت مکعب	سهم در کل (درصد)
نسبت ذخایر به تولید						
عراق	۰/۷۶	۰/۷۹	۳/۱۰	۳/۳۴	۱۱۸/۰	۲/۳
کویت	۰/۹۷	۱/۱۷	۱/۵۰	۱/۵۰	۵۲/۹	۱
عمان	۰/۰۶	۰/۲۱	۰/۷۱	۰/۸۵	۳۰/۰	۰/۶
قطر	۰/۷۸	۴/۳۰	۷/۰۸	۷/۰۸	۲۵۰/۰	۴/۹
عربستان سعودی	۱/۸۵	۳/۶۹	۵/۲۶	۵/۳۵	۱۸۹/۱	۳/۷
امارات متحده عربی	۰/۶۴	۲/۹۶	۵/۷۹	۵/۸۰	۲۰۴/۹	۴
یمن	-	۰/۰۲	۰/۴۲	۰/۴۸	۱۶/۹	۰/۳
سایر	۰/۰۳	۰/۱۲	۰/۲۰	۰/۲۴	۸/۵	۰/۲
جمع خاورمیانه	۱۴/۵۲	۲۶/۲۰	۴۵/۲۳	۴۹/۰۹	۱۷۳۳/۶	۳۳/۹
آفریقا						
الجزایر	۳/۵۶	۳/۰۰	۳/۶۲	۳/۶۹	۱۳۰/۳	۲/۵
مصر	۰/۰۸	۰/۲۵	۰/۶۳	۰/۵۸	۲۰/۴	۰/۴
لیبی	۰/۷۳	۰/۶۰	۱/۳۰	۱/۳۱	۴۶/۳	۰/۹
نیجریه	۱/۲۵	۱/۳۳	۳/۱۱	۲/۹۷	۱۰۴/۷	۲/۱
سایر	۰/۳۰	۰/۵۲	۰/۸۲	۰/۷۶	۲۶/۹	۰/۵
جمع آفریقا	۵/۹۲	۵/۷۰	۹/۴۷	۹/۳۱	۳۲۸/۶	۶/۴
آسیا و اقیانوسیه						
استرالیا	۰/۹۱	۰/۵۳	۰/۵۷	۰/۵۵	۱۹/۴	۰/۴
بنگلادش	۰/۲۳	۰/۳۶	۰/۲۹	۰/۲۹	۱۰/۲	۰/۲
برونی	۰/۲۴	۰/۲۰	۰/۴۰	۰/۴۰	۱۴/۱	۰/۳
چین	۰/۷۱	۰/۸۵	۱/۶۷	۱/۱۷	۴۱/۴	۰/۸
هندوستان	۰/۱۰	۰/۵۰	۰/۷۱	۰/۶۹	۲۴/۲	۰/۵
اندونزی	۰/۶۸	۱/۴۰	۱/۹۵	۲/۰۵	۷۲/۳	۱/۴
مالزی	۰/۴۲	۱/۴۰	۱/۹۳	۲/۳۷	۸۰/۲	۱/۶
پاکستان	۰/۴۵	۰/۵۳	۰/۷۶	۰/۶۲	۲۲/۰	۰/۴
پاپوآی گینه نو	-	۰/۰۱	۰/۰۸	۰/۰۴	۱/۵	◆
تایلند	۰/۰۳	۰/۲۱	۰/۱۷	۰/۲۰	۷/۱	۰/۱
ویتنام	-	-	۰/۱۱	۰/۱۴	۵/۰	۰/۱
سایر	۰/۳۴	۰/۴۹	۰/۶۷	۰/۶۹	۲۴/۵	۰/۵
جمع آسیا و اقیانوسیه	۴/۱۱	۶/۴۷	۹/۳۰	۹/۱۱	۳۲۱/۹	۶/۳
کل جهان	۶۵/۳۴	۱۰۲/۶۸	۱۳۹/۷۱	۱۴۴/۶۳	۵۱۰۷/۶	۱۰۰/۰
شامل: کشورهای OECD	۱۳/۳۰	۱۷/۴۷	۱۳/۹۱	۱۳/۸۶	۴۸۹/۵	۹/۸
اتحادیه اروپا	۳/۴۵	۳/۵۷	۳/۴۰	۳/۳۳	۱۱۷/۵	۲/۴

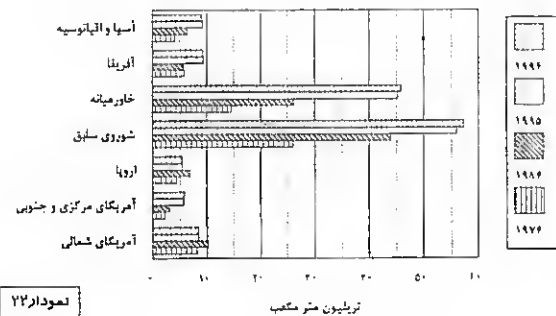
* نسبت ذخایر به تولید بیش از ۱۰۰ سال است.

◆ رقم کمتر از ۰/۰۵ می باشد.

• ارقام در دسترس نمی باشد.

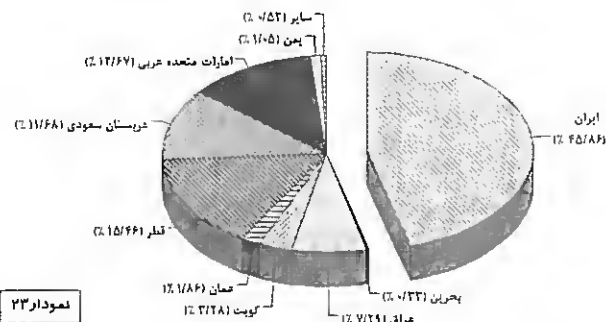
ذخایر تثبیت شده گاز طبیعی

در مناطق مختلف جهان



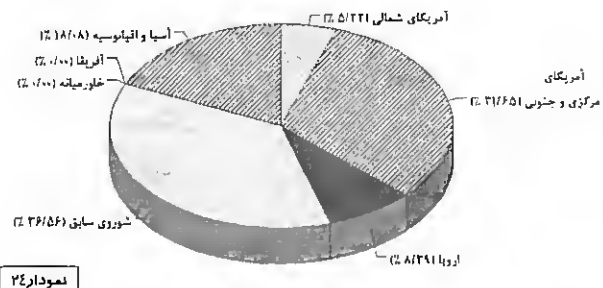
توزیع ذخایر تثبیت شده گاز طبیعی

منطقه خاورمیانه در سال ۱۹۹۶



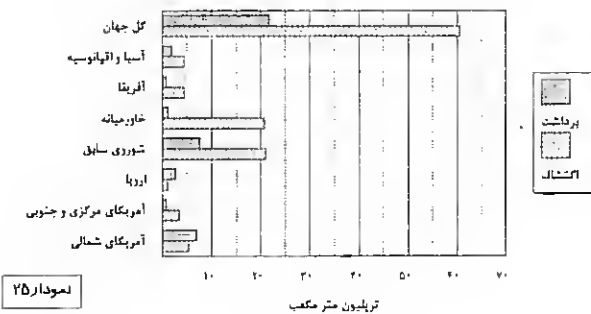
عمر ذخایر گاز طبیعی جهان

به تفکیک مناطق در سال ۱۹۹۶



میزان اکتشاف و برداشت ذخایر گاز طبیعی

جهان به تفکیک مناطق طی سالهای ۹۶-۱۹۸۶



(میلیون تن معادل نفت خام)

جدول (۲۱): تولید گاز طبیعی در جهان □

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
آمریکای شمالی						
ایالات متحده آمریکا	۴۱۶/۹	۴۵۹/۴	۴۸۱/۴	۴۹۲/۲	+۲/۳	۲۴/۵
کانادا	۶۴/۳	۹۴/۸	۱۳۳/۴	۱۳۷/۷	+۳/۲	۶/۹
مکزیک	۲۳/۴	۲۵/۱	۲۵/۳	۲۸/۱	+۱۱/۰	۱/۴
جمع آمریکای شمالی	۵۰۴/۶	۵۷۹/۳	۶۴۰/۱	۶۵۸/۰	+۲/۸	۳۲/۸
آمریکای مرکزی و جنوبی						
آرژانتین	۱۴/۰	۱۷/۹	۲۲/۶	۲۶/۱	+۱۵/۵	۱/۳
بولیوی	۲/۳	۲/۷	۲/۸	۲/۹	+۱/۰	۰/۱
برزیل	۲/۷	۳/۵	۴/۵	۴/۸	+۷/۵	۰/۲
کلمبیا	۳/۷	۳/۹	۴/۰	۴/۲	+۶/۸	۰/۲
ترینیداد و توباگو	۳/۹	۵/۱	۵/۵	۶/۴	+۱۵/۳	۰/۳
ونزوئلا	۱۷/۲	۱۹/۷	۲۶/۸	۲۸/۸	+۷/۵	۱/۴
سایر	۱/۴	۲/۰	۲/۵	۲/۵	+۳/۸	۰/۱
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۴۵/۲	۵۴/۸	۶۸/۷	۷۵/۷	+۱۰/۳	۳/۶
اروپا						
دانمارک	۱/۷	۳/۶	۴/۸	۵/۸	+۲۱/۴	۰/۳
آلمان	۱۵/۰	۱۳/۲	۱۴/۵	۱۵/۷	+۸/۳	۰/۸
مجارستان	۵/۶	۳/۸	۳/۷	۳/۶	-۴/۶	۰/۲
ایتالیا	۱۴/۴	۱۵/۷	۱۸/۳	۱۸/۲	-۰/۸	۰/۹
هلند	۵۶/۲	۶۲/۱	۶۰/۳	۶۸/۲	+۱۳/۲	۳/۴
نروژ	۲۴/۳	۲۴/۶	۲۸/۰	۳۶/۸	+۳۱/۴	۱/۸
رومانی	۳۱/۷	۲۰/۵	۱۵/۱	۱۴/۷	-۳/۱	۰/۷
انگلستان	۳۷/۵	۴۵/۷	۶۴/۰	۷۶/۱	+۱۹/۰	۳/۸
سایر	۱۳/۱	۱۲/۴	۱۲/۳	۱۱/۷	-۵/۲	۰/۶
جمع اروپا	۱۹۹/۵	۲۰۱/۶	۲۲۱/۰	۲۵۰/۸	+۱۳/۴	۱۲/۵
شوروی سابق						
آذربایجان	۱۱/۴	۷/۲	۵/۵	۵/۳	-۴/۵	۰/۳
قزاقستان	۴/۹	۶/۶	۵/۰	۵/۴	+۸/۵	۰/۳
فدراسیون روسیه	۴۲۲/۳	۵۳۹/۸	۴۹۹/۹	۵۰۵/۰	+۱/۰	۲۵/۱
ترکمنستان	۷۱/۱	۷۰/۸	۲۷/۱	۲۹/۶	+۹/۰	۱/۵
اوکراین	۳۳/۳	۲۰/۵	۱۵/۳	۱۵/۴	+۱/۱	۰/۸
ازبکستان	۳۲/۴	۳۵/۲	۴۰/۸	۴۱/۱	+۰/۸	۲/۰
سایر	۰/۶	۰/۵	۰/۳	۰/۳	-	◆
جمع شوروی سابق	۵۷۶/۰	۶۸۰/۶	۵۹۳/۹	۶۰۲/۱	+۱/۴	۲۹/۹

◆ رقم کمتر از ۰/۰۵ می باشد.

□ تولید گاز طبیعی ارقام گاز سوزانده شده و تزریق شده را شامل نمی شود.

جدول (۲۱): تولید گاز طبیعی در جهان ... ادامه

(میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
خاورمیانه	۴۱/۶	۵۱/۰	۶۱/۵	۶۱/۵	-	۰/۳
بحرین	۱۳/۷	۲۶/۲	۳۴/۹	۳۸/۶	+۱۰/۶	۱/۹
ایران	۵/۲	۰/۵	۵/۴	۵/۴	-۰/۲	۰/۳
کویت	۱/۸	۲/۴	۳/۴	۳/۶	+۴/۱	۰/۲
عمان	۵/۲	۶/۹	۱۲/۲	۱۲/۲	-	۰/۶
قطر	۲۲/۷	۲۸/۸	۳۴/۴	۳۷/۲	+۸/۰	۱/۹
عربستان سعودی	۱۳/۷	۲۱/۴	۲۶/۹	۳۱/۵	+۱۶/۹	۱/۶
امارات متحده عربی	۱/۶	۳/۱	۴/۴	۴/۵	+۱/۱	۰/۲
سایر	۶۸/۵	۹۴/۳	۱۲۸/۱	۱۳۹/۵	+۸/۹	۶/۹
جمع خاورمیانه	۳۲/۸	۴۷/۸	۵۴/۷	۵۹/۳	+۸/۵	۳/۰
آفریقا	۴/۳	۷/۰	۹/۹	۱۰/۴	+۴/۷	۰/۵
الجزایر	۴/۰	۵/۷	۵/۶	۵/۶	+۱/۳	۰/۳
مصر	۲/۸	۳/۵	۴/۱	۴/۲	+۱/۴	۰/۲
لیبی	۰/۷	۰/۶	۲/۴	۲/۷	+۱۶/۴	۰/۱
نیجریه	۴۴/۶	۶۴/۶	۷۶/۷	۸۲/۲	+۷/۳	۴/۱
سایر	۱۲/۲	۱۹/۵	۲۶/۸	۲۶/۸	+۰/۱	۱/۳
جمع آفریقا	۳/۰	۴/۶	۶/۷	۶/۸	+۱/۹	۰/۳
آسیا و اقیانوسیه	۷/۸	۸/۲	۱۰/۴	۱۰/۴	+۰/۲	۰/۵
استرالیا	۱۱/۵	۱۳/۴	۱۵/۸	۱۷/۹	+۱۳/۱	۰/۹
بنگلادش	۵/۹	۱۲/۸	۱۶/۹	۱۸/۴	+۸/۶	۰/۹
برونی	۳۳/۱	۴۶/۴	۵۷/۷	۵۹/۹	+۳/۸	۳/۰
چین	۱۲/۶	۱۸/۳	۲۶/۰	۳۱/۸	+۲۲/۴	۱/۶
هندوستان	۷/۷	۱۰/۶	۱۲/۶	۱۳/۷	+۸/۱	۰/۷
اندونزی	۲/۶	۶/۳	۹/۰	۱۰/۱	+۱۱/۷	۰/۵
مالزی	۱۰/۸	۷/۹	۸/۲	۸/۹	+۸/۱	۰/۵
پاکستان	۱۰/۸/۲	۱۴۸/۰	۱۹۰/۱	۲۰۴/۷	+۷/۶	۱۰/۲
تایلند	۱۵۴۶/۶	۱۸۲۳/۲	۱۹۱۸/۶	۲۰۱۳	+۴/۹	۱۰۰/۰
سایر	۶۷۹/۷	۷۷۶/۸	۸۶۹/۰	۹۱۷/۹	+۵/۶	۴۵/۶
جمع آسیا و اقیانوسیه	۱۳۰/۹	۱۴۷/۱	۱۶۸/۱	۱۸۹/۷	+۱۲/۹	۹/۴
کل جهان	۲۴۷/۱	۳۳۳/۲	۴۲۷/۷	۴۶۴/۵	+۸/۶	۲۳/۱
شامل: کشورهای OECD						
اتحادیه اروپا						
سایر کشورهای EMEs						

♦ رقم کمتر از ۰/۰۵ می باشد.

□ به استثنای شوروی سابق.

جدول (۲۲): مصرف گاز طبیعی در جهان

(میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
آمریکای شمالی	۴۲۱/۱	۴۹۴/۱	۵۵۸/۵	۵۶۹/۲	+۱/۹	۲۸/۹
ایالات متحده آمریکا	۴۰/۹	۵۶/۷	۶۳/۸	۶۶/۴	+۴/۰	۳/۴
کانادا	۲۳/۳	۲۴/۹	۲۶/۷	۲۸/۱	+۵/۲	۱/۴
مکزیک	۴۸۵/۳	۵۷۵/۷	۶۴۹/۰	۶۶۳/۷	+۲/۳	۳۳/۶
جمع آمریکای شمالی						
آمریکای مرکزی و جنوبی	۱۵/۶	۱۹/۹	۲۴/۴	۲۷/۹	+۱۴/۶	۱/۴
آرژانتین	۲/۷	۳/۵	۴/۵	۴/۷	+۶/۱	۰/۲
برزیل	۰/۷	۱/۳	۱/۵	۱/۵	+۳/۳	۰/۱
شیلی	۳/۷	۳/۹	۴/۰	۴/۲	+۶/۸	۰/۲
کلمبیا	۱۷/۲	۱۹/۷	۲۷/۰	۲۸/۸	+۶/۷	۱/۵
ونزوئلا	۵/۱	۶/۴	۷/۵	۸/۴	+۱۲/۳	۰/۴
سایر	۴۵/۰	۵۴/۷	۶۸/۹	۷۵/۵	+۱۰/۰	۳/۸
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی						
اروپا	۴/۴	۵/۴	۶/۱	۶/۶	+۸/۱	۰/۳
اتریش	۷/۶	۹/۰	۱۰/۶	۱۱/۶	+۹/۶	۰/۶
بلژیک و لوکزامبورگ	۴/۶	۴/۱	۴/۰	۴/۲	+۳/۲	۰/۲
بلغارستان	۴/۱	۵/۳	۵/۹	۶/۹	+۱۶/۳	۰/۴
جمهوری چک	۱/۰	۱/۹	۲/۹	۳/۴	+۱۷/۸	۰/۲
دانمارک	۱/۰	۲/۴	۲/۹	۳/۰	+۴/۴	۰/۲
فنلاند	۲۴/۳	۲۷/۵	۲۹/۶	۲۹/۰	-۱/۸	۱/۵
فرانسه	۴۹/۰	۵۶/۶	۶۷/۰	۷۵/۲	+۱۲/۳	۳/۸
آلمان	۰/۱	۰/۱	◆	◆	-	◆
یونان	۹/۱	۸/۶	۸/۹	۹/۹	+۱۱/۳	۰/۵
مجارستان	-	-	-	-	-	-
ایسلند	۱/۴	۱/۹	۲/۳	۲/۷	+۱۶/۵	۰/۱
جمهوری ایرلند	۲۸/۹	۴۱/۵	۴۴/۹	۴۶/۹	+۴/۶	۲/۴
ایتالیا	۳۲/۷	۳۴/۲	۳۴/۰	۳۷/۵	+۱۰/۳	۱/۹
هلند	-	-	◆	◆	+۱۰۰/۰	◆
نروژ	۹/۵	۷/۹	۸/۹	۹/۵	+۷/۲	۰/۵
لهستان	-	-	-	-	-	-
پرتغال	۳۲/۵	۲۲/۳	۲۱/۶	۲۲/۳	+۳/۴	۱/۱
رومانی	۳/۸	۴/۶	۴/۳	۴/۶	+۶/۵	۰/۲
اسلواکی	۲/۵	۵/۵	۷/۵	۸/۴	+۱۲/۰	۰/۴
اسپانیا	۰/۲	۰/۶	۰/۷	۰/۸	۶/۸	◆
سوئد	۰/۹	۱/۵	۲/۲	۲/۲	-۰/۱	۰/۱
سوئیس	۰/۴	۴/۰	۶/۲	۸/۱	+۳۱/۷	۰/۴
ترکیه	۴۷/۴	۵۱/۵	۶۵/۴	۷۶/۷	+۱۷/۳	۳/۹
انگلستان	۵/۲	۵/۴	۴/۴	۶/۹	+۵۷/۵	۰/۴
سایر	۲۷۰/۵	۳۰۱/۴	۳۴۰/۳	۳۷۶/۴	+۱۰/۷	۱۹/۱
جمع اروپا						
شوروی سابق	۱۳/۶	۱۳/۶	۷/۲	۷/۲	-۰/۳	۰/۴
آذربایجان	۸/۵	۱۳/۰	۱۱/۱	۱۱/۶	+۴/۷	۰/۶
روسیه سفید						

(میلیون تن معادل نفت خام)

جدول (۲۲): مصرف گاز طبیعی در جهان ... ادامه

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
قزاقستان	۹/۴	۱۱/۸	۹/۷	۹/۵	-۲/۵	۰/۵
فدراسیون روسیه	۳۳۸/۹	۳۸۸/۰	۳۱۷/۹	۳۱۷/۰	-۰/۳	۱۶/۱
ترکمنستان	۱۲/۶	۸/۶	۷/۲	۷/۶	+۵/۳	۰/۴
اوکراین	۸۵/۳	۱۰۹/۳	۶۸/۶	۷۰/۴	+۲/۶	۳/۶
ازبکستان	۲۸/۵	۳۳/۴	۳۸/۱	۴۰/۰	+۴/۹	۲/۰
سایر	۱۸/۳	۲۱/۲	۱۰/۳	۱۰/۳	+۰/۱	۰/۵
جمع شوروی سابق	۵۰۵/۰	۵۹۸/۹	۴۷۰/۱	۴۷۳/۶	+۰/۲	۲۴
خاورمیانه						
ایران	۱۳/۷	۲۳/۷	۳۴/۹	۳۸/۶	+۱۰/۶	۱/۹
عربستان سعودی	۲۲/۷	۲۸/۸	۳۴/۴	۳۷/۲	+۸/۰	۱/۹
امارات متحده عربی	۱۱/۱	۱۸/۳	۲۱/۰	۲۵/۰	+۱۹/۳	۱/۳
سایر	۱۸/۵	۱۷/۷	۳۱/۶	۳۱/۸	+۰/۶	۱/۶
جمع خاورمیانه	۶۶/۰	۸۸/۵	۱۲۱/۹	۱۳۲/۶	+۸/۸	۶/۷
آفریقا						
الجزایر	۱۲/۸	۱۵/۳	۲۰/۶	۲۲/۱	+۷/۴	۱/۱
مصر	۴/۳	۶/۹	۹/۹	۱۰/۳	+۴/۱	۰/۵
آفریقای جنوبی	-	-	-	-	-	-
سایر	۷/۹	۹/۰	۱۰/۲	۱۰/۷	+۴/۳	۰/۵
جمع آفریقا	۲۵/۰	۳۱/۲	۴۰/۷	۴۳/۱	+۵/۸	۲/۱
آسیا و اقیانوسیه						
استرالیا	۱۳/۸	۱۵/۳	۱۷/۶	۱۷/۲	-۲/۱	۰/۹
بنگلادش	۳/۰	۴/۶	۶/۶	۶/۸	+۱/۹	۰/۳
چین	۱۲/۱	۱۳/۴	۱۵/۹	۱۵/۹	-	۰/۸
هندوستان	۵/۵	۱۲/۷	۱۷/۷	۱۹/۵	+۱۰/۴	۱/۰
اندونزی	۱۳/۵	۱۹/۵	۲۷/۵	۲۷/۱	-۱/۴	۱/۴
ژاپن	۳۶/۷	۴۹/۲	۵۵/۰	۵۹/۵	+۸/۱	۳/۰
مالزی	۳/۵	۸/۱	۱۳/۰	۱۴/۵	+۱۱/۸	۰/۷
ژلاند نو	۳/۶	۴/۲	۳/۸	۴/۲	+۱۲/۰	۰/۲
پاکستان	۷/۷	۱۰/۶	۱۲/۶	۱۳/۷	+۸/۱	۰/۷
فیلیپین	-	-	◆	◆	+۶۶/۷	◆
سنگاپور	-	-	۱/۴	۱/۴	-	۰/۱
کره جنوبی	۰/۱	۳/۵	۹/۲	۱۲/۲	+۳۲/۱	۰/۶
تایوان	۰/۹	۲/۷	۳/۹	۴/۰	+۴/۴	۰/۲
تایلند	۲/۶	۶/۳	۹/۰	۱۰/۱	+۱۱/۸	۰/۵
سایر	۲/۸	۲/۳	۳/۱	۴/۹	+۵۹/۰	۰/۳
جمع آسیا و اقیانوسیه	۱۰۵/۸	۱۵۲/۴	۱۹۶/۳	۲۱۱/۰	+۷/۵	۱۰/۷
کل جهان	۱۵۰۲/۶	۱۸۰۲/۸	۱۸۸۷/۲	۱۹۷۵/۹	+۴/۷	۱۰۰/۰
شامل: کشورهای OECD	۷۴۵/۳	۸۹۳/۰	۱۰۱۳/۶	۱۰۶۳/۶	+۵/۰	۵۳/۸
اتحادیه اروپا	۲۰۰/۴	۲۳۷/۷	۲۷۳/۹	۳۰۱/۸	+۱۰/۳	۱۵/۳
سایر کشورهای EMEs	۱۸۷/۷	۲۵۴/۹	۳۴۸/۰	۳۷۷/۰	+۸/۴	۱۹/۱

◆ رقم کمتر از ۰/۰۵ می‌باشد.

□ کشورهای اروپای شرقی و شوروی سابق را در بر نمی‌گیرد.

جدول (۲۳): قیمت های گاز طبیعی و نفت خام (دلار برای هر میلیون بی تی یو)

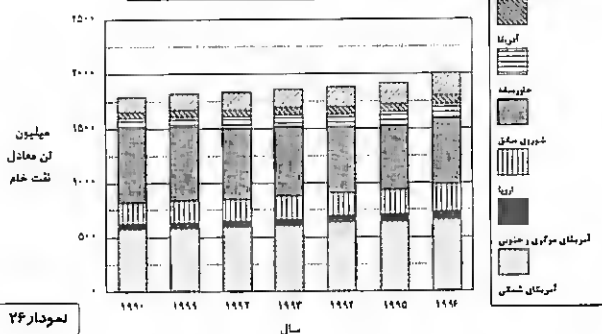
عنوان	گاز طبیعی	گاز طبیعی				نفت خام
	مايع	اتحاديه اروپا	انگلستان	اياتلات متحده آمريكا	اياتلات متحده آمريكا	کشورهای OECD
	ژاپن	■ CIF	شاخص هرن	(سرچاه)	(واردات)	■ CIF
۱۹۸۵	۵/۲	۳/۸	-	۲/۴	۳/۲	۴/۸
۱۹۸۶	۴/۱	۳/۷	-	۱/۹	۲/۴	۲/۶
۱۹۸۷	۳/۴	۲/۶	-	۱/۶	۲/۰	۳/۱
۱۹۸۸	۳/۳	۲/۴	-	۱/۶	۱/۸	۲/۶
۱۹۸۹	۳/۳	۲/۱	-	۱/۶	۱/۸	۳/۰
۱۹۹۰	۳/۶	۲/۸	-	۱/۷	۱/۹	۳/۸
۱۹۹۱	۴/۰	۳/۲	-	۱/۶	۱/۸	۳/۳
۱۹۹۲	۳/۶	۲/۸	-	۱/۷	۱/۸	۳/۲
۱۹۹۳	۳/۵	۲/۵	-	۲/۰	۲/۰	۲/۸
۱۹۹۴	۳/۲	*۲/۲	-	۱/۸	۱/۸	۲/۷
۱۹۹۵	۳/۵	*۲/۴	-	۱/۵	۱/۵	۳/۰
۱۹۹۶	۳/۷	۲/۴	۱/۸	۲/۲	۱/۹	۳/۵

■ CIF = هزینه + بیمه + حمل (قیمتهای متوسط)

* تخمین براساس اطلاعات استراتژی گاز

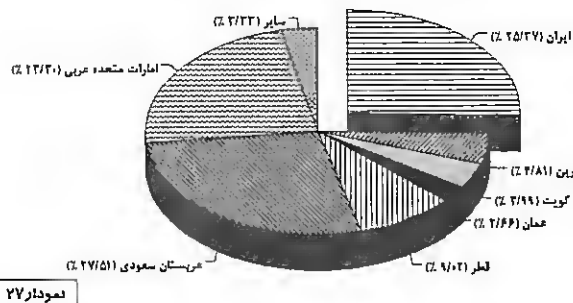
تولید گاز طبیعی در جهان

به تفکیک مناطق مختلف



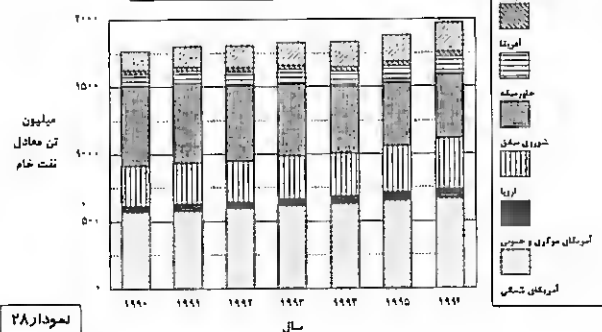
سهم کشورهای خاورمیانه

در تولید گاز طبیعی منطقه در سال ۱۹۹۶



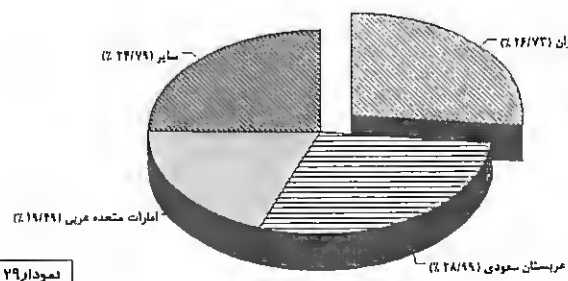
مصرف گاز طبیعی در جهان

به تفکیک مناطق مختلف



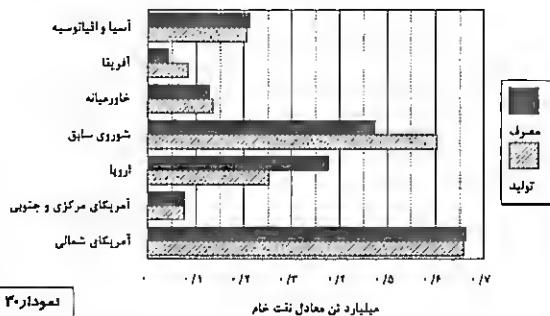
توزیع مصرف گاز طبیعی

منطقه خاورمیانه در سال ۱۹۹۶



تولید و مصرف گاز طبیعی

در سال ۱۹۹۶



(میلیون تن)

جدول (۲۴): ذخایر تثبیت شده زغال سنگ جهان در پایان سال ۱۹۹۶

نام مناطق و کشورها	آنتراسیت و بیتومینه	لیگنیت و نیمه بیتومینه	جمع	سهم در کل (درصد)	نسبت ذخایر به تولید
آمریکای شمالی	۱۰۶۴۹۵	۱۳۴۰۶۳	۲۴۰۵۵۸	۲۳/۳	۲۴۹
ایالات متحده آمریکا	۴۵۰۹	۴۱۱۴	۸۶۲۳	۰/۸	۱۱۴
کانادا	۸۶۰	۳۵۱	۱۲۱۱	۰/۱	۱۴۲
مکزیک	۱۷۱۸۶۴	۱۳۸۵۲۸	۲۵۰۳۹۲	۲۴/۲	۲۳۹
جمع آمریکای شمالی	-	۲۸۴۵	۲۸۴۵	۰/۳	*
آمریکای مرکزی و جنوبی	۴۲۴۰	۲۹۹	۴۵۳۹	۰/۴	۱۵۸
برزیل	۴۱۷	-	۴۱۷	◆	۱۳۲
کلمبیا	۹۹۲	۱۴۰۴	۲۳۹۶	۰/۲	*
ونزوئلا	۵۶۴۹	۴۵۴۸	۱۰۱۹۷	۱/۰	۲۶۱
سایر	۱۱۳	۲۶	۱۳۹	◆	۱۶
اروپا	۲۴۰۰۰	۴۳۳۰۰	۶۷۳۰۰	۶/۵	۲۸۶
فرانسه	-	۳۰۰۰	۳۰۰۰	۰/۳	۵۱
آلمان	۲۹۱۰۰	۱۳۰۰۰	۴۲۱۰۰	۴/۱	۲۱۲
یونان	۱۶۲	۶۹۸۶	۷۱۴۸	۰/۷	۱۶۴
لهستان	۲۰۰۰	۵۰۰	۲۵۰۰	۰/۲	۵۰
ترکیه	۳۶۸۶	۳۰۷۹۴	۳۴۴۸۰	۳/۳	۱۳۵
انگلستان	۵۹۰۶۱	۹۷۶۰۶	۱۵۶۶۶۷	۱۵/۲	۱۸۴
سایر	-	-	-	-	-
جمع اروپا	۱۰۴۰۰۰	۱۳۷۰۰۰	۲۴۱۰۰۰	۲۳/۴	*
شوروی سابق	۵۵۳۳۳	-	۵۵۳۳۳	۵/۴	۲۶۷
جمع شوروی سابق	۷۳۴	-	۷۳۴	۰/۱	۱۳۱
آفریقا و خاورمیانه	۴۳۳۸	۱۲۶۷	۵۶۰۵	۰/۵	*
آفریقای جنوبی	۱۹۳	-	۱۹۳	◆	۱۱۴
زیمبابوه	۶۰۵۹۸	۱۲۶۷	۶۱۸۶۵	۶/۰	۲۸۶
سایر آفریقا	-	-	-	-	-
خاورمیانه	۴۵۳۴۰	۴۵۶۰۰	۹۰۹۴۰	۸/۸	۳۶۴
جمع آفریقا و خاورمیانه	۶۲۲۰۰	۵۲۳۰۰	۱۱۴۵۰۰	۱۱/۱	۸۵
آسیا و اقیانوسیه	۶۸۰۴۷	۱۹۰۰	۶۹۹۴۷	۶/۸	۲۲۷
استرالیا	۹۶۲	۳۱۱۰۱	۳۲۰۶۳	۳/۱	*
چین	۸۰۴	۱۷	۸۲۱	۰/۱	۱۲۶
هندوستان	۲۷	۹۰	۱۱۷	◆	۳۴
اندونزی	۳۰۰	۳۰۰	۶۰۰	۰/۱	۱۸
ژاپن	۱۸۳	-	۱۸۳	◆	۳۶
زلاتندو	۹۹	-	۹۹	◆	*
کره شمالی	۲۲۵	۱۹۹۵	۲۲۲۰	۰/۲	۵۱
کره جنوبی	۱۷۸۱۸۷	۱۳۳۳۰۳	۳۱۱۴۹۰	۳۰/۲	۱۵۲
تایوان	۵۱۹۳۵۸	۵۱۲۲۵۲	۱۰۳۱۶۱۰	۱۰۰/۰	۲۲۴
سایر	۱۸۷۳۱۶	۲۴۲۲۵۰	۴۲۹۵۶۶	۴۱/۶	۲۳۷
جمع آسیا و اقیانوسیه	۱۹۸۲۶۳	۹۳۴۱۱	۲۹۱۶۷۴	۲۸/۳	۱۴۳
کل جهان	-	-	-	-	-
شامل: کشورهای OECD	-	-	-	-	-
سایر کشورهای EMEs	-	-	-	-	-

* نسبت ذخایر به تولید بیش از ۵۰۰ سال می باشد.

◆ رقم کمتر از ۰/۰۵ می باشد.

□ کشورهای اروپای مرکزی و شوروی سابق را در بر نمی گیرد.

جدول (۲۵): تولید زغال سنگ در جهان □ (میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۹۱	۱۹۹۲	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
آمریکای شمالی						
ایالات متحده آمریکا	۵۳۹/۹	۵۳۹/۸	۵۴۹/۵	۵۶۵/۴	+۲/۹	۲۵/۰
کانادا	۴۰/۰	۳۵/۵	۴۱/۰	۴۱/۸	+۲/۰	۱/۸
مکزیک	۳/۴	۳/۲	۴/۵	۴/۵	-	۰/۲
جمع آمریکای شمالی	۵۸۳/۳	۵۷۸/۵	۵۹۵/۰	۶۱۱/۲	+۲/۸	۲۷/۰
آمریکای مرکزی و جنوبی						
برزیل	۲/۹	۲/۷	۲/۹	۳/۰	+۳/۴	۰/۱
کلمبیا	۱۵/۳	۱۷/۰	۱۸/۸	۲۰/۸	+۱۰/۶	۰/۹
سایر	۳/۶	۳/۱	۳/۸	۳/۳	-۱۳/۲	۰/۲
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۲۱/۸	۲۲/۸	۲۵/۵	۲۷/۱	+۶/۳	۱/۲
اروپا						
اتریش	۰/۷	۰/۶	۰/۴	۰/۴	-۷/۷	◆
بلژیک	۰/۴	۰/۱	-	-	-	-
بلغارستان	۴/۹	۵/۲	۵/۳	۵/۴	+۱/۹	۰/۲
جمهوری چک	۳۳/۵	۳۰/۷	۲۶/۷	۲۸/۸	+۷/۹	۱/۳
فرانسه	۷/۴	۶/۹	۵/۱	۵/۳	+۳/۹	۰/۲
آلمان	۱۰۲/۲	۹۲/۵	۷۴/۳	۶۹/۷	-۶/۲	۳/۱
یونان	۷/۲	۷/۶	۷/۹	۸/۰	+۱/۳	۰/۴
مجارستان	۴/۷	۴/۴	۳/۴	۴/۵	+۳۲/۴	۰/۲
ایتالیا	۰/۲	۰/۲	۰/۱	۰/۱	-۲۹/۸	◆
لهستان	۹۰/۶	۸۵/۴	۸۷/۸	۸۷/۱	-۰/۸	۳/۸
رومانی	۶/۰	۷/۱	۷/۷	۷/۹	+۲/۶	۰/۴
اسلواکی	۱/۲	۱/۰	۰/۶	۰/۶	-۴/۸	◆
اسپانیا	۱۵/۴	۱۵/۴	۱۳/۵	۱۳/۲	-۲/۲	۰/۶
ترکیه	۲۰/۲	۲۲/۳	۱۸/۰	۱۶/۹	-۶/۱	۰/۷
انگلستان	۵۷/۳	۵۱/۴	۳۲/۰	۳۰/۷	-۴/۱	۱/۴
سایر	۱۹/۶	۱۷/۷	۱۴/۲	۱۴/۰	-۱/۴	۰/۶
جمع اروپا	۳۷۱/۵	۳۴۸/۵	۲۹۷/۰	۲۹۲/۶	-۱/۵	۱۲/۹

□ ارقام تولید سوختهای تجاری شامل: زغال سنگ بیتومینه و آنتراسیت (زغال سنگ سخت)، لیگنیت و زغال سنگ قهوه‌ای (نیمه بیتومینه)

می‌باشد.

◆ رقم کمتر از ۰/۰۵ می‌باشد.

جدول (۲۵): تولید زغال سنگ در جهان ... ادامه

(میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۹۱	۱۹۹۲	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
شوروی سابق	۶۶/۹	۶۵/۳	۴۲/۶	۳۹/۲	-۸/۰	۱/۷
قزاقستان	۱۵۴/۸	۱۴۸/۴	۱۱۸/۱	۱۱۵/۰	-۲/۶	۵/۱
فدراسیون روسیه	۶۹/۱	۶۸/۴	۴۳/۱	۳۶/۲	-۱۶/۰	۱/۶
اوکراین	۳/۷	۲/۶	۱/۳	۱/۰	-۱۶/۷	۰/۱
سایر	۲۹۴/۵	۲۸۴/۷	۲۰۵/۰	۱۹۱/۴	-۶/۶	۸/۵
جمع شوروی سابق						
خاورمیانه	۱/۱	۱/۱	۱/۳	۱/۳	-	۰/۱
جمع خاورمیانه						
آفریقا	۹۴/۴	۹۴/۲	۱۰۹/۳	۱۰۹/۷	+۰/۴	۴/۸
آفریقای جنوبی	۵/۰	۵/۰	۴/۹	۴/۸	-۲/۰	۰/۲
سایر	۹۹/۴	۹۹/۲	۱۱۴/۲	۱۱۴/۵	+۰/۳	۵/۰
جمع آفریقا						
آسیا و اقیانوسیه	۱۱۰/۷	۱۱۷/۰	۱۲۵/۰	۱۲۹/۴	+۳/۵	۵/۷
استرالیا	۵۴۵/۱	۵۵۹/۹	۶۵۴/۴	۶۸۰/۶	+۴/۰	۳۰/۱
چین	۱۱۰/۹	۱۱۷/۳	۱۳۲/۶	۱۴۱/۰	+۶/۳	۶/۳
هندوستان	۸/۷	۱۳/۰	۲۵/۵	۳۰/۰	+۱۷/۶	۱/۳
اندونزی	۵/۳	۵/۱	۴/۲	۴/۳	+۲/۴	۰/۲
ژاپن	۱/۸	۱/۸	۲/۳	۲/۲	-۴/۳	۰/۱
زلاندنو	۱/۵	۱/۴	۱/۵	۱/۷	+۱۳/۳	۰/۱
پاکستان	-۸/۰	۶/۴	۳/۰	۲/۷	-۱۰/۰	۰/۱
کره جنوبی	۳۹/۸	۳۸/۰	۳۲/۴	۳۳/۶	+۳/۷	۱/۵
سایر	۸۳۱/۸	۸۵۹/۹	۹۸۰/۹	۱۰۲۵/۵	+۴/۵	۴۵/۳
جمع آسیا و اقیانوسیه	۲۲۰۳/۴	۲۱۹۴/۷	۲۲۱۸/۹	۲۲۶۴/۱	+۲/۰	۱۰۰/۰
کل جهان	۹۴۶/۱	۹۳۰/۴	۹۰۴/۴	۹۲۰/۸	+۱/۸	۴۰/۷
شامل: کشورهای OECD	۸۳۶/۲	۸۵۹/۱	۹۹۰/۵	۱۰۳۲/۵	+۴/۲	۴۵/۶
سایر کشورهای EMEs □						

♦ رقم کمتر از ۰/۰۵ می باشد.

□ به استثنای شوروی سابق و اروپای مرکزی

(میلیون تن معادل نفت خام)

جدول (۲۶): مصرف زغال سنگ در جهان

نام مناطق و کشورها	۱۹۹۱	۱۹۹۲	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
آمریکای شمالی	۴۷۳/۰	۴۷۵/۵	۴۹۴/۲	۵۱۶/۰	+۴/۴	۲۲/۹
ایالات متحده آمریکا	۲۵/۵	۲۶/۲	۲۵/۲	۲۳/۱	-۸/۶	۱/۰
کانادا	۳/۳	۳/۴	۴/۹	۵/۲	+۶/۶	-۲
مکزیک	۵۰۱/۸	۵۰۵/۱	۵۲۴/۳	۵۴۴/۳	+۳/۸	۲۴/۱
جمع آمریکای شمالی						
آمریکای مرکزی و جنوبی	۱/۱	۱/۰	۱/۳	۱/۴	+۳/۸	-۱/۱
آرژانتین	۱۰/۲	۹/۹	۱۰/۵	۱۰/۷	+۲/۴	-۱/۵
برزیل	۲/۰	۲/۱	۱/۹	۲/۰	+۵/۳	-۱/۱
شیلی	۳/۷	۳/۶	۴/۰	۳/۱	-۲۱/۳	-۱/۱
کلمبیا	۰/۲	۰/۳	۰/۲	۰/۲	-۶/۱	◆
ونزوئلا	۰/۶	۰/۷	۰/۸	۰/۹	+۲/۴	◆
سایر	۱۷/۸	۱۷/۶	۱۸/۷	۱۸/۳	-۲/۴	-۱/۸
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی						
اروپا	۳/۶	۲/۸	۲/۴	۲/۳	-۳/۲	-۱/۱
اتریش	۱۰/۸	۱۰/۲	۹/۸	۹/۱	-۷/۷	-۱/۴
بلژیک و لوکزامبورگ	۷/۵	۷/۳	۷/۸	۶/۹	-۱۱/۷	-۱/۱
بلغارستان	۳۰/۴	۲۵/۴	۲۰/۹	۲۳/۳	+۱۱/۳	۱/۰
جمهوری چک	۸/۴	۶/۷	۶/۶	۹/۰	+۳۶/۶	-۱/۴
دانمارک	۳/۶	۲/۷	۳/۱	۳/۹	+۲۶/۸	-۱/۲
فنلاند	۲۰/۱	۱۷/۹	۱۴/۴	۱۴/۷	+۱/۸	-۱/۷
فرانسه	۱۱۳/۳	۱۰۴/۴	۹۰/۶	۸۸/۹	+۱/۹	۳/۹
آلمان	۷/۸	۸/۴	۸/۲	۸/۲	◆	-۱/۴
یونان	۵/۸	۴/۶	۳/۳	۳/۴	+۳/۵	-۱/۲
مجارستان	۰/۱	◆	۰/۱	۰/۱	-	◆
ایسلند	۲/۲	۲/۰	۱/۹	۱/۹	-۱/۷	-۱/۱
جمهوری ایرلند	۱۵/۱	۱۳/۷	۱۲/۲	۱۱/۷	-۴/۲	-۱/۵
ایتالیا	۸/۲	۷/۷	۹/۸	۹/۳	-۴/۶	-۱/۴
هلند	۰/۴	۰/۴	۰/۷	۰/۶	-۱/۷	◆
نروژ	۷۷/۶	۷۳/۰	۷۱/۷	۷۲/۰	+۰/۴	۳/۲
لهستان	۰/۳	۳/۰	۴/۲	۳/۹	-۶/۷	-۱/۲
پرتغال	۹/۶	۱۰/۳	۹/۷	۹/۸	+۱/۰	-۱/۵
رومانی	۶/۶	۵/۷	۶/۷	۵/۹	-۱۱/۰	-۱/۳
اسلواکی	۱۸/۸	۱۹/۱	۱۸/۵	۱۵/۴	-۱۶/۹	-۱/۷
اسپانیا	۲/۴	۲/۲	۲/۱	۲/۴	+۱۲/۴	-۱/۱
سوئد	۰/۳	۰/۲	۰/۲	۰/۲	-۱/۱	◆
سوئیس	۲۲/۰	۲۴/۹	۲۱/۲	۲۰/۷	-۲/۲	-۱/۹
ترکیه	۶۵/۵	۶۱/۷	۴۸/۳	۴۴/۹	-۷/۱	۲/۰
انگلستان	۱۷/۴	۱۶/۹	۱۱/۸	۱۱/۶	-۱/۷	-۱/۵
سایر	۴۶۰/۵	۴۳۱/۲	۳۸۶/۲	۳۸۰/۱	-۱/۶	۱۶/۸
جمع اروپا						
شوروی سابق	۰/۱	-	-	-	-	-
آذربایجان	۱/۱	۰/۷	۰/۳	۰/۲	-۹/۱	◆
روسیه سفید						

□ آرقام مصرف سوختهای تجاری شامل: زغال سنگ بیتومینه و آنتراسیت (زغال سنگ سخت) و زغال سنگ قهوه‌ای (نیمه بیتومینه) می‌باشد.

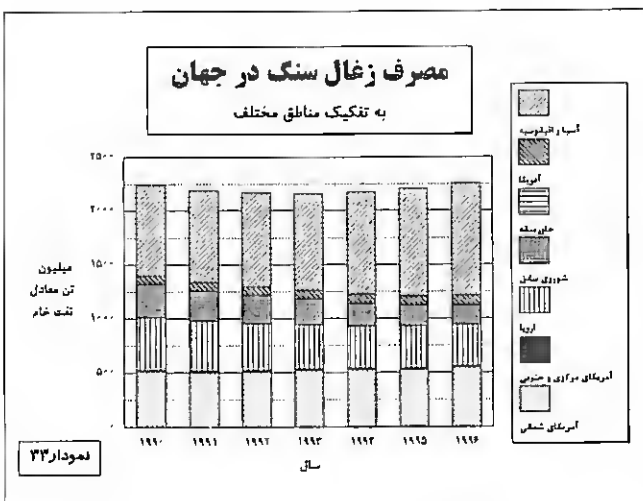
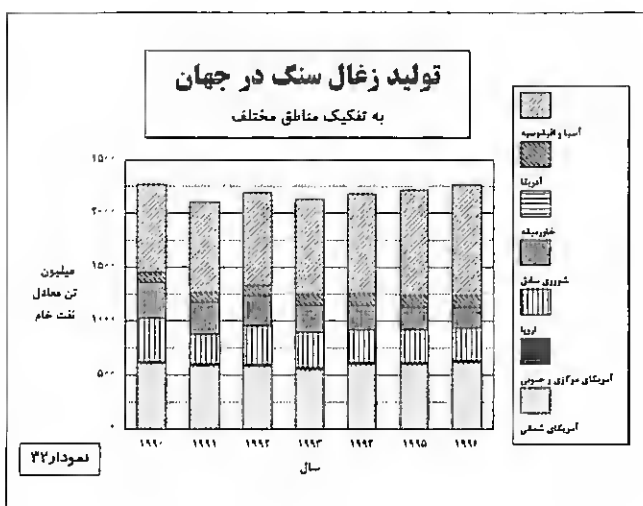
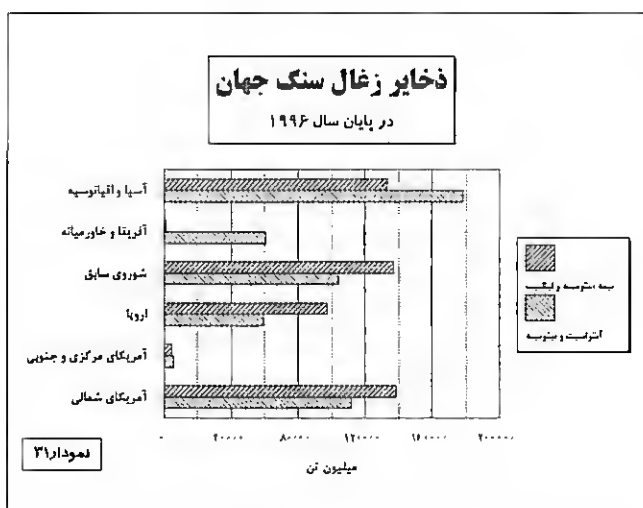
(میلیون تن معادل نفت خام)

جدول (۲۶): مصرف زغال سنگ در جهان ... ادامه

نام مناطق و کشورها	۱۹۹۱	۱۹۹۲	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
قزاقستان	۳۸/۲	۳۹/۹	۲۷/۵	۲۷/۹	+۱/۵	۱/۲
فدراسیون روسیه	۱۶۵/۶	۱۵۴/۷	۱۱۹/۴	۱۱۹/۰	-۰/۳	۵/۳
ترکمنستان	۰/۳	۰/۱	◆	◆	-	◆
اوکراین	۶۲/۱	۶۳/۹	۴۲/۱	۳۰/۵	-۲۷/۵	۱/۳
ازبکستان	۴/۰	۲/۹	۱/۴	۱/۶	+۱۵/۲	۰/۱
سایر	۶/۳	۳/۳	۱/۹	۱/۷	-۱۰/۰	۰/۱
جمع شوروی سابق	۲۷۷/۷	۲۶۵/۵	۱۹۲/۶	۱۸۰/۹	-۶/۰	۸/۰
خاورمیانه						
ایران	۰/۹	۱	۱/۱	۱	-۹	۰/۱
عربستان سعودی	-	-	-	-	-	-
امارات متحده عربی	-	-	-	-	-	-
سایر	۲/۵	۳/۱	۴/۱	۴/۹	+۱۹/۰	۰/۲
جمع خاورمیانه	۳/۶	۴/۳	۵/۵	۶/۳	+۱۵/۰	۰/۳
آفریقا						
الجزایر	۰/۵	۰/۶	۰/۴	۰/۴	-	◆
مصر	۰/۷	۰/۸	۱/۱	۱/۱	+۴/۸	۰/۱
آفریقای جنوبی	۷۰/۱	۶۷/۳	۷۷/۴	۸۱/۷	+۵/۵	۳/۶
سایر	۶/۰	۵/۹	۶/۶	۶/۵	-۲/۹	۰/۳
جمع آفریقا	۷۷/۳	۷۴/۶	۸۵/۵	۸۹/۷	+۴/۸	۴/۰
آسیا و اقیانوسیه						
استرالیا	۳۷/۴	۳۹/۰	۴۱/۲	۴۲/۹	+۴/۱	۱/۹
بنگلادش	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۱	+۴/۸	◆
چین	۵۳۴/۹	۵۴۹/۵	۶۳۹/۲	۶۶۶/۰	+۴/۲	۲۹/۵
هندوستان	۱۱۱/۰	۱۱۶/۶	۱۳۱/۰	۱۴۰/۳	+۷/۱	۶/۲
اندونزی	۴/۱	۴/۴	۶/۵	۷/۵	+۱۵/۴	۰/۳
ژاپن	۷۹/۰	۷۸/۰	۸۶/۲	۸۸/۳	+۲/۴	۳/۹
مالزی	۱/۳	۱/۳	۱/۵	۱/۵	+۳/۰	۰/۱
زلاند نو	۱/۲	۱/۲	۱/۲	۱/۲	-۲/۱	۰/۱
پاکستان	۲/۲	۲/۲	۲/۲	۲/۲	-	۰/۱
فیلیپین	۱/۳	۱/۱	۱/۴	۱/۵	+۳/۱	۰/۱
سنگاپور	-	-	-	-	-	-
کره جنوبی	۲۴/۵	۲۳/۶	۲۸/۱	۳۱/۶	+۱۲/۴	۱/۴
تایوان	۱۲/۱	۱۴/۳	۱۷/۰	۱۹/۳	+۱۳/۸	۰/۹
تایلند	۴/۵	۴/۸	۷/۱	۷/۶	+۷/۴	۰/۳
سایر	۳۷/۷	۳۶/۲	۲۹/۸	۲۷/۴	-۸/۱	۱/۲
جمع آسیا و اقیانوسیه	۸۵۱/۳	۷۸۲/۳	۹۹۲/۵	۱۰۳۷/۴	+۴/۵	۴۶/۰
کل جهان	۲۱۸۹/۸	۲۱۷۰/۴	۲۲۰۵	۲۲۵۶/۶	+۲/۳	۱۰۰/۰
شامل: کشورهای OECD	۹۵۵/۴	۹۳۶/۷	۹۲۸/۱	۹۴۷/۲	+۲/۰	۴۲/۰
اتحادیه اروپا	۲۸۲/۸	۲۶۲/۵	۲۳۲/۱	۲۲۵/۶	-۲/۹	۱۰/۰
سایر کشورهای EMEs	۸۳۲/۴	۸۵۰/۶	۹۷۳/۶	۱۰۱۹/۳	+۴/۷	۴۵/۲

◆ رقم کمتر از ۰/۰۵ می باشد.

□ کشورهای اروپای مرکزی و شوروی سابق را در بر نمی گیرد.



(میلیون تن معادل نفت خام)

جدول (۲۷): مصرف انرژی هسته‌ای در جهان □

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
آمریکای شمالی	۱۱۲/۴	۱۶۶/۴	۱۸۲/۹	۱۸۳/۳	+۰/۲	۲۹/۵
ایالات متحده آمریکا	۱۸/۴	۲۱/۹	۲۵/۲	۲۳/۹	-۵/۲	۳/۹
کانادا	-	۱/۱	۲/۲	۱/۹	-۱۱/۳	-۰/۳
مکزیک	۱۳۰/۸	۱۸۹/۴	۲۱۰/۳	۲۰۹/۱	-۰/۶	۳۳/۷
جمع آمریکای شمالی						
آمریکای مرکزی و جنوبی	۱/۵	۲/۰	۱/۸	۱/۹	+۴/۰	۰/۳
آرژانتین	◆	۰/۴	۰/۷	۰/۶	-۴/۸	۰/۱
برزیل	-	-	-	-	-	-
شیلی	-	-	-	-	-	-
کلمبیا	-	-	-	-	-	-
ونزوئلا	-	-	-	-	-	-
سایر	-	-	-	-	-	-
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۱/۵	۲/۴	۲/۵	۲/۵	+۱/۷	۰/۴
اروپا	-	-	-	-	-	-
اتریش	۱۰/۲	۱۱/۱	۱۰/۱	۱۰/۷	+۵/۷	۱/۷
بلژیک و لوکزامبورگ	۳/۱	۳/۴	۴/۵	۴/۷	+۴/۸	۰/۸
بلغارستان	۱/۶	۳/۱	۳/۲	۳/۳	+۵/۱	۰/۵
جمهوری چک	-	-	-	-	-	-
دانمارک	۴/۹	۵/۰	۴/۹	۵/۱	+۲/۹	۰/۸
فنلاند	۶۵/۶	۸۵/۵	۹۷/۵	۱۰۲/۸	+۵/۴	۱۶/۵
فرانسه	۳۳/۷	۳۸/۰	۳۹/۸	۴۱/۷	+۴/۹	۶/۷
آلمان	-	-	-	-	-	-
یونان	۱/۹	۳/۵	۳/۶	۳/۷	+۱/۱	۰/۶
مجارستان	-	-	-	-	-	-
ایسلند	-	-	-	-	-	-
جمهوری ایرلند	-	-	-	-	-	-
ایتالیا	۲/۳	-	-	-	-	-
هلند	۱/۱	۰/۹	۱/۰	۱/۱	+۳/۵	۰/۲
نروژ	-	-	-	-	-	-
لهستان	-	-	-	-	-	-
پرتغال	-	-	-	-	-	-
رومانی	۳/۰	۳/۰	۳/۰	۲/۹	-۱/۶	۰/۵
اسلواکی	۹/۷	۱۴/۳	۱۴/۳	۱۴/۵	+۱/۴	۲/۳
اسپانیا	۱۸/۰	۱۹/۸	۱۸/۱	۱۹/۳	+۷/۰	۳/۱
سوئد	۵/۸	۵/۹	۶/۴	۶/۴	+۰/۹	۱/۰
سوئیس	-	-	-	-	-	-
ترکیه	-	-	-	-	-	-
انگلستان	۱۵/۲	۱۸/۲	۲۳/۰	۲۴/۵	+۶/۹	۳/۹
سایر	۱/۰	۱/۳	۱/۲	۱/۲	-۴/۴	۰/۲
جمع اروپا	۱۷۷/۱	۲۱۲/۰	۲۳۰/۶	۲۴۲/۳	+۵/۱	۳۸/۹
شوروی سابق	-	-	-	-	-	-
آذربایجان	-	-	-	-	-	-
روسیه سفید	-	-	-	-	-	-

□ ارقام براساس راندمان حرارتی متوسط یک نیروگاه هسته‌ای جدید (۳۳٪) محاسبه شده است.

(میلیون تن معادل نفت خام)

جدول (۲۷): مصرف انرژی هسته‌ای در جهان ... ادامه

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
قزاقستان	-	۰/۱	◆	◆	+۹/۵	◆
فدراسیون روسیه	۲۷/۱	۳۱/۰	۲۵/۶	۲۸/۱	+۹/۷	۴/۵
ترکمنستان	-	-	-	-	-	-
اوکراین	۱۱/۰	۱۹/۴	۱۶/۹	۲۰/۵	+۲۱/۲	۳/۳
ازبکستان	-	-	-	-	-	-
سایر	۳/۳	۴/۴	۳/۱	۴/۱	+۳۵/۷	۰/۷
جمع شوروی سابق	۴۱/۴	۵۴/۹	۴۵/۶	۵۲/۷	+۱۵/۷	۸/۵
خاورمیانه	-	-	-	-	-	-
ایران	-	-	-	-	-	-
عربستان سعودی	-	-	-	-	-	-
امارات متحده عربی	-	-	-	-	-	-
سایر	-	-	-	-	-	-
جمع خاورمیانه	-	-	-	-	-	-
آفریقا	-	-	-	-	-	-
الجزایر	-	-	-	-	-	-
مصر	-	-	-	-	-	-
آفریقای جنوبی	۲/۴	۲/۵	۳/۱	۳/۲	+۴/۲	۰/۵
جمع آفریقا	۲/۴	۲/۵	۳/۱	۳/۲	+۴/۲	۰/۵
آسیا و اقیانوسیه	-	-	-	-	-	-
استرالیا	-	-	-	-	-	-
بنگلادش	-	-	-	-	-	-
چین	-	-	۳/۳	۳/۷	+۱۱/۲	۰/۶
هندوستان	۱/۳	۱/۴	۲/۰	۲/۱	+۹/۰	۰/۳
اندونزی	-	-	-	-	-	-
ژاپن	۴۲/۹	۵۴/۰	۷۴/۳	۷۶/۸	+۳/۳	۱۲/۴
مالزی	-	-	-	-	-	-
زلاتند نو	-	-	-	-	-	-
پاکستان	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۱	-۳۷/۸	◆
فیلیپین	-	-	-	-	-	-
سنگاپور	-	-	-	-	-	-
کره جنوبی	۷/۳	۱۴/۵	۱۷/۳	۱۹/۱	+۱۰/۳	۳/۱
تایوان	۷/۰	۹/۱	۹/۱	۹/۷	+۷/۰	۱/۶
تایلند	-	-	-	-	-	-
سایر	-	-	-	-	-	-
جمع آسیا و اقیانوسیه	۵۸/۶	۷۹/۱	۱۰۶/۱	۱۱۱/۵	+۵/۱	۱۸/۰
کل جهان	۴۱۱/۸	۵۴۱/۳	۵۹۸/۲	۶۲۱/۳	+۳/۹	۱۰۰/۰
شامل: کشورهای OECD	۳۴۱/۸	۴۴۵/۲	۵۰۲/۹	۵۱۵/۳	+۲/۵	۸۲/۹
اتحادیه اروپا	۱۶۰/۷	۱۹۲/۸	۲۰۸/۷	۲۱۹/۷	+۵/۳	۳۵/۴
سایر کشورهای EMEs	۱۹/۶	۳۰/۰	۳۷/۴	۴۰/۴	+۸/۳	۶/۵

◆ رقم کمتر از ۰/۰۵ می‌باشد.

□ کشورهای اروپای مرکزی و شوروی سابق را در بر نمی‌گیرد.

جدول (۲۸): مصرف برق آبی در جهان □

(میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
آمریکای شمالی						
ایالات متحده آمریکا	۲۵/۵	۲۴/۲	۲۵/۸	۲۸/۸	+۱۱/۹	۱۳/۲
کانادا	۲۶/۷	۲۶/۵	۲۸/۸	۳۰/۳	+۵/۱	۱۳/۹
مکزیک	۱/۷	۱/۹	۲/۴	۲/۵	+۴/۸	۱/۱
جمع آمریکای شمالی	۵۳/۹	۵۲/۶	۵۷/۰	۶۱/۶	+۸/۲	۲۸/۱
آمریکای مرکزی و جنوبی						
آرژانتین	۱/۸	۱/۴	۲/۳	۲/۴	+۱/۳	۱/۱
برزیل	۱۵/۷	۱۸/۷	۲۱/۸	۲۲/۷	+۴/۰	۱۰/۴
شیلی	۱/۰	۱/۱	۱/۶	۱/۵	-۸/۳	۰/۷
کلمبیا	۱/۸	۲/۴	۲/۸	۳/۰	+۸/۷	۱/۴
ونزوئلا	۲/۲	۳/۸	۴/۴	۴/۶	+۴/۷	۲/۱
سایر	۴/۰	۵/۸	۷/۰	۷/۳	+۴/۸	۳/۳
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۲۶/۵	۳۳/۲	۳۹/۹	۴۱/۵	+۳/۹	۱۹/۰
اروپا						
اتریش	۲/۷	۲/۸	۳/۳	۳/۱	-۷/۴	۱/۴
بلژیک و لوکزامبورگ	۰/۲	۰/۲	۰/۲	۰/۲	-۵/۰	۰/۱
بلغارستان	۰/۲	۰/۲	۰/۲	۰/۲	+۶/۷	۰/۱
جمهوری چک	۰/۲	۰/۱	۰/۲	۰/۲	+۲/۰	۰/۱
دانمارک	◆	◆	◆	◆	-۳۳/۳	◆
فنلاند	۱/۱	۱/۱	۱/۱	۱/۰	-۸/۵	۰/۵
فرانسه	۵/۶	۵/۳	۶/۶	۶/۰	-۹/۱	۲/۷
آلمان	۱/۷	۱/۶	۲/۱	۱/۸	-۱۱/۳	۰/۸
یونان	۰/۳	۰/۳	۰/۳	۰/۴	+۱۶/۵	۰/۲
مجارستان	◆	◆	◆	◆	+۲۸/۶	◆
ایسلند	۰/۳	۰/۴	۰/۴	۰/۴	+۲	۲
جمهوری ایرلند	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۱	+۱/۲	◆
ایتالیا	۳/۸	۳/۹	۳/۶	۴/۰	+۱۱/۹	۱/۸
هلند	-	◆	◆	◆	-	◆
نروژ	۸/۳	۹/۵	۱۰/۵	۸/۶	-۱۵/۲	۴/۱
لهستان	۰/۳	۰/۳	۰/۳	۰/۳	+۱/۵	۰/۲
پرتغال	۰/۷	۰/۸	۰/۷	۰/۹	+۱۸/۳	۰/۴
رومانی	۰/۹	۱/۲	۱/۴	۱/۴	-۵/۶	۰/۶
اسلواکی	۰/۲	۰/۲	۰/۴	۰/۵	+۵/۳	۰/۲
اسپانیا	۲/۴	۲/۴	۲/۱	۳/۶	+۷۰/۲	۱/۶
سوئد	۵/۳	۵/۵	۵/۸	۴/۴	-۲۴/۲	۲/۰
سوئیس	۲/۹	۲/۹	۳/۱	۲/۶	-۱۶/۶	۱/۲
ترکیه	۱/۰	۲/۰	۲/۵	۲/۶	+۱/۵	۱/۲
انگلستان	۰/۶	۰/۵	۰/۶	۰/۳	-۴۳/۹	۰/۲
سایر	۲/۷	۲/۵	۲/۳	۲/۸	+۱۹/۸	۱/۳
جمع اروپا	۴۱/۵	۴۳/۸	۴۷/۸	۴۵/۷	-۵/۰	۲۰/۹
شوروی سابق						
آذربایجان	۰/۱	۰/۲	۰/۲	۰/۲	-	۰/۱
روسیه سفید	◆	◆	◆	◆	-	◆

□ ارقام براساس معادل انرژی اولیه برق تولیدی محاسبه شده است.

(میلیون تن معادل نفت خام)

جدول (۲۸): مصرف برق آبی در جهان ... ادامه

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
قزاقستان	۰/۴	۰/۶	۰/۸	۰/۸	-	۰/۴
فدراسیون روسیه	۱۴/۱	۱۴/۵	۱۵/۲	۱۳/۲	-۱۳/۰	۶/۱
ترکمنستان	◆	۰/۱	-	-	-	-
اوکراین	۰/۹	۱/۰	۰/۹	۰/۸	-۱۲/۹	۰/۳
ازبکستان	۰/۴	۰/۵	۰/۶	۰/۶	+۴/۳	۰/۳
سایر	۲/۶	۳/۴	۳/۶	۳/۷	+۱/۸	۱/۷
جمع شوروی سابق	۱۸/۵	۲۰/۳	۲۱/۳	۱۹/۳	-۹/۴	۸/۹
خاورمیانه						
ایران	۰/۶	۱/۵	۱/۵	۱/۶	+۶/۶	۰/۷۰
عربستان سعودی	-	-	-	-	-	-
امارات متحده عربی	-	-	-	-	-	-
سایر	۰/۲	۰/۲	۰/۴	۰/۴	+۸/۴	۰/۲
جمع خاورمیانه	۰/۸	۱/۷	۱/۹	۲	+۵/۲	۰/۹
آفریقا						
الجزایر	◆	◆	◆	◆	-	◆
مصر	۰/۸	۰/۹	۰/۲	۱/۰	+۲/۸	۰/۵
آفریقای جنوبی	۰/۳	۰/۳	۰/۲	۰/۳	+۷۴/۴	۰/۱
سایر	۴/۳	۵/۰	۴/۸	۴/۹	+۱/۸	۲/۳
جمع آفریقا	۵/۴	۶/۲	۶/۰	۶/۲	+۴/۰	۲/۹
آسیا و اقیانوسیه						
استرالیا	۱/۳	۱/۴	۱/۳	۱/۴	+۳/۰	۰/۶
بنگلادش	◆	۰/۱	۰/۱	۰/۱	+۸/۳	◆
چین	۸/۱	۱۰/۸	۱۶/۰	۱۵/۹	-۰/۹	۷/۳
هندوستان	۴/۵	۶/۴	۶/۵	۶/۰	-۸/۱	۲/۸
اندونزی	۰/۴	۰/۵	۰/۶	۰/۷	+۶/۲	۰/۳
ژاپن	۷/۰	۸/۹	۷/۶	۷/۴	-۲/۹	۳/۴
مالزی	۰/۴	۰/۴	۰/۵	۰/۶	+۹/۹	۰/۳
زلاند نو	۱/۹	۱/۹	۲/۳	۲/۳	-۳/۲	۱/۰
پاکستان	۱/۲	۱/۶	۲/۰	۲/۱	+۹/۰	۱/۰
فیلیپین	۰/۵	۰/۴	۰/۵	۰/۶	+۱۳/۴	۰/۳
سنگاپور	-	-	-	-	-	-
کره جنوبی	۰/۳	۰/۴	۰/۵	۰/۴	-۵/۱	۰/۲
تایوان	۰/۶	۰/۵	۰/۸	۰/۸	+۱/۸	۰/۴
تایلند	۰/۵	۰/۴	۰/۶	۰/۶	+۱/۶	۰/۳
سایر	۳/۱	۴/۰	۳/۷	۳/۸	+۲/۹	۱/۷
جمع آسیا و اقیانوسیه	۲۹/۸	۳۷/۷	۴۳/۰	۴۲/۷	-۱/۱	۱۹/۵
کل جهان	۱۷۶/۴	۱۹۵/۵	۲۱۶/۹	۲۱۹	+۰/۸	۱۰۰/۰
شامل: کشورهای OECD	۱۰۱/۳	۱۰۴/۲	۱۱۱/۴	۱۱۳/۲	+۱/۴	۵۱/۹
اتحادیه اروپا	۲۴/۵	۲۴/۵	۲۶/۵	۲۵/۸	-۲/۹	۱۱/۸
سایر کشورهای EMEs	۵۲/۳	۶۵/۷	۷۸/۷	۸۰/۴	+۲/۱	۳۶/۹

◆ رقم کمتر از ۰/۰۵ می‌باشد.

□ کشورهای اروپای مرکزی و شوروی سابق را در بر نمی‌گیرد.

جدول (۲۹): ظرفیت نصب شده نیروگاه‌های آبی کوچک جهان در پایان سال ۱۹۹۶

(مگاوات)

کشور	مگاوات	کشور	مگاوات	کشور	مگاوات
آسیا	۲/۰	جزایر فالکلند	۱۱/۹	آنگولا (<۲)	۱۱/۹
بوتان	۵/۷	کاستاریکا	۸۳/۹	اتیوپی	۶/۱
تایوان	۷۵/۰	کلمبیا	۱۰۰/۰	اوگاندا	۵/۰
چین (<۲۵)	۱۵۰۵۵/۰	گوآتمالا	۴/۹	بروندی (<۱)	۴/۰
ژاپن	۳۳۲۹/۰	گوادلوپ	۱۰/۰	تانزانیا	۱۴/۹
سریلانکا	۲۲/۵	گویان	۲/۰	توگو	۴/۰
کره	۳۸/۷	مکزیک	۷۶/۰	تونس	۱۵/۸
مغولستان	۰/۵	نیکاراگوئه	۵/۳	رواندا	۶/۰
نیپال	۱۵/۰	ونزوئلا	۱۱/۳	زامبیا (<۱)	۱۴/۸
هند (<۱۵)	۲۴۳/۰	هائیتی	۹/۲	زئیر	۶۹/۸
جمع آسیا	۱۸۷۸۴/۴	هندوراس	۱/۲	ساحل عاج	۵/۰
آمریکای لاتین	۸۴/۰	جمع آمریکای لاتین	۱۵۸۳/۸	سائوتومه و پرنسیپ	۲/۰
آرژانتین	۱۸/۰	آسیای جنوبی شرقی	۶۷/۲	سوازیلند	۹/۰
السالوادور	۲۶/۰	اندونزی	۴۸/۰	سومالی	۴/۸
اکوادور	۹۲۸/۰	تایلند	۹۵/۵	سیرالئون	۴/۰
برزیل	۱۰۴/۰	فیلیپین (<۵۰)	۱۰/۰	کامرون	۲/۰
بولیوی	۷/۸	کامبوج	۵/۰	کنیا	۱۳/۶
پاناما	۵۰/۰	گینه نوپاپوا (<۵)	۲۲/۳	کومور	۲/۰
پرو	۲۶/۷	لائوس	۱۲/۴	گابن	۱۶۰/۰
جامائیکا	۱۴/۰	مالزی (<۲)	۳/۷	گینه	۱۴/۲
دومینیکا	۲/۵	ویتنام	۲۶۴/۰	گینه استوایی	۱/۰
جمهوری دومینیکن	۶/۰	جمع آسیای جنوب شرقی	۲۱/۲	لسوتو	۲/۲
سنت وینسنت	۱۱/۰	آفریقا	۰/۱	لیبریا	۰/۱
شیلی		آفریقای جنوبی	۲۶/۱	ماداگاسکار	۲۶/۱

جدول (۲۹): ظرفیت نصب شده نیروگاههای آبی کوچک جهان در پایان سال ۱۹۹۶... ادامه

(مگاوات)

کشور	مگاوات	کشور	مگاوات	کشور	مگاوات
مالاوی	۲/۰	اتریش (<۵)	۱۹۳۰/۰	فرانسه	۳۰۰۰/۰
مالی	۶/۰	اسپانیا	۱۲۰۰/۰	فنلاند	۴۲۰/۰
مراکش	۱۹/۸	اسلواکی	۳۶/۳	کرواسی	۲۶/۶
موریس	۲۴/۰	اسلوونی	۸۸/۰	لتونی	۰/۸
موزامبیک	۲/۸	انگلستان	۱۰۲/۰	لوکزامبورگ	۱۷/۰
نامیبیا	۰/۱	ایتالیا	۲۳۴۴/۰	لهستان (<۵)	۲۵۰/۰
نیجریه (<۵)	۳۲/۰	ایرلند	۱۵/۸	لیتوانی	۵/۳
جمع آفریقا	۵۰۶/۱	ایسلند	۵۱/۰	مجارستان	۱۲/۴
اقیانوسیه		بلژیک (<۱۲)	۲۶/۰	نروژ	۱۰۴۸/۰
استرالیا	۴۵/۰	بلغارستان	۱۵۵/۰	هلند	۴/۱
جزایر پاسفیک	۱۰/۰	بوسنی و هرزگوین	۲۰/۰	یونان	۴۲/۷
پولنیزی فرانسه	۱۰/۰	پرتغال	۶۹/۰	جمع اروپا	۱۳
زلاندنو	۱۱۶/۷	ترکیه	۱۵۲/۰	خاورمیانه و آسیای جنوب غربی	
ساموآی غربی	۱۱/۶	جمهوری چک	۱۹۷/۰	اردن	۰/۸
فیجی (<۲)	۰/۹	دانمارک	۹/۵	ازبکستان	۱۹۵/۰
جمع اقیانوسیه	۱۹۴/۲	روسیه	۳۵/۱	اسرائیل	۷/۱
آمریکای شمالی		روسیه سفید	۷/۰	افغانستان	۷/۰
ایالات متحده	۴۱۹۸/۰	رومانی (<۴)	۴۰۱/۰	ایران	۵/۰
کانادا	۸۹۷/۰	سوئد (<۱/۵)	۳۲۰/۰/۱	پاکستان	۶/۱
جمع آمریکای شمالی	۵۰۹۵/۰	سوئیس	۱۱۸۷/۰	قبرس	۰/۷
اروپا		صربستان	۴۴۳/۰	قرقیزستان	۴۰/۰
آلمان	۳۲۷/۰	جزایر فارو (<۸)	۱۷/۵	جمع خاورمیانه	۲۶۸/۹
کل جهان					۴۰۶۵۶/۳

توضیحات: نیروگاههای آبی کوچکی را که ظرفیت آنها بغیر از ۱۰ مگاوات و یا کمتر از آن تعریف شده در مقابل نام کشور مربوطه نشان داده شده است.

مأخذ: شورای جهانی انرژی

جدول (۳۰): نیروگاههای آبی کوچک در دست ساخت و برنامه ریزی شده جهان در پایان سال ۱۹۹۶

(مگاوات)

کشور	مگاوات	کشور	مگاوات	کشور	مگاوات
آسیا	۳/۵	کامبوج	۱۱/۰		
چین (<۲۵)	۱۵/۳	مالزی (<۲)	۱۷/۷		
ژاپن	۱/۵	ویتنام	۱۰/۰		
کره	۴/۸	جمع آسیای جنوب شرقی	۲۷۰/۰		
مغولستان	۷۳/۹	آفریقا	۲/۰		
نیال	۳۵/۰	آنگولا (<۲)	۱۴/۷		
هند (<۱۵)	۳/۳	اتیوپی	۱۱/۱		
جمع آسیا	۵۰/۰	بورکینافاسو	۱۴/۶		
آمریکای لاتین	۷/۰	تانزانیا	۷۲/۰		
آرژانتین	۵/۷	تونس	۱۸/۰		
اروگوئه	۳/۹	زیمبابوه	۰/۷		
السالوادور	۹۸۷/۱	زئیر	۴/۲		
آکوادور	۷/۵	ساحل عاج	۳۱/۹		
برزیل	۵۲/۹	سوازیلند	۰/۳		
بولیوی	۹/۴	سیرالئون	۲/۰		
پاناما	۱۶۹/۰	گابن	۵/۹		
گینه	۵۵۰/۰	رومانی (<۴)	۳۹۲/۰		
	۴/۶	کانادا			

توضیحات: نیروگاههای آبی کوچکی را که ظرفیت آنها بغیر از ۱۰ مگاوات و یا کمتر از آن تعریف شده در مقابل نام کشور مربوطه نشان داده شده است.

مأخذ: شورای جهانی انرژی

جدول (۳۰): نیروگاههای آبی کوچک در دست ساخت و برنامه ریزی شده جهان در پایان سال ۱۹۹۶... ادامه

(مگاوات)

کشور	مگاوات	کشور	مگاوات	کشور	مگاوات
لسوتو	۰/۲	جمع آمریکای شمالی	۹۷۲/۰		
ماداگاسکار	۱۱/۱	اروپا		فنلاند	۳/۰
مراکش	۲۳/۰	آلمان	۲/۶	کرواسی	۵۰/۸
موزامبیک	۱/۰	اتریش (<۵)	۲۱۰/۰	لتونی	۳/۰
نیجریه (<۵)	۶۸/۸	اسپانیا (<۵)	۳۱۰/۰	لوکزامبورگ	۵/۰
جمع آفریقا	۲۸۶/۱	اسلواکی	۲۱۰/۰	لهستان (<۵)	۲۱۸/۰
اقیانوسیه		اسلوونی	۴۴/۰	نروژ	۵۰/۰
استرالیا	۵۱/۰	انگلستان	۲۴/۳	یونان	۳۶/۰
زلاندنو	۱۱/۰	ایتالیا	۲۲۰/۰	جمع اروپا	۳۱۳۴/۹
ساموآی غربی	۴/۰	ایرلند	۲۳/۱	خاورمیانه/آسیای جنوب شرقی	
جزایر سلیمان	۸/۲	بلغارستان	۲۴/۰	اردن	۲۲/۰
فیجی (<۲)	۱/۰	بوسنی هرزگوین	۴/۰	اسرائیل	۲۲/۵
جمع اقیانوسیه	۷۵/۲	پرتغال	۱۰/۰	ایران	۲۴/۰
آمریکای شمالی		ترکیه	۱۱/۶	پاکستان	۶/۰
ایالات متحده	۴۲۲/۰	روسیه	۷۸۶/۰	قزاقستان	۲۱/۰
کانادا	۵۵۰/۰	سوئیس	۴۹۷/۵	جمع خاورمیانه	۲۱/۰
کل جهان					۲۳۵۱۰/۱

توضیحات: نیروگاههای آبی کوچکی را که ظرفیت آنها یغیر از ۱۰ مگاوات و یا کمتر از آن تعریف شده در مقابل نام کشور مربوطه نشان داده شده است.

مأخذ: شورای جهانی انرژی

(میلیون تن معادل نفت خام)

جدول (۳۱): مصرف انرژی اولیه تجاری در جهان □

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
آمریکای شمالی	۱۷۴۳/۴	۱۹۲۳/۳	۲۰۶۹/۱	۲۱۳۰/۳	+۳/۰	۲۵/۴
ایالات متحده آمریکا	۱۸۹/۵	۲۰۵/۴	۲۱۹/۴	۲۲۳/۱	+۱/۷	۲/۷
کانادا	۸۵/۷	۱۰۱/۷	۱۰۷/۶	۱۱۱/۵	+۳/۷	۱/۳
مکزیک	۲۰۱۸/۶	۲۲۳۰/۴	۲۳۹۶/۱	۲۴۶۴/۹	+۲/۹	۲۹/۳
جمع آمریکای شمالی						
آمریکای مرکزی و جنوبی	۴۰/۵	۴۳/۷	۴۹/۹	۵۴/۶	+۹/۴	۰/۷
آرژانتین	۸۴/۷	۹۱/۸	۱۰۶/۶	۱۱۲/۹	+۵/۹	۱/۳
برزیل	۷/۴	۱۱/۳	۱۴/۷	۱۵/۵	+۵/۸	۰/۲
شیلی	۱۶/۳	۱۹/۶	۲۲/۸	۲۲/۹	+۰/۵	۰/۳
کلمبیا	۳۷/۵	۴۲/۴	۵۱/۶	۵۲/۵	+۱/۸	۰/۶
ونزوئلا	۵۸/۸	۶۸/۲	۷۹/۲	۸۳/۰	+۴/۸	۱/۰
سایر	۲۴۵/۲	۲۷۷/۰	۳۲۴/۸	۳۴۱/۴	+۵/۱	۴/۱
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی						
اروپا	۲۰/۷	۲۳/۵	۲۳/۱	۲۳/۵	+۱/۵	۰/۳
اتریش	۵۰/۷	۵۷/۵	۵۷/۱	۶۰/۲	+۵/۴	۰/۷
بلژیک و لوکزامبورگ	۲۹/۲	۲۱/۱	۲۲/۶	۲۲/۵	-۰/۴	۰/۳
بلغارستان	۵۴/۱	۴۶/۱	۳۷/۶	۴۱/۳	+۹/۶	۰/۵
جمهوری چک	۱۸/۸	۱۹/۳	۱۹/۹	۲۳/۷	+۱۹/۲	۰/۳
دانمارک	۲۱/۲	۲۲/۶	۲۱/۹	۲۳/۲	+۶/۱	۰/۳
فنلاند	۲۰/۱/۰	۲۳۳/۰	۲۳۷/۱	۲۴۳/۴	+۲/۷	۲/۹
فرانسه	۳۶۱/۲	۳۴۲/۶	۳۳۴/۵	۳۴۵/۰	+۳/۱	۴/۱
آلمان	۱۸/۳	۲۳/۹	۲۶/۲	۲۷/۱	+۳/۴	۰/۳
یونان	۲۸/۱	۲۶/۰	۲۳/۵	۲۴/۰	+۲/۴	۰/۳
مجارستان	۱/۰	۱/۰	۱/۲	۱/۳	+۲/۲	◆
ایسلند	۷/۹	۹/۰	۱۰/۱	۱۰/۶	+۵/۵	۰/۱
جمهوری ایرلند	۱۳۶/۲	۱۵۳/۰	۱۵۵/۶	۱۵۶/۸	+۰/۸	۱/۹
ایتالیا	۷۲/۹	۷۹/۲	۸۲/۸	۸۵/۳	+۳/۰	۱/۰
هلند	۱۸/۱	۱۸/۶	۲۰/۸	۲۰/۱	-۳/۵	۰/۲
نروژ	۱۲۹/۱	۱۰۰/۸	۹۶/۳	۹۸/۸	+۲/۶	۱/۲
لهستان	۱۱/۷	۱۵/۳	۱۷/۸	۱۶/۹	-۵/۴	۰/۲
پرتغال	۶۶/۸	۴۸/۷	۴۶/۲	۴۷/۷	+۳/۲	۰/۶
رومانی	۲۰/۲	۱۸/۴	۱۸/۲	۱۷/۷	-۲/۵	۰/۲
اسلواکی	۷۶/۲	۹۰/۵	۹۸/۸	۱۰۰/۶	+۱/۸	۱/۲
اسپانیا	۴۵/۲	۴۲/۸	۴۲/۸	۴۴/۳	+۳/۵	۰/۵
سوئد	۲۳/۳	۲۳/۵	۲۳/۶	۲۳/۶	-۰/۲	۰/۳
سوئیس	۳۹/۳	۵۰/۱	۵۸/۳	۶۰/۱	+۳/۳	۰/۷
ترکیه	۲۰۸/۵	۲۱۸/۱	۲۱۸/۹	۲۳۰/۱	+۵/۱	۲/۸
انگلستان	۴۶/۴	۴۳/۵	۳۳/۶	۳۶/۵	+۸/۴	۰/۴
سایر	۱۷۰۶/۱	۱۷۲۹/۱	۱۷۲۸/۵	۱۷۸۴/۳	+۳/۲	۲۱/۳
جمع اروپا						
شوروی سابق	۲۲/۴	۲۲/۰	۱۵/۹	۱۵/۹	-۰/۱	۰/۲
آذربایجان	۳۹/۵	۳۸/۱	۲۳/۶	۲۴/۱	+۲/۱	۰/۳
روسیه سفید						

□ شامل سوختهایی نظیر زغال نارس (تورب)، چوب، فضولات دامی و گیاهی نمی باشد.

جدول (۳۱): مصرف انرژی اولیه تجاری در جهان ... ادامه (میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۶	۱۹۹۱	۱۹۹۵	۱۹۹۶	تغییرات ۱۹۹۶ نسبت به ۱۹۹۵ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۶ (درصد)
قزاقستان	۶۸/۶	۷۲/۵	۵۰/۱	۴۹/۵	-۱/۱	۰/۶
فدراسیون روسیه	۸۱۸/۱	۸۴۲/۴	۶۲۴/۲	۶۰۵/۴۰	-۳/۰	۷/۲
ترکمنستان	۱۶/۴	۱۴/۰	۱۱/۱	۱۱/۵	+۳/۵	۰/۱
اوکراین	۲۳۶/۵	۲۴۹/۳	۱۴۷/۴	۱۳۹/۵	-۵/۳	۱/۲
ازبکستان	۴۴/۸	۴۸/۹	۴۶/۸	۴۸/۸	+۴/۲	۰/۶
سایر	۶۷/۰	۶۲/۶	۲۷/۴	۲۸/۵	+۳/۹	۰/۳
جمع شوروی سابق	۱۳۱۳/۳	۱۳۴۹/۸	۹۴۶/۵	۹۲۳/۲	-۲/۵	۱۱/۰
خاورمیانه						
ایران	۵۷/۵	۷۷/۵	۹۹/۵	۱۰۵/۱	+۵/۶	۱/۲
عربستان سعودی	۶۸/۹	۸۴/۲	۸۵/۹	۹۰/۶	+۵/۴	۱/۱
امارات متحده عربی	۲۰/۰	۳۴/۹	۳۸/۱	۴۲/۲	+۱۱/۰	۰/۵
سایر	۷۰/۰	۶۸/۸	۹۷/۲	۹۹/۹	+۲/۸	۱/۲
جمع خاورمیانه	۲۱۶/۴	۳۰۱/۴	۳۲۰/۷	۳۳۷/۸	+۵/۳	۴
آفریقا						
الجزایر	۲۱/۸	۲۴/۷	۳۰/۳	۳۱/۸	+۵/۰	۰/۴
مصر	۲۶/۷	۳۱/۹	۳۵/۲	۳۷/۰	+۵/۱	۰/۴
آفریقای جنوبی	۸۳/۶	۸۹/۶	۱۰۰/۷	۱۰۵/۸	+۵/۰	۱/۳
سایر	۵۵/۵	۶۶/۵	۷۵/۴	۷۷/۸	+۳/۲	۰/۹
جمع آفریقا	۱۸۷/۶	۲۱۲/۷	۲۴۱/۶	۲۵۲/۴	+۴/۵	۳/۰
آسیا و اقیانوسیه						
استرالیا	۸۱/۵	۸۴/۹	۹۵/۳	۹۷/۱	+۱/۸	۱/۲
بنگلادش	۴/۸	۶/۵	۹/۱	۹/۳	+۲/۵	۰/۱
چین	۵۶۶/۰	۶۷۷/۰	۸۳۵/۱	۸۷۴/۰	+۴/۷	۱۰/۴
هندوستان	۱۳۸/۶	۱۹۰/۴	۲۳۰/۱	۲۴۶/۷	+۷/۲	۳/۰
اندونزی	۳۷/۵	۵۶/۵	۷۳/۹	۷۸/۲	+۵/۹	۰/۹
ژاپن	۳۶۴/۶	۴۴۳/۲	۴۹۱/۷	۵۰۱/۸	+۲/۱	۶/۰
مالزی	۱۳/۴	۲۳/۶	۳۲/۹	۳۵/۲	+۶/۸	۰/۴
زلاتند نو	۱۰/۳	۱۲/۴	۱۳/۰	۱۳/۴	+۳/۸	۰/۲
پاکستان	۱۸/۸	۲۵/۸	۳۲/۰	۳۵/۲	+۱۰/۰	۰/۴
فیلیپین	۹/۳	۱۲/۸	۱۸/۸	۱۹/۶	+۴/۶	۰/۲
سنگاپور	۱۳/۹	۱۹/۹	۲۸/۳	۲۸/۰	-۱/۰	۰/۳
کره جنوبی	۵۹/۴	۱۰۲/۹	۱۴۹/۹	۱۶۴/۷	+۹/۹	۲/۰
تایوان	۳۶/۵	۵۲/۲	۶۶/۱	۶۹/۲	+۴/۷	۰/۸
تایلند	۱۶/۱	۳۲/۶	۵۱/۴	۵۶/۳	+۹/۵	۰/۷
سایر	۶۰/۱	۶۰/۶	۵۸/۱	۵۹/۱	+۱/۸	۰/۷
جمع آسیا و اقیانوسیه	۱۴۳۰/۸	۱۸۰۱/۳	۲۱۸۵/۷	۲۲۸۷/۸	+۴/۷	۲۷/۳
کل جهان	۷۱۱۸/۰	۷۸۶۵/۷	۸۱۴۳/۹	۸۳۹۱/۸	+۳/۰	۱۰۰/۰
شامل: کشورهای OECD	۳۸۶۱/۳	۴۲۴۱/۵	۴۴۸۴/۲	۴۶۱۴/۳	+۲/۹	۵۵/۱
اتحادیه اروپا	۱۲۵۰/۵	۱۳۳۱/۳	۱۳۴۶/۶	۱۳۹۰/۷	+۳/۳	۱۶/۶
سایر کشورهای EMEs	۱۶۲۳/۶	۲۰۰۹/۶	۲۴۶۶/۲	۲۵۹۵/۴	+۵/۲	۳۱/۰

♦ رقم کمتر از ۰/۰۵ می باشد.

□ کشورهای اروپای مرکزی و شوروی سابق را در بر نمی گیرد.

(میلیون تن معادل نفت خام)

جدول (۳۲): مصرف انرژی اولیه تجاری در سال ۱۹۹۶ □

نام مناطق و کشورها	نفت	گاز طبیعی	زغال سنگ	انرژی هسته‌ای	برق آبی	جمع
آمریکای شمالی	۸۳۳/۰	۵۶۹/۲	۵۱۶/۰	۱۸۳/۳	۲۸/۸	۲۱۳۰/۳
ایالات متحده آمریکا	۷۹/۵	۶۶/۴	۲۳/۱	۲۳/۹	۳۰/۳	۲۲۳/۱
کانادا	۷۳/۸	۲۸/۱	۵/۲	۱/۹	۲/۵	۱۱۱/۵
مکزیک	۹۸۶/۳	۶۶۳/۷	۵۴۴/۳	۲۰۹/۱	۶۱/۶	۲۴۶۴/۹
جمع آمریکای شمالی						
آمریکای مرکزی و جنوبی	۲۱/۱	۲۷/۹	۱/۴	۱/۹	۲/۴	۵۴/۶
آرژانتین	۷۴/۲	۴/۷	۱۰/۷	۰/۶	۲۲/۷	۱۱۲/۹
برزیل	۱۰/۵	۱/۵	۲/۰	-	۱/۵	۱۵/۵
شیلی	۱۲/۶	۴/۲	۳/۱	-	۳/۰	۲۲/۹
کلمبیا	۱۸/۹	۲۸/۸	۰/۲	-	۴/۶	۵۲/۵
ونزوئلا	۶۶/۴	۸/۴	۰/۹	-	۷/۳	۸۳/۰
سایر	۲۰۳/۷	۷۵/۵	۱۸/۳	۲/۵	۴۱/۵	۳۴۱/۴
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی						
اروپا	۱۱/۴	۶/۶	۲/۳	-	۳/۱	۲۳/۵
اتریش	۲۸/۷	۱۱/۶	۹/۱	۱۰/۷	۰/۲	۶۰/۲
بلژیک و لوکزامبورگ	۶/۷	۴/۲	۶/۹	۴/۷	۰/۲	۲۲/۵
بلغارستان	۷/۵	۶/۹	۲۳/۳	۳/۳	۰/۲	۴۱/۳
جمهوری چک	۱۱/۴	۳/۴	۹/۰	-	◆	۲۳/۷
دانمارک	۱۰/۳	۳/۰	۳/۹	۵/۱	۱/۰	۲۳/۲
فنلاند	۹۱/۰	۲۹/۰	۱۴/۷	۱۰۲/۸	۶/۰	۲۴۳/۴
فرانسه	۱۳۷/۴	۷۵/۲	۸۸/۹	۴۱/۷	۱/۸	۳۴۵/۰
آلمان	۱۸/۵	◆	۸/۲	-	۰/۴	۲۷/۱
یونان	۷/۰	۹/۹	۳/۴	۳/۷	◆	۲۴/۰
مجارستان	۰/۸	-	۰/۱	-	۰/۴	۱/۳
ایسلند	۵/۹	۲/۷	۱/۹	-	۰/۱	۱۰/۶
جمهوری ایرلند	۹۴/۱	۴۶/۹	۱۱/۷	-	۴/۰	۱۵۶/۸
ایتالیا	۳۷/۴	۳۷/۵	۹/۳	۱/۱	◆	۸۵/۳
هلند	۱۰/۵	◆	۰/۶	-	۸/۹	۲۰/۱
نروژ	۱۶/۹	۹/۵	۷۲/۰	-	۰/۳	۹۸/۸
لهستان	۱۲/۱	-	۳/۹	-	۰/۹	۱۶/۹
پرتغال	۱۳/۹	۲۲/۳	۹/۸	۰/۴	۱/۴	۴۷/۷
رومانی	۳/۸	۴/۶	۵/۹	۲/۹	۰/۵	۱۷/۷
اسلواکی	۵۸/۷	۸/۴	۱۵/۴	۱۴/۵	۳/۶	۱۰۰/۶
اسپانیا	۱۷/۴	۰/۸	۲/۴	۱۹/۳	۴/۴	۴۴/۳
سوئد	۱۲/۲	۲/۲	۰/۲	۶/۴	۲/۶	۲۳/۶
سوئیس	۲۸/۸	۸/۱	۲۰/۷	-	۲/۶	۶۰/۱
ترکیه	۸۳/۷	۷۶/۷	۴۴/۹	۲۴/۵	۰/۳	۲۳۰/۱
انگلستان	۱۴/۰	۶/۹	۱۱/۶	۱/۲	۲/۸	۳۶/۵
سایر	۷۴۰/۱	۳۷۶/۴	۳۸۰/۱	۲۴۲/۳	۴۵/۷	۱۷۸۴/۳
جمع اروپا						
شوروی سابق	۸/۵	۷/۲	-	-	۰/۲	۱۵/۹
آذربایجان	۱۲/۳	۱۱/۶	۰/۲	-	◆	۲۴/۱
روسیه سفید						

جدول (۳۲): مصرف انرژی اولیه تجاری در سال ۱۹۹۶ ... ادامه (میلیون تن معادل نفت خام)

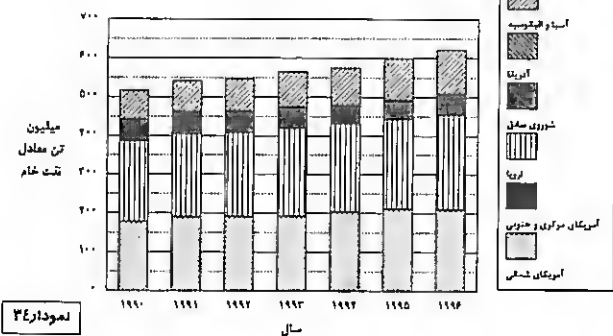
نام مناطق و کشورها	نفت	گاز طبیعی	زغال سنگ	انرژی هسته ای	برق آبی	جمع
قزاقستان	۱۱/۳	۹/۵	۲۷/۹	◆	۰/۸	۴۹/۵
فدراسیون روسیه	۱۲۸/۰	۳۱۷/۰	۱۱۹/۰	۲۸/۱	۱۳/۲	۶۰۵/۴
ترکمنستان	۳/۹	۷/۶	◆	-	-	۱۱/۵
اوکراین	۱۷/۳	۷۰/۴	۳۰/۵	۲۰/۵	۰/۸	۱۳۹/۵
ازبکستان	۶/۶	۴۰/۰	۱/۶	-	۰/۶	۴۸/۸
سایر	۸/۶	۱۰/۳	۱/۷	۴/۱	۳/۷	۲۸/۵
جمع شوروی سابق	۱۹۶/۵	۴۷۳/۶	۱۸۰/۹	۵۲/۷	۱۹/۳	۹۲۳/۲
خاورمیانه						
ایران	۶۳/۹	۳۸/۶	۱	-	۱/۶	۱۰۵/۱
عربستان سعودی	۵۳/۴	۳۷/۲	-	-	-	۹۰/۶
امارات متحده عربی	۱۷/۲	۲۵/۰	-	-	-	۴۲/۲
سایر	۶۲/۸	۳۱/۸	۴/۹	-	۰/۴	۹۹/۹
جمع خاورمیانه	۱۹۷/۳	۱۳۲/۶	۵/۹	-	۲	۳۳۷/۸
آفریقا						
الجزایر	۹/۴	۲۲/۱	۰/۴	-	◆	۳۱/۸
مصر	۲۴/۶	۱۰/۳	۱/۱	-	۱/۰	۳۷/۰
آفریقای جنوبی	۲۰/۶	-	۸۱/۷	۳/۲	۰/۳	۱۰۵/۸
سایر	۵۵/۷	۱۰/۷	۶/۵	-	۴/۹	۷۷/۸
جمع آفریقا	۱۱۰/۳	۴۳/۱	۸۹/۷	۳/۲	۶/۲	۲۵۲/۴
آسیا و اقیانوسیه						
استرالیا	۳۵/۷	۱۷/۲	۴۲/۹	-	۱/۴	۹۷/۱
بنگلادش	۲/۴	۶/۸	۰/۱	-	۰/۱	۹/۳
چین	۱۷۲/۵	۱۵/۹	۶۶۶/۰	۳/۷	۱۵/۹	۸۷۴/۰
هندوستان	۷۸/۷	۱۹/۵	۱۴۰/۳	۲/۱	۶/۰	۲۴۶/۷
اندونزی	۴۲/۹	۲۷/۱	۷/۵	-	۰/۷	۷۸/۲
ژاپن	۲۶۹/۹	۵۹/۵	۸۸/۳	۷۶/۸	۷/۴	۵۰۱/۸
مالزی	۱۸/۵	۱۴/۵	۱/۵	-	۰/۶	۳۵/۲
زلاند نو	۵/۸	۴/۲	۱/۲	-	۲/۳	۱۳/۴
پاکستان	۱۷/۱	۱۳/۷	۲/۲	۰/۱	۲/۱	۳۵/۲
فیلیپین	۱۷/۵	◆	۱/۵	-	۰/۶	۱۹/۶
سنگاپور	۲۶/۷	۱/۴	-	-	-	۲۸/۰
کره جنوبی	۱۰۱/۴	۱۲/۲	۳۱/۶	۱۹/۱	۰/۴	۱۶۴/۷
تایوان	۳۵/۳	۴/۰	۱۹/۳	۹/۷	۰/۸	۶۹/۲
تایلند	۳۸/۰	۱۰/۱	۷/۶	-	۰/۶	۵۶/۳
سایر	۲۳/۰	۴/۹	۲۷/۴	-	۳/۸	۵۹/۱
جمع آسیا و اقیانوسیه	۸۸۵/۴	۲۱۱/۰	۱۰۳۷/۴	۱۱۱/۵	۴۲/۷	۲۲۸۷/۸
کل جهان	۳۳۱۹/۶	۱۹۷۵/۹	۲۳۵۶/۶	۶۲۱/۳	۲۱۹	۸۳۹۲/۴
شامل: کشورهای OECD	۱۹۷۵/۵	۱۰۶۳/۶	۹۴۷/۲	۵۱۵/۳	۱۱۳/۲	۴۶۱۴/۳
اتحادیه اروپا	۶۱۸/۰	۳۰۱/۸	۲۳۵/۶	۲۱۹/۷	۲۵/۸	۱۳۹۰/۷
سایر کشورهای EMEs □	۱۰۷۸/۴	۳۷۷/۰	۱۰۱۹/۳	۴۰/۴	۸۰/۴	۲۵۹۵/۴

◆ رقم کمتر از ۰/۰۵ می باشد.

□ کشورهای اروپای مرکزی و شوروی سابق را در بر نمی گیرد.

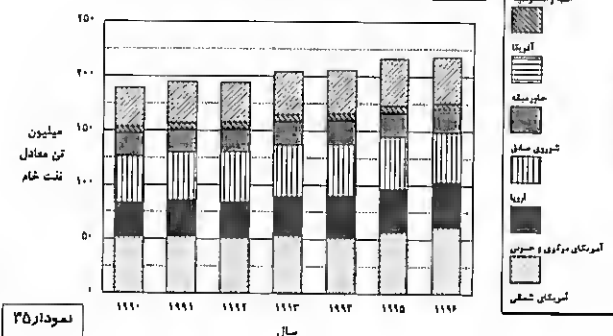
مصرف انرژی هسته‌ای در جهان

به تفکیک مناطق مختلف



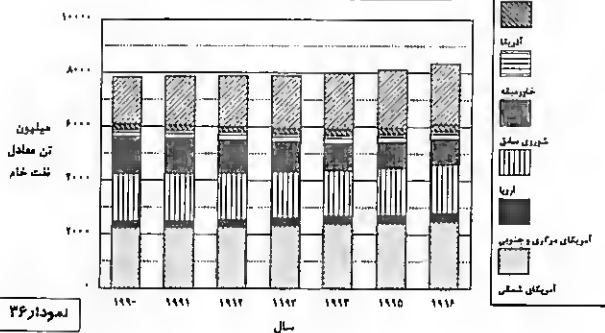
مصرف انرژی برق آبی در جهان

به تفکیک مناطق مختلف



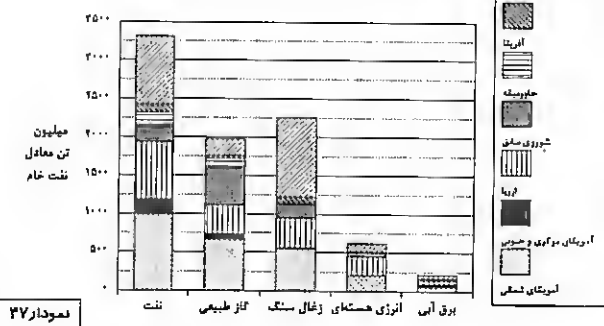
مصرف انرژی اولیه در جهان

به تفکیک مناطق مختلف



مصرف انرژی اولیه

به تفکیک مناطق مختلف جهان در سال ۱۹۹۶



جدول (۳۳): قیمت و درصد مالیات مربوط به گاز طبیعی در کشورهای OECD - سال ۱۹۹۶

(دلار آمریکا به ازاء ۱۰^۷ کیلوکالری)

کشور	صنعت		نیروگاههای برق		خانگی	
	قیمت	مالیات (درصد)	قیمت	مالیات (درصد)	قیمت	مالیات (درصد)
آلمان	•	•	•	•	•	•
اتریش	•	•	•	•	۴۶۸/۱	۱۶/۷
اسپانیا	۱۶۸/۷	۰/۰	•	•	۶۱۳/۴	۱۵/۱
استرالیا	•	•	•	•	•	•
انگلیس	۹۲/۰	۰/۰	۱۱۳/۹	۰/۰	۳۲۵/۵	۷/۴
ایالات متحده آمریکا	۱۲۷/۷	•	۱۰۲/۰	•	۲۴۲/۳	•
ایتالیا	•	•	•	•	•	•
ایرلند	•	•	•	•	•	•
بلژیک	۱۳۲/۶	۰/۰	۱۲۲/۰	۰/۰	۴۶۳/۹	۲۱/۳
پرتغال	•	•	•	•	•	•
ترکیه	۱۸۷/۸	۷/۴	۱۷۰/۳	۷/۴	۲۰۹/۳	۷/۴
جمهوری چک	۱۳۴/۶	۰/۰	۱۳۴/۶	۰/۰	۱۰۷/۹	۴/۸
دانمارک	•	•	•	•	۷۳۹/۴	۲۵/۴
ژاپن	۴۲۳/۱	۲/۹	۱۶۵/۷	•	۱۲۹۴/۱	۲/۹
سوئد	•	•	•	•	•	•
سوئیس	۲۷۲/۸	۱/۲	•	•	۵۰۵/۷	۶/۸
فرانسه	۱۶۱/۹	۰/۰	•	•	۴۷۰/۴	۱۷/۱
فنلاند	۱۴۸/۷	۸/۶	۱۴۸/۷	۸/۶	۱۸۱/۴	۲۵/۱
کانادا	۷۱/۱	•	•	•	۱۶۹/۷	•
کره	•	•	•	•	•	•
لوکزامبورگ	•	•	•	•	۳۱۹/۴	۵/۷
لهستان	۱۳۸/۴	۰/۰	•	•	۲۳۶/۱	۱۰/۷
مجارستان	۱۰۵/۸	۰/۰	۹۰/۳	۰/۰	۱۳۶/۳	۱۰/۷
مکزیک	۱۰۲/۷	۱۳/۰	۱۰۲/۷	۱۳/۰	•	•
نروژ	•	•	•	•	•	•
نیوزلند	۲۱۶/۹	۶/۰	•	•	۴۱۵/۵	۱۴/۳
هلند	۱۴۱/۸	۷/۰	۱۳۷/۲	۷/۳	۳۶۳/۴	۲۳/۰
یونان	•	•	•	•	•	•
کشورهای OECD اروپایی	•	-	•	-	•	-
کشورهای OECD	•	-	•	-	•	-

• ارقام در دسترس نمی باشند.

Energy Prices & Taxes مأخذ:

جدول (۳۴): قیمت و درصد مالیات مربوط به بنزین در کشورهای OECD - سال ۱۹۹۶

(دلار آمریکایی به لیتر)

بنزین بدون سرب		بنزین سرب دار		کشور
مالیات (درصد)	قیمت	مالیات (درصد)	قیمت	
۷۵/۶	۱/۰۴۱	۷۴/۴	۱/۶۹	آلمان
۶۷/۷	۱/۰۵۷	•	•	اتریش
•	•	۶۹/۰	۰/۹۲۷	اسپانیا
۵۷/۷	۰/۵۵۹	۵۸/۸	۰/۵۷۶	استرالیا
•	•	۷۸/۷	۰/۹۶۱	انگلیس
۳۱/۱	۰/۳۲۵	•	•	ایالات متحده آمریکا
•	•	۷۴/۹	۱/۲۲۲	ایتالیا
•	•	•	•	ایرلند
•	•	۷۴/۷	۱/۲۰۳	بلژیک
•	•	۷۴/۳	۱/۰۴۹	پرتغال
•	•	۶۸/۸	۰/۶۹۲	ترکیه
•	•	۶۰/۱	۰/۷۷۰	جمهوری چک
۷۱/۳	۱/۱۰۰	•	•	دانمارک
۵۴/۳	۰/۹۶۵	•	•	ژاپن
•	•	۷۹/۰	۱/۲۲۲	سوئد
•	•	۷۰/۹	۱/۰۱۶	سوئیس
•	•	۸۱/۴	۱/۲۱۱	فرانسه
•	•	•	•	فنلاند
۴۸/۷	۰/۴۲۶	•	•	کانادا
•	•	•	۰/۹۷۶	کره
۶۵/۱	۰/۸۳۲	۶۸/۳	۰/۹۴۱	لوکزامبورگ
•	•	۶۱/۸	۰/۵۳۶	لهستان
۶۶/۸	۰/۷۶۴	•	•	مجارستان
۱۳/۰	۰/۳۳۲	•	•	مکزیک
•	•	۶۸/۴	۱/۴۰۰	نروژ
۴۷/۵	۰/۶۲۲	•	•	نیوزلند
•	•	۷۴/۹	۱/۲۶۹	هلند
•	•	۷۱/۸	۰/۹۱۲	یونان
-	•	-	۱/۰۸۱	کشورهای OECD اروپایی
-	•	-	•	کشورهای OECD

• ارقام در دسترس نمی‌باشند.

مأخذ: Energy Prices & Taxes

جدول (۳۵): قیمت و درصد مالیات مربوط به نفت گاز در کشورهای OECD - سال ۱۹۹۶

(دلار آمریکایی به لیتر)

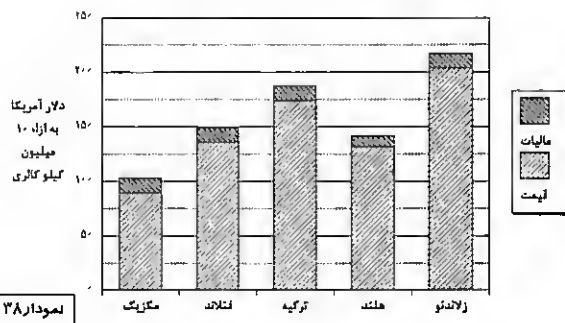
کشور	تجاری		غیرتجاری	
	قیمت	مالیات (درصد)	قیمت	مالیات (درصد)
آلمان	۰/۷۰۳	۵۸/۶	۰/۸۰۹	۶۴/۰
اتریش	۰/۷۲۲	۵۲/۲	۰/۸۶۷	۶۰/۱
اسپانیا	۰/۶۱۵	۵۵/۴	۰/۷۱۴	۶۱/۶
استرالیا	●	●	۰/۵۷۷	۵۵/۲
انگلیس	۰/۷۶۶	۷۰/۳	۰/۹۰۰	۷۴/۷
ایالات متحده آمریکا	●	●	۰/۳۲۴	۳۵/۸
ایتالیا	۰/۷۷۹	۶۲/۱	۰/۹۲۷	۶۸/۲
ایرلند	●	●	●	●
بلژیک	۰/۶۹۶	۵۴/۲	۰/۸۵۰	۶۱/۸
پرتغال	۰/۶۶۷	۵۸/۶	۰/۷۲۴	۶۱/۸
ترکیه	۰/۴۹۸	۶۱/۴	●	●
جمهوری چک	۰/۵۰۳	۵۱/۵	۰/۶۱۴	۶۰/۳
دانمارک	۰/۶۰۴	۴۳/۷	۰/۸۲۸	۶۵/۶
ژاپن	۰/۶۶۳	۴۷/۴	●	●
سوئد	۰/۷۹۳	۴۸/۶	۰/۹۸۲	۵۹/۱
سوئیس	۰/۸۳۰	۷۴/۸	۱/۰۰۱	۶۸/۱
فرانسه	۰/۶۹۴	۶۴/۴	۰/۸۳۷	۷
فنلاند	۰/۶۶۹	۵۴/۰	۰/۸۱۶	۶۲/۳
کانادا	۰/۳۹۱	۳۹/۹	●	●
کره	۰/۳۶۲	●	●	●
لوکزامبورگ	۰/۶۰۷	۵۴/۲	۰/۶۹۸	۶۰/۲
لهستان	۰/۳۶۲	۳۷/۳	۰/۴۴۱	۴۸/۷
مجارستان	۰/۷۰۳	۶۴/۵	●	●
مکزیک	۰/۲۴۵	۲۳/۱	۰/۲۵۶	۱۳/۰
نروژ	۰/۹۴۱	۵۵/۲	۱/۱۶۹	۶۳/۰
نیوزلند	۰/۲۹۴	۰/۹	۰/۳۳۰	۱۲/۱
هلند	۰/۸۵۳	۴۸/۰	۱/۰۰۲	۵۵/۷
یونان	۰/۵۵۲	۵۷/۱	۰/۶۵۲	۶۳/۶
کشورهای OECD اروپایی	۰/۶۹۸	-	●	-
کشورهای OECD	۰/۶۳۵	-	●	-

● ارقام در دسترس نمی باشند.

مأخذ: Energy Prices & Taxes

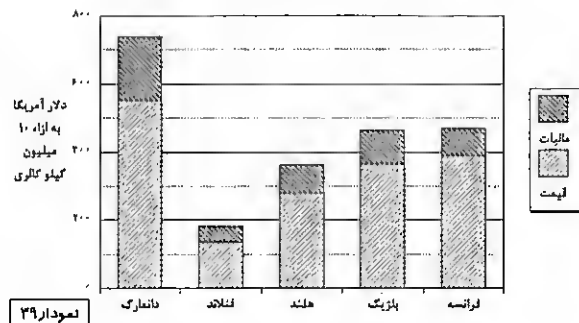
قیمت و مالیات گاز طبیعی در بخش صنعت

کشورهای منتخب OECD : ۱۹۹۶



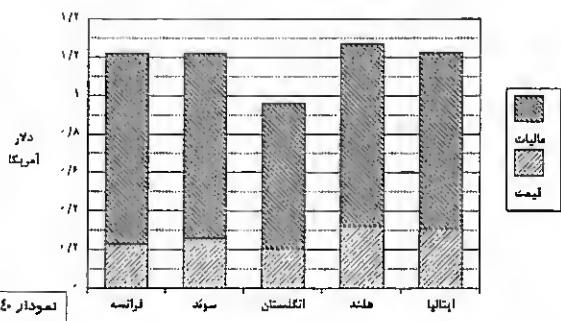
قیمت و مالیات گاز طبیعی در بخش خانگی

کشورهای منتخب OECD : ۱۹۹۶



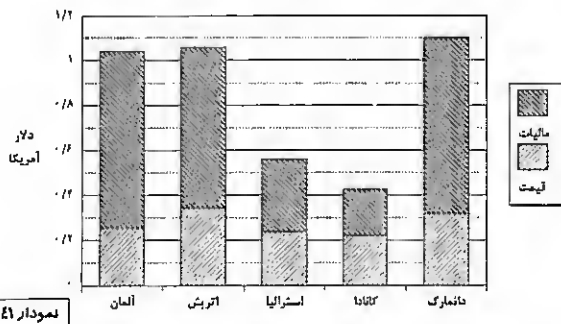
قیمت و مالیات هر لیتر بنزین سربدار

در کشورهای منتخب OECD : ۱۹۹۶



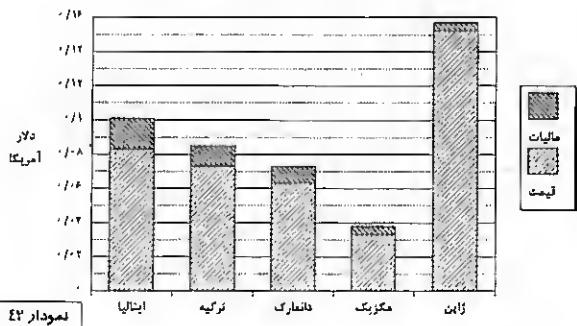
قیمت و مالیات هر لیتر بنزین بدون سرب

در کشورهای منتخب OECD : ۱۹۹۶



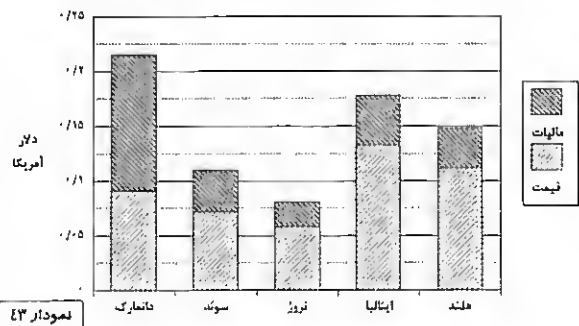
قیمت و مالیات هر کیلو وات ساعت برق

در بخش صنعت کشورهای منتخب OECD : ۱۹۹۶



قیمت و مالیات هر کیلو وات ساعت برق

در بخش خانگی کشورهای منتخب OECD : ۱۹۹۶



جدول (۳۶): قیمت و درصد مالیات مربوط به نفت کوره سنگین در کشورهای OECD - سال ۱۹۹۶
(دلار آمریکایی تن)

کشور	صنعت		نیروگاههای برق	
	قیمت	مالیات (درصد)	قیمت	مالیات (درصد)
آلمان	۱۵۱/۵۰	۱۲/۲	۱۵۴/۸۸	۲۳/۶
اتریش	•	•	•	•
اسپانیا	۱۹۴/۵۳	۸/۷	۱۹۴/۵۳	۸/۷
استرالیا	•	•	•	•
انگلیس	۱۵۲/۹۵	۱۸/۷	•	•
ایالات متحده آمریکا	۱۲۶/۲۶	•	۱۲۶/۵۶	•
ایتالیا	۱۸۶/۳۰	۱۵/۷	•	•
ایرلند	•	•	•	•
بلژیک	۱۳۹/۴۶	۵/۸	۱۳۹/۴۸	۵/۸
پرتغال	۱۸۰/۸۶	۱۹/۷	۱۱۰/۴۷	۰/۰
ترکیه	۱۸۴/۳۱	۴۱/۰	۱۸۴/۳۱	۴۱/۰
جمهوری چک	۱۰۰/۳۹	۰/۰	۱۰۰/۳۹	۰/۰
دانمارک	۱۷۶/۶۱	۲۴/۸	•	•
ژاپن	۱۷۲/۷۳	۲/۹	۲۰۶/۵۶	•
سوئد	۲۰۷/۱۰	۲۷/۷	•	•
سوئیس	۱۷۲/۳۳	۸/۳	•	•
فرانسه	۱۷۱/۴۶	۱۳/۳	•	•
فنلاند	۲۱۰/۶۷	۲۱/۴	۲۱۰/۶۷	۲۱/۴
کانادا	۱۲۶/۷۴	•	•	•
کره	۱۶۹/۲۸	•	•	•
لوکزامبورگ	۱۵۲/۷۱	۵/۳	•	•
لهستان	۱۰۸/۹۵	۰/۰	۱۰۸/۹۵	۰/۰
مجارستان	۱۱۴/۹۸	۰/۰	۹۶/۳۱	۰/۰
مکزیک	۸۶/۹۶	۱۳/۰	•	•
نروژ	۳۵۴/۰۳	۳۲/۲	۱۰۸/۹۵	۰/۰
نیوزلند	۲۲۸/۹۳	۰/۰	•	•
هلند	۱۸۸/۹۸	۲۰/۹	•	•
یونان	۲۱۲/۹۶	۲۵/۴	۲۱۲/۹۶	۲۵/۴
کشورهای OECD اروپایی	•	-	•	-
کشورهای OECD	•	-	•	-

• ارقام در دسترس نمی‌باشند.

جدول (۳۷): قیمت و درصد مالیات مربوط به نفت کوره سبک در کشورهای OECD - سال ۱۹۹۶

(دلار آمریکا به هزار لیتر)

کشور	صنعت		خانگی	
	قیمت	مالیات (درصد)	قیمت	مالیات (درصد)
آلمان	۲۸۰/۰۰	۱۹/۰	۳۲۱/۹۳	۲۹/۵
اتریش	•	•	۴۵۲/۳۱	۳۸/۵
اسپانیا	۳۰۹/۴۴	۳۲/۱	۳۵۸/۹۵	۴۱/۵
استرالیا	•	•	•	•
انگلیس	۲۱۱/۸۱	۱۷/۳	۲۵۷/۸۵	۲۱/۶
ایالات متحده آمریکا	۱۶۸/۷۴	•	۲۷۸/۸۲	•
ایتالیا	۷۴۹/۷۶	۶۴/۶	۸۹۲/۲۲	۷۰/۳
ایرلند	•	•	•	•
بلژیک	۲۳۲/۷۴	۷/۶	۲۸۱/۶۳	۲۳/۷
پرتغال	۶۶۷/۳۹	۵۸/۶	۷۰۰/۷۵	۶۰/۶
ترکیه	•	•	۵۴۳/۶۱	۶۳/۲
جمهوری چک	۴۷۵/۰۰	۵۸/۹	۵۷۹/۴۸	۶۶/۳
دانمارک	۳۱۷/۱۸	۷/۳	۷۳۶/۱۲	۶۱/۲
ژاپن	۲۷۹/۴۳	۲/۹	۴۰۷/۳۱	۲/۹
سوئد	۲۴۹/۲۹	۱۵/۸	۶۲۷/۷۰	۵۹/۸
سوئیس	۲۱۰/۸۴	۷/۸	۲۵۹/۸۷	۱۲/۴
فرانسه	۳۰۵/۷۱	۳۲/۲	۴۲۸/۸۳	۴۰/۱
فنلاند	۲۸۳/۸۲	۱۵/۷	۳۴۶/۲۵	۳۰/۹
کانادا	۱۷۹/۳۸	•	۲۸۰/۹۲	•
کره	•	•	•	•
لوکزامبورگ	۲۵۵/۷۵	۲/۷	۲۸۶/۴۴	۱۳/۱
لهستان	۲۷۲/۵۶	۰/۰	۳۳۶/۹۳	۱۰/۷
مجارستان	۵۵۹/۷۱	۵۴/۸	•	•
مکزیک	•	•	•	•
نروژ	۴۴۰/۶۱	۱۷/۴	۵۴۸/۸۶	۳۲/۷
نیوزلند	۲۳۶/۱۰	۰/۰	•	•
هلند	•	•	۳۷۹/۷۰	۴۱/۸
یونان	۴۸۶/۸۰	۵۶/۷	۵۷۴/۴۲	۶۳/۳
کشورهای OECD اروپایی	•	-	۴۰۹/۱۷	-
کشورهای OECD	•	-	۳۷۲/۴۳	-

• ارقام در دسترس نمی‌باشند.

جدول (۳۸): قیمت و درصد مالیات مربوط به برق در کشورهای OECD - سال ۱۹۹۶

(دلار آمریکا به کیلووات ساعت)

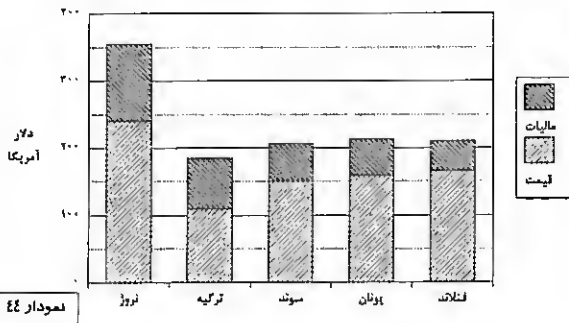
کشور	صنعت		خانگی	
	قیمت	مالیات (درصد)	قیمت	مالیات (درصد)
آلمان	●	●	●	●
اتریش	●	●	●	●
اسپانیا	۰/۰۷۹	۰/۰	۰/۱۹۱	۱۳/۸
استرالیا	●	●	●	●
انگلینس	۰/۰۶۵	۰/۰	۰/۱۲۵	۷/۳
ایالات متحده آمریکا	۰/۰۴۶	●	۰/۰۸۴	●
ایتالیا	۰/۱۰۱	۱۷/۵	۰/۱۷۸	۲۵/۳
ایرلند	●	●	●	●
بلژیک	●	●	●	●
پرتغال	۰/۱۱۲	۰/۰	۰/۱۷۶	۴/۸
ترکیه	۰/۰۸۵	۱۳/۹	۰/۰۸۷	۱۷/۲
جمهوری چک	۰/۰۵۹	۰/۰	۰/۰۳۹	۴/۸
دانمارک	۰/۰۷۳	۱۳/۹	۰/۲۱۵	۵۷/۶
ژاپن	۰/۱۵۷	۲/۹	۰/۲۳۰	۲/۸
سوئد	۰/۰۴۵	۰/۰	۱/۱۰	۳۴/۳
سوئیس	۰/۱۲۰	۰/۰	۰/۱۶۰	۶/۱
فرانسه	●	●	●	●
فنلاند	۰/۰۶۲	۰/۰	۰/۱۰۹	۱۸/۰
کانادا	●	●	●	●
کره	۰/۰۷۱	●	۰/۱۰۸	●
لوکزامبورگ	●	●	۰/۱۴۲	۵/۷
لهستان	۰/۰۴۰	۰/۰	۰/۰۶۷	۱۳/۱
مجارستان	۰/۰۴۸	۰/۰	۰/۰۶۰	۱۰/۷
مکزیک	۰/۰۳۸	۱۳/۱	۰/۰۴۸	۱۳/۰
نروژ	●	●	۰/۰۸۱	۲۸/۹
نیوزلند	۰/۰۴۴	۰/۰	۰/۰۸۸	۱۱/۱
هلند	۰/۰۷۱	۰/۰	۰/۱۴۸	۲۴/۰
یونان	۰/۰۵۹	۰/۰	۰/۱۱۵	۱۵/۳
کشورهای OECD اروپائی	●	-	●	-
کشورهای OECD	●	-	●	-

● ارقام در دسترس نمی باشند.

مأخذ: Energy Prices & Taxes

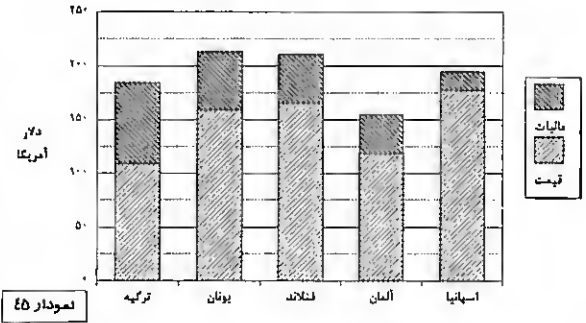
قیمت و مالیات هر تن نفت کوره سنگین

دریختش صنعت برخی از کشورهای OECD : ۱۹۹۶



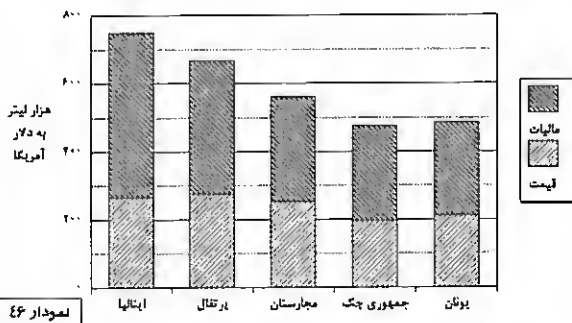
قیمت و مالیات هر تن نفت کوره سنگین

در سایر واکه‌های برخی از کشورهای OECD : ۱۹۹۶



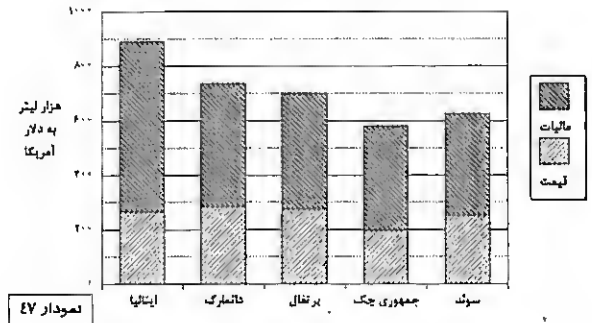
قیمت و مالیات نفت کوره سبک

دریختش صنعت کشورهای منتخب OECD : ۱۹۹۶



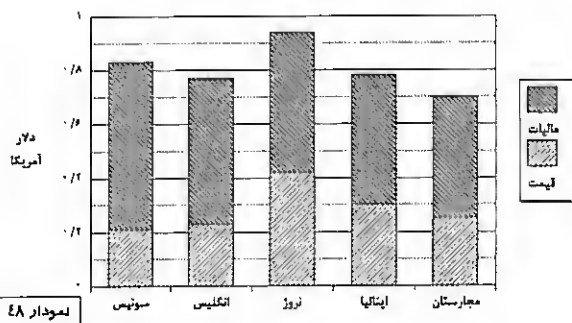
قیمت و مالیات نفت کوره سبک

دریختش خانگی کشورهای منتخب OECD : ۱۹۹۶



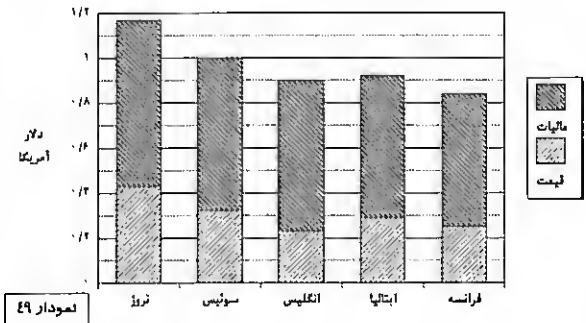
قیمت و مالیات هر لیتر نفت گاز

در بخش تجاری کشورهای OECD : ۱۹۹۶



قیمت و مالیات هر لیتر نفت گاز

در بخش غیر تجاری برخی از کشورهای OECD : ۱۹۹۶



تعريف وضمائم

تعاریف

۱- تحولات بخش انرژی کشور

۱-۱- نفت

روش محاسبه حجم ذخایر: برای محاسبه حجم سیالات محبوس شده در ساختهای زمین شناسی و در اعماق چند متر تا چند هزار متری روشهای مختلفی متداول است که اصلی ترین آنها روش حجمی می باشد. این روش در محاسبه ذخائر نفتی ایران نیز بکار برده می شود. در محاسبه ذخائر نفتی هر میدان نفتی عواملی نظیر تخلخل سنگ مخزن، میزان آب همزاد، ضریب حجمی هیدروکربور، فشار، درجه حرارت و غیره مؤثر می باشد. در یک ساختمان زمین شناسی برای شناخت عوامل فوق نیاز به حفر چاههای متعدد، نمونه گیری از سنگ مخزن و سایر اطلاعات مربوط به مخزن می باشد تا بتوان محاسبه نسبتاً دقیقی از میزان ذخیره نفت مخزن بعمل آورد که این امر مسلماً نیاز به زمان نسبتاً طولانی دارد، لذا برای محاسبات از روشهای آماری استفاده می گردد. بر این اساس میزان ذخائر بر حسب تعاریف "ثابت شده"، "مورد انتظار" و "مورد انتظار + ممکن" دسته بندی می گردند.

ذخائر ثابت شده: عبارت از میزان ذخیره ای است که براساس اطلاعات بدست آمده از حفرچاههای مخزن در مقاطع مختلف زمانی حاصل گردیده باشد.

ذخائر مورد انتظار: مجموع ذخیره ثابت شده و ذخیره محتمل، "ذخیره مورد انتظار" نامیده می شود. در روش آماری به کار برده شده "ذخیره مورد انتظار" به اندازه $1/5$ برابر انحراف معیار از ذخیره ثابت شده بیشتر می باشد؛ این ذخیره برای برنامه ریزی تولید از میدان مورد استفاده قرار می گیرد.

ذخائر مورد انتظار + ممکن: عبارت است از ذخیره "مورد انتظار" باضافه معادل $1/5$ برابر انحراف معیار ذخائر مورد انتظار، از این ذخیره جهت برنامه ریزیهای درازمدت و دورنمای ذخائر استفاده می گردد.

ذخائر اولیه: عبارت از میزان ذخائر قابل تولید هر میدان نفتی که بصورت طبیعی و یا با استفاده از سیستمهای کمکی نظیر تلمبه و یا گازرانی قابل استحصال می باشد. میزان استحصال واقعی از این ذخائر بستگی به روش بهره برداری از میدان طبق اصول مهندسی مخازن داشته و براساس اطلاعات بدست آمده در دوران تولید صورت می گیرد.

ذخائر ثانویه: آن میزان تولید اضافی نسبت به ذخیره اولیه است که با کمک تزریق سیال، از مخزن نفتی حاصل می گردد.

روش تولید طبیعی: در روش تولید طبیعی مکانیسم تولید ممکن است از طریق انبساط سیال، ریزش ثقلی، نیروی موئینه واقعی و یا فشار سیالات آب و یا گاز، در پایین و یا بالای ستون نفت انجام می گیرد. در حال حاضر بیشتر میادین نفتی کشور از طریق روش تولید طبیعی، مورد بهره برداری قرار می گیرند.

روش های کمکی تولید: در میادین نفتی که مکانیسم تولید طبیعی قادر به تأمین نیروی محرکه لازم برای تولید نباشد، روشهای گازرانی و یا نصب تلمبه های درون چاهی به کاربرده می شوند. این روشهای تولید در بعضی از چاههای آغاجاری (گازرانی)، رسالت و یا منطقه سیری (تلمبه) اجراء می گردند.

روش تزریق آب و یا گاز طبیعی: برای جلوگیری از افت فشار مخزن در اثر تولید، استمرار سطح تولید، بهینه کردن هزینه های عملیاتی تولید و در نهایت افزایش ضریب بازیافت، به میادین، گاز طبیعی یا آب و یا هر دو تزریق می گردند.

ضریب بازیافت: نسبت تولید نهائی به میزان حجم نفت درجا را ضریب بازیافت می نامند که از مشخصات خاص هر میدان نفتی است و میزان آن را می توان با استفاده از روشهای نوین بهره برداری و فن آوریهای پیشرفته افزایش داد.

واحد کاهش گرانروی: عهده دار کاهش گرانروی موادی است که در اختلاط با نفت کوره استفاده می شوند دست یابی به گرانروی مورد نظر نفت کوره، بکارگیری مقادیر معتناهی از مواد رقیق کننده (از نوع میان تقطیر) امکانپذیر می باشد.

واحد قیرسازی: واحدهای قیرسازی پالایشگاه، قیر مورد نیاز وزارت راه و انواع قیرهای پوششی را تأمین می نمایند. عملیات واحد قیرسازی از طریق تزریق هوا در مواد سنگین و اکسیداسیون صورت می پذیرد، هر چه میزان و زمان تزریق هوا افزایش یابد قیر حاصله سفت تر و درجه نفوذ پذیری آن پایین تر خواهد بود.

واحد روغن سازی: در واحد روغن سازی ابتدا روغن خام مورد نظر برای جداسازی مواد حلقوی با حلال فورفورال شستشو می گردد (زیرا مواد حلقوی در روغن کیفیت آن را بشدت کاهش می دهد). پس از این مرحله روغن خروجی به واحد موم زدایی یا MEK هدایت می شود در واحد مزبور کلیه مواد موم دار و پارافین های آن استخراج و در نهایت برای تنظیم رنگ به مخازن نهایی ارسال می گردد. اضافه کردن مواد افزودنی به روغن برای افزایش کیفیت آن و دست یابی به استاندارد مورد نظر آخرین مرحله این زنجیره بشمار می رود که با افزایش حدود ۵-۷ درصد حجمی از انواع مواد افزودنی برای روغن های موتور با کاربرد بنزینی و حدود ۱۳ درصد برای روغن های موتور با کاربرد دیزلی صورت می پذیرد. مواد افزودنی علاوه بر تنظیم اندیس گرانروی، حالت دوده زدایی و استقامت روغن در درجات حرارت مختلف را نیز افزایش می دهد.

چگالی نفت گاز: چگالی نفت گاز مقایسه وزن واحد حجم آن با وزن آب هم حجم در شرایط $60/60^{\circ}F$ می باشد.

بازیافت حجمی نفت گاز: بازیافت حجمی در هر درجه حرارت در واقع بازیافت نفت گاز در آزمایش تقطیر است

که در ۳۵۷ درجه سانتیگراد میزان آن حداقل ۹۰ درصد می باشد.

رنگ نفت گاز: رنگ نفت گاز در مقیاس اندازه گیری نباید از ۳ بالاتر باشد که این رنگ در حد زردلیمویی متمایل به نارنجی است .

نقطه اشتعال نفت گاز: نقطه اشتعال نفت گاز عبارتست از اولین درجه حرارتی است که در آن شعله ای کوچک نفت گاز را مشتعل نماید. درجه اشتعال پایین تر از حد مجاز استفاده از نفت گاز را از نظر ایمنی دچار اشکال خواهد نمود.

درصد وزنی گوگرد نفت گاز: درصد وزنی گوگرد، میزان مجاز گوگرد و ترکیبات گوگردی موجود در نفت گاز را نشان می دهد. نفت گاز تولیدی در ایران از نوع مرغوب نمی باشد، و درصد وزنی گوگرد آن در مقایسه با استانداردهای بین المللی بسیار بالا است . بعبارت دیگر احتراق آن تولید مقادیر بیشتری گازهای دی اکسید گوگرد می نماید .

خورندگی مسی نفت گاز: خورندگی مسی آزمایشی است که طی آن اثرات نفت گاز بر روی یک تیغه مسی براق در طول ۳ ساعت و درجه حرارت 100°C مورد آزمایش قرار می گیرد . اثرات بجامانده بر روی این تیغه باید در مقیاس ۱ باشد و مقیاس های بالاتر نشان دهنده خورندگی شدیدتر است که مطلوب نمی باشد. گرانیوی کینماتیک نفت گاز: گرانیوی کینماتیک نشان دهنده لزاجت نفت گاز در 100°C بر حسب سانتی استوک است .

نقطه ابری و ریزش نفت گاز: نقاط ابری و ریزش بترتیب عبارتند از درجه حرارت هایی که در آن علائم کدر شدن و سپس منجمد شدن نفت گاز مشاهده می گردد.

درصد حجمی آب و رسوبات نفت و گاز: درصد حجمی آب و رسوبات نشان دهنده آلودگی نفت گاز به آب و سایر موادی است که اغلب در خطوط لوله و یا مخازن باعث آلودگی نفت گاز می گردند.

اندیس های دیزل و ستان نفت گاز: اندیس های دیزل و ستان نشان دهنده قدرت احتراق نفت گاز در موتورهای دیزلی است .

فرآورده های انرژی زا: فرآورده های انرژی زا شامل گاز مایع ، بنزین های موتور، نفت سفید، نفت گاز، نفت کوره و انواع سوخت های هواپیمائی می باشند، که معمولاً در موتورهای احتراق داخلی ، وسائل حرارتی خانگی، تجاری، صنعتی، سوخت وسائل نقلیه زمینی ، دریائی و هوائی مورد استفاده قرار می گیرند. فرآورده های غیرانرژی زا: شامل انواع روغن های موتور و صنعتی ، انواع قیر، مالچ ، انواع حلالها و خوراک صنایع پتروشیمی و غیره می باشد که دارای کاربردهای زیادی در روانکاری، پوشش جاده ها و بام ها و ایزولاسیون ، صنایع رنگ ، صنایع غذایی ، و صنایع پتروشیمی می باشند.

گاز طبیعی فشرده شده CNG: عبارتست از حالت فشرده شده گاز طبیعی که بصورت مایع درآمده باشد بدین

معنی که با تحت فشار قراردادن گازطبیعی تا حدود ۲۰۰ آتمسفر آن را بصورت مایع در می آورند که قابل حمل و نقل با کشتی ها و توزیع در سیلندرهای تحت فشار مخصوص می باشد. تحمل فشار جداره سیلندرهای توزیع CNG باید بیش از ۱۲ برابر سیلندرهای معمولی گازمایع باشد.

گازهای پالایشگاه: گازهای پالایشگاهی اغلب از ترکیب متان و اتان بوده و نظر به عدم امکان عرضه آن به بازارهای مصرف در اغلب موارد در واحدهای پالایشی بعنوان سوخت کوره ها ، دیگهای بخار و بالاخره تأمین انرژی مورد نیاز خود واحدهای پالایشی مورد استفاده قرار می گیرند.

۲-۱- گازطبیعی

مصرف کنندگان خانگی: مصرف کننده خانگی گازطبیعی عبارت از واحد مسکونی یا مجتمع آپارتمانی می باشد که از طریق یک علمک گاز ، رگلاتور و کنتور ، گازطبیعی را از شبکه گازرسانی شهر و منطقه مربوطه دریافت و برای مصارف پخت و پز ، روشنائی ، تولید آب گرم و یا مصارف گرمایشی در بخاری ها و یا سیستم حرارت مرکزی مورد استفاده قرار می دهد. میزان گازطبیعی مصرف شده برحسب مترمکعب استاندارد توسط کنتور نصب شده در داخل محوطه مسکونی اندازه گیری و پرداخت گاز بها از طریق قبض و با توجه به قیمت های اعلام شده برای مصرف هر مترمکعب برای بخش خانگی محاسبه و توسط مصرف کننده از طریق سیستم بانکی کشور پرداخت می گردد.

مصرف کنندگان تجاری: مصرف کنندگان تجاری، بخش های تجاری و شرکت ها و ساختمانهای تجاری و همچنین اصناف می باشند. گازرسانی به این مراکز نیز مشابه گازرسانی خانگی بوده که در صورت نیاز به حجم مصرف بیشتر ، اندازه های رگلاتور و کنتور اندازه گیر متناسباً بزرگتر خواهند بود. تعرفه گاز تجاری و اصناف در مقایسه با خانگی متفاوت ولی سیستم های اندازه گیری و صدور قبض و پرداخت صورتحساب مصرف مطابق با روش خانگی است .

مصرف کنندگان صنعتی: مصرف کنندگان صنعتی، واحدهای تولیدی بزرگ مانند پالایشگاهها ، نیروگاهها ، پتروشیمی ها، کارخانجات و صنایع بزرگ نظیر سیمان ، قند و ... می باشند. بطورکلی مصرف کنندگان صنعتی ، گازطبیعی را از طریق انشعاب مخصوص خود و خط لوله اختصاصی دریافت می نمایند و در شهرک های صنعتی که چندین واحد صنعتی در آن به فعالیت مشغول می باشند گاز مورد نیاز کل سیستم از طریق یک خط اصلی تأمین و سپس با خطوط فرعی و سیستم های تقلیل فشار به مراکز مصرف هدایت می گردد.

سوخت شرکتی و تخلیه گازهای اسیدی: سوخت مورد نیاز کمپرسورهای مسیرخطوط لوله شرکت ملی گاز بعنوان سوخت شرکتی و میزان گازهای اسیدی و تخلیه که بنا به ضرورت عملیاتی صورت می پذیرد رقم

مربوط به تخلیه گازهای اسیدی را تشکیل می دهد.

گاز طبیعی: گازی است مشتمل بر هیدروکربورهای متان ، اتان و مقادیر کمی هیدروکربورهای پروپان و بوتان که کلیه ترکیبات گوگردی آن خارج و نقطه شبنم آن برای حد معینی (بستگی به موارد کاربردی و درجه حرارت محیط دارد) تنظیم شده باشد.

گازهای همراه با نفت: گازهای محلول در نفت را گاز همراه تعریف کرده اند که همزمان با تولید نفت در واحدهای بهره برداری از نفت چاه جدا می گردد. میزان انحلال این گازها در میدانهای مختلف متفاوت است و با نسبت Gas-Oil Ratio مشخص می شود . گازهای همراه با نفت از نقطه نظر اجزاء پروپان ، بوتان و بنزین طبیعی غنی تر از سایر انواع گاز طبیعی می باشند که با نصب دستگاههای تبرید ، اجزاء فوق از گاز طبیعی جدا و بصورت محصول فرعی مایعات گازی (NGL) بعنوان خوراک پالایشگاههای گاز مایع (LPG) مورد استفاده قرار می گیرند.

گازهای کلاهدک: مخازن گازی که بعلت وزن مخصوص گاز در بالای لایه میادین نفتی قرار می گیرند و دارای سطح مشترک با نفت می باشند گاز کلاهدک میدان نفتی نامیده می شوند. فشار گاز مخزن یکی از عوامل رانش تولید نفت می باشد. لذا بهره برداری از آن در طول زمان تولید نفت مجاز نمی باشد. البته این امر بستگی به شرایط مختلف مخزن و نحوه استفاده از گاز تولیدشده از کلاهدک گازی دارد. مشخصات شیمیائی گازهای کلاهدک کم و بیش مشابه گازهای همراه با نفت میدان مورد نظر می باشد.

گازهای میادین مستقل گازی: مخازن گازی مستقل از نفت هستند که در ساختمانهای زمین شناسی مجزا و یا در سازندهای مستقل در بالا یا پایین میادین نفتی قرار دارند. در بعضی از میادین مستقل گازی مقداری نفت سبک بنام میعانات گازی (Condensate) وجود دارد که همراه با گاز تولیدی خارج می گردد. میزان این میعانات گازی در اقتصاد تولید میدان گازی بسیار مؤثر است .

گاز غنی: گاز طبیعی خروجی از هرچاه نفتی و یا میادین مستقل گازی و کلاهدکهای گاز را اصطلاحاً گاز غنی می نامند. گاز غنی در میادین نفتی همراه با نفت خام تولیدی استخراج و در مراحل مختلف تفکیک از نفت خام جدا می گردد. گاز غنی تولیدی از کلاهدکهای گازی و میادین مستقل گازی پس از تفکیک میعانات گاز ، جهت مصارف مختلف کارخانجات گاز و گازمایع و یا پالایشگاههای گازی تحویل داده می شود. گازهای غنی خصوصاً گازهای همراه با نفت حاوی مقدار قابل ملاحظه ای پروپان ، بوتان و بنزین طبیعی و نتیجتاً ارزش حرارتی بالا می باشند. گازهای غنی همچنین حاوی مقداری آب و ناخالصیهای دیگری نظیر گاز هیدروژن سولفور ، انیدرید کربنیک و ازت نیز است .

گاز سبک: گاز غنی پس از طی هر نوع سیستم فرآیندی به گاز سبک تبدیل می شود. فرآیند تبدیل گاز غنی به گاز سبک با توجه به مشخصات اجزاء متشکله ، نوع و ناحیه جغرافیائی مصرف متفاوت می باشد و

ممکن است یک روش مایع گیری ساده و یا یک پالایشگاه کامل و مجهز برای پالایش گازغنی باشد. ارزش حرارتی گازسبک معمولاً از ارزش حرارتی گازغنی ورودی به سیستم فرآیند کمتر است.

مایعات گازی: پروپان، بوتان و بنزین طبیعی که به روش فرآیندی و بصورت مایع از گازغنی جدا می گردد مایعات گازی (NGL) نامیده می شود که معمولاً دارای مقداری اتان نیز می باشد. مایعات گازی یا برای جداسازی پروپان، بوتان و بنزین طبیعی به پالایشگاه گاز مایع (LPG) ارسال می گردد و یا بعنوان خوراک پتروشیمی مورد استفاده قرار می گیرد.

میعانات گازی: نفت سبکی (CONDENSATE) که از گاز کلاهدک میادین نفتی و یا از میادین مستقل گازی جدا می گردد میعانات گازی و یا نفتا نامیده می شود.

مشخصات فیزیکی و شیمیائی گازطبیعی

چنانچه میزان هیدروژن سولفور و انیدریک کربنیک در مشخصات شیمیائی گاز یک میدان بترتیب کمتر از ۱۰ قسمت در هر میلیون و ۲ درصد مولی باشد، این گاز اصطلاحاً برای مصارف داخلی شیرین اطلاق می گردد و در غیراین صورت ترش نامیده می شود. این ناخالصی ها مشابه سایر اجزاء هیدروکربوری، میدان به میدان با یکدیگر متفاوت می باشند مثلاً میادینی وجود دارد که میزان هیدروژن سولفور آنها بیش از ۳۰ درصد مولی و یا میزان انیدریک کربنیک آنها بالای ۴۰ درصد مولی می باشد. گاز میادین مختلف با توجه به اجزاء متشکله آنها کاربردهای مختلفی دارند ولی معمولاً برای استفاده از گاز بعنوان سوخت صنایع، نیروگاهها و مصارف خانگی تجاری، باید ناخالصیهای اسیدی در حد استاندارد تعیین شده کاهش داده شود. ناخالصیهای دیگری نیز نظیر ازت ممکن است در گاز بعضی از میادین وجود داشته باشد که موجب کاهش ارزش حرارتی گاز مورد استفاده خواهد شد. اگر میزان ازت در ترکیبات گازی یک میدان از حد معینی تجاوز نماید گاز آن میدان از نظر اقتصادی برای مصارف حرارتی مناسب نمی باشد. اگر در ترکیبات گازی یک میدان میزان پروپان و بوتان آن بیش از ۲ درصد مولی باشد در گروه گازهای غنی دسته بندی می شود. از گاز این میادین می توان مقدار قابل ملاحظه ای پروپان و بوتان (گاز مایع LPG) استحصال نمود. گازهای همراه با نفت و گاز کلاهدک نیز معمولاً در این دسته بندی قرار می گیرند و پس از استحصال پروپان و بوتان، به گاز سبک تبدیل می شوند یکی دیگر از خصوصیات میادین گازی میزان میعانات گازی قابل استحصال از آن به ازای تولید یک میلیون فوت مکعب گاز می باشد که در بعضی از میادین بسیار ناچیز و کم و در بعضی میادین بیش از ۵۰ بشکه بازاء هر میلیون فوت مکعب گاز تولیدی می باشد.

اولویت بهره برداری از میادین گاز بستگی به عوامل متعددی نظیر نوع مصرف، محل مصرف، میزان ذخیره، نوع ترکیبات و غیره دارد که باید در برنامه ریزی های برداشت گاز و با توجه به عوامل سرمایه گذاری و غیره مد نظر قرار گیرد.

بطور کلی با توجه به عملیات پالایشی که بر روی گازطبیعی صورت می پذیرد درصد حجمی مواد

گوگردی، مرکاپتانی، اسیدی، اکسیدهای ازت و انیدریک آن بسیار اندک بوده و در موارد کاربردی از نظر عدم آلودگی هوا مناسب ترین سوخت بشمار می رود.

گاز طبیعی به دو صورت از گازهای همراه با نفت خام و یا از منابع مستقل گازی قابل استحصال است. عملیات اولیه شامل پالایش گاز از مواد گوگردی و اسیدی از طریق شستشو با ماده منو یادی متانول امین است. مرحله بعدی شستشو با مراکس برای جداسازی مواد مرکاپتانی از مجموعه گازها می باشد سپس گازهای پروپان و بوتان آن تفکیک شده، نهایتاً نقطه شبنم گاز تنظیم می گردد.

۲- تحولات جهانی بخش انرژی

کشورهای آسیای پاسفیک : برونئی، کامبوج، چین، هنگ کنگ، اندونزی، ژاپن، لائوس، مالزی، مغولستان، کره شمالی، فیلیپین، سنگاپور، جنوب آسیا (افغانستان، بنگلادش، هندوستان، میانمار، نپال، پاکستان و سری لانکا). کره جنوبی، تایوان، تایلند، ویتنام، استرالیا، زلاندنو، پاپوآی گینه نو و جزایر جنوب غربی اقیانوس آرام.

اعضای OECD:

کشورهای اروپایی : اتریش، بلژیک، جمهوری چک، دانمارک، فنلاند، فرانسه، آلمان، یونان، ایسلند، جمهوری ایرلند، ایتالیا، لوکزامبورگ، هلند، نروژ، پرتغال، اسپانیا، سوئد، سوئیس، ترکیه و انگلستان.

سایر کشورهای عضو : استرالیا، کانادا، ژاپن، مکزیک، زلاندنو، وایالات متحده آمریکا.

اعضای جدید در سال ۱۹۹۶ : مجارستان، لهستان و کره جنوبی.

اعضای OPEC:

خاورمیانه : ایران، عراق، کویت، قطر، عربستان سعودی، امارات متحده عربی. (ابوظبی، دوبی، رأس الخیمه و شارجه).

آفریقای شمالی : الجزایر، لیبی.

آفریقای غربی : نیجریه.

جنوب شرقی آسیا : اندونزی.

آمریکای جنوبی : ونزوئلا.

اعضای اتحادیه اروپا : اتریش، بلژیک، دانمارک، فنلاند، فرانسه، آلمان، یونان، جمهوری ایرلند، ایتالیا، لوکزامبورگ، هلند، پرتغال، اسپانیا، سوئد و انگلستان.

گروه EMEs یا بازارهای در حال ظهور : آمریکای مرکزی و جنوبی، اروپای مرکزی، کشورهای شوروی سابق، آفریقا، خاورمیانه و کشورهای آسیایی غیر OECD.

ضمائم

۱- گاز مایع

در واقع این فرآورده از اختلاط پروپان و بوتان که تحت فشار بصورت مایع درآمده اند تشکیل شده است و در صورت عدم نیاز به عرضه بعنوان فرآورده سوختی در داخل واحدهای پالایشی مورد استفاده قرار می گیرد، ولی حداکثر تلاش پالایشگران در بازیافت آن و عرضه به بازارهای مصرف خانگی، تجاری و صنعتی می باشد. نحوه تهیه گاز مایع به این صورت است که بعد از تصفیه گازهای سبک بدست آمده از قسمت فوقانی برج تقطیر در واحد آمین، گازهای سبکتر شامل متان و اتان به سیستم سوخت کلی پالایشگاه و پروپان، بوتان و پنتان حاصله بصورت مایع و تحت فشار به مخازن کروی پالایشگاه و سپس به مخازن بارگیری هدایت می شوند. میزان اختلاط پروپان و بوتان برای تهیه گاز مایع تابع شرایط فصلی است ولی بطور کلی درصد پروپان در فصول گرم کاهش و در فصول سرد افزایش می یابد.

مشخصات شیمیائی گاز مایع تولیدی در پالایشگاهها

(درصد حجمی)

شرح	مشخصات	ملاحظات
اتان	ناچیز	
پروپان و بوتان	مطابق جدول فصلی	
پنتان (درصد حجمی)	حداکثر ۲	
هیدروژن سولفور	صفر	
گوگرد مرکاپتانی (گرم/۱۰۰ فوت مکعب)	حداکثر ۱۰	۱۶/۹۳ گرمین معادل یک گرم است
ماده بودار (گرم/مترمکعب)	حداکثر ۱۲	اتیل مرکاپتان

درصد حجمی اختلاط پروپان و بوتان به ازای فصول مختلف در پالایشگاه آبادان

پالایشگاه آبادان	اول خرداد-اول مهر	اول مهر-اول آذر	اول آذر-اول اسفند	اول اسفند-اول خرداد
پروپان	۱۵-۲۵	۳۰-۴۰	۵۰-۶۰	۳۰-۴۰
بوتان	۸۵-۷۵	۷۰-۶۰	۵۰-۴۰	۷۰-۶۰

درصد حجمی اختلاط پروپان و بوتان به ازای فصول مختلف در پالایشگاههای گروه (۲)

پالایشگاههای گروه (۲)*	اول خرداد-اول شهریور	اول شهریور-اول آبان	اول آبان-اول فروردین	اول فروردین-اول خرداد
پروپان	۱۵-۲۵	۳۰-۴۰	۵۰-۶۰	۳۰-۴۰
بوتان	۸۵-۷۵	۷۰-۶۰	۵۰-۴۰	۷۰-۶۰

* پالایشگاههای گروه (۲) شامل پالایشگاههای تهران، شیراز، کرمانشاه، اصفهان، اراک و پتروشیمی بندرامام می باشد.

درصد حجمی اختلاط پروپان و بوتان به ازای فصول مختلف در پالایشگاه تبریز

پالایشگاه تبریز	اول تیر-اول شهریور	اول شهریور-اول آبان	اول آبان-اول اردیبهشت	اول اردیبهشت-اول تیر
پروپان	۱۵-۲۵	۳۰-۴۰	۵۰-۶۰	۳۰-۴۰
بوتان	۸۵-۷۵	۷۰-۶۰	۵۰-۴۰	۷۰-۶۰

درصد حجمی اختلاط پروپان و بوتان در ماههای مختلف سال (متوسط کشور) ۱۳۷۵

فصل	بهار	تابستان	پائیز	زمستان
ماهها	فروردین - اردیبهشت	خرداد - تیر - مرداد	شهریور - مهر	آبان تا اسفند
نسبت پروپان به بوتان	$\frac{۳۵}{۶۵}$	$\frac{۲۰}{۸۰}$	$\frac{۳۵}{۶۵}$	$\frac{۵۵}{۴۵}$

- بطورکلی حداقل درصد پروپان در مخلوط گاز مایع مربوط به پالایشگاهها و نقاط مصرف گرمسیر (۱۵ درصد) و حداکثر آن (۶۰ درصد) برای فصول سرد می باشد.

حداقل سهم بوتان در مخلوط گاز مایع، ۴۰ درصد برای فصول سرد و ۸۵ درصد برای فصول گرم می باشد. در تولید گاز مایع سعی در اینست که درصد اختلاط فصلی با توجه به مسائل ایمنی مصرف کنندگان تنظیم گردد و حداکثر میزان پنتان موجود در گاز مایع نیز از ۲ درصد حجمی بیشتر نشود. وجود پنتان اضافی و جمع شدن آن در سیلندرهایی که گاز منازل از حجم مؤثر گاز مایع (پروپان و بوتان) می کاهد و حتی در فصول سرد وجود پنتان انتهای مخازن ممکن است جریان گاز به نقطه مصرف را قطع کند. افزایش مقادیری ماده بودار اتیل مرکاپتان (معادل ۱۲ گرم برای هر مترمکعب گاز مایع) بمنظور تشخیص نشتی گاز مایع ضروری است. میزان گوگرد مرکاپتانی افزوده شده به گاز مایع نباید از ۱۰ گرم برای هر ۱۰۰ فوت مکعب (حجم گاز مایع قبل از افزودن اتیل مرکاپتان) بیشتر باشد.

وجوه تمایز گاز مایع، گاز طبیعی: وجه تمایز اولیه گاز مایع و گاز طبیعی در ترکیب شیمیائی آنهاست بدین معنی که گاز مایع مخلوطی است از هیدروکربورهای پروپان و بوتان ولی گاز طبیعی از گازهای سبک تر متان (۸۴ درصد) و اتان (۱۵-۱۰ درصد) تشکیل یافته است. همچنین گاز مایع، تحت فشار و بصورت مظروف نیز توزیع می گردد در حالیکه توزیع گاز طبیعی فقط از طریق خطوط لوله انتقال و شبکه های گازرسانی و بحالت گازی شکل صورت می گیرد.

۲- بنزین های موتور

این فرآورده در انواع مختلف در پالایشگاهها قابل تولید بوده و بستگی به موارد کاربردی آن و محدودیت های زیست محیطی، درصد اختلاط مواد اولیه و مواد افزودنی آن متفاوت است. بنزین های موتور عمدتاً در موتورهای احتراق داخلی کاربرد دارند، بخش کوچکی از آنها نیز بعنوان حلال در صنایع مورد استفاده قرار می گیرد. درصد تولید بنزین های موتور از نفت خام حدود ۱۵-۱۴ درصد حجمی می باشد.

مشخصه اصلی بنزین موتور تولیدی برای اتومبیل ها عدد اکتان یا درجه آرام سوزی آن است که هرچه عدد آن بالا و به ۱۰۰ نزدیک تر باشد، سوخت مرغوب تر بوده در نتیجه میزان ضربه زنی موتور کمتر خواهد بود. به منظور بالا بردن عدد اکتان از گذشته ها در ترکیب بنزینها از مواد سربی (تترااتیل یا تترا متیل سرب) استفاده گشته است، ولی در سالیان اخیر در اغلب کشورها بدلیل آلودگی محیط زیست با ترکیبات سربی ناشی از سوخت بنزینها و توجه به خطرناک بودن فوق العاده این ترکیبات، بجای افزایش اکتان با مواد سربی، از مواد اولیه مرغوب تر که آلاینده کمی دارند مانند ایزومرهای خطی هیدروکربوری که عدد اکتان بالایی دارند و یا ماده MTBE و همچنین استفاده بیشتر از پلات فرمیت در فرآوری بنزینها استفاده بعمل می آید.

تولید بنزین موتور در پالایشگاههای داخلی از اختلاط نفتای سبک با پلات فرمیت (محصول نهایی و واحدهای تبدیل کاتالیستی) صورت می گیرد. در پالایشگاههایی که دارای واحدهای کت کراکر و الکیلاسیون باشند بنزین موتور از اختلاط سه یا چهار ماده بدست می آید. در حال حاضر با توجه به متوقف بودن واحدهای کت کراکر و الکیلاسیون آبادان فعلاً تولید بنزین های موتور فقط از اختلاط دو ماده اصلی نفتای سبک با پلات فرمیت و مقدار کمی پنتان صورت می گیرد، برای افزایش عدد اکتان نیز از ترکیب تترا اتیل سرب استفاده می شود. به منظور حذف سرب از سیستم، بالا بردن عدد اکتان پلات فرمیت از راه حل های اساسی بشمار می رود، حصول این امر از طریق احداث واحدهای تبدیل کاتالیستی با احیاء مستمر و مداوم که پلات فرمیت تولیدی آن دارای عدد اکتان بالای ۱۰۰ باشد، امکان پذیر است. استفاده از پلات فرمیت مرغوب تر در فرآیند تولید بنزین عدد اکتان بنزین های موتور معمولی را به ۸۷-۹۰ و عدد اکتان بنزین های سوپر را به ۹۵ ارتقا خواهد داد. همچنین در صورت افزایش درصد اختلاط پلات فرمیت در فرمول ترکیبی بنزین نیز عدد اکتان نهایی افزوده شده و تولید بنزین بدون سرب و یا با میزان سرب کمتر، امکان پذیر خواهد بود.

واحد بنزین هواپیما: این واحد فقط در پالایشگاه آبادان وجود دارد که در سال ۱۳۳۰ نصب گردیده است. این واحد پس از جنگ با وجود بازسازی های متعدد بدلیل مشکل تأمین کاتالیست آن نتوانست بکار مداوم خود ادامه دهد. وظیفه اصلی واحد بنزین هواپیما تبدیل مواد سنگین موم دار حاصله از برج های تقطیر در خلاء به نوعی ماده اولیه بنزین موتور است، از فعالیتهای دیگر این واحد تولید مواد گازی بوتان و بوتین برای واحد الکیلاسیون و نیز تولید روغن های سبک و سنگین است، روغنهای سبک در تولید

نفت گاز و روغنهای سنگین در تولید دوده مورد استفاده قرار می گیرند.

عملیات از طریق وارد شدن خوراک در یک بستر سیال کاتالیست در درجه حرارت ۹۵۰-۹۰۰ درجه فارنهایت صورت می پذیرد. کاتالیست بعد از عمل وارد قسمت احیاء می شود و محصولات تولیدی نیز از بالای راکتور وارد بخش تفکیک محصولات شده و فرآورده اصلی که همان FCCG یا بنزین کاتالیستی است تولید می شود. گازهای C_4 تولیدی به واحد الکیلایسیون هدایت شده و مواد دیگر، بخشی به واحد بازگردانده شده، بقیه به نفت کوره تزریق می گردند. کاتالیست این واحد از نوع اکسیدهای سیلیس و آلومینیوم است که در حال حاضر نوع مواد مورد نیاز کت کراکر آبادان نایاب است که به دلیل عملیات واحد تا انجام تغییرات اساسی متوقف گردیده است.

۳- نفت سفید

محصول دیگر واحد تقطیر در جو نفت سفید است که پس از تنظیم نقطه اشتعال، بدلیل بالا بودن درصد گوگرد آن به مخازن میانی هدایت می گردد تا با نفت سفید تولیدی در واحد آیزوماکس (که فاقد گوگرد است) مخلوط گردد؛ این مخلوط پس از دست یابی به درصد گوگرد مورد نظر (کمتر از ۰/۲ درصد وزنی) به مخازن نهایی هدایت می گردد.

نفت سفید سالیان متمادی و از آغاز پالایش نفت خام برای ایجاد روشنایی و حرارت در وسائل مربوطه مانند چراغ های روشنایی و یا بخاری های نفت سوز مورد استفاده بوده است، ولی در سالیان اخیر در بسیاری از موارد گاز طبیعی، برق و گاز مایع جایگزین مصارف روشنایی و حرارتی نفت سفید شده اند و تولید نفت سفید بیشتر به منظور تهیه سوخت های هواپیما صورت می گیرد. نفت سفید سوخت سنگین جت از نظر برش تقطیری تقریباً برابر بوده ولی مرغوبیت سوخت سنگین جت و پایین بودن نقطه انجماد (۵۰- درجه سانتیگراد) اشتعال آن (۴۰ درجه سانتیگراد) و تعداد زیادی از مشخصه های دیگر مانند میزان مس (کمتر از ۱۵۰ میکروگرم برای هر کیلوگرم) پایین بودن درجه اسیدیته و بالاخره مقاومت حرارتی، مواردی هستند که سوخت سنگین جت را از نفت سفید حرارتی متمایز می نمایند. لازم به ذکر است که جهت تهیه سوخت های هواپیما نظیر JP4 و ATK فقط از نفت سفید تولیدی در واحد آیزوماکس استفاده می شود.

هزینه های مورد نیاز برای تبدیل هر لیتر نفت سفید به سوخت سنگین جت حدود ۴۹ ریال برآورد گردیده است. (هر دلار معادل ۱۷۵۰ ریال در نظر گرفته شده).

در ایران بدلیل عدم جایگزینی کامل این سوخت با سایر سوخت ها هنوز تولید نفت سفید با مشخصه های گذشته متداول است و حدود ۱۰-۱۲ درصد حجمی نفت خام مورد فرآورش را به خود اختصاص می دهد، علاوه بر این نیاز به مصارف آن در حدی است که واردات روزانه حدود ۵-۶ میلیون لیتر نفت سفید از خارج ضروری می باشد. در آینده و با احداث پالایشگاه بندرعباس و گسترش شبکه های گاز رسانی شاید واردات آن متوقف گردد.

علاوه بر مصارف حرارتی، مقادیر کمی از نفت سفید در بخش کشاورزی کاربرد دارد، بدین معنی که تیلرهای نفت سوز بخصوص در شمال کشور از نفت سفید بعنوان سوخت استفاده می نمایند. نفت سفید باسانی در بخشهای خانگی و تجاری و در مصارف حرارتی و پخت و پز قابل جایگزینی با گاز طبیعی است؛ هر انشعاب گاز طبیعی می تواند تعداد ۲/۳ خانوار را از مصرف گاز مایع، نفت سفید و نفت گاز بی نیاز نماید. برآورد ها نشان می دهند که هر انشعاب گاز طبیعی می تواند از مصرف ۲۵۰۰ لیتر نفت سفید و ۵۰۰ کیلوگرم گاز مایع جلوگیری کند.

۴- نفت کوره

باقیمانده برج های تقطیر در جو با توجه به ماهیت آن با اندک تغییراتی در ترکیب و تزریق مواد رقیق کننده (در صورت لزوم) بصورت نفت کوره، قابل استفاده می باشد، ولی این امر در واقع هدر دادن مقادیر قابل توجهی از مواد هیدروکربوری است که در برج های تقطیر در خلاء و واحدهای آیزوماکس قابل تبدیل به فرآورده های سبکتر و با ارزش تر می باشد. لذا از نظر اقتصادی مقرون بصرفه تر است که این مواد بعنوان خوراک برجهای خلاء مورد استفاده قرار گیرند.

کاربرد نفت کوره بعنوان سوخت در بخشهای صنایع، حمل و نقل دریایی، اصناف و نیروگاهها بوده و با توجه به آلودگی شدید استفاده از این سوخت، جایگزینی آن با گاز طبیعی از جمله ضروریات اساسی بشمار می رود. رقم جایگزینی در صورت موجود بودن گاز طبیعی بسیار بالا است بطوریکه جایگزینی حدود ۸۰-۷۰ درصد مصرف نفت کوره با گاز طبیعی نمی تواند دور از انتظار باشد.

نفت کوره جایگزین شده با گاز طبیعی بنوبه خود می تواند با بکارگیری تکنولوژی های جدید پالایشی در برج های تقطیر در خلاء و با جداسازی مواد سنگین و موم دار موجود در آن در مجاورت هیدروژن و تحت فشار بالا (حدود ۲۵۰۰ پوند براینچ مربع) شکسته شده و به مواد سبکتر مانند نفتا، نفت سفید، نفت گاز تبدیل گردد.

از نفت سفید و نفت گاز مستقیماً برای اختلاط در محصولات مشابه تولیدی در سایر واحدها استفاده می گردد و نفتای تولیدی (بدلیل عدم مرغوبیت در مجموعه بنزین قابل استفاده نمی باشد) بعنوان سوخت پالایشگاه بکار می رود. در این برجهای علاوه بر مواد مذکور نفت گاز سنگین و مقادیری خوراک برای واحدهای ایزوماکس تهیه می گردد.

۵- زغال سنگ

فهرست منابع مورد استفاده در برآورد ذخائر زغال سنگ کشور

نام مؤلف یا ناشر	نام گزارش	شماره کد آرشیو امور اکتشافات شرکت ملی فولاد ایران
شرکت البرز مرکزی	گزارش اکتشاف تفصیلی منطقه کارسنگ	۲۰۷۲
	پروژه اکتشاف منطقه زغالی گلیران	۷۴
	گزارش نتایج اکتشاف پیجویی تفصیلی منطقه کیاسر (۲)	۸۲
	گزارش مختصر درباره زغال های انرژی تیک البرز مرکزی	۵۸
	گزارش زمین شناسی مربوط به عملیات شناسائی و پیجویی گلندرود	۵۹
	گزارش تفصیلی منطقه کیاسر (۱)	۶۰
	عملیات پیجویی گلیران	۴۷
	پروژه اکتشاف پیجویی و مقدماتی منطقه کردآباد	۴۸
	گزارش زمین شناسی و پیجویی منطقه زغال خیزاروست زیرآب ۱۳۶۰	۴۹
	مدارک عملیات پیجویی منطقه نسل واندوار و آبندان	۵۰
	گزارش نتایج عملیات پیجویی مناطق نسل اندوار	۳۸
	نتایج آنالیزهای زغال گلندرود	۳۹
	گزارش مختصری در مورد منطقه گلندرود	۴۴
شرکت البرز شرقی	نتایج تحقیقات اکتشافی منطقه پشکلات ۱۳۵۶	۱۰
	بیان ذخایر زغال البرز شرقی تا اول فروردین ۱۳۵۹	۱۱
	گزارش زمین شناسی مناطق چهاردهشت سال ۱۳۵۳	۳۹
	نتایج اکتشافات تفصیلی منطقه رزمجا جلد ۱	۴۰
	گزارش تفصیلی منطقه رزمجا (طرزهره)	۵۲
	نتایج اکتشاف مقدماتی منطقه نرگس چال جلد اول ۱۳۶۲	۵۳
	گزارش زمین شناسی و پیجویی منطقه جام (باران آباد) ۱۳۶۲	۵۵
	گزارش پیجویی منطقه جام (مناطق باران آباد و طلوعی)	۵۷
	نتایج عملیات پیجویی بخش زغال دارملج آرام منطقه اولنگ ۱۳۶۴	۷۹
	نتایج اکتشاف تفصیلی بخش زغال داررضی منطقه اولنگ شاهرود	۸۰
	گزارش پیجویی مقدماتی مناطق زغالی تاش وحقعلی	۸۹
	گزارش زمین شناسی و منطقه کلاریز با ضمام نقشه	۹۳

فهرست منابع مورد استفاده در برآورد ذخائر زغال سنگ کشور

نام مؤلف یا ناشر	نام گزارش	شماره کد آرشیو اموراكتشافات شرکت ملی فولاد ایران
شرکت ملی فولاد	گزارش پیجویی اکتشافات از ناحیه اولنگ	۹۹
	گزارش تفصیلی منطقه پروده	۳۵
	گزارش میان دوره ای از نتایج عملیات اکتشافی در منطقه پروده	۱۹
	اکتشافات طبس - گزارش عملیات اکتشاف مقدماتی پروده جلد ۱	۴۸
	اکتشافات طبس - گزارش اکتشاف تفصیلی منطقه پروده	۳۵
	اکتشافات کرمان - گزارش اکتشاف تفصیلی منطقه خمروود ۱	۱۱۴
	اکتشافات کرمان - گزارش زمین شناسی معدن تنگه راور ۱۹۶۵	۱۰۱
کارشناسان شوروی	اکتشافات البرز مرکزی - نتایج عملیات پیجویی منطقه نشل واندوار	۱۲۰
	البرز شرقی - گزارش اکتشاف مقدماتی منطقه زغال دار اولنگ	۱۰۴
	اکتشافات البرز شرقی - گزارش زمین شناسی منطقه قشلاق ۱۳۵۱	۱
	گزارش تحقیقاتی اکتشافی سال ۱۳۵۰	۲
	گزارش عملیات اکتشاف مقدماتی منطقه پروده ۲	۴۰
	اکتشافات کرمان - مدارک زمین شناسی مربوط به منطقه داربیدخون	۱۰۷
	گزارش نتایج عملیات اکتشافی و زمین شناسی مناطق نشل واندوار	۲۶
	گزارش اکتشاف مقدماتی کیاسر (۱) (چهار دشت)	۱۳
	اطلاعات زمین شناسی و استخراج در معدن کارمزد و منطقه زغال دار آلاشت	۱۴
	گزارش زمین شناسی آلاشت	۱۶
	پروژه اکتشافی منطقه کیاسر (۱)	۳
	نقشه های زمین شناسی منطقه زغال دار آلاشت البرز مرکزی	۱۰
	گزارش مقدماتی منطقه زغال دار کیاسر (۱) البرز مرکزی ۱۹۷۹	۱۱
	زمین شناسی کانسارهای زغال ایران	۳۹۳
	متمم گزارش اکتشاف تفصیلی منطقه خمروود کرمان ۱۹۸۰	۴۲۶
	اکتشاف تکمیلی معدن باب نیزو (منطقه دساندری کرمان)	۴۹۱
	محاسبه ذخایر زغال بلوک شمالی در سنگرود ۱۹۸۳	۴۹۳

فهرست منابع مورد استفاده در برآورد ذخائر زغال سنگ کشور

نام مؤلف یا ناشر	نام گزارش	شماره کد آرشیو امور اکتشافات شرکت ملی فولاد ایران
کارشناسان شوروی	اکتشاف تفصیلی رزمجاشاهرود ۱۹۸۲	۴۹۶
	گزارش مقدماتی در مورد حوضه زغالی نایبند	۳
	گزارش زمین شناسی منطقه طبس تهران ۱۹۷۹	۶
	عملیات پیجویی - اکتشاف زغال در منطقه آغوزین	۳۱
	گزارش اکتشافی ذخایر زغال بلوک شمالی سنگرود	۱۵
	برنامه کارهای پیجویی منطقه چهارده در رامسر	۱
	گزارش زمین شناسی زغال سنگ منطقه نیدشت واکراسر ۱۹۷۵	۵
	گزارش کارهای اکتشافی منطقه آغوزین سنگرود ۱۹۷۹	۹
	گزارش تکمیلی اکتشاف تفصیلی منطقه خمروود	۲۲
	گزارش اکتشاف تفصیلی منطقه همکار جلد ۱	۲۰
	گزارش پیجویی مقدماتی مناطق دهگانه نایبند طبس	۴۶-۶۳
	گزارش اکتشافی پیجویی زغال کرمان ۱۹۶۶-۱۹۶۹	۶۹
	گزارش پیجویی ناحیه زغال دار کرمان ۱۹۷۲	۷۳
	ذخایر زغالی منطقه دره گر - کرمان ۱۹۷۰	۷۵
	زغالهای حرارتی ایران	۱۲۵
	زمین شناسی منابع زغالی ایران جلد سوم ۱۹۷۸	۲۴
	زمین شناسی منابع زغالی ایران جلد دوم	۲۷
	گزارش زمین شناسی و اکتشافی شرکت ملی فولاد ایران در سالهای ۵۴-۱۳۴۵	۱۳
	زمین شناسی منابع زغالی ایران جلد اول ۱۹۷۶	۱۴
	زمین شناسی منابع زغالی ایران جلد دوم کتاب ۱۹۷۷	۲۳
	نتایج اکتشاف تفصیلی منطقه پشکلات - طزره جلد سوم	۲۰
	دورنمای زمین شناسی منطقه سرکوبیر ۱۹۸۴	۶۰
	گزارش عملیات زمین شناسی و اکتشافی در منطقه دهملا	۶۱
شرباکف	گزارش عملیات پیجویی کانسار زغالی آغوزین	۳۸۷
گویانف	مقایسه اطلاعات اکتشافی و عملیات معدنی در معدن کارمزد زیر آب	۳۸۸
ای. بوتوا	کیفیت زغال البرز شرقی شاهرود ۱۹۷۸	۳۹۲
ل. کاپلاو خف	ذخایر بالانسی منطقه دره گر ۱۹۷۱	۴۰۴

فهرست منابع مورد استفاده در برآورد ذخائر زغال سنگ کشور

نام مؤلف یا ناشر	نام گزارش	شماره کد آرشیو امور اکتشافات شرکت ملی فولاد ایران
وسسه ووخین	تحقیقات در مورد کک شوی زغالهای ایران ۱۹۷۸	۴۱۴
گویانف	نتایج مقدماتی عملیات اکتشافی در منطقه کارسنگ در آلاشت (زیرآب)	۴۲۲
آپا پوسکی	گزارش اکتشافی تکمیلی معدن سنگرود در سالهای ۱۹۷۴-۱۹۸۰	۴۲۷
پاولف و پادونیکف	زمین شناسی ناحیه زغال خیز البرز شرقی در نواحی بجنورد شاهرود ۱۹۷۶	۴۸۸
خرابکین	ساختمان زمین شناسی کانسارهای زغالی کرمان ۱۹۷۵	۴۹۲
شی شی گین	نتایج و جهات اصلی عملیات اکتشافی در نواحی زغال خیز کرمان	۵۱۱
شی شی گین	گزارش اکتشافات منطقه داربیدخون (۱۹۷۳-۱۹۸۱)	۵۲۳
شی شی گین	گزارش اکتشافی بلوک جنوبی پابدانا	۵۲۷
ساموخین	دورنمای زغال خیزی مناطق کاشان، اصفهان و یزد در ایران مرکزی	۳۱
واسیلیف	شرح مختصری درباره حوضه زغال دارطیس	۹
واسیلیف	گزارش اکتشافات مقدماتی منطقه نایبند	۱۰
ساموخین	دورنمای زغال خیزی مناطق کاشان، اصفهان و یزد	۱۴۰
ل. فائورف	میزان ذخایر زغال حوزه طیس	۲۴
م. پالوچکین	گزارش اکتشافی در نواحی زغال خیز غرب کوهبنان	۲۷
محمد مهدی فضل	نگرشی اجمالی به حوضه زغال خیزی طیس اسفند ۶۴	۳۹
ف. راطبی	شرح مختصری درباره زغالهای غرب طیس ۱۳۶۴	۳۹
زاده کبیر	گزارش پیجویی اسکنان وهیو ۱۳۶۵	۳۹
زاده کبیر	گزارش زمین شناسی منطقه خطیب مراغه	۱۶
زاده کبیر	گزارش عملیات پیجویی و تهیه نقشه زمین شناسی مناطق نی دشت - اکراسر	۲۵
علی زایری	گزارش پیجویی منطقه قدیر (نایبند)	۳۶
مهندس فضل	مناطق اکتشافی در حوضه زغالی طیس	۳۷
حسین سالاری	بررسی اجمالی ذخایر زغال سنگ گرمازاد در ناحیه کرمان	۲۳
واحد اکتشافی طیس	گزارش عملیات اکتشاف مقدماتی منطقه پرورده ۲	۴۰
بهزاد رضوی	در مورد زغالهای حرارتی ایران (مقاله مختصر)	۱۵۴
حسن مدنی	گزارش زمین شناسی مناطق معدنی و اکتشافی شاهرود	۳
بهزاد رضوی	نتایج تحقیقات اکتشافی منطقه مهمان دونه ۱۳۵۳	۹
حبیب ... ضیائی	نتایج تحقیقات و اکتشافات منطقه دهملارگرگ دره	۳۶
مهدی فرطاسی	نتایج پیجویی منطقه کلات اسفند ۱۳۵۳	۳۷

۶- ضرایب تبدیل واحدهای متعارف انرژی

مبادل تن زغال سنگ	کیلوکالری	کواد	بی تی یو	ژول	
$34/14 \times 10^{-12}$	239×10^{-6}	$947/9 \times 10^{-21}$	$947/9 \times 10^{-6}$	۱	ژول
$36/02 \times 10^{-9}$	$0/2524$	1×10^{-15}	۱	10^{55}	بی تی یو
$36/02 \times 10^{-6}$	252×10^{12}	۱	1×10^{15}	$10^{55} \times 10^{15}$	کواد
$142/9 \times 10^{-9}$	۱	3966×10^{-18}	$3/966$	۴۱۸۴	کیلوکالری
۱	7×10^6	$27/76 \times 10^{-9}$	$27/76 \times 10^6$	$29/29 \times 10^9$	مبادل تن زغال سنگ
1×10^6	7×10^{12}	$27/76 \times 10^{-3}$	$27/76 \times 10^{12}$	$29/29 \times 10^{15}$	مبادل 10^6 تن زغال سنگ
$0/2089$	1462×10^3	$5/8 \times 10^{-9}$	$5/8 \times 10^6$	6119×10^6	مبادل بشکه نفت خام
$208/9 \times 10^3$	1462×10^9	$5/8 \times 10^{-3}$	$5/8 \times 10^{12}$	6119×10^{12}	مبادل 10^6 بشکه نفت خام
$1/528$	$10/7 \times 10^6$	$42/43 \times 10^{-9}$	$42/43 \times 10^6$	$44/76 \times 10^9$	مبادل تن نفت خام
1528×10^3	$10/7 \times 10^{12}$	$42/43 \times 10^{-3}$	$42/43 \times 10^{12}$	$44/76 \times 10^{15}$	مبادل 10^6 تن نفت خام
1272×10^{-6}	۸۹۰۵	$35/31 \times 10^{-12}$	$35/31 \times 10^3$	$37/26 \times 10^6$	مترمکعب گاز طبیعی
36×10^{-6}	$252/2$	1×10^{-12}	۱۰۰۰	$10^{55} \times 10^3$	فوت مکعب گاز طبیعی
$1/076$	7537×10^3	$29/89 \times 10^{-9}$	$29/89 \times 10^6$	$31/54 \times 10^9$	کیلووات درسال
1076×10^3	7537×10^9	$29/89 \times 10^{-3}$	$29/89 \times 10^{12}$	$31/54 \times 10^{15}$	گیگاوات درسال
1076×10^6	7537×10^{12}	$29/89$	$29/89 \times 10^{15}$	$31/54 \times 10^{18}$	تراوات درسال

کیلووات درسال	فوت مکعب گاز طبیعی	مترمکعب گاز طبیعی	مبادل تن نفت خام	مبادل بشکه نفت خام	
$31/71 \times 10^{-12}$	948×10^{-9}	$26/84 \times 10^{-9}$	$22/34 \times 10^{-12}$	$163/4 \times 10^{-12}$	ژول
$33/45 \times 10^{-9}$	$0/001$	$28/32 \times 10^{-6}$	$23/57 \times 10^{-9}$	172×10^{-9}	بی تی یو
$33/45 \times 10^6$	1×10^{12}	$28/32 \times 10^9$	$23/57 \times 10^6$	$172/4 \times 10^6$	کواد
$132/7 \times 10^{-6}$	3966×10^{-6}	$112/3 \times 10^{-6}$	$93/47 \times 10^{-9}$	$683/8 \times 10^{-9}$	کیلوکالری
$0/9287$	$27/76 \times 10^3$	۷۸۶/۱	$0/6443$	۴۷۸۶	مبادل تن زغال سنگ
$928/7 \times 10^3$	$27/76 \times 10^9$	$786/1 \times 10^6$	$654/3 \times 10^3$	4786×10^6	مبادل 10^6 تن زغال سنگ
$0/194$	۵۸۰۰	$164/2$	$0/1367$	۱	مبادل بشکه نفت خام
194×10^3	$5/8 \times 10^9$	$164/2 \times 10^6$	$136/7 \times 10^3$	1×10^6	مبادل 10^6 بشکه نفت خام
$1/419$	$42/43 \times 10^3$	۱۲۰۱	۱	$7/315$	مبادل تن نفت خام
1419×10^3	$42/43 \times 10^9$	1201×10^6	1×10^6	7315×10^3	مبادل 10^6 تن نفت خام
1181×10^{-6}	$35/31$	۱	$822/3 \times 10^{-6}$	61089×10^{-3}	مترمکعب گاز طبیعی
$33/45 \times 10^{-6}$	۱	$28/32 \times 10^{-3}$	$23/57 \times 10^{-6}$	$172/4 \times 10^{-6}$	فوت مکعب گاز طبیعی
۱	$29/89 \times 10^3$	$846/4$	$0/7045$	$51/54$	کیلووات درسال
1×10^6	$29/89 \times 10^9$	$846/4 \times 10^6$	7045×10^3	5154×10^3	گیگاوات درسال
1×10^9	$29/89 \times 10^{12}$	$846/4 \times 10^9$	7045×10^6	5154×10^6	تراوات درسال

فهرست منابع و مآخذ
(فصل تحولات جهانی بخش انرژی)

- 1- BP Statistical Review of world Energy
- 2- Oil market prospects
- 3- The uranium Institute
- 4- International Atomic Energy Agency (IAEA)
- 5- World Energy Council (WEC)
- 6- Opec Bulletin
- 7- Energy prices and taxes (OECD)