

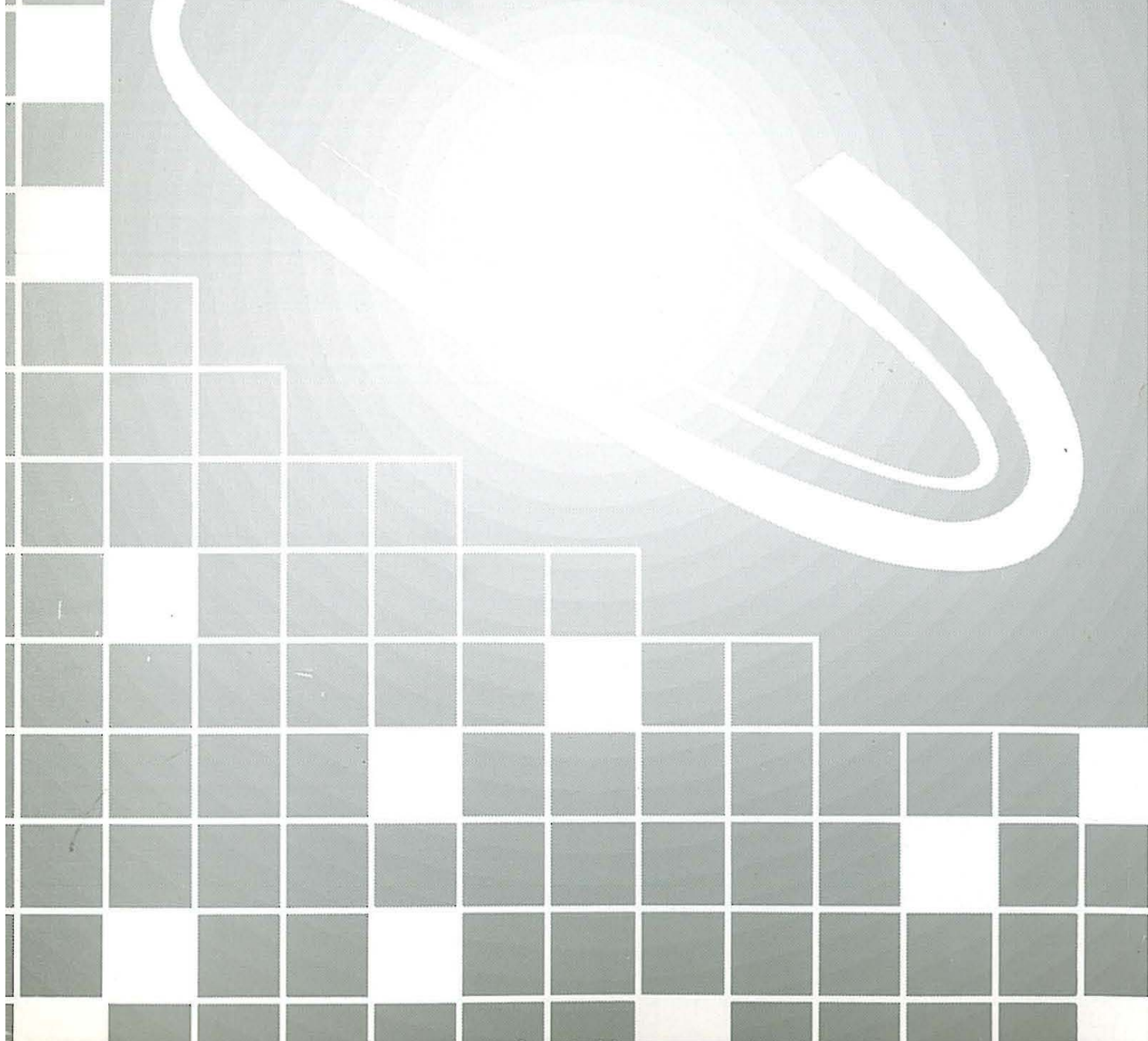
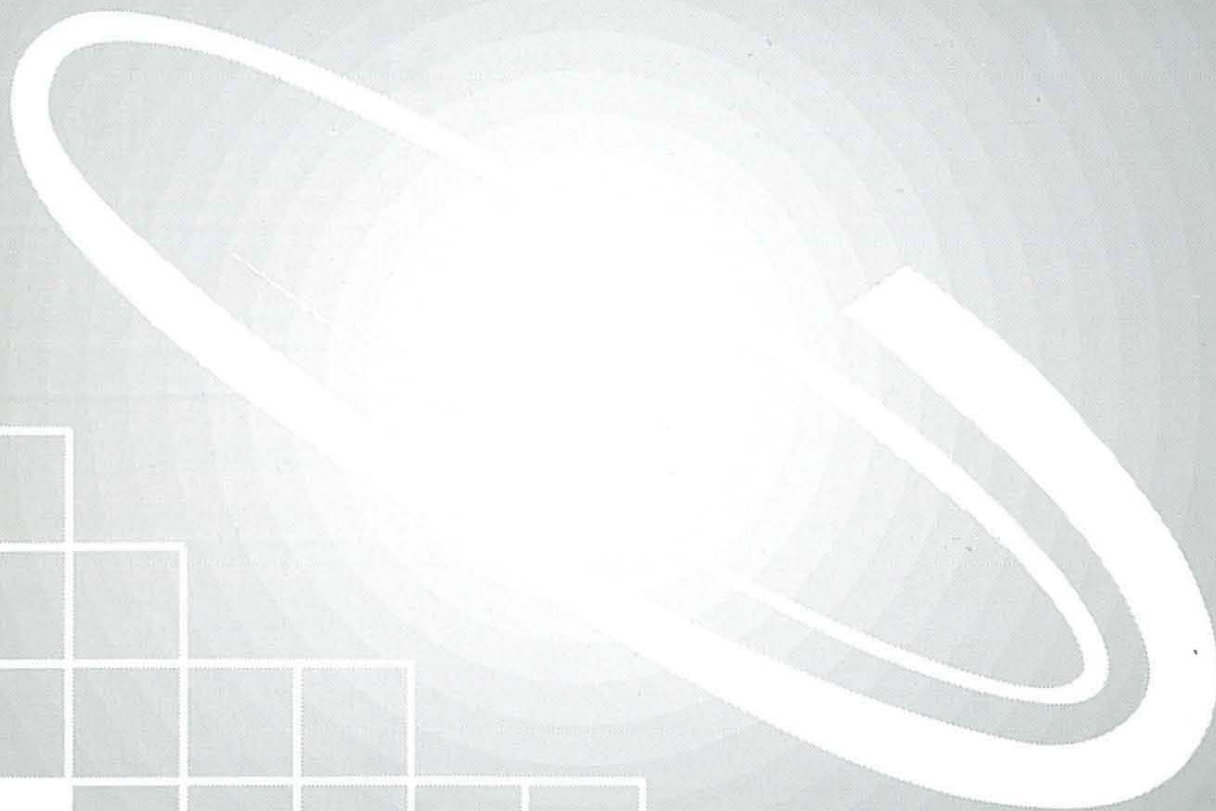


جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
امور انرژی

ترازنامه انرژی

سال ۱۳۷۴

تحولات بخش انرژی کشور



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



جمهوری اسلامی ایران

وزارت نیرو

امور انرژی

توازننامه انرژی سال ۱۳۷۴

تحولات بخش انرژی کشور

دفتر برنامه‌ریزی انرژی

اسفند ماه ۱۳۷۵

تهیه شده در : دفتر برنامه‌ریزی انرژی
همکاران :

مهدی جوادی
فیروزه امینی

داریوش فروغی
رستم پیرعلی
افشین هنرور

ترازنامه انرژی سال ۱۳۷۴	:	نام نشریه
وزارت نیرو - معاونت انرژی	:	ناشر
دفتر برنامه‌ریزی انرژی	:	تهیه و تدوین
اسفند ماه ۱۳۷۵	:	تاریخ چاپ
۱۰۰۰ جلد	:	تیراژ
نیرو چاپ	:	چاپ

فهرست مطالب

شماره	عنوان	صفحه
	پیشگفتار	الف
	بخش اول: نفت	۱
۱-۱:	کلیات	۲
۱-۲:	منابع نفتی ایران	۵
۱-۳:	تولید و تحویل نفت خام	۱۵
۱-۴:	میدانهای نفتی تأمین کننده خوراک پالایشگاههای کشور	۱۶
۱-۵:	وضعیت تولید فرآورده های نفتی	۱۷
۱-۶:	امکانات حمل و نقل نفت خام به پالایشگاهها	۲۱
۱-۷:	امکانات حمل و نقل فرآورده های نفتی در سطح کشور	۲۴
۱-۸:	مخازن نگهداری فرآورده های نفتی	۳۱
۱-۹:	واردات و صادرات فرآورده های نفتی	۳۴
۱-۱۰:	مصرف فرآورده های نفتی	۳۶
	بخش دوم: گاز طبیعی	۴۳
۲-۱:	ذخایر گاز طبیعی	۴۴
۲-۱-۱:	ذخایر اثبات شده گاز طبیعی در میادین نفت	۴۴
۲-۱-۲:	منابع گاز طبیعی ایران	۴۵
۲-۱-۳:	موقعیت جغرافیایی میادین گاز طبیعی کشور	۴۵
۲-۱-۴:	میادین گازی توسعه نیافته	۵۲
۲-۲:	تولید گاز طبیعی	۵۴
۲-۲-۱:	تولید گاز غنی همراه	۵۵
۲-۲-۲:	تولید گاز غنی کلاhek	۵۵
۲-۲-۳:	تولید گاز غنی میادین مستقل	۵۶
۲-۲-۴:	تزریق گاز به میادین نفتی	۵۷
۲-۲-۵:	گازهای سوزانده شده	۵۷

فهرست مطالب

<u>شماره</u>	<u>عنوان</u>	<u>صفحه</u>
۲-۳:	پالایش گاز طبیعی	۵۷
۲-۴:	خطوط انتقال گاز طبیعی	۵۹
۲-۵:	شبکه گذاری گاز طبیعی	۶۲
۲-۶:	انشعابات و مصرف کنندگان گاز طبیعی	۶۵
۲-۷:	مصرف گاز طبیعی	۷۰
۷۲	بخش سوم: زغال سنگ	
۸۱	بخش چهارم: برق	
۸۱	۴-۱: کلیات	
۸۵	۴-۲: قدرت اسمی و عملی برق	
۹۳	۴-۳: قدرت اسمی و عملی برق در برنامه دوم	
۹۷	۴-۴: تولید انرژی الکتریکی	
۱۰۰	۴-۵: مصارف داخلی نیروگاهها و تلفات شبکه انتقال و توزیع	
۱۰۱	۴-۶: تولید سرانه برق	
۱۰۲	۴-۷: تولید انرژی الکتریکی در برنامه پنجساله دوم	
۱۰۳	۴-۸: خطوط انتقال و توزیع نیروی برق	
۱۰۵	۴-۹: خطوط انتقال و توزیع نیروی برق در برنامه دوم	
۱۰۹	۴-۱۰: پستهای تبدیل ولتاژ	
۱۱۱	۴-۱۱: پستهای تبدیل ولتاژ در برنامه دوم	
۱۱۱	۴-۱۲: بار و نیاز مصرف	
۱۱۹	۴-۱۳: بررسی و بار همزمان در سال ۱۳۷۴ و پیش بینی سالهای برنامه دوم	
۱۲۶	۴-۱۴: مصرف برق	
۱۲۷	۴-۱۵: مشترکین برق	
۱۲۸	۴-۱۶: مصرف و مشترکین برق در برنامه دوم	

فهرست مطالب

<u>شماره</u>	<u>عنوان</u>	<u>صفحه</u>
۴-۱۷	مصرف‌کنندگان بزرگ	۱۲۹
۴-۱۸	مطالعه اجمالی مؤلفه‌های بار و امکانات پیک‌سایی	۱۳۱
۴-۱۹	روند ضریب بار در برنامه دوم	۱۳۶
۴-۲۰	تداوم بار	۱۳۷
۴-۲۱	تلفات توان در شبکه سراسری	۱۳۸
بخش پنجم: سایر منابع انرژی		
۵-۱	انرژی برق آبی	۱۳۹
۵-۲	انرژی باد	۱۴۰
۵-۳	انرژی خورشیدی	۱۴۱
۵-۴	انرژی اتمی	۱۴۵
۵-۵	انرژی زمین‌گرمایی	۱۴۸
۵-۶	سوخت‌های غیر تجاری	۱۴۹
		۱۵۱

فهرست جداول

<u>شماره</u>	<u>عنوان</u>	<u>صفحه</u>
۱-۱	ذخایر هیدروکربوری مایع ایران (مورد انتظار و ممکن)	۶
۱-۲	میادین مشترک توسعه یافته	۷
۱-۳	مشخصات میدانهای نفتی واقع در خشکی	۹
۱-۴	مشخصات میادین نفتی واقع در فلات قاره	۱۳
۱-۵	وضعیت تولید و تحویل نفت خام در سال ۱۳۷۴	۱۵
۱-۶	درصد کارکرد پالایشگاهها به ظرفیت طراحی و تولید فرآورده در سال ۱۳۷۴	۱۸
۱-۷	میزان تولید فرآوردههای نفتی در پالایشگاههای کشور در سال ۱۳۷۴	۱۸
۱-۸	میزان تولید انواع فرآوردههای نفتی در پالایشگاههای داخلی در سال ۱۳۷۴	۱۹
۱-۹	ظرفیت، خوراک و تولید فرآوردههای نفتی در پالایشگاههای کشور طی سالهای ۱۳۶۷-۷۴	۲۰
۱-۱۰	خطوط لوله حمل نفت خام از مبادی تولید به پالایشگاهها	۲۱
۱-۱۱	مشخصات خطوط انتقال نفت خام کشور به پالایشگاهها و مبادی صادراتی	۲۳
۱-۱۲	تحولات ظرفیت خطوط لوله انتقال نفت خام	۲۴
۱-۱۳	درصد حمل فرآوردههای نفتی با انواع وسایل حمل و نقل در داخل کشور	۲۵
۱-۱۴	هزینههای حمل فرآوردههای نفتی با وسایل مختلف	۲۵
۱-۱۵	کارکرد وسایل حمل و نقل فرآوردههای نفتی و هزینههای مربوطه	۲۵
۱-۱۶	مشخصات خطوط لوله فرآوردههای نفتی در سال ۱۳۷۴	۲۷
۱-۱۷	آخرین وضعیت ناوگان نفت کش در اسفندماه ۱۳۷۴	۳۱
۱-۱۸	ظرفیت مخازن انبارهای شرکت پخش به تفکیک استانهای کشور در سال ۱۳۷۴	۳۳
۱-۱۹	حجم واردات فرآورده و نفت خام فروخته شده	۳۵
۱-۲۰	صادرات نفت خام کشور در فاصله زمانی ۱۳۶۷-۷۴	۳۵
۱-۲۱	صادرات و واردات فرآوردههای نفتی در سال ۱۳۷۴	۳۵
۱-۲۲	مشخصات اسکلههای واردات فرآوردههای نفتی و صادرات نفت خام در بنادر کشور در سال ۱۳۷۴	۳۶
۱-۲۳	وضعیت مصرف فرآوردههای نفتی در سالهای ۱۳۷۳ و ۱۳۷۴	۳۹

فهرست جداول

شماره	عنوان	صفحه
۱-۲۴ :	وضعیت مصرف فرآورده‌های نفتی در بخش‌های مختلف در سال ۱۳۷۴	۳۹
۱-۲۵ :	مصرف فرآورده‌های نفتی اصلی به تفکیک استانها در سال ۱۳۷۴	۴۰
۱-۲۶ :	مصرف انواع فرآورده‌های نفتی ویژه در سال ۱۳۷۴	۴۱
۲-۱ :	گاز غنی و سبک تولیدی در سال ۱۳۷۴	۵۶
۲-۲ :	میزان گاز تحویلی به شرکت ملی گاز در سال ۱۳۷۴	۵۶
۲-۳ :	خطوط انتقال گاز طبیعی به تفکیک استانها در سال ۱۳۷۴	۶۱
۲-۴ :	شبکه‌گذاری گاز طبیعی به تفکیک استان در سال ۱۳۷۴	۶۳
۲-۵ :	شبکه‌گذاری گاز طبیعی به تفکیک استان تا پایان سال ۱۳۷۴	۶۴
۲-۶ :	تعداد انشعاب نصب شده گاز طبیعی به تفکیک استان در سال ۱۳۷۴	۶۶
۲-۷ :	تعداد انشعاب گاز طبیعی به تفکیک استان تا پایان سال ۱۳۷۴	۶۷
۲-۸ :	تعداد مصرف‌کنندگان جدید گاز طبیعی به تفکیک استان در سال ۱۳۷۴	۶۸
۲-۹ :	تعداد مصرف‌کنندگان گاز طبیعی به تفکیک استان تا پایان سال ۱۳۷۴	۶۹
۲-۱۰ :	مصرف‌کننده بخش‌های مختلف اقتصادی در سال ۱۳۷۴	۷۱
۳-۱ :	منابع و ذخایر زغال‌سنگ ایران	۷۳
۳-۲ :	وضعیت ذخایر زغال‌سنگ معادن دولتی و خصوصی	۷۴
۳-۳ :	آمار تولید زغال‌سنگ خام معادن شرکت ملی فولاد ایران طی سالهای ۱۳۶۷-۷۴	۷۶
۳-۴ :	آمار تولید زغال‌سنگ کنسانتره در شرکت ملی فولاد ایران طی سالهای ۱۳۶۷-۷۴	۷۶
۳-۵ :	تولید زغال‌سنگ خام معادن خصوصی به تفکیک استانها در سال ۱۳۷۴	۷۷
۳-۶ :	میزان کک تولیدی ذوب‌آهن طی سالهای ۱۳۶۷-۷۴	۷۸
۳-۷ :	برنامه و میزان تولید محصولات فرعی کک‌سازی در سالهای ۱۳۷۳-۷۴	۷۸
۳-۸ :	آمار واردات زغال‌سنگ کک‌شو شرکت ملی فولاد ایران طی سالهای ۱۳۶۷-۷۴	۷۹
۴-۱ :	شرکت‌های برق منطقه‌ای، توزیع نیرو و مدیریت تولید برق	۸۱
۸۲ :	وزارت نیرو در سال ۱۳۷۴	۸۲
۴-۲ :	ارزیابی عملکرد وزارت نیرو در برنامه اول و دوم توسعه (قبل از تجدیدنظر)	۸۳
۴-۳ :	اهداف برنامه دوم توسعه (تجدیدنظر شده)	۸۴

فهرست جداول

شماره	عنوان	صفحه
۴-۴	مجموع قدرت اسمی و عملی نیروگاههای کشور (۱۳۴۶-۷۴)	۸۵
۴-۵	روند تغییرات مجموع قدرت اسمی و عملی نیروگاهها (۱۳۶۷-۷۴)	۸۶
۴-۶	مجموع میانگین قدرت عملی و سهم انواع نیروگاههای وزارت نیرو (۱۳۴۶-۷۴)	۸۷
۴-۷	مجموع قدرت اسمی انواع نیروگاههای کشور (۱۳۶۷-۷۴)	۸۸
۴-۸	رشد مجموع قدرت اسمی انواع نیروگاههای کشور (۱۳۶۷-۷۴)	۸۸
۴-۹	قدرت اسمی و متوسط قدرت عملی فصلی واحدهای تولید برق وزارت نیرو در سال ۱۳۷۴	۸۹
۴-۱۰	نیروگاههای که در برنامه دوم توسعه تمام یا بخشی از آنها به بهره‌برداری می‌رسند	۹۴
۴-۱۱	روند تغییرات تولید انرژی الکتریکی (۱۳۴۶-۷۴)	۹۸
۴-۱۲	سهم نیروگاههای وزارت نیرو و صنایع بزرگ در تأمین نیاز مصرف انرژی	۹۸
۴-۱۳	روند تغییرات سهم انواع نیروگاههای وزارت نیرو از تولید انرژی الکتریکی	۹۹
۴-۱۴	روند تغییرات فصلی تولید انرژی الکتریکی وزارت نیرو در شبکه سراسری (۱۳۶۸-۷۴)	۱۰۰
۴-۱۵	روند تغییرات مصارف داخلی نیروگاهها و تلفات شبکه (۱۳۴۶-۷۴)	۱۰۱
۴-۱۶	روند تغییرات تولید سرانه انرژی الکتریکی (۱۳۴۶-۷۴)	۱۰۲
۴-۱۷	اهداف تولید انرژی الکتریکی در برنامه پنجساله دوم	۱۰۳
۴-۱۸	روند گسترش خطوط انتقال و فوق توزیع و توزیع (۱۳۴۶-۷۴)	۱۰۴
۴-۱۹	روند توسعه خطوط انتقال، فوق توزیع و توزیع	۱۰۵
۴-۲۰	اهداف توسعه خطوط انتقال، فوق توزیع و توزیع در برنامه دوم	۱۰۵
۴-۲۱	خطوطی که در سال ۱۳۷۴ به بهره‌برداری رسیده‌اند	۱۰۶
۴-۲۲	خطوطی که در سالهای آتی برنامه دوم به بهره‌برداری می‌رسند	۱۰۷
۴-۲۳	روند تغییرات تعداد ترانسفورماتورهای شبکه انتقال، فوق توزیع و توزیع (۱۳۴۶-۷۴)	

فهرست جداول

شماره	عنوان	صفحه
۴-۲۴ :	روند تغییرات مجموع ظرفیت ترانسفورماتورهای نصب شده شبکه انتقال، فوق توزیع و توزیع (۱۳۴۶-۷۴)	۱۱۰
۴-۲۵ :	روند توسعه ترانسفورماتورهای انتقال، فوق توزیع و توزیع (۱۳۶۷-۷۴)	۱۱۰
۴-۲۶ :	اهداف توسعه ظرفیت ترانسفورماتورهای انتقال، فوق توزیع و توزیع در برنامه دوم	۱۱۱
۴-۲۷ :	پستهایی که در سال ۱۳۷۴ به بهره‌برداری رسیده‌اند	۱۱۲
۴-۲۸ :	پستهایی که در سالهای آتی برنامه دوم به بهره‌برداری خواهند رسید	۱۱۳
۴-۲۹ :	حداکثر نیاز مصرف و نحوه تأمین آن (۱۳۶۸-۷۴)	۱۱۶
۴-۳۰ :	بیشترین نیاز مصرف شبکه و ناهمروز مناطق خارج از شبکه سراسری کشور	۱۱۶
۴-۳۱ :	وضعیت بار شبکه سراسری و کل کشور در روز بیشترین تولید (۱۳۶۸-۷۴)	۱۱۷
۴-۳۲ :	روند تغییرات حداکثر بار تولیدی و ضریب بار (۱۳۴۶-۷۴)	۱۱۸
۴-۳۳ :	تغییرات رشد بار	۱۲۰
۴-۳۴ :	حداکثر بار همزمان با شبکه سراسری در مناطق برق کشور	۱۲۲
۴-۳۵ :	برآورد حداکثر بار همزمان بار دوم توسعه	۱۲۳
۴-۳۶ :	مقایسه برخی از شاخص‌های فنی نیروگاههای برق کشور	۱۲۴
۴-۳۷ :	درجه‌بندی چند شاخص فنی در نیروگاههای برق کشور	۱۲۴
۴-۳۸ :	عملکرد تولید و مصرف بار در ساعت حداکثر بار شبکه سراسری	۱۲۵
۴-۳۹ :	تغییرات ماهانه حداکثر نیاز مصرف در کل کشور	۱۲۶
۴-۴۰ :	سهم فروش برق به گروههای مختلف مصرف‌کننده	۱۲۷
۴-۴۱ :	سهم تعداد مشترکین گروههای مختلف مصرف‌کننده (۱۳۴۶-۷۴)	۱۲۸
۴-۴۲ :	پیش‌بینی فروش انرژی الکتریکی و تعداد مشترکین وزارت نیرو (۱۳۷۴-۷۸)	۱۲۸
۴-۴۳ :	وضعیت تولید و مصرف صنایع بزرگ در سال ۱۳۷۳	۱۳۰
۴-۴۴ :	وضعیت تولید و مصرف صنایع بزرگ در سال ۱۳۷۴	۱۳۰
۴-۴۵ :	میزان تقریبی بارهای بزرگ صنعتی مناطق برق کشور تا پایان برنامه دوم	۱۳۱
۴-۴۶ :	برآورد مقادیر مؤلفه‌های انواع بار در ساعات پیک شبکه برق	۱۳۴

فهرست جداول

<u>شماره</u>	<u>عنوان</u>	<u>صفحه</u>
۴-۴۷ :	انرژی مورد نیاز مصرف شبکه سراسری در ساعات مختلف روز پیک سال ۱۳۷۴	۱۳۶
۴-۴۸ :	روند ضریب بار در برنامه دوم توسعه	۱۳۶
۴-۴۹ :	ضریب بار فصلی	۱۳۷
۴-۵۰ :	نتایج اجمالی منحنی‌های تداوم بار	۱۳۸
۵-۱ :	نیروگاههای آبی بزرگ در دست احداث	۱۴۰
۵-۲ :	نیروگاههای آبی کوچک در دست اقدام	۱۴۱
۵-۳ :	چگالی توان و میانگین سرعت باد در ۱۵۰ ایستگاه هواشناسی	۱۴۳
۵-۴ :	محاسبه توان هیدرولیکی، سطح و قطر توربین بادی در مناطق انتخاب شده	۱۴۵
۵-۵ :	میزان تولید فرآورده‌های جنگلی در گیلان و مازندران در سالهای ۱۳۶۷-۷۴	۱۵۲
۵-۶ :	میزان تولید فرآورده‌های جنگلی و مرتعی در استانهای گیلان و مازندران در سال ۱۳۷۴	۱۵۲
۵-۷ :	پراکندگی جنگل‌ها و مراتع کشور در سال ۱۳۷۴	۱۵۳

پیشگفتار

مجموعه حاضر به بررسی تحولات بخش انرژی در داخل کشور اختصاص دارد و طی آن کوشش گردیده است که با استفاده از آخرین اطلاعات مربوط به ذخایر، تولید و مصرف، وضعیت منابع انرژی کشور مورد تجزیه و تحلیل قرار گیرد. بخش اول و دوم گزارش شامل تحولات نفت و گاز کشور است و در هر مورد که ضروری به نظر می‌رسیده تعاریف و مفاهیم مهم ارائه گردیده است.

در بخش سوم این گزارش وضعیت زغال‌سنگ و توزیع جغرافیایی آن در کشور به اختصار مورد بحث قرار گرفته اما سعی شده است که با ارائه اعداد و ارقام، ضرورت بهره‌برداری از این منبع انرژی مورد تأکید قرار گیرد.

بخش چهارم گزارش به بخش برق اختصاص دارد که نسبتاً به صورت مفصل ارائه شده است. این امر ناشی از آن است که انصافاً طی سالهای اخیر تحولات و پیشرفت‌های چشم‌گیری در این بخش به وقوع پیوسته و ظرفیت‌های بسیار قابل توجهی ایجاد شده است. همچنین در بخش برق مسائل مربوط به تجزیه و تحلیل بار و نتایج اجمالی منحنی‌های تداوم بار مورد توجه قرار گرفته است.

در بخش پنجم گزارش با سعی بر احتراز از مسائل تکراری، به سایر منابع انرژی پرداخته شده است. بدین منظور پس از اشاره مختصری به پتانسیل‌های موجود، فهرستی از اهم طرحهای در دست اقدام سازمانهای مختلف ارائه گردیده که خود نشان‌دهنده حرکتی مثبت در زمینه بهره‌گیری از این منابع انرژی می‌باشد.

توفیق کلیه خدمتگزاران به جمهوری اسلامی ایران را از درگاه خداوند مسئلت داریم.

بخش اول

نفت

بخش اول

نفت

۱-۱- کلیات

نفت خام گرچه به ظاهر ماده ساده‌ای به نظر می‌رسد، اما یکی از پیچیده‌ترین ترکیباتی است که در طبیعت یافت می‌شود. جنس آن عموماً از ترکیبات هیدروکربنی است و بعضاً ازت، گوگرد و اکسیژن و ندرتاً عناصر فلزی نظیر وانادیوم و ... به عنوان ناخالصی در آن دیده می‌شوند.

هیدروکربن‌های تشکیل‌دهنده نفت، عمدتاً از نوع اشباع شده است و از سبک‌ترین آنها که یک اتم کربن دارد شروع شده و تا هیدروکربن‌های سی و چهل کربنی و حتی بیشتر نیز دیده شده است. یک منطقه نفتی معمولاً از اجتماع یک سنگ مادر، سنگ مخزن و سنگ پوشش مناسب تشکیل می‌شود.

سنگ مادر: سنگی رسوبی است که دارای مقدار قابل ملاحظه‌ای مواد ارگانیک یا بقایای موجودات ذره‌بینی (پلانکتونها) می‌باشد که با انباشته شدن رسوبات روی یکدیگر در طول زمان، بقایای موجودات زنده تشکیل هیدروکربن‌هایی با ملکولهای بزرگ را داده که اصطلاحاً "کروژن" نامیده می‌شود. کروژن با بالا رفتن دما و فشار در اثر کراکینگ حرارتی شکسته شده و هیدروکربن‌های کوچکتری مانند سازند کژدمی ایران را بوجود می‌آورد.

سنگ مخزن: سنگی است که هیدروکربن‌ها در آن انباشته می‌شوند و عموماً سنگ‌های متخلخل و نفوذپذیر نظیر سنگ‌های ماسه‌ای، دولومیتی در سازند آسماری (آهکی)، شوربچه (ماسه‌ای) می‌باشند.

سنگ پوشش: سنگی است که روی سنگ مخزن قرار دارد و عموماً سنگ‌های نفوذناپذیری می‌باشند و از حرکت نفت به سمت سطح زمین جلوگیری می‌نمایند. چنانچه در یک منطقه نفتی، سنگ پوشش مناسبی وجود نداشته باشد و امکان حرکت سیال به سطح زمین فراهم باشد، سیال هیدروکربنی در سطح زمین به صورت چشمه‌های نفتی یا قیر ظاهر می‌گردد.

توده‌های نفت و گاز در داخل تله‌های زیرزمینی انباشته می‌شود که آنها را می‌توان به سه گروه تقسیم نمود:

- ۱- تله‌های چینه‌ای^۱
- ۲- تله‌های ساختمانی^۲
- ۳- تله‌های چینه‌ای - ساختمانی^۳

مخزن آن قسمت از تله است که به صورت یک سیستم هیدرولیکی پیوسته، محتوی نفت و گاز می‌باشد. بسیاری از مخازن هیدروکربنی بطور هیدرولیکی با سفره‌های آب زیرزمینی مرتبط می‌باشند که در برخی از موارد، مخازن در یک سفره آب عمومی مشترک می‌باشند که اصطلاحاً شبکه آب ده مشترک نامیده می‌شود و به علت ارتباطی که سیالات از این طریق با یکدیگر دارند، در هنگام بهره‌برداری از یک مخزن، فشار داخل مخازن دیگر نیز کاهش می‌یابد. به همین دلیل تولید از میادینی که شبکه آب ده مشترک دارند بایستی به صورت متعادل و همزمان صورت پذیرد. اگر تمامی تله پر از نفت و گاز باشند، تله و مخزن یکی خواهند بود.

نفت خام و گاز طبیعی هر چند که معمولاً در دماها و فشارهای پایین‌تر به صورت جامد و یا نیمه جامد می‌باشند، درون زمین به صورت بخار، مایع و یا اغلب به هر دو حالت و بیشتر به صورت سیال وجود دارد. تقسیم‌بندی سیالات به فازهای بخار و مایع، عمدتاً به دما و فشار بستگی دارد.

در شرایط اولیه مخزن، سیالات هیدروکربنی به یکی از دو حالت یک فازی یا دو فازی وجود دارند. حالت یک فازی، ممکن است فاز مایع بوده که تمام گاز موجود، در نفت حل شده باشد که اصطلاحاً مخازن نفتی زیر اشباع^۴ نامیده می‌شوند و حالتی است که در مخزن، گنبد گازی وجود ندارد مانند اکثر مخازن نفتی ایران و این در صورتی است که نفت خام در فشار و دمای معینی با گاز موجود در مخزن اشباع نشده است و چنانچه فشار کاهش یابد، گازی از محلول متصاعد نشود. در بعضی موارد، ممکن

-
1. Stratigraphic traps
 2. Structural traps
 3. Combination of stratigraphic & structural traps
 4. understaturated oil reservoirs

است حالت یک فازی، فاز گازی باشد. چنانچه در این فاز هیدروکربن‌های بخار شده وجود داشته باشد که با کاهش فشار، در سر چاه به صورت مایع قابل بازیابی باشد، مخزن را مخزن گاز میعانی^۱ می‌نامند. تولید اصلی مخازن گاز میعانی، گازی است که از آنها مقدار کم یا ناچیزی مایع نیز حاصل می‌شود که به آن میعانات گازی گفته می‌شود. وقتی توده هیدروکربنی به صورت دو فازی است، فاز بخار گنبد گازی نامیده می‌شود و در زیر آن که فاز مایع قرار دارد منطقه نفتی می‌باشد. در این مخازن، چهار نوع ذخیره وجود خواهد داشت:

- ۱- گاز آزاد زمانی است که نفت‌خام در فشار و دمای معینی با گاز اشباع شده است و با کاهش فشار، مقداری گاز از محلول خارج شده و به صورت آزاد با نفت در تماس می‌باشد و اصطلاحاً در مخزن گنبد گازی وجود دارد نظیر میدان نفتی پازنان و نفت سفید.
- ۲- نفت موجود در منطقه نفتی که در زیر گنبد گازی قرار دارد.
- ۳- گاز محلول که گاز همراه با نفت می‌باشد و در تفکیک‌کننده‌ها از نفت جدا می‌گردد.
- ۴- مایعات گازی که از گاز گنبدی قابل بازیابی می‌باشند.

نفت و گاز با مکانیسم‌های زیر به طرف چاه‌ها رانده می‌شوند:

الف) انبساط سیال

ب) جابجایی سیال بطور طبیعی یا مصنوعی

ج) ریزش ثقلی

د) نیروی موئینه دافعی

به عنوان مثال در حالتی که در زیر نفت، سفره آب وجود نداشته باشد و سیالی نیز در آن تزریق نگردد، بازیابی سیالات عمدتاً بوسیله انبساط سیال (در مخازن گازی) و در مورد نفت ممکن است این عمل به همراه ریزش ثقلی باشد. چنانچه آب از طریق تزریق و یا سفره آب، وارد مخزن شود، عمل بازیابی به کمک مکانیسم جابجایی انجام می‌پذیرد و ممکن است به کمک سایر مکانیسم‌ها تقویت شود. در

بسیاری از مخازن، هر چهار مکانیسم ممکن است با هم عمل نمایند ولی معمولاً یک یا دو مکانیسم بر دیگری ارجحیت دارد. در طول بهره‌برداری از یک مخزن، ممکن است بطور طبیعی یا بر حسب ضرورت، این مکانیسم‌ها تغییر یابد. به عنوان مثال، مخزنی که سفره آب ندارد، ممکن است در ابتدا تولید نفت چاه بوسیله انبساط سیال صورت گیرد و در اثر کاهش فشار به مرور زمان، تولید نفت به درون چاهها بر اثر ریزش ثقلی باشد که در این صورت، به کمک تلمبه‌های درون چاهی، سیال به سطح چاه آورده می‌شود (مانند منطقه سیری در فلات قاره) و ممکن است در اثر تزریق سیال (آب یا گاز)، مقدار دیگری از نفت را بازیابی نمود که "بازدهی ثانویه" نامیده می‌شود.

شایان ذکر است که گرچه هیدروکربن‌های موجود در مخزن کمیتی ثابت دارند، مقدار ذخایر یعنی نفت، گاز و گاز میعانی قابل بازیابی آنها به روشی که بوسیله آن از مخزن بهره‌برداری می‌شود، بستگی خواهد داشت. به عنوان مثال، در مخازنی که به شدت نسبت به دبی تولید (میزان تولید روزانه از مخزن)، حساس می‌باشند برای آنها حداکثر دبی مؤثری (MER) وجود دارد که اگر شدت تولیدشان از این حد بیشتر شود، کاهش شدیدی در بازیابی نهایی نفت آنها پدید می‌آید.

۱-۲- منابع نفتی ایران

اولین چاه نفت در ایران در سال ۱۲۸۷ هجری شمسی در میدان نفتون مسجد سلیمان به نفت رسید. این چاه با وسایل مکانیکی و با استفاده از نیروی بخار و سیستم حفاری ضربه‌ای حفر شده و عمق آن حدود ۳۶۰ متر بود. عمیق‌ترین چاهی که به منظور استحصال نفت در ایران حفر گردید، و در ناحیه قزل تپه گنبدکاووس بود که تا عمق ۵۸۲۷ متر و در ظرف مدت ۸ ماه حفر گردید.

به مرور زمان و با پیشرفت علم و تکنولوژی در زمینه‌های اکتشاف، حفاری و تولید، مقدار بیشتری از میادین و ذخایر موجود در آنها کشف و به مرحله بهره‌برداری رسیده‌اند.

در حال حاضر و بر اساس محاسبات انجام شده، کل ذخایر در جای اولیه نفت‌خام و میعانات گازی ایران ۵۲۱/۴ میلیارد بشکه می‌باشد که ۵۰۶/۴ میلیارد بشکه آن نفت‌خام و مابقی میعانات گازی می‌باشد. جدول شماره (۱-۱) وضعیت ذخایر هیدروکربوری مایع ایران را نشان می‌دهد.

جدول (۱-۱): ذخایر هیدروکربوری مایع ایران (مورد انتظار و ممکن) *

(میلیارد بشکه)

منطقه		ذخیره در جای اولیه	ذخیره نهایی			ضریب بازیافت نهایی اولیه و ثانویه (درصد)	باقیمانده قابل استحصال در اول سال ۱۳۷۴		
			اولیه	ثانویه	کل		اولیه	ثانویه	کل
خشکی	نفت خام	۴۲۰/۸	۸۳/۹	۲۰/۸	۱۰۴/۷	۲۴/۹	۴۳/۶	۲۰/۰	۶۳/۶
	میعانات گازی	۵/۰	۴/۴	—	۴/۴	۸۸/۵	۴/۲	—	۴/۲
	جمع	۴۲۵/۸	۸۸/۳	۲۰/۸	۱۰۹/۱	۲۵/۶	۴۷/۸	۲۰/۰	۶۷/۸
دریایی	نفت خام	۸۵/۶	۱۰/۲	۵/۰	۱۵/۲	۱۷/۸	۶/۸	۴/۹	۱۱/۷
	میعانات گازی	۱۰/۰	۷/۷	—	۷/۷	۷۷/۱	۷/۷	—	۷/۷
	جمع	۹۵/۶	۱۷/۹	۵/۰	۲۲/۹	۲۳/۹	۱۴/۵	۴/۹	۱۹/۴
جمع	جمع نفت خام	۵۰۶/۴	۹۴/۱	۲۵/۸	۱۱۹/۹	۲۳/۷	۵۰/۴	۲۴/۹	۷۵/۳
	جمع کل	۵۲۱/۴	۱۰۶/۲	۲۵/۸	۱۳۲/۰	۲۵/۳	۶۲/۳	۲۴/۹	۸۷/۲

* ذخیره مورد انتظار برابر ۵۰ درصد احتمال از منحنی گسترش احتمالات می باشد که توسط مدل مونت کارلو محاسبه شده است و ذخیره ممکن معادل ۱/۵ برابر اتحراف منحنی گسترش احتمالات و یا ۹۰ درصد احتمال از منحنی گسترش احتمالات بر حسب مورد بدست آمده است.

منابع نفتی خشکی: میادین کشف شده نفتی در منطقه خشکی ۶۵ میدان می باشد که دارای ۹۶ سازند می باشند. این میادین در استانهای خوزستان، کهگیلویه و بویراحمد، ایلام، لرستان، کرمانشاه و فارس قرار دارند. براساس اطلاعات جدول شماره (۱-۱)، میزان نفت خام قابل استحصال منطقه خشکی در ابتدای سال ۱۳۷۴ برابر ۶۳/۶ میلیارد بشکه می باشد که ۲۰ میلیارد بشکه آن در اثر بازیافت ثانویه قابل بهره برداری خواهد بود. میزان تولید نفت خام از میادین خشکی تا پایان سال ۱۳۷۴ برابر ۴۲/۴ میلیارد بشکه بوده است. میدانهای بزرگ نفتی منطقه خشکی نظیر اهواز، آغاچاری، گچساران و مارون، جزء بزرگترین مخازن نفتی جهان محسوب می شوند.

منابع نفتی دریایی: میادین نفتی کشف شده در منطقه دریایی ۲۰ میدان می باشد که دارای ۵۶ سازند می باشند و در استانهای بوشهر و هرمزگان در خلیج فارس و یا حاشیه آن قرار دارند. براساس اطلاعات ارائه شده در جدول شماره (۱-۱)، میزان نفت خام قابل استحصال منطقه دریایی در ابتدای سال ۱۳۷۴ برابر ۱۱/۷ میلیارد بشکه می باشد که ۶/۸ میلیارد بشکه آن به صورت اولیه و

مابقی به صورت بازیافت ثانویه خواهد بود. میزان تولید نفت خام از میادین فلات قاره تا پایان سال ۱۳۷۴ برابر ۳/۶۴ میلیارد بشکه بوده است.

میادین مشترک نفتی؛ میادین مشترک نفتی عمدتاً در مناطق دریایی و در خلیج فارس قرار دارند. تنها میدان مشترک نفتی در خشکی، میدان نفت شهر می باشد که با میدان نفت خانه عراق مشترک است.

جدول (۱-۲): میادین مشترک توسعه یافته

(میلیون بشکه)

نام میدان	کشور مشترک	نفت خام در جای اولیه *	ذخیره نهایی *	باقیمانده قابل استحصال در اول سال ۱۳۷۴ *
نفت شهر	عراق	۷۷۳/۴	۱۹۶/۴	۷۲/۱
فروزان	عربستان سعودی	۲۳۳۶	۸۹۰/۴	۴۲۷/۳
نصرت	دوبی	۱۹۲	۵۴/۵	۴۰/۴
مبارک (سهم ایران)	شارجه	۱۳۶	۴۹/۱	۷/۸
سلمان **	ابوظبی	۲۹۷	۸۰/۲	۵۹/۲

* میزان ذخایر مورد انتظار و ممکن.

** لایه بوئیب میدان سلمان با کشور ابوظبی مشترک می باشد.

تزریق ، (آب یا گاز) در میادین نفتی

مقدار نفتی که از طریق تخلیه طبیعی مخازن نفتی قابل برداشت خواهد بود، بازیافت اولیه (ذخیره نهایی اولیه) نامیده می شود. ضریب بازیافت نهایی، میزان ذخیره نهایی هر میدان نسبت به نفت خام در جای اولیه می باشد که در مخازن نفتی ایران، این ضریب ۱۸/۶ درصد می باشد. به منظور افزایش ضریب بازیافت نهایی هر میدان و همچنین جلوگیری از آفت فشار و یا فشارافزایی، تزریق سیال در مخازن نفتی صورت می پذیرد. در گذشته به دلیل عدم بهره برداری صحیح از میادین نفتی کشور، فشار مخازن کاهش یافته که این امر باعث هرزروی نفت خام و در نتیجه کاهش میزان بازدهی نفت خام گردیده است

که رابطه مستقیم با نحوه و میزان تولید نفت خام دارد.

مقدار نفتی که اضافه بر بازیافت اولیه به کمک تزریق سیال (گاز و یا آب) قابل تولید خواهد بود، بازیافت ثانویه گفته می‌شود. مقدار نفتی که از بازدهی ثانویه بدست خواهد آمد بستگی به مکانیسم تولید اولیه، طبیعت سنگ مخزن، گستردگی شکافها، زمان تزریق و نوع سیالات قابل تزریق دارد.

براساس مطالعات انجام شده، به منظور افزایش بازیافت نهایی از مخازن نفتی ایران، مخازنی که دارای ستون مرتفع سنگ مخزن و ترک‌دار می‌باشند، تزریق گاز و در برخی از میادین فلات قاره، تزریق آب، مناسب تشخیص داده شد. اصولاً هر چه ارتفاع قطعات در شیب لایه‌ها بیشتر باشد، تزریق گاز بهتر از آب می‌باشد. به علاوه، کارایی تزریق گاز به منظور جلوگیری از هزرفرت نفت و افزایش تولید، در حدود ۳۰ درصد بیشتر از تزریق آب می‌باشد. بر اساس مطالعات انجام شده، میادین آغاچاری، هفتگل، کرنج، پارسی، بتیک، بی‌بی حکیمه، رامشیر، کوپال، گچساران، لب‌سفید و مارون جهت تزریق گاز در نظر گرفته شده‌اند.

طی سال ۱۳۷۴ جمعاً ۵۴/۶ میلیون مترمکعب گاز در روز به میادین نفتی خشکی شامل گچساران (از گاز کلاهدک پازنان و گاز همراه منطقه گچساران)، مارون (کلاهدک پازنان)، کرنج (گازهای همراه کرنج و پارسی)، لب‌سفید (سازند گازی بنگستان لب‌سفید) و هفت‌گل (کلاهدک نفت‌سفید) تزریق شده است. در برخی از میادین خشکی نظیر اهواز به دلیل شبکه آبران قوی، در میدان منصوری با توجه به وجود آبران طبیعی و کوتاهی ستون نفت، میادین رگ‌سفید، نفت‌سفید، پر سیاه و ماله کوه به دلیل وجود کلاهدک گازی بزرگ و یا کوتاهی ستون نفت تزریق سیال توجیه نگردیده است.

در منطقه فلات قاره، در میادین سلمان، رسالت، رشادت، سیری C، سیری D، سیری E و میدان سروش تزریق آب در نظر گرفته شده است. همچنین در میدان درود از طریق جمع‌آوری گازهای همراه منطقه خارک، در سالهای آتی تزریق گاز انجام خواهد شد.

میزان بازیافت ثانویه نفت خام در اثر تزریق گاز و آب ۲۵/۸ میلیارد بشکه برآورد گردیده است که ۲۰/۸ میلیارد بشکه در میادین خشکی و ۵ میلیارد بشکه در منطقه فلات قاره می‌باشد. با تزریق سیال در مخازن نفتی، ضریب بازیافت نهایی کل (اولیه و ثانویه) به ۲۳/۷ درصد بالغ می‌گردد.

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

(میلیون بشکه)

شماره	میدان	سازند	نفت خام موجود در جای اولیه (مورد انتظار و ممکن)	ذخیره قابل استحصال اولیه (مورد انتظار و ممکن)	ذخیره قابل استحصال ثانویه (مورد انتظار و ممکن)	درجه API
۱	نفت شهر	آسماری	۷۷۳/۴	۱۹۶/۴	—	۴۴/۲
۲	ویزنهار	ایلام	۵۷۳/۰	۴۸/۵	—	۳۶/۰
۳	سرکان	بنگستان	۱۱۴۶/۰	۵۶/۰	—	۴۵/۸
۴	ماله کوه	بنگستان	۱۳۳۱/۰	۱۴۰/۵	—	۴۳
۵	دهلران	سروک	۴۴۰۱/۷	۶۶۱/۵	—	۳۴/۳
۶	کبود	آسماری	۲۸۳/۵	۴۳/۵	—	۴۸/۴
		سروک	۱۵۱/۰	۱۵/۵	—	۳۷/۳
۷	دائان	بنگستان	۱۰۶۱/۰	۹۸/۰	—	۳۰/۲
		آسماری	۲۱۹۵/۵	۱۳۵/۰	—	۲۷/۷
۸	دال پری	سروک	۴۸۶/۵	۴۹/۵	—	۲۹/۳
۹	چشمه خورش	آسماری	۲۰۷۵/۵	۴۰۲/۵	—	۲۷/۷
۱۰	قلعه نار	آسماری	۱۹۱۵/۰	۱۸۷/۵	—	۲۹/۸
۱۱	دودرو	فهلپیان	۱۰۹/۵	۱۲/۰	—	—
۱۲	لب سفید	آسماری	۲۴۵۰/۰	۳۹۹/۵	۲۲۳	۳۶/۰
۱۳	پلنگان	بنگستان	۳۰۲/۰	۳۲/۰	—	۳۴/۵
۱۴	پایدار	آسماری	۹۳۹/۰	۱۱۴/۰	—	۱۷/۹
۱۵	پایدار غرب	آسماری	۱۴۲/۵	۱۵/۰	—	۱۷/۹
		بنگستان	۲۲۷۸/۵	۲۹۶/۰	—	۲۱/۴
۱۶	لالی	آسماری	۹۳۷/۵	۶۷/۰	—	۳۷/۰
		بنگستان	۷۳۶/۵	۳۲/۵	—	۳۵/۰
۱۷	کارون	آسماری	۱۱۷۱/۰	۷۶/۵	—	۳۵/۶
۱۸	خشت	آسماری - جهرم	۱۰۴۰/۰	۷۷/۷	—	—
۱۹	سوسنگرد	آسماری	۱۵/۵	۲/۰	—	۱۹/۱
۲۰	زیلائی	آسماری	۶۰۷/۰	۹۱/۵	—	۴۲/۰
		سروک	۲۷۵/۵	۳۵/۵	—	۴۲/۰

* علامت منفی به دلیل برداشت از کلاهی و هرزروی نفت است.

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

(میلیون بشکه)

شماره	میدان	سازند	نفت خام موجود در جای اولیه (مورد انتظار و ممکن)	ذخیره قابل استحصال اولیه (مورد انتظار و ممکن)	ذخیره قابل استحصال ثانویه (مورد انتظار و ممکن)	درجه API
۲۱	جفیر	ایلام و سروک	۳۵۲۴/۰	۱۳۸/۰	—	—
۲۲	مسجد سلیمان	آسماری - پابده	۶۶۲۸/۰	۱۱۳۹/۰	—	۴۰/۸
۲۳	آب تیمور	ایلام	۷۹۳۴/۰	۷۵۵/۵	—	۲۴/۰
		سروک	۷۹۸۳/۵	۷۵۹/۵	—	۲۴/۰
۲۴	رامین	آسماری	۱۹۰۵/۰	۱۳۶/۵	—	۳۰/۲
۲۵	نفت سفید	آسماری	۲۳۸۸/۰	۴۸۱/۵	۹۲*	۳۶/۹
		بنگستان	۵۹۹/۰	۹۶/۰	—	۳۶/۹
۲۶	پرسپاه	آسماری	۳۹۲/۵	۴۸/۵	—	۳۸/۱
۲۷	کوپال	آسماری	۵۹۱۸/۰	۷۵۶/۰	۱۹۸	۳۲/۰
		بنگستان	۴۳۰۰/۵	۴۳۹/۵	—	۳۴/۷
۲۸	اهواز	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
۲۹	هفتگل	آسماری	۸۵۷۵/۰	۱۷۶۵/۰	۱۰۶	۳۷/۹
۳۰	منصوری	آسماری	۲۴۹۹/۰	۷۷۸/۰	—	۲۹/۳
		ایلام	۱۲۶۹۵/۰	۸۱۷/۵	—	۲۹/۳
		سروک ۱	۸۱۸۶/۵	۵۲۳/۵	—	۲۹/۳
		سروک ۲	۳۲۱۸/۵	۲۰۶/۵	—	۲۹/۳
۳۱	شادگان	آسماری ۱	۱۷۲۲/۵	۳۶۰/۲	—	۲۸/۲
		آسماری ۲	۱۳۷۶/۰	۴۱۸/۶	—	۳۵/۶
۳۲	مارون	آسماری	۴۶۶۶۵/۰	۱۳۰۰۰/۰	۲۹۹۶	۳۳/۰
		بنگستان ۱	۳۰۵۷/۵	۲۳۳/۰	—	۳۰/۲
		بنگستان ۲	۴۷۸/۵	۳۶/۰	—	۳۰/۲
		بنگستان ۳	۲۴۰/۰	۱۸/۰	—	۳۰/۲

* علامت منفی به دلیل برداشت از کلاهک و هرزروی نفت است.

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

(میلیون بشکه)

شماره	میدان	سازند	نفت خام موجود در جای اولیه (مورد انتظار و ممکن)	ذخیره قابل استحصال اولیه (مورد انتظار و ممکن)	ذخیره قابل استحصال ثانویه (مورد انتظار و ممکن)	درجه API
۳۳	رامشیر	آسماری	۱۱۵۲/۵	۲۲۴/۵	۴۲	۲۷/۱
		بنگستان	۴۸۰/۵	۵۷/۵	—	۳۲/۰
۳۴	آغا جاری	آسماری	۲۴۸۲۰/۰	۸۷۳۸/۰	۵۰۶۸	۳۴/۰
		بنگستان	۲۲۶۰/۰	۴۵۸/۵	—	۳۴/۲
۳۵	کرنج	آسماری	۱۰۰۶۹/۵	۳۱۰۵/۰	۱۱۵۰	۳۴/۰
		پایه	۲۲۹۵/۰	۴۷۵/۵	—	۳۵/۷
۳۶	پارسی	آسماری	۱۲۲۹۲/۵	۲۶۰۹/۰	۶۸۰	۳۴/۰
۳۷	خویز	داریان - گدوان	۱۹۴۹/۰	۱۶۱/۰	—	۳۵/۶
۳۸	منصورآباد	—	۱۳۷/۵	۱۳/۸	—	—
۳۹	پازنان	آسماری	۶۹۲۹/۰	۱۳۳۷/۰	۳۴۴ *	۳۵/۰
۴۰	کوه رنگ	داریان	۴۰۴/۰	۱۲۷/۰	—	—
۴۱	رگ سفید	آسماری	۱۲۰۶۸/۵	۲۴۵۳/۵	—	۲۹/۳
		بنگستان	۶۶۷۴/۵	۱۰۹۲/۵	—	۲۹/۳
۴۲	شروم	سروک	۹۸۴/۰	۱۸۷/۰	—	—
۴۳	خبرآباد	آسماری	۴۳/۱	۳/۵	—	۳۹/۰
۴۴	گچساران	آسماری	۴۹۳۴۲/۵	۱۱۶۱۶/۰	۴۴۳۷	۳۱/۵
		بنگستان	۳۶۱۷/۵	۵۸۵/۵	—	۳۱/۳
		خامی	۴۳۸/۰	۷۰/۰	—	۳۱/۲
۴۵	بی بی حکیمه	آسماری	۱۴۸۹۰/۰	۲۷۴۸/۵	۱۲۸۰	۳۰/۶
		بنگستان	۲۱۴۲/۰	۲۸۳/۰	—	۳۰/۶
۴۶	کرنگان	داریان - فهلان	۵۹۶/۵	۴۶/۵	—	۳۵/۶
		سورمه	۸۲/۰	۵/۵	—	۳۵/۶
۴۷	رودک	خلیج - فهلان	۶۷۰/۰	۸۹/۰	—	۳۹/۲
۴۸	چلینگر	داریان - فهلان	۹۹۲/۵	۱۰۱/۵	—	۳۸/۰
		سورمه	۱۱۸۴/۵	۱۲۲/۵	—	۳۹/۷

* علامت منفی به دلیل برداشت از کلاهک و هرزروی نفت است.

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

(میلیون بشکه)

شماره	میدان	سازند	تفت‌خام موجود در جای اولیه (مورد انتظار و ممکن)	ذخیره قابل استحصال اولیه (مورد انتظار و ممکن)	ذخیره قابل استحصال ثانویه (مورد انتظار و ممکن)	درجه API
۴۹	کیلورکریم	آسماری	۳۳۸۵/۰	۲۱۵/۰	—	۲۷/۴
		بنگستان	۱۰۸۸/۰	۵۵/۰	—	۳۳/۵
۵۰	سولابدر	خامی	۱۷۴۹/۵	۱۶۱/۵	—	۳۹/۹
۵۱	سیامکان	بنگستان	۱۳۳۸/۰	۶۸/۰	—	۳۹/۰
۵۲	بینک	آسماری	۲۸۹/۵	۲۶/۰	—	۲۷/۶
		بنگستان	۳۲۸۰/۰	۵۹۹/۰	۳۴۱	۳۰/۳
۵۳	چهار بیشه	آسماری	۴۹۵/۵	۵۰/۰	—	۳۱/۰
۵۴	گلخاری	چهرم - آسماری	۱۷۷۰/۵	۱۲۶/۰	—	۲۶/۰
		داریان	۵۲/۵	۵/۵	—	۴۱/۳
		خلیج	۱۴۲/۵	۱۴/۵	—	۳۶/۳
۵۵	نرگسی	آسماری - چهرم	۲۰۴۴/۰	۳۲۵/۵	—	۳۶/۰
۵۶	دارخوین	فهلپان	۷۶۸۳/۵	۱۲۵۳/۵	—	—
		سروک	۱۰۰۴/۰	۱۵۶/۰	—	—
		ایلام	۱۳۵۶/۰	۷۰/۵	—	—
۵۷	بوشهر	سورمه	۲۳۱/۵	۱۵/۰	—	۳۸/۰
۵۸	بوشگان	آسماری	۲۸۲/۵	۱۵/۵	—	۳۴/۸
۵۹	کوه کاکلی	آسماری	۲۲۲/۰	۱۹/۰	—	۲۴/۹
		بنگستان	۹۵۳/۰	۸۰/۰	—	۲۸/۳
۶۰	سعادت آباد	بنگستان	۵۸۰/۰	۶۳/۵	—	—
۶۱	سروستان	بنگستان	۹۹۴/۰	۱۶۶/۹	—	۲۹/۱
۶۲	البرز	قم	۱۰۲/۶	۲۲/۱	—	۳۹/۰
۶۳	شور	آسماری	۴۸۸/۰	۳۵/۴	—	—
۶۴	زاغه	پابده	۱۷۲۹/۰	۲۷۳/۵	—	۱۵/۰
۶۵	کوه مند	چهرم	۴۰۳۷/۰	ناچیز	۴۰۴ **	۱۴/۰
		سروک	۴۸۱۳/۰	۲۴۰/۰	۷۲۰ **	۱۴/۰

* علامت منفی به دلیل برداشت از کلامک و هرزروی نفت است.

جدول (۱-۴): مشخصات میادین نفتی واقع در فلات قاره

(میلیون بشکه)

شماره	میدان	سازند	نفت خام موجود در جای اولیه (مورد انتظار و ممکن)	ذخیره قابل استحصال اولیه (مورد انتظار و ممکن)	ذخیره قابل استحصال ثانویه (مورد انتظار و ممکن)	درجه API
۱	بهرگانسر	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	۳/۷	—	—
۲	نوروز	نهرامر	۱۹۰۲/۰	۷۴۴/۰	—	۲۱/۰
		دیکنیاکتوس	۱۴۷/۰	۱۴/۷	—	۲۰/۰
		شعبیا	۵۲۴/۰	۱۰۵/۰	—	—
۳	ابوذر	برگن ب	۱۰۵/۰	۲۷/۲	—	—
		غار	۳۲۷۵/۰	۱۰۴۶/۰	—	۲۶/۰
		آسماری	۲۵۵۵/۰	۴۵۰/۳	—	—
۴	سروش	برگن آ	۳۰۲۰/۰	۲۴/۳	—	—
		برگن ب	۶۹۰۲/۰	۵۹۸/۰	—	۱۹/۰
		برگن سی	۱۸۳۸/۰	ناچیز	۸۱/۹ *	—
۵	اسفندیار ***	رقای زیرین	۲۴۳۳/۰	۷۳/۰	—	۳۱/۳
۶	فروزان	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
۷	بلال	خاتیا	۲۰۳/۰	۱۳/۰	—	—
		عرب - هیث	۵۴۰/۰	۹۱/۸	۷۲/۲	—
		شعبیا	۵۶/۰	۲/۸	—	—
۸	آلفا	عرب سی	۱۲۰/۰	۱۸/۷	—	۳۲/۴
		عرب آ	۲۰/۰	۲/۰	—	—

* ذخیره ثالثیه.
** ارقام تقریبی است.

جدول (۱-۴): مشخصات میادین نفتی واقع در فلات قاره ... ادامه

(میلیون بشکه)

شماره	میدان	سازند	نفت خام موجود در جای اولیه (مورد انتظار و ممکن)	ذخیره قابل استحصال اولیه (مورد انتظار و ممکن)	ذخیره قابل استحصال ثانویه (مورد انتظار و ممکن)	درجه API
۹	رسالت	شعبیا	۶۷۸/۰	۷۹/۴	۲/۰	۳۴/۱
		عرب سی	۷۷۹/۰	۱۸۲/۳	۳۴/۸	۳۴/۰
		میشرف	۲۲۲/۰	۲۳/۷	—	۲۹/۰
۱۰	رشادت	میشرف	۴۱۳/۰	۵۷/۹	—	۲۷/۰
		شعبیا	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
		بوئیب	۲۹۷/۰	۸۰/۲	—	۳۵/۱
۱۱	سلمان	عرب فوقانی	۱۹۶۶/۰	۲۵۵/۶	۲۸۲/۷	۳۶/۵
		عرب تحتانی	۲۸۴۱/۰	۱۲۱۱/۲	—	۳۱/۰
		ایلام	۱۹۸۰/۰	۱۰۲/۷	—	۳۱/۷
۱۲	سیری A	میشرف	۷۹/۰	۷/۰	—	—
		میشرف	۵۵۱/۰	۹۲/۱	۶۷/۷	۳۱/۰
۱۳	سیری C	میشرف	۷۰۰/۰	۱۶۰/۰	۱۲۳/۰	۳۱/۰
۱۴	سیری D	ایلام - میشریف	۱۹۲/۰	۵۴/۵	—	۳۲/۶
۱۵	نصرت	میشرف	۱۷۲۵/۰	۱۵۲/۰	۴۹۸	۳۰/۲
۱۶	ساختمان اف	کرتاسه تحتانی و عرب	۳۰۶۱۰/۰	ناچیز	۳۰۶۱/۰*	—
۱۸	درود	آسماری	۳۳۰/۰	۵۵/۶	—	۲۱/۰
		زتاوی خامی	۳۳۰۷/۰	۳۲۹/۰	—	۳۱/۹
		پاماما و منیفا	۸۳۹۶/۰	۱۹۱۷/۰	۶۲۴/۰	۳۴/۰
۱۹	هندیجان	غار	۲۳۲/۰	۳۰/۰	—	۲۳/۵
		آسماری	۱۳۳/۰	۱۶/۳	—	۲۹/۳
		سرک	۲۱۷/۰	۲۱/۳	—	۲۵/۳
		نهرامر	۱۰۷/۰	۳۲/۲	—	۲۳/۵
۲۰	مبارک (سهم ایران)	ایلام	۹۱/۰	۳۵/۷	—	۴۰/۰
		میشرف	۴۵/۰	۳۶/۴	—	۴۰/۰

* ذخیره ثالثیه.

** ارقام تقریبی است.

۱-۳. تولید و تحویل نفت خام

متوسط نفت خام تولیدی کشور در سال ۱۳۷۴ بالغ بر ۳۹۲۷ هزار بشکه در روز بوده که ۳۴۶۹ هزار بشکه در روز از میادین خشکی و ۴۵۸ هزار بشکه در روز از میادین دریایی تولید شده است. تعداد میادین تولیدی خشکی ۳۸ میدان و در منطقه فلات قاره ۱۴ میدان می باشد که در چهار منطقه عملیاتی بهرگان، خارک، سیری و لاوان قرار دارند. منطقه خارک بیشترین میزان تولید نفت خام را در منطقه فلات قاره دارا می باشد.

جدول (۱-۵): وضعیت تولید و تحویل نفت خام در سال ۱۳۷۴

(هزار بشکه در روز)

شرح	میزان عملکرد
تولید	
تولید نفت خام خشکی	۳۴۶۹
تولید نفت خام فلات قاره	۴۵۸
کل تولید نفت خام	۳۹۲۷
مصارف داخلی	
نفت خام تحویلی به پالایشگاههای داخلی	۱۳۳۵
نفت خام معادل جهت واردات فرآورده	۱۵۰
جمع مصرف داخلی	۱۴۸۵
صادرات نفت خام	
صادرات مستقیم نفت خام	۲۴۰۹

از کل نفت خام تولیدی در منطقه خشکی پس از تأمین خوراک پالایشگاههای آبادان، تهران، اصفهان، تبریز، کرمانشاه، اراک و شیراز مابقی به خارج از کشور صادر می شود. در منطقه فلات قاره، کل نفت خام تولیدی مناطق عملیاتی بهرگان، خارک و سیری به خارج از کشور صادر می شود و در منطقه لاوان پس از تأمین خوراک مجتمع تقطیر لاوان، مابقی صادر خواهد شد.

نفت خام تحویلی به پالایشگاههای داخلی بجز نفت خام تحویلی به پالایشگاه شیراز که از میدان

گچساران تأمین می‌گردد، از نوع نفت‌خام سبک می‌باشد. در زمینه صادرات نفت‌خام شایان ذکر است که به منظور ارتقاء کیفیت نفت‌خام سنگین صادراتی، برخی از نفت‌خام‌های سبک نظیر نفت‌خام تولیدی میدان اهواز (با توجه به درجه API آن) به عنوان نفت‌خام سنگین صادر می‌گردد. نفت‌خام سنگین صادراتی از نفت‌خام تولیدی میادین اهواز، گچساران، بی‌بی‌حکیمه، بیتک، رگ‌سفید، منصوری، کوپال و رامشیر و نفت‌خام سبک صادراتی از نفت‌خام میادین آغاچاری، پازنان، کرنج، پارسی، چشمه خوش، سولابدر، چلینگر، هفت‌گل، نفت‌سفید و ... تشکیل شده است.

طی سال ۱۳۷۴ جمعاً ۲۴۰۹ هزار بشکه در روز نفت‌خام به خارج از کشور صادر شد که از پایانه‌های خارک، بهرگان (نفت‌خام منطقه بهرگان) سیری و لاوان صورت پذیرفت. در این سال ۴۷/۶ میلیون تن نفت‌خام توسط نفتکش‌های تحت بهره‌برداری شرکت ملی نفتکش تحت عنوان پروژه CIF و ۹/۴ میلیون تن نیز از محل مخازن روی آب (نفتکش‌های مخزن نفت‌خام) بوده است.

۱-۴. میدان‌های نفتی تأمین کننده خوراک پالایشگاههای کشور

طراحی پالایشگاههای کشور با توجه به نوع نفت‌خام ارسالی به آنها انجام گرفته مضافاً اینکه با در نظر گرفتن مواد تشکیل‌دهنده نفت‌خام و نیاز مناطق مصرف، الگوی پالایشی مناسبی نیز برای هر یک از پالایشگاهها پیش‌بینی نشده است.

تأمین نفت‌خام خوراک پالایشگاههای کشور با توجه به طراحی اولیه آنها، از مناطق بهره‌برداری و میادین نفتی به شرح زیر می‌باشد:

پالایشگاه آبادان از میادین نفتی:	اهواز آسماری، مخلوط ناحیه مرکزی و نفت‌خام سنگین صادراتی
پالایشگاه اصفهان از میادین نفتی:	مارون، شادگان
پالایشگاه تهران و تبریز از میادین نفتی:	مارون، شادگان، اهواز آسماری
پالایشگاه کرمانشاه از میادین نفتی:	اهواز آسماری، سرکان، ماله‌کوه و نفت‌شهر
پایشگاه لاوان از میادین نفتی:	فلات قاره
پالایشگاه اراک از میدان:	اهواز آسماری
پالایشگاه شیراز از میدان:	گچساران

طی سال ۱۳۷۴ از طریق خط لوله ۳۲، ۳۰ و ۳۶ اینچ مارون - اصفهان بطور متوسط روزانه ۴۶۵ هزار بشکه نفت خام ارسال شده که از این مقدار ۳۵۰ هزار بشکه در اصفهان برداشت شد و مابقی آن که تقریباً ۱۱۵ هزار بشکه در روز بود به ری منتقل گردید. ضمناً از خط لوله ۲۶، ۳۰ و ۲۶ اینچ اهواز- ری نیز روزانه نزدیک به ۳۸۰ هزار بشکه نفت خام ارسال شده که حدود ۱۶۰ هزار بشکه آن به پالایشگاه اراک و تقریباً ۵ هزار بشکه در روز از طریق خط لوله افرینه به کرمانشاه و همچنین بین ۲۱۰ تا ۲۲۰ هزار بشکه در روز نیز به ری انتقال داده شد. دریافتی خوراک نفت خام پالایشگاه تهران از خط لوله مارون و اهواز بطور متوسط ۲۳۰ هزار بشکه و پالایشگاه تبریز از طریق خط لوله ۱۶ اینچ ری - تبریز تقریباً ۱۰۰ هزار بشکه در روز بود. خوراک پالایشگاه شیراز به مقدار ۴۳ هزار بشکه در روز توسط خط ۱۰ اینچ از گچساران تأمین شده است.

طراحی پالایشگاه بندرعباس براساس روزانه ۲۲۰ هزار بشکه نفت خام سنگین صادراتی و نیز ۱۲ هزار بشکه مایعات گازی سرخون می‌باشد.

علیرغم مشخص بودن بازدهی هر یک از خوراک پالایشگاههای کشور از نظر تولید فرآورده‌های نفتی، در عمل با انجام تغییراتی در واحدهای پالایشی (بنا به نیاز بازار مصرف)، بازدهی و راندمان نسبت به وضعیت طراحی تا حدی تغییر داده می‌شود که با این تغییرات بخشی از نیاز به فرآورده‌های نفتی تأمین می‌گردد. اما در مواردی نیز مانند در سرویس نفت خام بودن واحدهای غلظت شکن پالایشگاههای تهران، اصفهان با تولید نفت کوره اضافی، نیاز به مصرف فرآورده‌های میان تقطیر به منظور اصلاح گرانیوی آن بیشتر می‌شود. لذا با توجه به گسترش شبکه‌های گازرسانی در سطح کشور، صادرات حدود ۱۲۰ هزار بشکه نفت خام خوراک واحدهای غلظت شکن منطقی‌تر به نظر می‌رسد.

۱-۵. وضعیت تولید فرآورده‌های نفتی

طی سال ۱۳۷۴، میزان نفت خام خوراک پالایشگاههای داخلی ۱۳۰۰/۵ هزار بشکه در روز بوده که با توجه به نیاز داخلی، بیشتر از ظرفیت طراحی پالایشگاهها بوده است. جدول (۱۶) درصد کارکرد پالایشگاهها نسبت به طراحی آنها را نشان می‌دهد.

جدول (۱-۶): درصد کارکرد پالایشگاهها به ظرفیت طراحی و تولید فرآورده در سال ۱۳۷۴

پالایشگاه	ظرفیت طراحی (خوراک) (هزار بشکه در روز)	کارکرد واقعی خوراک (هزار بشکه در روز)	درصد کارکرد به ظرفیت طراحی	کل تولید فرآورده (مترمکب در روز)
آبادان	۳۵۰*	۳۷۱/۴	۱۰۶	۵۷۴۷۳
اصفهان	۲۰۰	۳۴۷/۱	۱۷۴	۵۲۶۸۷
اراک	۱۵۰	۱۶۱/۷	۱۰۸	۲۴۴۳۳
کرمانشاه	۱۵	۲۲/۳	۱۴۹	۳۴۰۰
تبریز	۸۰	۹۷/۲	۱۲۲	۱۴۳۹۶
تهران	۲۲۰	۲۲۹/۱	۱۰۴	۳۴۲۶۳
شیراز	۴۰	۴۲/۷	۱۰۷	۶۲۳۵
لاوان	۲۰	۲۹/۰	۱۴۵	۴۵۵۱
جمع	۹۷۵	۱۳۰۰/۵	۱۳۳	۱۹۷۴۳۸

* پس از بازسازی

با توجه به ظرفیت طراحی و نوع نفت خام خوراک پالایشگاهها، تولید فرآوردههای نفتی در حد معینی قرار دارد ولی به دلیل نیاز روزافزون مصارف داخلی و با توجه به هزینههای سنگین واردات فرآورده، با تغییراتی که در پالایشگاهها انجام شد میزان فرآوردههای میان تقطیر و سبک که بیشتر مورد نیاز می باشد درصد محدودی افزایش یافت ولی این مسئله موجب افزایش تولید فرآوردههای سنگین نظیر نفت کوره گردید. بطوری که طی سال ۱۳۷۴، میزان تولید فرآوردههای سبک پالایشگاهها ۲۰/۲ درصد، فرآوردههای میان تقطیر ۴۲/۹ درصد و فرآوردههای سنگین در حدود ۳۷ درصد بود. این امر اقتصاد پالایش را زیر سؤال می برد مضافاً به اینکه از دستگاهها و واحدهای مختلف پالایشی در محدوده عملیاتی آنها نیز استفاده نشده که این امر می تواند آسیب های جدی را به دستگاهها وارد ساخته و منجر به استهلاک زودرس آنها گردد.

جدول (۱-۷): میزان تولید فرآوردههای نفتی در پالایشگاههای کشور در سال ۱۳۷۴ (درصد)

پالایشگاه	فرآوردههای سبک	فرآوردههای میان تقطیر	فرآوردههای سنگین
آبادان	۲۰/۲۶	۳۲/۴۰	۴۷/۳۷
اصفهان	۱۷/۷۷	۵۱/۵۰	۳۰/۷۲
اراک	۲۱/۰۳	۴۸/۶۴	۳۰/۳۲
کرمانشاه	۲۴/۳۹	۳۸/۳۹	۳۷/۲۲
تبریز	۲۰/۷۷	۴۷/۶۹	۳۱/۵۴
تهران	۲۱/۷۳	۴۳/۷۴	۳۴/۵۳
شیراز	۲۳/۷۰	۳۸/۰۳	۳۸/۲۷
لاوان	۱۹/۷۰	۳۹/۶۷	۴۰/۶۴
جمع	۲۰/۱۸	۴۲/۹۱	۳۶/۹۱

جدول (۸-۱): میزان تولید انواع فرآورده‌های نفتی
در پالایشگاه‌های داخلی در سال ۱۳۷۴

فرآورده	میزان تولید (مترمکعب در روز تقویمی)
گازمایع	۷۴۸۱
بنزین موتور	۲۹۱۳۵
نفت سفید	۲۳۷۳۹
نفت گاز	۵۵۷۰۰
نفت کوره	۶۴۹۴۳
سوخت سبک جت	۴۲۶
سوخت سنگین جت	۱۸۵۰

در حال حاضر استانهای تأمین شونده توسط پالایشگاهها بشرح زیر می‌باشند:

- پالایشگاه تهران: تأمین کننده فرآورده‌های نفتی مورد نیاز استانهای تهران، زنجان و سمنان.
- پالایشگاه اصفهان: تأمین کننده فرآورده‌های نفتی مورد نیاز استانهای اصفهان، چهارمحال و بختیاری و بخشی از استان فارس.
- پالایشگاه آبادان: تأمین کننده فرآورده‌های نفتی مورد نیاز استانهای خوزستان، کهگیلویه و بویراحمد، لرستان و بخشی از ایلام.
- پالایشگاه شیراز: تأمین کننده فرآورده‌های نفتی مورد نیاز استان فارس و بوشهر.
- پالایشگاه کرمانشاه: تأمین کننده فرآورده‌های مورد نیاز استانهای کردستان، کرمانشاه و ایلام.
- پالایشگاه اراک: تأمین کننده فرآورده‌های مورد نیاز استانهای مرکزی، همدان و بخشی از نیازهای کردستان و کرمانشاه.
- پالایشگاه لاوان: تأمین کننده فرآورده‌های نفتی مورد نیاز بخش‌هایی از استانهای ساحلی، بوشهر، سیستان و بلوچستان.
- بخش عمده نیاز استانهای ساحلی، کرمان، یزد و سیستان و بلوچستان به فرآورده‌های نفتی از طریق واردات خارج از کشور تأمین می‌گردد. لازم به ذکر است که مصرف استانهای شمالی کشور و خراسان از تولیدات پالایشگاههای آبادان، اصفهان، تهران و اراک پس از ارسال به ری تأمین می‌شود.

جدول (۹-۱): ظرفیت، خوراک و تولید فرآورده‌های نفتی در پالایشگاههای کشور طی سالهای ۷۴-۱۳۶۷

(میلیون لیتر)

۱۳۷۴	۱۳۷۳	۱۳۷۲	۱۳۷۱	۱۳۷۰	۱۳۶۹	۱۳۶۸	۱۳۶۷	پالایشگاهها	
۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	ظرفیت طراحی شده	تهران
۱۳۲۹۳	۱۳۹۸۱	۱۳۴۷۰	۱۳۷۳۸	۱۳۷۷۶	۱۴۱۲۶	۱۳۶۷۱	۱۳۳۵۰	نفت خام خوراک	
۱۲۵۰۶	۱۳۳۰۰	۱۳۱۸۰	۱۳۰۴۸	۱۳۰۲۲	۱۳۱۵۴	۱۲۹۰۹	۱۲۴۸۲	تولید	
۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰	ظرفیت طراحی شده	اصفهان
۲۰۱۲۳	۲۰۴۸۱	۱۹۷۶۷	۲۰۳۵۳	۱۹۲۸۲	۱۸۱۷۱	۱۷۹۴۹	۱۷۵۶۸	نفت خام خوراک	
۱۹۲۳۱	۲۰۱۸۲	۱۸۷۵۷	۱۹۶۸۸	۱۸۴۰۸	۱۷۳۹۳	۱۷۴۱۱	۱۶۷۹۱	تولید	
۱۱۰	۱۱۰	۱۱۰	۸۰	۸۰	۸۰	۸۰	۸۰	ظرفیت طراحی شده	تبریز
۵۶۴۳	۶۰۸۳	۵۷۲۵	۵۰۲۰	۵۱۰۲	۵۱۴۴	۴۷۰۱	۳۹۶۵	نفت خام خوراک	
۵۲۵۵	۵۷۲۳	۵۴۰۷	۴۷۱۱	۴۷۰۴	۴۸۰۶	۴۴۰۲	۳۵۹۰	تولید	
۴۰	۴۰	۴۰	۴۰	۴۰	۴۰	۴۰	۴۰	ظرفیت طراحی شده	شیراز
۲۴۸۱	۲۴۷۴	۲۲۷۷	۲۶۰۸	۲۴۹۵	۲۱۳۷	۲۲۹۴	۲۳۰۷	نفت خام خوراک	
۲۲۷۶	۲۴۲۰	۲۱۹۳	۲۴۲۴	۲۲۴۹	۱۹۷۶	۲۱۰۵	۲۱۲۸	تولید	
۱۵	۱۵	۱۵	۱۵	۱۵	۱۵	۱۵	۱۵	ظرفیت طراحی شده	کرمانشاه
۱۳۰۱	۱۴۱۴	۱۴۲۴	۱۳۳۴	۱۶۵۹	۱۵۵۷	۱۳۷۶	۱۰۹۹	نفت خام خوراک	
۱۲۴۱	۱۳۵۳	۱۳۶۴	۱۲۷۱	۱۵۷۹	۱۴۷۲	۱۳۱۴	۱۰۳۹	تولید	
۲۰	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰	ظرفیت طراحی شده	لاوان
۱۶۸۱	۱۵۶۳	۱۳۰۹	۱۳۳۳	۱۲۵۴	۱۳۳۹	۱۲۵۱	۹۹۰	نفت خام خوراک	
۱۶۶۱	۱۴۶۸	۱۲۶۸	۱۲۸۸	۱۲۲۱	۱۲۸۸	۱۲۱۱	۸۱۹	تولید	
۳۵۰	۳۵۰	۳۵۰	۲۶۰	۲۶۰	۲۶۰	۱۳۰	۰	ظرفیت طراحی شده	آبادان
۲۱۵۵۳	۱۸۷۴۲	۱۶۲۵۴	۱۳۲۵۲	۱۳۹۶۸	۸۰۴۴	۷۳۱۶	۰	نفت خام خوراک	
۲۰۹۷۸	۱۷۹۴۲	۱۵۷۶۴	۱۲۸۱۷	۱۳۶۸۴	۷۷۴۸	۷۱۸۴	۰	تولید	
۱۵۰	۱۵۰	۱۵۰	۰	۰	۰	۰	۰	ظرفیت طراحی شده	اراک
۹۳۸۳	۸۵۹۵	۵۷۹۱	۰	۰	۰	۰	۰	نفت خام خوراک	
۸۹۱۸	۸۰۳۷	۵۲۷۶	۰	۰	۰	۰	۰	تولید	
۱۱۰۵	۱۱۰۵	۱۱۰۵	۸۳۵	۸۳۵	۸۳۵	۷۰۵	۵۷۵	ظرفیت طراحی شده	جمع
۷۵۴۵۸	۷۳۳۳۵	۶۶۰۱۷	۵۷۶۳۸	۵۷۵۳۶	۵۰۵۱۸	۴۸۵۵۸	۳۹۲۷۹	نفت خام خوراک	
۷۲۰۶۶	۷۰۴۲۵	۶۳۲۰۹	۵۵۲۴۷	۵۴۶۶۷	۴۷۸۳۶	۴۶۵۳۶	۳۶۸۴۹	تولید	

ظرفیت طراحی: هزار بشکه در روز

۱-۶. امکانات حمل و نقل نفت خام به پالایشگاهها

به منظور تأمین خوراک نفت خام پالایشگاههای داخلی، خطوط لوله نفت خام از مبادی تولید به هر یک از پالایشگاههای کشور احداث شده که با بهره‌برداری از پالایشگاههای جدید، طول و ظرفیت خطوط لوله نفت خام نیز به مرور زمان افزایش یافته است.

جدول (۱-۱۰): خطوط لوله حمل نفت خام از مبادی تولید به پالایشگاهها

شرح	جهت تأمین خوراک پالایشگاه
خط لوله ۳۰/۲۶ اینچ اهواز - ری	پالایشگاههای تهران و تبریز
خط لوله ۱۶ اینچ ری - تبریز (منشعب از اهواز - ری)	پالایشگاه تبریز
خط لوله ۳۲/۳۰ مارون - اصفهان	پالایشگاه اصفهان
خط لوله ۲۴ اینچ اصفهان - ری	پس از تأمین خوراک پالایشگاه اصفهان جهت تأمین خوراک پالایشگاه تهران
خط لوله ۲۶ اینچ تنگ فنی - اراک	پالایشگاه اراک
خط لوله ۱۰ اینچ گچساران - شیراز	پالایشگاه شیراز
خط لوله ۱۶/۱۰ اینچ تنگ فنی - کرمانشاه	پالایشگاه کرمانشاه
خط لوله ۸ اینچ نفت شهر - کرمانشاه	پالایشگاه کرمانشاه
خط لوله ۲۰/۲۴ اینچ اهواز - آبادان	پالایشگاه آبادان
خط لوله ۲۴ اینچ اهواز - آبادان	پالایشگاه آبادان
خط لوله ۱۲/۱۶ اینچ مایل ۴۰ - آبادان	پالایشگاه آبادان

جمع کارکرد خطوط لوله نفت خام طی سالهای ۷۴-۱۳۷۲ به ترتیب برابر ۲۶۴۴۱، ۲۸۵۴۶ و ۲۸۰۰۶ میلیون تن کیلومتر بوده است.

همزمان با بهره‌برداری از پالایشگاههای اصفهان، اراک و ترکیب جدید نفت خام پالایشگاه آبادان و افزایش ظرفیت خطوط لوله نفت خام، تغییراتی در سیستم خطوط انتقال و تغذیه پالایشگاههای کشور

بوجود آمد که اهم آنها بشرح زیر می باشد:

- ۱- تغذیه پالایشگاه آبادان به میزان ۴۰۰ هزار بشکه در روز از طریق سه رشته خط لوله.
- ۲- روزانه ۳۸۰ هزار بشکه از نفت خام اهواز آسماری به وسیله خط لوله ۲۶ و ۳۰ اینچ از اهواز به سمت ری ارسال می شود. سهم نفت خام پالایشگاههای کرمانشاه و اراک که از این خط تغذیه می شوند روزانه به ترتیب ۵۰ و ۱۶۰ هزار بشکه می باشد، مازاد این مقادیر که حدود ۲۱۵ هزار بشکه در روز است جهت تغذیه پالایشگاههای تهران و تبریز به سمت ری ارسال می گردد.
- ۳- بطور متوسط روزانه ۵۲۰ هزار بشکه از نفت خام مارون و شادگان به وسیله خط لوله ۳۰ و ۳۲ اینچ مارون - اصفهان به سمت پالایشگاه اصفهان ارسال می شود. پالایشگاه اصفهان ۳۷۰ هزار بشکه نفت خام مورد نیاز روزانه خود را از خط فوق دریافت کرده و بقیه 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- ۳۵۰ هزار بشکه در روز نفت خام های ورودی به انبار ری (۲۰۰ هزار بشکه از طریق خط لوله اهواز - ری و ۱۵۰ هزار بشکه از طریق خط لوله مارون - اصفهان - ری) بین دو پالایشگاه تهران و تبریز به ترتیب به میزان ۲۴۰ و ۱۱۰ هزار بشکه در روز تقسیم می گردد.
- ۵- روزانه ۴۳ هزار بشکه از نفت خام منطقه گچساران به پالایشگاه شیراز فرستاده می شود.
- ۶- روزانه ۵۴۰۰ بشکه از نفت خام منطقه سرکان ماله کوه از طریق تلمبه خانه افرینه به پالایشگاه کرمانشاه فرستاده می شود و کمبود خوراک پالایشگاه کرمانشاه که در حدود ۱۰ هزار بشکه در روز است از منطقه نفت شهر تأمین و به وسیله خط لوله ۸ اینچ نفت شهر - کرمانشاه به پالایشگاه کرمانشاه ارسال می شود.

با توجه به مراتب فوق مجموع مقدار نفت خام دریافتی پالایشگاههای کشور از خطوط لوله بالغ بر ۱۳۵۸ هزار بشکه در روز می شود که در مقیاس با سالهای قبل از انقلاب ۳۷ درصد افزایش دارد. طول خطوط لوله انتقال نفت خام که این مقدار مواد را از مناطق نفت خیز به پالایشگاههای کشور رسانده است در حدود ۳۲۵۲ کیلومتر با قطرهای مختلف می باشد. رقم فوق خطوط لوله ارتباطی بین مناطق نفت خیز خشکی و همچنین خطوط لوله کف دریا در عملیات دریایی را شامل نمی شود.

جدول (۱۱-۱): مشخصات خطوط انتقال نفت خام کشور به پالایشگاهها و مبادی صادراتی

استان	ملاحظات	قطر (اینچ)	طول (کیلومتر)	موقعیت
مبدأ - مقصد				
بوشهر - بوشهر	صادرات دریایی	۱۰.۱۶	۶۶	مرکز نفتی بهرگان - سکوی هندیجان
بوشهر - بوشهر	صادرات دریایی	۱۸	۹۱/۷	مرکز نفتی بهرگان - سکوی نوروز
هرمزگان - هرمزگان	صادرات دریایی	۱۸	۱۰۹/۴	مرکز نفت لاوان
هرمزگان - هرمزگان	صادرات دریایی	۱۶	۳۲/۲	ترمینال جزیره سیری - سکوی تولید
هرمزگان - هرمزگان	صادرات دریایی	۲۲	۱۴۳/۲	جزیره لاوان - حوزه سلمان
کرمانشاه - کرمانشاه	تغذیه کننده پالایشگاه کرمانشاه	۸	۲۳۵	نفت شهر - کرمانشاه
کهگیلویه - فارس	تغذیه کننده پالایشگاه شیراز	۱۰	۲۳۰	گچساران - شیراز
خوزستان - تهران	تغذیه کننده پالایشگاههای اراک، تهران و تبریز	۲۶.۳۰	۷۳۵	اهواز - ری
لرستان - کرمانشاه	تغذیه کننده پالایشگاه کرمانشاه	۱۰.۱۶	۲۲۶	تنگ فنی - کرمانشاه
لرستان - مرکزی	تغذیه کننده پالایشگاه اراک	۲۶	۱۷۳/۸	تنگ فنی - اراک
خوزستان - اصفهان	تغذیه کننده پالایشگاههای اصفهان، تهران و تبریز	۳۶۳۲.۳۰	۴۳۶	مارون - اصفهان
اصفهان - تهران	تغذیه کننده پالایشگاههای تهران و تبریز	۲۴	۳۷۲	اصفهان - ری
تهران - آذربایجان شرقی	تغذیه کننده پالایشگاه تبریز	۱۶	۶۰۶	ری - تبریز
مازندران - تهران	تغذیه کننده پالایشگاههای تهران و تبریز	۱۲.۱۶	۳۲۳	نکا - ساری - ری
لرستان - مرکزی	تغذیه کننده پالایشگاه اراک	۲۶		رازان - اراک
خوزستان - خوزستان	ارتباطی	۸.۲۴	۵۴۷	مسجد سلیمان - اهواز
خوزستان - خوزستان	ارتباطی	۸.۱۲	۱۲۸/۷	مسجد سلیمان - لب سفید
خوزستان - خوزستان	ارتباطی	۱۰.۱۲	۱۱۹	اهواز - هفت گل
خوزستان - خوزستان	تغذیه کننده پالایشگاه آبادان	۲۴	۱۲۸	اهواز - آبادان
خوزستان - خوزستان	تغذیه کننده پالایشگاه آبادان	۲۰.۲۴	۱۲۸	اهواز - آبادان
خوزستان - خوزستان	تغذیه کننده پالایشگاه آبادان	۱۶.۲۰	۱۶۰	مایل صفر - آبادان
هرمزگان - هرمزگان	تغذیه کننده پالایشگاه بندرعباس	۳۲	۱۰	اسکله شهید رجایی - بندرعباس
خوزستان - بوشهر	صادرات	۱۲.۴۲	۶۴۵	آغاچاری - خارک
خوزستان - بوشهر	صادرات	۱۲	۱۱۲/۶	پازنان - خارک
خوزستان - بوشهر	صادرات	۲۴.۴۲	۱۳۶/۸	مارون - خارک
خوزستان - بوشهر	ارتباطی	۸.۱۲	۱۲۳/۹	رامشیر - رگ سفید
خوزستان - بوشهر	ارتباطی	۱۴.۵۲	۵۷۱/۲	گچساران - خارک

جدول (۱۲-۱): تحولات ظرفیت خطوط لوله انتقال نفت خام

(هزار بشکه در روز)

شرح	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
مناطق مرکزی - آبادان	—	۴۰۰	۴۳۰
اهواز - ری	۳۱۴	—	۳۷۰
اهواز - تنگ فنی	۳۱۴	۳۸۰	۳۷۰
تنگ فنی - کرمانشاه	۸	۱۰	۱۰
تنگ فنی - اراک	۳۰۶	۳۷۰	۳۶۰
اراک - ری	۱۷۲	۲۰۰	۱۹۵
مارون - اصفهان	۴۷۴	۵۲۰	۴۸۷
اصفهان - ری	۱۲۹	۱۵۰	۱۴۶
ری - تبریز	۱۰۰	۱۱۰	۹۹
گچساران - شیراز	۴۰	۴۳	۴۴
سرکان - سرماه کوه - کرمانشاه	۴	۴	۵/۴
نفت شهر - کرمانشاه	۱۵	۱۱	۱۰/۸
جمع	۱۸۷۶	۲۱۹۸	۲۵۲۷/۲

۱-۷. امکانات حمل و نقل فرآورده‌های نفتی در سطح کشور

با توجه به فاصله مراکز نقل مصرف از مبادی تولید فرآورده‌های نفتی و همچنین به منظور انتقال فرآورده‌های وارداتی، از چهار نوع وسیله حمل استفاده می‌شود که شامل خط لوله، نفتکش‌های جاده‌پیما، مخزن‌دارهای راه‌آهن و نفتکش‌های دریایی می‌باشد.

طی سال ۱۳۷۴، جمعاً ۲۶۱۷۰ میلیون تن کیلومتر فرآورده تولیدی و وارداتی به مراکز مصرف انتقال یافته که خط لوله با حمل ۱۴۹۱۵ میلیون تن کیلومتر، بیشترین سهم را داشته (۵۷ درصد) هر چند که با توجه به کاهش واردات فرآورده در سال مزبور نسبت به سال ۱۳۷۳ کاهش نشان می‌دهد. نفتکش‌های جاده‌پیما با ۲۱ درصد سهم، نفتکش دریایی ۱۳ درصد و مخزن‌دارهای راه‌آهن با ۹/۱ درصد سهم در ردیف‌های بعدی قرار دارند.

جدول (۱۳-۱): درصد حمل فرآورده‌های نفتی با انواع وسایل حمل و نقل در داخل کشور

شرح	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
خطوط لوله	۴۲/۹	۵۷/۳	۵۵/۳	۶۳/۵	۶۳/۸	۶۶/۱	۶۵/۶	۶۵/۴۷
راه‌آهن	۷/۶	۷/۵	۱۰/۰	۷/۹	۷/۸	۷/۹	۸/۹	۱۰/۴۸
تانکر زمینی	۲۸/۲	۳۱/۴	۳۰/۷	۲۸/۶	۲۸/۳	۲۵/۹	۲۵/۴	۲۳/۹۸
کشتی	۲۱/۳	۳/۸	۴/۰	-	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۰۷
جمع	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰

جدول (۱۴-۱): هزینه‌های حمل فرآورده‌های نفتی با وسایل مختلف

(ریال به ازاء هر تن کیلومتر)

شرح	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
خطوط لوله	۰/۵۹	۰/۷۳	۰/۷۵	۰/۸۵	۰/۹۲	۱/۳۲	۲/۱۰	۳/۱۵
راه‌آهن	۲/۶۰	۳/۳۳	۳/۲۰	۶/۰۴	۶/۳۱	۱۰/۴۱	۱۲/۶۸	۲۲/۹
تانکر زمینی	۴/۶۹	۵/۴۷	۷/۸۱	۱۱/۳۸	۱۵/۹۹	۱۸/۶۸	۲۱/۴۶	۳۰/۷۴
کشتی	۱/۶۳	۱/۰۳	۱/۰۰	-	*	*	۱/۸۲	۱/۱۲
متوسط با احتساب درصد حمل	۲/۱۲	۲/۴۳	۳/۱۷	۴/۳۲	۵/۶۷	۶/۶۷	۸/۱۰	۱۲/۰۰

جدول (۱۵-۱): کارکرد وسایل حمل و نقل فرآورده‌های نفتی و هزینه‌های مربوطه

شرح	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
الف: کارکرد میلیون تن/کیلومتر	۱۰۳۸۷	۱۱۳۱۲	۱۰۹۵۱	۱۲۴۹۰	۱۳۹۵۳	۱۵۴۶۸	۱۵۲۲۸	۱۴۹۱۵
خطوط لوله فرآورده	۱۸۵۲	۱۴۷۲	۱۹۸۴	۱۵۶۰	۱۶۹۶	۱۸۵۶	۲۰۷۶	۲۳۸۷
راه‌آهن	۶۸۲۳	۶۲۰۱	۶۰۷۳	۵۶۱۹	۶۲۰۹	۶۰۶۳	۵۸۸۹	۵۴۶۳
وسایل حمل جاده‌ای (تانکر)	۵۱۵۰	۷۴۳	۷۸۴	-	*۱۷	*۱۴	۱۸۱۵	۳۴۰۵
وسایل حمل آبی (کشتی)	۲۴۲۱۲	۱۹۷۲۸	۱۹۷۹۲	۱۹۶۶۹	۲۱۸۷۵	۲۳۴۰۱	۲۵۰۰۸	۲۶۱۷۰
جمع	۶۱۱۸	۸۲۷۳	۸۱۹۱	۱۰۵۸۶	۱۲۸۶۹	۲۰۴۰۲	۳۲۰۱۵	۴۶۹۷۲
ب: هزینه - میلیون ریال	۴۸۱۶	۴۸۹۸	۶۳۵۰	۹۴۲۵	۱۰۷۰۴	۱۹۳۲۰	۲۶۳۱۶	۵۴۶۶۶
خطوط لوله فرآورده	۳۲۰۱۵	۳۳۹۴۳	۴۷۴۲۶	۶۳۹۶۶	۹۹۲۸۸	۱۱۳۲۳۷	۱۲۶۳۷۴	*۱۶۷۹۵۳
راه‌آهن	۸۳۸۴	۷۶۷	۷۸۱	۹۲۱	۱۱۲۲	۳۰۸۶	۳۳۱۱	۳۸۰۷
وسایل حمل جاده‌ای	۵۱۳۳۳	۴۷۸۸۱	۶۲۷۴۸	۸۴۸۹۸	۱۲۳۹۸۳	۱۵۶۰۴۵	۱۸۸۰۱۶	۲۷۳۳۹۸
وسایل حمل آبی	جمع							

* رقم هزینه نفت کشتی‌های جاده‌ای شامل یارانه پرداختی از سوی شرکت جهت خرید لاستیک متر می‌باشد.

** فقط با لت‌بندنگ کرافت بوده است و ارقام جابجایی کشتی‌های فرآورده‌بر ملحوظ نشده است بنابراین محاسبه هزینه حمل نیز امکان‌پذیر نمی‌باشد.

- خطوط لوله فرآورده‌های نفتی

خطوط لوله انتقال فرآورده، فرآورده‌های سبک و میان تقطیر نفتی تولیدی و وارداتی را به انبارهای جنب پالایشگاه و سپس به انبارهای اصلی پخش منتقل می‌سازند.

جمع طول خطوط لوله فرآورده‌های نفتی بالغ بر ۶۴۷۰ کیلومتر بوده و ظرفیت طراحی این مجموعه حدود ۱/۷۲ میلیون بشکه در روز می‌باشد. کارکرد خطوط لوله در سال ۱۳۷۴ و بهره‌گیری از ۵۷ تلمبه‌خانه موجود در مبادی و مسیرها حدود ۷۹۰ هزار بشکه در روز بوده است.

مجموع کارکرد خطوط لوله در سال ۱۳۷۴ حدود ۴۷ درصد ظرفیت طراحی شده برای خطوط می‌باشد. لزوم کاهش هزینه‌های حمل و نقل ایجاب می‌نماید که از ظرفیت مازاد خطوط لوله استفاده کرده و هزینه‌ها را تقلیل دهند.

لازم به توضیح است که انتقال مواد از کلیه خطوط به علت فرسودگی و نیز اتمام عمر عملیاتی آنها با ظرفیت طراحی امکان‌پذیر نیست، لیکن بعضی از خطوط لوله نظیر بندرعباس - رفسنجان و ری - ساری و ری - رشت و ری - تبریز وجود دارند که زمان چندانی از احداث آنها نمی‌گذرد و می‌توانند با حداکثر ظرفیت کار کنند. از بین خطوط لوله فوق خط لوله ۲۶ اینچ بندرعباس - رفسنجان که در حال حاضر فرآورده‌های وارداتی مورد نیاز کشور از بندرعباس به مناطق مرکزی و جنوب شرقی می‌رساند، پس از تکمیل و شروع به کار پالایشگاه بندرعباس در اختیار این پالایشگاه قرار گرفته و فرآورده‌های میان‌تقطیر آن را به انبارهای موجود در استانهای یزد، اصفهان و کرمان خواهد رساند. بخشی از ظرفیت خطوط لوله موجود فرآورده به انتقال فرآورده‌های وارداتی، اختصاص دارد که در سال ۱۳۷۴ با توجه به کاهش مصرف فرآورده‌های سبک و میان‌تقطیر و در نتیجه کاهش واردات، از میزان کارکرد خطوط لوله وارداتی نسبت به سال ۱۳۷۳ کاسته شده و با توجه به ثابت بودن برخی از هزینه‌های عملیاتی، نرخ هزینه حمل فرآورده وارداتی توسط خطوط لوله افزایش نشان می‌دهد.

- نفتکش‌های جاده‌پیما

همچنین به منظور حمل فرآورده‌های نفتی از انبارهای پخش به مراکز مصرف در مسیرهایی که خطوط لوله وجود نداشته باشند و یا انتقال فرآورده به واسطه محدودیت‌هایی عملیاتی، بوسیله مخزن‌دارهای راه‌آهن امکان‌پذیر نباشد از نفتکش‌های جاده‌پیما استفاده می‌گردد.

جدول (۱۶-۱): مشخصات خطوط لوله فرآورده‌های نفتی در سال ۱۳۷۴

ظرفیت: (هزار بشکه در روز)

مبدأ و مقصد	قطر لوله (اینچ)	ظرفیت طراحی	ظرفیت حمل در روز تقویمی	تعداد تلمبه‌خانه	طول (کیلومتر)	استان مبدأ - مقصد
آبادان - اهواز	۱۶	۱۰۳	۵۹/۸	۱	—	خوزستان - خوزستان
آبادان - اهواز	۱۲	۶۶	۴۴/۸	۱	—	خوزستان - خوزستان
اهواز - ری	۱۶/۲۰/۱۶	۸۷	۴۷/۳	۸	۷۵۴	خوزستان - تهران
اهواز - ازنآ - ری	۱۰/۱۴/۱۰	۴۵	۲۷/۸	۱۲	۸۲۱	خوزستان - تهران
ازنآ - اصفهان	۶	۱۳	در سرویس گاز	۲	۲۳۵	لرستان - اصفهان
ری - کن	۱۲	۵۷	۲۷/۴	۱	۳۴	تهران - تهران
ری - قرچک	۱۲	۴۳	۲۶/۸	۱	—	تهران - تهران
ری - مهرآباد	۸	۱۶	۷/۲	۱	—	تهران - تهران
ری - کرج	۸	۱۹	۱۰/۳	۱	۴۰	تهران - تهران
ری - شهریار (نفت‌کوره)	۸	۱۷	۱۶/۹	۱	۴۸	تهران - تهران
ری - فرح‌آباد (نفت‌کوره)	۸	۱۰	۲/۴	۱	۱۳	تهران - تهران
ری - امام شهر	۸	۲۰	—	۲	—	تهران - سمنان
ری - امام شهر	۲۲	۱۸۰	۹۶/۲	۲	۳۸۱	تهران - سمنان
امام شهر - مشهد	۲۰	۱۳۰	۶۹	۲	۴۶۲	سمنان - خراسان
امام شهر - مشهد	۸	۱۲	۷/۵	۳	۴۶۲	سمنان - خراسان
امام شهر - علی آباد	۸/۱۰	۴۱	۱۵/۵	۲	۱۶۶	سمنان - مازندران
شاه تقی - تربت حیدریه	۸	۲۲	۲۰/۶	۱	۹۳	خراسان - خراسان
قزوین - رشت	۶	۱۲	۳/۲	۱	۱۷۵	زنجان - گیلان
ری - رشت	۱۴/۱۶/۱۸	۱۲۰	۶۳/۲	۲	۳۱۳	تهران - گیلان
اصفهان - تهران	۱۸	۱۱۰	۱۰۹/۷	۱	۳۷۲	اصفهان - تهران
اصفهان - فرودگاه جدید	۸	۳۰	۰/۷	۱	۶۸	اصفهان - اصفهان
ری - ساری	۱۲/۱۶	۵۱	۲۴/۷	۱	۲۸۷	تهران - مازندران
ری * - تبریز	۱۴	۱۱۰	—	۵	۶۰۶	تهران - آذربایجان شرقی
تبریز - میاندوآب - ارومیه	۶/۸/۱۰	۲۲/۳۵	۲۸/۳	۲	۲۸۰	آذربایجان شرقی - غربی
بندرعباس - رفسنجان *	۲۶	۳۰۰	۸۱/۲	۳	۴۴۹	هرمزگان - کرمان
رفسنجان - کرمان	۱۴	—	—	—	—	کرمان - کرمان
رفسنجان - یزد - اصفهان	۱۶	—	—	—	—	کرمان - اصفهان
اراک - ملایر - همدان	۱۲	۴۰	۲۴/۹	۱	۱۸	مرکزی - همدان

* طی سال ۱۳۷۴ در سرویس انتقال فرآورده‌های وارداتی قرار داشته است.

تعدادی از این نفت‌کش‌ها در مالکیت بخش خصوصی و تعدادی مربوط به شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی می‌باشند. مجموع این نفت‌کش‌ها در حال حاضر ۶۴۰۰ دستگاه بوده که جمع ظرفیت آنها برای حمل و نقل ۱۶۰ میلیون لیتر است. میانگین ظرفیت هر تانکر ۲۵۰۰۰ لیتر محاسبه شده این تانکرها با ظرفیت‌های مختلف می‌باشند، بزرگترین آنها ۳۲ هزار لیتری و کوچکترینشان ۱۸ هزار لیتر ظرفیت دارد.

یکی از انبارهای بزرگ پخش فرآورده‌های نفتی که بخش مصارف استانهای مرکزی، شمال، شمال‌غرب و شمال‌شرق کشور را عهده‌دار بوده و حالت مرکزیت دارد انبار ری می‌باشد. با توجه به سطح زیر پوشش توزیع فرآورده‌های نفتی تعداد نفت‌کش‌های جاده‌پیما در انبار ری بسیار زیاد است، لیکن تعداد نفت‌کش‌های انبارهای دیگر محدود می‌باشند. این تقسیم‌بندی نفت‌کش‌ها نسبت به ظرفیت انبارهای استانی صورت گرفته و متناسب با مصرف محل می‌باشد. بطور کلی از جمع ۶۴۰۰ تانکر جاده‌پیما حدود ۱۲۵۰ دستگاه در اختیار انبار ری است که امر توزیع فرآورده‌های میان‌قطر استان تهران را انجام می‌دهند و بقیه نفت‌کش‌ها به نسبت مصرف استانی بین سایر انبارها تقسیم شده‌اند. یادآور می‌شود که تانکرهای مذکور مشمول حمل نفت‌کوره نبوده و این فرآورده عمدتاً بوسیله مخزن‌دارهای راه‌آهن به نقاطی که در مسیر راه‌آهن قرار دارند منتقل می‌شود و برای حمل نفت‌کوره به مناطقی که در مسیر راه‌آهن نباشند از تانکرهای مخصوص که مجهز به سیستم گرم‌کننده می‌باشند استفاده می‌گردد. میزان نسبی کارکرد وسائل حمل زمینی (نفت‌کش‌های جاده‌پیما) در سال ۱۳۷۴ معادل ۲۰/۸۷ درصد از کل حمل فرآورده‌های نفتی حمل شده در کل کشور بوده است یعنی (۵۴۶۳ میلیون تن - کیلومتر از کل ۲۶۱۷۰ میلیون تن - کیلومتر). با امکانات موجود طول مسیری که یک نفت‌کش در ماه می‌پیماید نزدیک به ۵۰۰۰ کیلومتر خواهد بود، اگر کارکرد ماهیانه هر نفت‌کش بطور متوسط ۲۵ روز در نظر گرفته شود، مسافت طی شده هر نفت‌کش در روز ۲۰۰ کیلومتر خواهد بود. مسافت مطلوب برای جاده‌پیماهای موجود بطور میانگین می‌بایست ۱۰ هزار کیلومتر در ماه یا به عبارتی ۴۰۰ کیلومتر در روز باشد. بنابراین می‌توان کارکرد تانکرها که ۵۰ درصد ظرفیت کاری آنها می‌باشد را با استفاده از رانندگان آشنا به موقعیت جاده‌ها و انتخاب مسیرهای مناسب به مقدار قابل ملاحظه‌ای افزایش داد.

استفاده و بهره‌برداری از ظرفیت‌های مازاد خطوط لوله و افزایش بهره‌وری نفت‌کش‌های

جاده‌پیما را می‌توان از اقدامات اساسی در راه بهینه‌سازی حمل و نقل فرآورده‌های نفتی به شمار آورد.

- مخزن‌دارهای راه‌آهن

مخزن‌دارهای راه‌آهن که غالباً جهت حمل نفت‌کوره مورد استفاده قرار می‌گیرند حدود ۳۲۶۰ دستگاه می‌باشند و ظرفیت هر یک از آنها حدود ۶۱۰۰۰ لیتر و کل ظرفیت حمل و نقل راه‌آهن بالغ بر ۱۹۹ میلیون لیتر است. مخزن‌دارهای راه‌آهن که در اختیار حمل و نقل نفت‌کوره می‌باشند در مسیرهای رفت و آمد قطارهای سراسری بشرح زیر کاربری دارند:

- ۱- مسیر راه‌آهن ری - ساری - نکا برای تأمین نفت‌کوره مورد نیاز نیروگاه نکا.
 - ۲- مسیر راه‌آهن انبار ری به انبارهای شاهرود و مشهد جهت تأمین نیازهای استان سمنان و خراسان.
 - ۳- انتقال نفت‌کوره مازاد پالایشگاههای تهران، اراک و اصفهان به بندر ماهشهر جهت صادرات.
 - ۴- مسیر اصفهان - کرمان به منظور تأمین نفت‌کوره مس سرچشمه و نیروگاه زرند.
- لازم به توضیح است که نیاز نفت‌کوره استانهای سیستان و بلوچستان و یزد به وسیله حمل با نفت‌کش‌های جاده‌پیما از طریق انبار شهید منتظری اصفهان صورت می‌گیرد. با توجه به گزارشات و اطلاعات رسیده در سال ۱۳۷۴ معادل ۹/۱۲ درصد از کل حمل و نقل فرآورده‌های نفتی در سطح کل کشور با راه‌آهن انجام شده است (۲۳۸۷ میلیون تن کیلومتر از کل ۲۶۱۷۰ میلیون تن کیلومتر کارکرد با انواع وسایل حمل و نقل). ترابری در سیستم راه‌آهن به علت تک خطی بودن مسیر، کارایی زیادی در حمل و نقل علی‌الخصوص برای فرآورده‌های نفتی ندارد. کمبود لوکوموتیو، عملیات جابجایی مخزن‌دارها و نیز متصل نبودن بعضی از انبارهای نفتی به این سیستم توان کاری را کم کرده است. واحدهای بزرگ صنعتی امثال نیروگاه‌ها برق و تأسیساتی که برای سوخت دستگاههای خود از نفت‌کوره استفاده می‌نمایند در صورت نزدیک بودن به مسیر راه‌آهن با احداث خطوط فرعی، مخازن خود را به شبکه راه‌آهن سراسری متصل نموده و از امکانات حمل و نقل به وسیله راه‌آهن استفاده می‌کنند. از جمله تأسیساتی که با احداث خط فرعی به راه‌آهن وصل شده‌اند می‌توان به تأسیسات مس سرچشمه، نیروگاه نکا و نیروگاه زرند کرمان اشاره نمود. جهت تأمین نفت‌کوره مورد نیاز واحدهای بخاری نیروگاه شهید رجایی، خط آهن اراک - شازند (به منظور اتصال به انبار پخش اراک)

نیز در دست اجرا می‌باشد. انتقال فرآورده‌های نفتی با مخزن‌دارهای راه‌آهن در مقایسه با نفت‌کش‌های جاده‌پیما ایمن بوده و هزینه کمتری نیز دارد. در صورت دوخطه نمودن راه‌آهن و اتصال انبارها از طریق احداث خط فرعی به شبکه راه‌آهن می‌توان ضریب بهره‌وری را در این بخش افزایش داده و در مقابل میزان حمل و نقل به وسیله نفت‌کش‌ها را به اندازه چشم‌گیری کاهش داد.

- کشتی‌های فرآورده‌بر

نفت‌کش‌های فرآورده‌بر عملیات انتقال و توزیع فرآورده‌های نفتی وارداتی و صادراتی در بین جزایر و بنادر کشور در خلیج فارس و دریای عمان را به عهده داشته به صورتی که در سال ۱۳۷۴ جمعاً ۹ میلیون تن فرآورده شامل نفت کوره، نفت سفید، نفت گاز، بنزین، نفتا و گازمایع را در جزایر و بنادر جنوب کشور منتقل و توزیع نموده است.

شرکت ملی نفتکش ایران NITC به منظور انتقال سوخت به سواحل و بنادر ایران در خلیج فارس و دریای عمان دارای تعداد ۸ فروند کشتی برای حمل فرآورده‌های نفتی با ظرفیت کل ۲۹۲ میلیون لیتر در روز و همچنین تعداد ۹ فروند کشتی حمل نفت خام با ظرفیت کل ۳۲۱۵ میلیون لیتر در روز می‌باشد. تعداد شناورهای سوخت‌رسانی و تدارکاتی که در اختیار این شرکت هستند ۲۹ فروند می‌باشند. یکی از وظایف عمده ناوگان حمل و نقل فرآورده‌های نفتی انتقال فرآورده به منظور تأمین سوخت مورد نیاز جزایر و بنادر خلیج فارس می‌باشد. مقداری از فرآورده‌های مورد نیاز کشور که جزء واردات است به وسیله کشتی‌های بزرگ نفتکش حمل می‌گردد که از نظر اقتصادی خیلی مقرون به صرفه خواهد بود. کشتی‌های بزرگ که ظرفیت بالایی در حدود ۲۵۰ هزار تن دارند قادر به پهلوگیری در اسکله‌های بنادری نظیر بندرعباس، بوشهر و ماهشهر نیستند لذا برای تخلیه و تحویل محموله خود ناگزیر به کنار اسکله خارک و بهرگانسر (امام خمینی) که آب‌خور آنها قابلیت پهلوگیری برای کشتی‌های بزرگ را دارد رفته و فرآورده‌های وارداتی را به کشتی‌های کوچک (۲۰ تا ۷۰ هزار تنی) تحویل داده سپس این کشتی‌ها به مقصد بنادر کشور حرکت نموده و پس از پهلوگیری در اسکله‌های بنادر محموله‌های خود را از طریق خطوط لوله به انبارهای مرکزی در داخل کشور که مصرف‌کننده اصلی مواد هستند ارسال می‌نمایند. مجموع حمل و نقل فرآورده‌های نفتی از طریق دریا در سال ۱۳۷۴ در حدود ۱۶ میلیون تن کیلومتر بوده که در مقایسه با سایر وسایل حمل و نقل بسیار کم و حدود

جدول (۱۷-۱): آخرین وضعیت ناوگان نفت کش در اسفند ماه ۱۳۷۲

نوع عملیات	نام کشتی	ساخت کشتی	ظرفیت (تن)
حمل فرآورده	الموت	۱۹۷۷	۳۱۷۸۲۲
حمل فرآورده	خارک	۱۹۷۵	۲۳۱۷۱۲
حمل فرآورده	خارک ۴	۱۹۷۵	۲۸۴۲۳۷
حمل فرآورده	کوه رنگ	۱۹۷۵	۲۸۴۶۱۸
حمل فرآورده	سندج ۲	۱۹۷۲	۲۵۳۲۸۱
حمل فرآورده	الوند	۱۹۷۴	۲۴۰۵۹۸
حمل فرآورده	شبرکوه	۱۹۷۳	۲۹۰۲۸۳
حمل فرآورده	بیستون	۱۹۷۲	۲۲۴۶۱۷
حمل فرآورده	آوج ۲	۱۹۷۵	۲۵۶۶۰۳
جمع فرآورده	-	-	۶۷۶۸۰۸
حمل نفت خام	دنا	۱۹۷۵	۳۷۲۲۰۰
حمل نفت خام	تبریز	۱۹۸۰	۶۹۴۹۸
حمل نفت خام	شیروان	۱۹۷۹	۶۹۳۶۰
حمل نفت خام	میناب ۲	۱۹۷۳	۲۵۵۳۰
حمل نفت خام	میناب ۳	۱۹۷۳	۲۵۶۵۰
حمل نفت خام	میناب ۴	۱۹۷۳	۲۵۶۵۰
حمل نفت خام	مارون	۱۹۷۳	۲۵۶۵۱
حمل نفت خام	مکران	۱۹۷۳	۲۵۶۵۱
حمل نفت خام	ازنا	۱۹۷۳	۲۵۵۵۸
حمل نفت خام	ایران گاز	۱۹۷۲	۱۲۰۶۰
جمع نفت خام	-	-	۲۳۸۳۷۷۱

۱۸- مخازن نگهداری فرآورده های نفتی

پالایشگاهها محصولات تولیدی را نخست به مخازنی که مخصوص نگهداری فرآورده های نفتی باشند فرستاده و سپس به وسیله خطوط لوله و یا نفت کش های جاده پیمای به انبارهای پخش در سجاور پالایشگاهها ارسال می نمایند، با این حساب ذخیره فرآورده نهایی در کشور به دو صورت وجود

دارد که عبارتند از:

- ۱- مخازن ذخیره فرآورده‌های نهایی در داخل پالایشگاهها.
- ۲- مخازن ذخیره موجود در انبارهای شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی در نقاط مختلف کشور.
امروزه حجم کل ذخیره‌سازی در پالایشگاههای کشور برای چهار فرآورده اصلی حدود ۱/۳ میلیون مترمکعب می‌باشد. پالایشگاه آبادان با توان ذخیره‌سازی ۲۳۳ هزار مترمکعب بالاترین و پالایشگاه کرمانشاه با ۳۷/۳ هزار مترمکعب پایین‌ترین ظرفیت ذخیره‌سازی را دارا می‌باشند. بیشترین سهم ذخیره‌سازی فرآورده‌های نهایی در داخل پالایشگاهها متعلق به نفت‌کوره با ۳۵/۳ درصد کل و کمترین آنها به نفت‌سفید با ۱۲/۶ درصد اختصاص دارد.
مجموع ظرفیت ذخیره‌سازی انبارهای شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی در سراسر کشور بدون در نظر گرفتن ظرفیت ذخیره‌سازی داخلی پالایشگاهها (بجز شهر شیراز که انبار پالایشگاه و پخش مشترک می‌باشند) در حدود ۷/۲ میلیون مترمکعب است. بیشترین مقدار ذخیره‌سازی انبارهای پخش فرآورده‌های نفتی با ۱۵/۴ درصد در استان تهران متمرکز است. بالاترین ظرفیت ذخیره‌سازی در شرکت ملی پخش با توجه به نوع فرآورده به نفت‌گاز و پس از آن به نفت‌سفید تعلق دارد که به ترتیب ۴۲/۱ و ۲۸/۴ درصد از کل ظرفیت ذخیره‌سازی فرآورده‌های نفتی کشور را شامل می‌شوند.
بررسی کفایت انبارها برای تأمین مصارف کل کشور را می‌توان براساس ارقام مصرف و ظرفیت انبارها در سال ۱۳۷۴ مورد محاسبه قرار داد. با این حساب بدون احتساب مصرف گازماید بطور میانگین ۶۰ میلیون مترمکعب از ۴ فرآورده اصلی در هر سال مصرف شده است. مصرف سرانه چهار فرآورده اصلی به‌اضافه گازماید در سال ۱۳۷۴ معادل ۱۰۲۸ لیتر و بدون در نظر گرفتن گازماید ۹۷۶ لیتر بوده است. بالاترین سرانه مصرف و پایین‌ترین آن را به‌ترتیب استانهای اصفهان و کهگیلویه و بویراحمد داشته‌اند. با توجه به مراتب بالا و با استفاده از اطلاعات مربوط به مصرف روزانه و با در نظر گرفتن ظرفیت انبارهای استانی، امکانات موجود برای ذخیره‌سازی فرآورده‌های نفتی مورد نیاز هر استان از نظر تعداد روز مصرف قابل محاسبه است. به هر حال چنانچه میزان مصرف با روند کنونی ادامه یابد تعداد روزهای ذخیره‌سازی جهت نفت‌سفید، نفت‌گاز، بنزین موتور و نفت‌کوره به ترتیب برای ۷۱/۷، ۵۱/۰، ۳۷/۳ و ۲۳/۸ روز کفایت خواهد نمود. لازم به یادآوری است که میزان رشد مصرف کشور بطور متوسط ۵ الی ۶ درصد در سال برآورد می‌گردد. بدیهی است که حجم ذخیره‌سازی در انبارهای

پخش نیز می‌بایست به همین نسبت افزایش یابد. افزایش حجم ذخیره‌سازی شرکت ملی پخش متناسب با رشد برای نقاط سردسیر و مناطق کشاورزی و صنعتی که عمدتاً از مراکز تولید فرآورده‌های نفتی به دور هستند، از اولویت خاصی برخوردار است. در برنامه پنجساله دوم با عنایت به رشد مصرف فرآورده‌های نفتی احداث انبارهای جدید ذخیره‌سازی در نقاط دورافتاده کشور با ظرفیتی در حدود ۱/۵۷ میلیارد متر مکعب در نظر گرفته شده است. با در نظر گرفتن کل ظرفیت انبارهای پخش در پایان سال ۱۳۷۴ (معادل ۷۲۵۰ میلیون لیتر)، در خاتمه برنامه پنجساله دوم این ظرفیت به حدود ۷۶۵۰ میلیون لیتر خواهد رسید.

جدول (۱۸-۱): ظرفیت مخازن انبارهای شرکت پخش به تفکیک استانهای کشور در سال ۱۳۷۴ (هزار مترمکعب)

نام استان	بنزین	نفت سفید	نفت گاز	نفت کوره	جمع
تهران	۲۴۲	۲۷۶	۳۸۰	۲۲۳	۱۱۲۱
قم	۲۶	۱۶	۳۲	۸۴	۱۵۸
مرکزی	۱۷	۱۰۳	۳۷۰	۱۹۱	۶۸۱
گیلان	۷۴	۶۰	۶۳	۲	۱۹۹
مازندران	۵۲	۹۹	۱۴۳	—	۲۹۴
آذربایجان شرقی	۸۱	۱۲۳	۱۷۱	۳۸	۴۱۳
آذربایجان غربی	۳۴	۸۰	۶۴	۷۵	۲۵۳
اردبیل	۵	۲۸	۱۷	۵	۵۵
کرمانشاهان	۱۱	۵۳	۳۴	۳۱	۱۲۹
خوزستان	۵۵	۱۲۹	۲۴	۳	۲۱۱
فارس	۱	۱	۱	—	۳
کرمان	۵۷	۸۴	۴۳	—	۱۸۴
خراسان	۶۹	۱۸۹	۵۷۵	۲۸	۸۶۱
اصفهان	۱۰۵	۱۶۱	۵۵۰	۲۱۱	۱۰۲۷
سیستان و بلوچستان	۸	۱۳	۴۲	—	۶۳
کردستان	۴	۳۶	۲۵	—	۶۵
همدان	۲۱	۱۲۴	۱۲۰	۱	۲۶۶
چهارمحال و بختیاری	۵	۱۹	۱۱	۲	۳۷
لرستان	۲۳	۶۴	۴۶	—	۱۳۳
ایلام	۲	۳	۲	—	۷
کهگیلویه و بویراحمد	۲	۴	۲	—	۸
بوشهر	۳۶	۴۴	۷۳	۴۳	۱۹۶
زنجان	۲۲	۵۹	۵۱	۸	۱۴۰
سمنان	۱۴	۲۷	۲۴	۶	۷۱
یزد	۱۶	۳۲	۳۰	—	۷۸
هرمزگان	۱۸۷	۲۳۴	۱۵۸	۱۸	۵۹۷
جمع	۱۱۶۹	۲۰۶۱	۳۰۵۱	۹۶۹	۷۲۵۰

۱-۹. واردات و صادرات فرآورده‌های نفتی

با توجه به عدم تطابق الگوی تولید و مصرف فرآورده‌های نفتی در داخل کشور، علیرغم افزایش ظرفیت پالایشی کشور در چند سال اخیر، به منظور تأمین فرآورده‌های مورد نیاز کشور بخشی از فرآورده‌ها از خارج وارد می‌گردد و این در حالی است که همواره مقدار زیادی نفت‌کوره مازاد بر مصرف در کشور وجود دارد که از طریق بنادر جنوبی کشور صادر می‌گردد.

در سال ۱۳۷۴ استثنائاً به علت ثابت ماندن میزان مصرف نسبت به سال قبل واردات کل فرآورده‌های نفتی کاهش چشمگیری داشته و از ۶۵۹۸ به ۴۳۶۰ هزار مترمکعب رسید. ارزش مورد نیاز جهت واردات این حجم فرآورده از فروش ۸۷۰۴ هزار مترمکعب نفت خام حاصل گردیده است.

واردات فرآورده‌های نفتی از طریق بنادر جنوبی ماهشهر، بندرعباس، بوشهر، چابهار و بندر نوشهر در شمال انجام می‌گیرد.

بندر ماهشهر دارای ۴ اسکله با قدرت پذیرش کشتی‌هایی تا ۷۰ هزار تن برای واردات بنزین، نفت سفید، نفت گاز و یک اسکله به منظور بارگیری گازمیع توسط کشتی‌هایی تا ظرفیت ۷۰ هزار تن و دو اسکله دیگر برای بارگیری فرآورده‌های مظروف و پذیرش محموله‌های غیرنفتی می‌باشد.

بندرعباس از طریق اسکله نفتی شهیدرجایی قادر به پهلویی دو کشتی با ظرفیت ۷۰ هزار تن است. اسکله دیگری نیز کار واردات محموله‌های غیرنفتی تا ظرفیت ۲۵ هزار تن را انجام می‌دهد. در بندر بوشهر کشتی‌هایی با ظرفیت ۱۶ هزار تن قادر به پهلویی گرفتن و تخلیه مواد نفتی مصرفی استان می‌باشند.

بندر چابهار قدرت پذیرفتن کشتی‌هایی حداکثر به ظرفیت ۲۵ هزار تن را دارد. بندر نوشهر می‌تواند پذیرای کشتی‌هایی به ظرفیت ۵ هزار تن باشد.

در سال ۱۳۷۴ بطور متوسط از بنادر جنوبی کشور روزانه ۱۱۵۸۱ بشکه بنزین معمولی، ۹۱۰۲ بشکه بنزین سوپر، ۳۰۸۵۷ بشکه نفت سفید و ۶۰۳۰ بشکه نفت گاز و از شمال کشور نیز روزانه حدود ۱۷۵۵۹ بشکه نفت گاز وارد شده است.

جدول (۱۹-۱): حجم واردات فرآورده و نفت خام فروخته شده

شرح	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
واردات فرآورده (هزار بشکه در روز)	۱۹۷/۶	۱۳۸/۳	۱۲۵/۸	۱۲۷/۸	۱۷۵/۶	۱۵۵/۵	۱۱۳/۷	۷۵/۹
نفت خام تخصیص یافته (هزار بشکه در روز)	۲۹۰	۲۲۸/۴	۲۶۱/۵	۲۴۳	۲۸۳/۸	۲۸۰	۱۸۵	۱۵۰
نسبت واردات فرآورده به نفت خام (درصد)	۶۸/۱	۶۰/۵	۴۸/۱	۵۲/۶	۶۱/۹	۵۵/۵	۶۱/۵	۵۰/۶

جدول (۲۰-۱): صادرات نفت خام کشور در فاصله زمانی ۱۳۶۷-۷۴

(هزار بشکه در روز)

شرح	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
برای تأمین فرآورده	۲۹۰	۲۲۸/۴	۲۶۱/۵	۲۴۳	۲۸۳/۸	۲۸۰	۱۸۵	۱۵۰
برای کسب درآمد ارزی	۱۹۱۶	۱۸۰۸	۲۲۲۱/۳	۲۴۶۳/۶	۲۴۰۴/۷	۲۴۸۴/۳	۲۳۷۲	۲۴۰۹

جدول (۲۱-۱): صادرات و واردات فرآورده‌های نفتی در سال ۱۳۷۴

فرآورده	واردات (مترمکعب در روز تقویمی)	صادرات (مترمکعب در روز تقویمی)
بنزین	۳۲۸۸	—
نفت سفید	۴۹۰۶	—
نفت گاز	۳۸۷۱	۷۹۵
نفت کوره	—	۲۵۱۰۰
بنزین هواپیما	۸/۷	—
نفت خام معادل (هزار بشکه در روز)	۱۵۰	—
نسبت واردات فرآورده به نفت خام معادل (درصد)	۵۱	—

لازم به ذکر است که در سال ۱۳۷۴ با توجه به کاهش مصرف نفت سفید و نفت گاز واردات این دو فرآورده نسبت به سال ۱۳۷۳ کاهش نشان می‌دهد که امید می‌رود با تحقق امر صرفه‌جویی، نیاز به واردات فرآورده در سالهای آتی نباشد.

در سالهای اخیر با توجه به افزایش ظرفیت پالایشگاهها، به دلیل تولید نفت کوره مازاد بر نیاز بازار مصرف داخلی بخشی از آن به همراه نفتای تولیدی پالایشگاههای آبادان و لاوان صادر شده است. صادرات نفت کوره که بیشتر از طریق تولید پالایشگاه آبادان پس از انتقال به ماهشهر صورت می‌گیرد در سال ۱۳۷۴ به ۹۱۶۰ مترمکعب (۱۵۸ هزار بشکه در روز) رسید که نسبت به سال قبل ۱۷/۳ درصد

رشد داشت. نفتای مازاد تولیدی پالایشگاههای آبادان و لاوان که قابل جذب در بترینهای وارداتی و تولیدی کشور نبوده، به مقدار ۶۸۷ هزار مترمکعب (۱۱/۸ هزار بشکه در روز) صادر شده است. ضمناً به دلیل واردات نفت گاز از شمال کشور، بطور متوسط روزانه ۵ هزار بشکه از این فرآورده نیز صادر شده است. کل میزان صادرات فرآورده برابر با ۱۰۱۳۹ هزار مترمکعب، (۱۷۵ هزار بشکه در روز) بوده و این رقم در مقایسه با مقدار صادرات سال ۱۳۷۳ که بالغ بر ۸۱۹۳ هزار مترمکعب می باشد افزایشی برابر با ۲۳/۷ درصد را نشان می دهد.

جدول (۱-۲۲): مشخصات اسکله های واردات فرآورده های نفتی

و صادرات نفت خام در بنادر کشور در سال ۱۳۷۲

شرح	تعداد اسکله فرآورده نفتی	ظرفیت هر اسکله (هزار تن)	
		قبل از لایروبی	بعد از لایروبی
بندر ماهشهر (فرآورده)	۴	۵۰	۷۰
بندرعباس (فرآورده)	۱	۲۵	۲۵
بندرعباس (نفت خام)	۲	۷۰	۷۰
بندر بوشهر (فرآورده)	۱	۱	۱۶
بندر چاه بهار (فرآورده)	۱	۲۵	۲۵
بندر نوشهر (فرآورده)	۱	۵	۵
بندر ماهشهر (گاز مایع)	۱	۵۰	۷۰
بندر ماهشهر (محصولات مظلوف)	۱	۳۰	۴۰
بندر ماهشهر (اسکله بازرگانی)	۱	۲۰	۳۰

۱-۱۰- مصرف فرآورده های نفتی

فرآورده های مورد نیاز کشور که در بخش های مختلف خانگی، تجاری، صنعت، حمل و نقل، نیروگاهها و ... استفاده می شوند، از طریق عرضه فرآورده تولیدی پالایشگاههای داخلی و وارداتی در مراکز مصرف با توجه به امکانات تولید و انتقال فرآورده در استانهای مجاور و یا نزدیک به هم تأمین می گردد. طی سال ۱۳۷۴، با توجه به افزایش قیمت فرآورده های نفتی و همچنین برخی سیاست های اقتصادی و عواملی نظیر رکود اقتصادی، تثبیت نرخ ارز، افزایش تورم و در نتیجه کاهش قدرت خرید

مردم، عوامل جوی و ... مصرف برخی فرآورده‌های نفتی کاهش داشته است.

- گاز مایع

در سال ۱۳۷۴ کل مصرف گازمایع کشور بالغ بر ۳۱۱۶ هزار مترمکعب بوده است که رشد محدودی را نسبت به سال ۱۳۷۳ (۰/۲ درصد) نشان می‌دهد. بخشی از گازمایع مورد نیاز، از محل تولیدات پالایشگاهها و مابقی از طریق برداشت از تولیدات شرکت ملی صنایع پتروشیمی تأمین شده است. مصرف گازمایع عمدتاً برای مصارف خانگی و ادارات دولتی می‌باشد، حدود ۹۱ درصد آن به صورت سیلندره‌ای ۱۱ کیلوئی و ۱/۲ درصد جهت مصرف خودروهای گازسوز و مابقی به صورت بی ظرف و در سیلندرهایی به اوزان مختلف در مصارف خدماتی و صنعتی مصرف می‌شود. جایگزینی گازطبیعی به جای گازمایع در فاصله سالهای ۱۳۷۰ تا کنون در بخش خانگی و تجاری انجام شده و رشد مصرف این فرآورده در طول سالهای فوق‌الذکر سالانه ۴ درصد بوده است. حدود ۹۱ درصد گازمایع توسط ۱۱۳ جایگاه سیلندر پرکنی در سراسر کشور توزیع می‌شود. جایگاههای عرضه گازمایع به خودروهای گازسوز در حال توسعه و بهره‌برداری می‌باشد و واحدهای سیلندر پرکنی جدید نیز در مناطق مختلف کشور ایجاد می‌گردد.

- بنزین موتور

با توجه به افزایش قیمت بنزین موتور در حد دو برابر و افزایش سهم سوخت در هزینه خانوار، مصرف بنزین موتور رشد بسیار محدودی نسبت به سال ۱۳۷۳ داشته (۰/۲ درصد) که با توجه به کمبود این فرآورده بخشی از آن از طریق واردات فرآورده تأمین شده است. این در حالی است که مصرف این فرآورده در طی سالهای گذشته بطور متوسط ۸ درصد رشد داشته است. با توجه به اثرات زیست‌محیطی نامطلوبی که سوخت بنزین سرب‌دار در شهرهای بزرگ مانند تهران دارد، انجام اقدامات و تمهیداتی در جهت کاهش مصرف این فرآورده الزامی به نظر می‌رسد. ایجاد تسهیلات و پرداخت یارانه جهت تبدیل سوخت خودروها به گازمایع، تسریع در راه‌اندازی و بهره‌برداری از مترو و اتوبوس برقی و در کل بهبود شرایط حمل و نقل عمومی می‌تواند در کاهش مصرف این فرآورده مؤثر باشد و در نتیجه آلودگی محیط زیست نیز کاهش یابد.

- نفت سفید

مصرف نفت سفید طی سال ۱۳۷۴، نسبت به سال ۱۳۷۳ کاهش داشت که این امر ناشی از ذخیره‌سازی این فرآورده توسط مردم در اواخر سال ۱۳۷۳ با توجه به نگرانی از افزایش قیمت این فرآورده در سال ۱۳۷۴ بود. همچنین امر گازرسانی نیز در این کاهش مصرف تا حدودی مؤثر بوده است. کاهش مصرف نفت سفید منجر به کاهش واردات آن نیز گردید.

براساس آخرین آمار موجود ۷۷/۳ درصد از ۱۰۴۸۴ هزار مترمکعب نفت سفید توزیع شده به مصرف گرمایش و پخت و پز رسیده است. مصرف این فرآورده نیز علیرغم داشتن رشد حدود ۷ درصد در شش سال گذشته، در سال ۱۳۷۴ نسبت به سال قبل کاهشی معادل ۳ درصد را نشان می‌دهد. تسریع در انجام پروژه‌های گازرسانی و همچنین استفاده بیشتر از امکانات تولید گازمایع در صنایع پتروشیمی می‌تواند در کاهش مصرف این فرآورده مؤثر و در نتیجه موجب کاهش واردات نفت سفید شود.

- نفت گاز

نفت گاز به عنوان فرآورده‌ای که در اکثر بخش‌های مصرف، استفاده می‌شود می‌تواند وضعیت اقتصادی و عوامل مؤثر بر مصرف فرآورده‌ها را نشان دهد. مصرف نفت گاز در سال ۱۳۷۴ نسبت به سال ۱۳۷۳ کاهش نشان می‌دهد که عمدتاً ناشی از رکود فعالیت‌های اقتصادی، کاهش حجم صادرات و واردات کالا از بنادر کشور می‌باشد به نحوی که براساس آمار بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، طی سال ۱۳۷۴، حجم واردات کالا ۱۴ درصد و حجم صادرات کالا ۱۲ درصد کاهش نشان می‌دهد. مضافاً به اینکه ۳۵ درصد از ظرفیت کامیون‌های کشور نیز بلااستفاده بوده است.

با در نظر گرفتن نیاز و ادامه واردات این فرآورده در سالهای آینده و با توجه به اینکه ۵۶/۹ درصد این فرآورده به بخش‌های مصرف صنایع، کشاورزی، حرارتی و غیره اختصاص دارد تغییر الگوی مصرف این بخش‌ها باعث صرفه‌جویی ارزی بالایی در کشور خواهد شد.

- نفت کوره

مصرف نفت کوره در سال ۱۳۷۴ نسبت به سال ۱۳۷۳ کاهش نشان می‌دهد که عمدتاً ناشی از کاهش برداشت نفت کوره توسط نیروگاهها بوده است مضافاً به اینکه کاهش تردد نفت‌کش‌های دریایی

است که از نفت کوره استفاده می‌کنند، با توجه به کاهش حجم واردات و صادرات کالا، در کاهش مصرف نفت کوره مؤثر بوده است.

جدول (۱-۲۳): وضعیت مصرف فرآورده‌های نفتی

در سالهای ۱۳۷۳ و ۱۳۷۴

(هزار مترمکعب)

فرآورده	عملکرد سال ۱۳۷۳	عملکرد سال ۱۳۷۴
گازمایع	۳۱۰۹	۳۱۱۶
بنزین	۱۱۴۱۵	۱۱۴۴۶
نفت سفید	۱۰۸۲۸	۱۰۴۸۴
نفت گاز	۲۲۷۰۸	۲۱۸۱۶
نفت کوره	۱۵۳۵۲	۱۴۸۲۸

جدول (۱-۲۴): وضعیت مصرف فرآورده‌های نفتی در بخش‌های مختلف

در سال ۱۳۷۴

(درصد)

بخش	بنزین موتور	نفت سفید	نفت گاز	نفت کوره
حمل و نقل	۹۷/۵	—	۴۹/۲	—
صنایع	۰/۶	۲/۰	۹/۱	۳۷/۷
کشاورزی	۰/۴	۳/۱	۱۸/۹	۰/۳
ارتش	۰/۹	۱/۴	۲/۱	۱/۶
برق	۰/۱	۰/۳	۵/۳	۴۱/۷
اصناف	—	۳/۷	۱/۹	۱۴/۸
حرارتی	—	۸۵/۸	۹/۷	—
سایر	۰/۵	۳/۷	۳/۸	۴/۰
جمع	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰

جدول (۱-۲۵): مصرف فرآورده‌های نفتی اصلی به تفکیک استانها در سال ۱۳۷۴

نام استان	گازمایع	بنزین موتور	نفت سفید	نفت گاز	نفت کوره
تهران	۶۳۶	۳۱۷۱	۱۷۰۵	۴۰۲۹	۲۱۲۳
مرکزی	۵۳	۱۹۵	۲۴۵	۵۴۸	۱۸۶
گیلان	۱۱۲	۴۴۶	۵۳۸	۵۴۱	۵۱
مازندران	۱۹۰	۷۴۵	۹۰۷	۱۳۱۹	۱۰۱۲
آذربایجان شرقی	۱۹۹	۵۰۱	۹۳۴	۱۲۱۹	۱۶۳۷
آذربایجان غربی	۱۰۳	۳۴۷	۸۶۸	۷۹۶	۲۸۷
اردبیل	۲۵	۱۱۶	۲۰۷	۲۰۵	۳۵
کرمانشاهان	۱۰۶	۲۴۱	۴۳۰	۴۷۴	۷۴۵
خوزستان	۲۳۱	۶۴۸	۱۹۱	۱۲۹۱	۴۲۸
فارس	۲۱۲	۷۸۰	۴۰۲	۱۲۳۰	۴۳۳
کرمان	۱۴۰	۴۳۶	۳۳۴	۱۰۰۶	۴۴۹
خراسان	۲۲۴	۹۱۵	۸۵۸	۲۱۲۸	۸۱۰
اصفهان	۲۱۵	۹۱۱	۵۲۷	۱۶۵۹	۲۹۴۰
سیستان و بلوچستان	۶۵	۳۳۹	۹۸	۷۹۵	۷۰
کردستان	۵۳	۱۳۶	۳۸۲	۳۱۵	۲۵
همدان	۸۴	۱۸۳	۳۵۶	۵۳۴	۳۴۱
چهارمحال و بختیاری	۴۱	۱۰۱	۲۱۱	۱۷۷	۶۳
لرستان	۶۹	۱۴۳	۳۸۲	۴۰۳	۲۲۸
ایلام	۱۶	۳۶	۷۴	۶۵	۳
کهگیلویه و بویراحمد	۱۲	۲۳	۳۸	۲۹	۱۰
بوشهر	۴۴	۱۲۰	۴۹	۴۷۰	۹۰۸
زنجان	۷۸	۲۸۷	۳۶۳	۷۸۶	۱۴۰۰
سمنان	۲۸	۱۲۷	۱۳۶	۳۹۴	۱۳۷
یزد	۱۱۲	۲۰۳	۲۰۳	۶۴۰	۳۳۲
هرمزگان	۶۹	۲۹۶	۴۶	۷۶۳	۸۵
جمع کل کشور	۳۱۱۷	۱۱۴۴۶	۱۰۴۸۴	۲۱۸۱۶	۱۴۷۳۸

جدول (۱-۲۶): مصرف انواع فرآورده‌های نفتی ویژه در سال ۱۳۷۴

میزان مصرف (هزار مترمکعب در سال)	فرآورده
۳/۱۷	بنزین هواپیمایی ۱۰۰/۱۳۰
۱۳۴/۷	سوخت سبک جت
۶۵۳/۳	سوخت سنگین جت
۴۶۳/۳۱	روغن موتور
۳۷/۶۹	روغن‌های صنعتی
۳۰۱/۹	روغن خام
۱/۰	روغن پایه
۲۳۷۳/۱	جمع انواع قیر
۱۰/۰۲	حلال‌های بنزینی
۱	حلال‌های نفتی
۳۹/۹۳	سایر مواد شیمیایی و نفتی
۱۳۷/۶	روغن‌های موتور و صنعتی بخش خصوصی (پارس و بهران)

- سایر فرآورده‌های نفتی

- در پالایشگاه‌های کشور علاوه بر پنج فرآورده اصلی، فرآورده‌های ویژه‌ای نیز بستگی به نیاز بازار مصرف، تولید می‌شوند که عبارتند از:
- سوخت جت سبک: که در هواپیماهای جنگی جت استفاده می‌شود و تولید آن متناسب با درخواست و برآورد مصرف نیروهای نظامی بوده و در سه پالایشگاه تهران، اصفهان و شیراز انجام می‌گیرد.
 - سوخت جت سنگین: که در هواپیماهای جت مسافری و باربری مصرف و از طریق پالایشگاه‌های فوق‌الاشاره تولید می‌شود.
 - روغن‌های موتور و صنعتی: از طریق سه پالایشگاه اصفهان، تهران و آبادان و همچنین شرکت‌های نفت پارس و بهران تولید و عرضه می‌گردد.

در سال ۱۳۷۴ منابع مذکور به ترتیب ۲۹۲، ۱۹۳/۱، ۳۸/۳، ۷۲/۹ و ۶۴/۶ هزار مترمکعب از انواع روغن‌های موتور و صنعتی را تولید نموده‌اند که به جهت متناسب بودن با مقادیر مصرف آنها، نیاز به واردات فرآورده‌های مورد بحث نبوده است.

انواع قیر: این فرآورده عمدتاً برای مصارف راه‌سازی، پوشش و عایق‌کاری و همچنین در بخش صنعتی استفاده می‌شود و به دلیل تولید مازاد بر مصرف داخلی صادرات آن در سالهای ۱۳۷۳ و ۱۳۷۴ انجام شده است.

حلال‌های نفتی و بنزینی: این فرآورده بیشتر از صنایع رنگ‌سازی، تینر‌سازی، کارخانجات تولیدکننده عایق و امثالهم مصرف می‌شوند.

در سال ۱۳۷۴ جمعاً ۱۰۹/۸ هزار مترمکعب از انواع حلال‌های نفتی و بنزینی از طریق پالایشگاه‌های تهران، اصفهان، آبادان، تبریز و شیراز متناسب با تقاضای بازار مصرف تولید شده است. با تکمیل و راه‌اندازی واحد حلال‌سازی پالایشگاه اصفهان به ظرفیت تقریبی ۱۲۰ هزار مترمکعب در سال، منبع‌د انواع حلال در این واحد تولید خواهد شد.

سایر مواد شیمیایی و نفتی: علاوه بر فرآورده‌هایی که قبلاً نام برده شد فرآورده‌های دیگری همچون نفتا، مالچ، نفت بی‌بو، روغن ترانس، فورفورال اکستراکت، اسلاک واکس و پلاتفرمیت نیز در پالایشگاه‌های کشور تولید می‌شوند که متناسب با نیاز و تقاضا عرضه می‌گردند.

توضیحاً بنزین هواپیمایی ۱۳۰/۱۰۰ که سوخت هواپیماهای ملخ‌دار می‌باشد به دلیل عدم تولید در داخل کشور به میزان تقریبی ۴ هزار مترمکعب در سال وارد شده است.

بخش دوم

گاز طبیعی

بخش دوم

گاز طبیعی

۲-۱. ذخایر گاز طبیعی

ذخایر اثبات شده^{*} گاز طبیعی ایران در پایان سال ۱۳۷۴ معادل ۲۰۷۶۴ میلیارد مترمکعب (معادل ۷۳۳/۳ تریلیون پای مکعب) تخمین زده شده است. مقایسه ذخایر اثبات شده ایران با سایر نقاط جهان نشان می‌دهد که ذخایر گاز طبیعی ایران، ۱۴/۱ درصد از کل ذخایر جهان، ۳۵/۲ درصد از ذخایر گاز کشورهای عضو اوپک و ۴۶/۱ درصد از کل ذخایر گاز خاورمیانه را تشکیل می‌دهد.^{**}

نسبت ذخایر گاز به نفت ایران (GOR)^{***} در این سال ۱۴۱/۶ درصد بوده است (GOR جهان ۹۸ درصد برآورد گردیده است). این نسبت نشان می‌دهد که ذخایر اثبات شده گاز ایران قریب ۴۰ درصد از ذخایر نفت خام کشور بیشتر می‌باشد. عمر ذخایر اثبات شده گاز طبیعی در ایران با توجه به سطح تولید گاز در سال گذشته بسیار طولانی و قریب به چند قرن پیش‌بینی می‌شود.

گازهای تولیدی در کشور از منابع نفت و گاز بدست می‌آیند زیرا ذخایر گاز طبیعی در شکل منابع مختلف - همراه و مستقل - یافت می‌شوند. بطور کلی ذخایر گاز طبیعی کشور بر سه گونه موجودیت یافته‌اند:

۲-۱-۱. ذخایر اثبات شده گاز طبیعی در میادین نفت

گازهای همراه نفت: گازهای همراه نفت (Associated gas) به صورت محلول در نفت همزمان با استخراج نفت یافت می‌شوند. این گازها در واقع محصول جنبی تولید نفت خام بشمار می‌روند. پس از تولید نفت خام گازهای محلول در نفت خام جدا و پس از تصفیه و نم‌زدایی جهت مصارف عمومی بکار گرفته می‌شوند.

* ذخایر اثبات شده: ذخایری هستند که با توجه به امکانات فنی و شرایط اقتصادی جاری یک کشور قابل برداشت می‌باشند.

** Natural gas in the world: CEDI GAZ, 1995 Survey

*** Gas - oil Ratio

گازهای کلاهک (Cap gas) این دسته از گازها در میادین نفت و در بالای ذخیره نفت قرار گرفته‌اند و عامل اصلی تولید نفت خام بشمار می‌روند. فشار گازهای کلاهک باعث رانش نفت از مخازن و نهایتاً فوران از داخل چاههای نفت می‌گردند. این گازها بطور طبیعی و با توجه به اصول فنی و تکنولوژیکی بایستی پس از اتمام ذخیره نفت مخزن مورد بهره‌برداری قرار گیرند. برداشت این گازها در زمان نامناسب باعث کاهش بازدهی عمر چاه نفت مربوطه خواهد شد.

ذخایر اثبات شده میادین مستقل گازی: گازهای تولیدی این میادین از تولید نفت مستقل بوده و توان تولید این میادین تابعی از تقاضای مؤثر برای گاز طبیعی می‌باشد.

۲-۱-۲. منابع گاز طبیعی ایران

اعم از گازهای همراه و غیر همراه - در استانهای مختلف کشور پراکنده بوده و در دریا (off-shore) و خشکی (on-shore) یافت می‌شوند. بررسی‌ها نشان می‌دهند که ۶۰/۵ درصد از منابع گازی کشور در خشکی و ۳۹/۵ درصد در دریا قرار گرفته‌اند.

میزان ذخیره در جای اولیه گاز طبیعی، در پایان سال ۱۳۷۳ قریب ۲۹/۲۱ تریلیون مترمکعب (معادل ۱۰۳۱/۶۲ تریلیون پای مکعب) می‌باشد. با در نظر گرفتن متوسط بازدهی میادین گاز طبیعی کشور، ذخیره قابل استحصال گاز طبیعی کشور برابر با ۱۹/۳۵ تریلیون مترمکعب (۶۸۳/۳۳ تریلیون پای مکعب) برآورد شده است. بدین ترتیب بازدهی مخازن گازی کشور حدود ۶۵/۵٪ برآورد می‌شود. بررسی ترکیب ذخایر قابل استحصال کشور نشان می‌دهد که حدود ۶۰/۲ درصد آن گازهای میادین مستقل و گاز سازندهای گازی میادین نفتی و ۳۹/۸ درصد باقیمانده مربوط به گازهای کلاهکی می‌باشد.

۲-۱-۳. موقعیت جغرافیایی میادین گاز طبیعی کشور

استان فارس

دو میدان گازی مستقل با نامهای « آغار » و « دالان » در استان فارس قرار گرفته‌اند. بهره‌برداری از ذخیره گازی این میادین آغاز شده است بطور کامل مورد استفاده قرار نگرفته ولی برنامه‌های در دست اجرا این امکان را در آینده نزدیک فراهم می‌سازد.

میدان آغار: میدان گازی آغار در سال ۱۳۵۲ کشف گردید. این میدان در حدود ۲۵ کیلومتری جنوب شهرستان فیروزآباد استان فارس واقع شده است. حفر اولین چاه اکتشافی در این میدان در سال ۱۳۵۱ آغاز شد و در سال ۱۳۵۲ در عمق حدود ۲۶۰۰ متری (۸۵۲۹ پا) به گاز با فشار زیاد برخورد کرد. چاههایی اکتشافی اولیه جهت برآورد حجم ذخیره این میدان توسط شرکت نفتی اگوکو حفر شده است. ارزیابیهای انجام شده توسط این شرکت بیانگر حجم عظیمی از گاز در این مخزن بود. در ادامه بررسیهایی که توسط شرکت ملی نفت ایران انجام پذیرفت میزان ذخیره در جای اولیه این مخزن در ابتدای سال ۱۳۷۴ معادل ۴۱۱/۷۲ میلیارد مترمکعب (۱۴۵۴۰ میلیارد پای مکعب) برآورد گردید و بر این اساس میزان ذخایر قابل استحصال این میدان ۳۳۸/۰۴ میلیارد مترمکعب (۱۱۹۳۸ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می شود.

گاز این میدان شیرین بوده و دارای ۹۰/۱۴ درصد حجم ملکولی متان و ۱/۴۶ درصد حجم ملکولی اتان می باشد. بررسیهای انجام شده نشان می دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گازطبیعی از میدان ۵۷ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد. (۹ بشکه میعانات گازی به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گازطبیعی).

میدان دالان: میدان گازی دالان در سال ۱۳۵۴ کشف گردید. این میدان در فاصله حدود ۴۰ کیلومتری جنوب فراه بند و ۶۰ کیلومتری جنوب غربی شهرستان فیروزآباد در استان فارس واقع گردیده است. توسعه این میدان تکمیل شده و تولید از آن در مقیاس محدودی انجام می گیرد. میزان ذخیره در جای اولیه آن ۲۹۳/۳۹ میلیارد مترمکعب (۱۰۳۶۱ میلیارد پای مکعب) و ذخیره قابل استحصال آن ۲۲۷/۲۵ میلیارد مترمکعب (۸۰۲۵/۳ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می شود. گاز تولیدی از این میدان شیرین بوده و دارای ۸۷/۴ درصد حجم ملکولی متان و ۱/۴ درصد حجم ملکولی اتان می باشد.

بررسیهای انجام شده نشان می دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گازطبیعی از این میدان ۸۸ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد (۱۴ بشکه میعانات گازی به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب).

منطقه فلات قاره

میدان پارس شمالی: میدان گازی پارس شمالی در سال ۱۳۴۶ کشف گردید. این میدان در ۱۲۰ کیلومتری جنوب شرقی بندر بوشهر و در فاصله تقریبی ۱۵ کیلومتر از ساحل و در عمق ۷ الی ۲۰ متری

آبهای خلیج فارس واقع شده است. میزان ذخیره در جای اولیه آن ۱۸۸۰/۲۵ میلیارد مترمکعب (۶۶۴۰۱ میلیارد پای مکعب) و ذخیره گاز قابل استحصال آن برابر ۱۵۰۴/۶۹ میلیارد مترمکعب (۵۳۱۳۸ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می‌شود.

گاز تولیدی این میدان ترش بوده و حاوی ۰/۶ درصد حجم ملکولی سولفید هیدروژن می‌باشد. ۹۰/۲۴ درصد حجم ملکولی گاز این میدان متان و ۲/۳۷ درصد حجم ملکولی آن اتان می‌باشد. بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گاز طبیعی از این میدان ۲۴/۵۳ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد (۳/۹ بشکه میعانات گازی به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گاز طبیعی).

میدان پارس جنوبی: میدان گازی پارس جنوبی در سال ۱۳۷۰ کشف گردید. این میدان که از جمله بزرگترین میادین گازی جهان محسوب می‌گردد با میدان "گنبد شمالی" قطر مشترک می‌باشد. مقدار ذخیره در جای اولیه این میدان ۵۲۶۱/۲۲ میلیارد مترمکعب (۱۸۵۸۰۰ میلیارد پای مکعب) و حجم گاز قابل استحصال آن ۴۰۷۱/۹۲ میلیارد مترمکعب (۱۴۳۸۰۰ میلیارد پای مکعب) می‌باشد.

گاز تولیدی از این میدان ترش بوده و حاوی ۰/۳۸ درصد هیدروژن سولفور می‌باشد. حدود ۹۰/۱ درصد حجم ملکولی گاز این میدان متان و ۳/۳۶ درصد حجم ملکولی آن اتان می‌باشد. بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گاز طبیعی از این میدان ۲۵۴/۴۳ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد (۴۰/۴۵ بشکه میعانات گازی به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گاز طبیعی).

استان تهران

میدان گازی سراج: میدان گازی سراج در سال ۱۳۳۷ کشف گردید. این میدان در ۴۰ کیلومتری جنوب شرقی شهر قم و ۱۴۰ کیلومتری جنوب تهران قرار دارد.

گاز تولیدی این میدان شیرین بوده و در زمان‌های حداکثر مصرف گاز از آن جهت مصارف داخلی استفاده می‌گردد. حجم ذخیره در جای اولیه این میدان ۸/۴۵ میلیارد مترمکعب (۲۹۸/۵ میلیارد پای مکعب) و ذخیره قابل استحصال آن ۷/۰۷ میلیارد مترمکعب (۲۴۹/۷ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می‌شود. حجم گازهای این میدان حاوی ۷۸/۸۹ درصد حجم ملکولی متان و ۶/۰۷ درصد حجم

ملکولی اتان می‌باشد. بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گازطبیعی از این میدان ۳۱۴/۵ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد (۵۰ بشکه میعانات گازی به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گازطبیعی).

استان بوشهر

میدان گازی نار: میدان گازی نار در سال ۱۳۵۱ توسط شرکت سابق سوپیران - آگوکو کشف گردید. این میدان در مجاورت میدان گازی کنگان و در فاصله ۷۵ کیلومتری شرق بندر عسلویه در بخش جنوبی ناحیه فارس قرار گرفته است. میزان ذخایر اولیه گازی در جای این میدان حدود ۵۰۴/۵۶ میلیارد مترمکعب (۱۷۸۱۸/۵ میلیارد پای مکعب) و ذخیره قابل استحصال آن برابر ۳۸۵/۷۵ میلیارد مترمکعب (۱۳۶۲۲/۶ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می‌شود. گاز تولیدی از این میدان ترش بوده و ۸۷/۳۶ درصد حجم ملکولی گاز این میدان متان و ۳/۹۱ درصد حجم ملکولی اتان می‌باشد.

بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گازطبیعی در این میدان ۴۵/۹۲ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد (۷/۳ بشکه میعانات گازی به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گازطبیعی). از زمان بهره‌برداری از این میدان بالغ بر ۸ سال می‌گذرد و در مجموع حدود ۷۸ میلیارد مترمکعب گاز این مخزن استخراج شده است. این رقم بالغ بر ۲۰٪ ذخیره قابل استحصال را تشکیل می‌دهد. لذا در صورتی که میزان تولید فعلی از این مخزن ادامه یابد عمر مفید آن حدود ۳۵ سال تخمین زده می‌شود.

میدان گازی کنگان: میدان گازی کنگان نیز در سال ۱۳۵۱ توسط شرکت سابق سوپیران - آگوکو کشف گردید. این میدان در مجاورت میدان گازی نار و در فاصله ۷۵ کیلومتری شرق بندر عسلویه و در جنوب استان فارس قرار گرفته است. میزان ذخیره گاز در جای اولیه این میدان حدود ۹۴۵ میلیارد مترمکعب (۳۳۳۷۳ میلیارد پای مکعب) و ذخیره قابل استحصال آن برابر ۶۸۱/۲۵ میلیارد مترمکعب (۲۴۰۵۸/۳ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می‌شود. گاز تولیدی از این میدان ترش بوده و حاوی ۲/۲ درصد حجم ملکولی هیدروژن سولفور هیدرید می‌باشد. ۸۳/۸۴ درصد حجم تولیدی گاز این میدان متان و ۴/۳۶ درصد حجم ملکولی آن اتان است.

بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گازطبیعی از این میدان

۷۵/۴۸ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد (۱۲ بشکه میعانات گازی به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گازطبیعی).

استان خراسان

میدان گازی خانگیران: میدان خانگیران در سال ۱۳۴۷ کشف گردیده است. این میدان در فاصله ۳۰ کیلومتری غرب سرخس و به فاصله ۱۲۰ کیلومتری شمال شرقی مشهد قرار گرفته است. میدان خانگیران دارای سه سازند مزدوران، شورجه دی و شورجه بی می باشد. ذخیره در جای اولیه این میدان ۶۹۷/۳۱ میلیارد مترمکعب (۲۴۶۲۵/۵ میلیارد پای مکعب) و ذخیره قابل استحصال آن برابر ۳۸۷/۲۶ میلیارد مترمکعب (۱۳۶۷۶ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می شود.

گاز تولیدی از سازندهای شورجه شیرین بوده و حاوی درصد بسیار اندکی هیدروژن سولفور می باشد. ۹۵/۷۷ درصد حجم ملکولی گاز این میدان متان و ۱/۲۱ درصد حجم ملکولی آن اتان می باشد. گاز سازند مزدوران میدان خانگیران ترش بوده و حاوی ۳/۸۵ درصد حجم ملکولی هیدروژن سولفور است. ۸۸/۳۸ درصد از حجم ملکولی گاز این سازند متان و ۰/۵۶ درصد حجم ملکولی آن اتان می باشد.

بررسی های انجام شده نشان می دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گازطبیعی از این میدان ۵۴/۰۹ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد (۸/۶ بشکه میعانات گازی به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گازطبیعی). با در نظر گرفتن زمان بهره برداری از مخازن فوق در سال ۱۳۶۶ تا کنون بالغ بر ۴۱ میلیارد مترمکعب برداشت صورت گرفته است.

میدان گازی گنبدلی: میدان گازی گنبدلی در سال ۱۳۴۸ کشف گردید. این میدان در ۲۵ کیلومتری جنوب غربی سرخس و ۱۲۰ کیلومتری شمال شرقی مشهد و در جوار خط مرزی ایران و ترکمنستان واقع شده است.

میزان ذخیره در جای اولیه این میدان ۱۳/۲۵ میلیارد مترمکعب (۴۶۸ میلیارد پای مکعب) و میزان گاز قابل استحصال آن ۱/۹۲ میلیارد مترمکعب (۶۷/۸ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می شود. گاز تولیدی این میدان شیرین بوده و ترکیب شیمیایی آن دارای ۹۵ درصد متان است.

بررسی های انجام شده نشان می دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گاز ۶/۹۲ مترمکعب

میعانات گازی بدست خواهد آمد (۱/۱ بشکه به ازاء هر میلیون پای مکعب گازطبیعی).

استان هرمزگان

در استان هرمزگان هفت میدان گازی مستقل شناخته شده است. لیکن تا کنون تنها از دو میدان بهره‌برداری بعمل آمده است (گورزین و سرخون) و بقیه میادین تا کنون به بهره‌برداری نرسیده است. میدان گازی سلخ: میدان گازی سلخ (قشم) در شاخه غربی جزیره قشم قرار دارد و از سالهای قبل از جنگ جهانی اول عملیات حفاری و اکتشافی توسط شرکت سابق نفت ایران و انگلیس بر روی این میدان انجام گرفته است.

میزان ذخیره در جای اولیه گاز این میدان ۵۷/۹۹ میلیارد مترمکعب (۲۰۴۸ میلیارد پای مکعب) و ذخیره قابل استحصال آن برابر ۴۱/۰۳ میلیارد مترمکعب (۱۴۴۹ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می‌شود.

گازهای این مخزن ترش است. میزان تولید میعانات گازی از این میدان ۵۵/۳۵ مترمکعب به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گاز از این میدان می‌باشد (۸/۸ بشکه به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گازطبیعی).

میدان گازی گاشوی جنوبی: میدان گاشوی جنوبی در سال ۱۳۵۳ کشف گردید. این میدان در ۵۰ کیلومتری غرب بندرعباس و در حدود ۲۵ کیلومتری ساحل خلیج فارس در حوزه استان هرمزگان قرار دارد. این میدان دارای چهار سازند گازی است. میزان ذخیره در جای اولیه گازطبیعی این میدان ۱۹۷/۲۵ میلیارد مترمکعب (۶۹۶۶ میلیارد پای مکعب) و ذخیره قابل استحصال آن برابر ۱۴۳/۴ میلیارد مترمکعب (۵۰۶۴ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می‌شود.

گاز تولیدی یک سازند از این میدان ترش بوده ولیکن گاز تولیدی از دیگر سازندهای تشکیل دهنده این میدان شیرین هستند. میزان میعانات گازی این میدان به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گاز ۸۰/۵۱ مترمکعب می‌باشد (۱۲ بشکه میعانات گازی به ازاء هر میلیون پای مکعب گازطبیعی).

میدان گازی گورزین: میدان گورزین در جزیره قشم واقع گردیده و در سال ۱۳۵۹ گاز این میدان مورد بهره‌برداری قرار گرفته است. گاز تولیدی این میدان شیرین و دارای ۸۵/۵ درصد حجم ملکولی متان و ۱/۷۴ درصد حجم ملکولی اتان می‌باشد. میزان ذخیره در جای اولیه گاز این میدان ۴۱/۰۲ میلیارد

مترمکعب (۱۴۴۸/۵ میلیارد پای مکعب) و ذخیره قابل استحصال آن ۲۶/۶۳ میلیارد مترمکعب (۹۴۰/۵ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می‌شود. بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گازطبیعی ۶۱/۴۵ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد (۹/۷۷ بشکه به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گازطبیعی).

میدان گازی نمک غربی: میدان گازی نمک غربی در ۵۰ کیلومتری شمال غربی بندرعباس در حوزه هرمزگان قرار گرفته است. حفر اولین چاه در این میدان در سال ۱۳۵۱ توسط شرکت فیلیران (فیلیپس ایران) انجام شده است. در بررسی‌های انجام شده توسط شرکت ملی نفت ایران میزان ذخیره در جای اولیه گاز این میدان معادل ۱۷/۶ میلیارد مترمکعب (۶۲۱/۵ میلیارد پای مکعب) و ذخیره قابل استحصال این مخزن برابر ۱۲/۳۷ میلیارد مترمکعب (۴۳۷ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می‌شود.

بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گاز از این میدان ۱۲۵/۸ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد (۲۰ بشکه به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گاز).

میدان گازی سرخون: میدان گازی سرخون در سال ۱۳۵۲ کشف گردید. این میدان در ۴۰ کیلومتری شمال شرقی بندرعباس و در استان هرمزگان قرار دارد. بخش عمده‌ای از گاز تولیدی از این میدان شیرین است. میزان ذخیره در جای اولیه گاز این میدان ۳۱۶/۸۳ میلیارد مترمکعب (۱۱۱۸۹ میلیارد پای مکعب) و ذخیره گاز قابل استحصال آن برابر با ۲۴۳/۹ میلیارد مترمکعب (۸۶۱۳/۴ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می‌شود.

بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گاز از این میدان ۱۸۸/۷ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد (۳۰ بشکه به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گازطبیعی). میدان گازی سورو: میدان گازی سورو در سال ۱۳۵۲ کشف گردید. این میدان در شمال شرقی بندرعباس و جنوب میدان نمک غربی در استان هرمزگان قرار دارد. گاز تولیدی این میدان ترش بوده و حاوی ۳/۲ درصد حجم ملکولی هیدروژن سولفور است. گاز تولیدی از این میدان حاوی ۸۸/۸۳ درصد حجم ملکولی متان و ۱/۸۹ درصد حجم ملکولی اتان می‌باشد.

ذخیره در جای اولیه این میدان معادل ۴۴/۱۷ میلیارد مترمکعب (۱۵۶۰ میلیارد پای مکعب) و ذخیره گاز قابل استحصال آن برابر ۳۵/۴ میلیارد مترمکعب (۱۲۵۰ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می‌شود. بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گازطبیعی از این میدان

۷۲/۳۴ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد (۱۱/۵ بشکه به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گازطبیعی).

میدان گازی عسلویه: میدان گازی عسلویه در سال ۱۳۶۸ کشف گردید. این میدان نیز در حوزه هرمزگان قرار گرفته است. گاز تولیدی از این میدان شیرین است. میزان ذخیره در جای اولیه این میدان معادل ۲۶۵/۰۳ میلیارد مترمکعب (۹۳۵۹/۵ میلیارد پای مکعب) و ذخیره گاز قابل استحصال آن برابر با ۱۹۲/۳۳ میلیارد مترمکعب (۶۷۹۲ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می‌شود.

بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گازطبیعی از این میدان ۲۸/۳۱ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد (۴/۵ بشکه به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گازطبیعی).

۲-۱-۴. میادین گازی توسعه نیافته

استان ایلام

میدان گازی تنگ بیجار: میدان گازی تنگ بیجار در ۶۰ کیلومتری غرب شهر ایلام و در فاصله ۶۰ کیلومتری جنوب شرقی نفت‌شهر 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 ۲/۷۶ درصد حجم ملکولی سولفید هیدروژن می‌باشد. 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) تخمین زده می‌شود.

بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گاز تولیدی ۲۰۷/۵۷ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد (۳۳ بشکه به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گازطبیعی).
میدان گازی 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 می‌باشد. ذخیره در جای اولیه این مخزن معادل ۱۰۲۹/۷۹ میلیارد مترمکعب (۳۶۳۶۷ میلیارد پای مکعب) و ذخیره قابل استحصال آن برابر با ۲۷۲/۳۸ میلیارد مترمکعب (۹۶۱۹ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می‌شود.

استان لرستان

مخزن گازی هالوش: میدان گازی هالوش در سال ۱۳۵۰ کشف گردید. این مخزن در ۱۴۰ کیلومتری جنوب شرقی شهر ایلام قرار دارد. گاز تولیدی این مخزن شیرین بوده 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 (۳۸۵/۵ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می شود. بررسی های انجام شده نشان می دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گاز تولیدی ۶۲/۹ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد (۱۰ بشکه به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گاز طبیعی).

سازند گازی سروک مخزن نفتی ویزنه: سازند گازی سروک مخزن نفتی ویزنه در سال ۱۳۵۳ کشف گردیده و در فاصله ۸۰ کیلومتری جنوب شرقی شهر ایلام قرار گرفته است. 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 پای مکعب) تخمین زده می شود. بررسی های انجام شده نشان می دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گاز تولیدی ۲۰۱/۲۸ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد (۳۲ بشکه به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گاز طبیعی).

مخزن گازی سمند: مخزن گازی 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 ۵۰/۳۲ مترمکعب میعانات گازی از آن بدست خواهد آمد (۸ بشکه میعانات گازی به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گاز طبیعی).

استان کرمانشاه

مخزن گازی 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 می‌شود. بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد که به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گاز از این میدان $۵۳/۴۷$ مترمکعب میعانات گازی از آن بدست خواهد آمد ($۸/۵$ بشکه میعانات گازی به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گاز).

استان بوشهر

میدان گازی 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 در این میدان در سال ۱۳۵۴ و توسط شرکت سابق سوفیران - آگوکو حفر شده است. گاز تولیدی از این میدان شیرین می‌باشد.

میزان ذخیره در جای اولیه گاز این میدان $۶۶/۶۷$ میلیارد مترمکعب ($۲۳۵۴/۵$ میلیارد پای مکعب) و ذخیره قابل استحصال آن برابر $۵۴/۰۷$ میلیارد مترمکعب ($۱۹۰۹/۵$ میلیارد پای مکعب) تخمین زده می‌شود.

بر اساس بررسی‌های انجام شده در این میدان به ازاء تولید هر میلیون مترمکعب گاز $۳۱/۴۵$ مترمکعب میعانات گازی بدست خواهد آمد (۵ بشکه به ازاء تولید هر میلیون پای مکعب گاز). قابل ذکر آنکه هنوز از این میدان بهره‌برداری نشده است.

۲-۲. تولید گاز طبیعی

تولید گاز طبیعی از منابع مختلف به صورت گاز غنی می‌باشد. گاز غنی گازی است که در آن مقادیری میعانات گازی و سایر ناخالصی‌ها از جمله آب وجود دارد. گاز تولیدی پس از طی فرآیندهای مختلف در تسهیلات بهره‌برداری در پالایشگاه‌های گاز کشور به صورت گاز سبک مورد استفاده قرار می‌گیرد.

گاز غنی در کشور از سه منبع مختلف تولید می‌شود. این نوع گاز به صورت گازهای همراه نفت، گازهای کلاهیکی مخازن نفتی و بالاخره گازهای مخازن مستقل گازی تولید می‌شود که میزان تولید آن در سال ۱۳۷۴ برابر ۲۱۷/۳۵ میلیون مترمکعب در روز بوده است این رقم نسبت به سال گذشته بالغ بر ۲/۵٪ رشد داشته است.

۲-۲-۱. تولید گاز غنی همراه

تولید گاز غنی همراه همواره تابعی از میزان نفت‌خام تولیدی می‌باشد. در سال ۱۳۷۴، روزانه بطور متوسط قریب ۸۱/۹۹ میلیون مترمکعب گاز همراه در کشور تولید گردیده است. در این سال حدود ۳۷/۷ درصد از گازهای تولیدی - مناطق خشکی و دریا از منابع نفت‌خام (گازهای همراه) تأمین گردیده است.

گازهای همراه تولیدی در مناطق خشکی عمدتاً توسط سیستم جمع‌آوری جهت جداسازی از نفت‌خام به کارخانجات گاز و گازمایع (NGL) انتقال داده شده و پس از جداسازی از نفت‌خام و مایعات گازی به پالایشگاههای گاز ارسال می‌گردند. بخشی از گازهای همراه تولیدی به دلیل عدم امکانات زیربنایی سوزانده می‌شوند.

گازهای همراه نفت در میادین برون‌ساحلی (off shore) به دلیل پراکندگی میادین و عدم وجود سیستم جمع‌آوری گازها سوزانده می‌شوند.

۲-۲-۲. تولید گاز غنی کلاهیکی

تولید گاز غنی از کلاهیکیهای گازی میادین نفتی صرفاً جهت تزریق به مخازن نفتی انجام می‌گیرد. میزان تولید گاز کلاهیکی غنی در سال ۱۳۷۴ بطور متوسط برابر با ۵۱/۹۳ میلیون مترمکعب در روز بوده است. عمده‌ترین حجم گاز کلاهیکی از میدان پازنان تولید و جهت تزریق به مخازن نفتی گچساران و مارون مورد استفاده قرار می‌گیرد.

جدول (۲-۱): گاز غنی و سبک تولیدی در سال ۱۳۷۴

(میلیون مترمکعب در روز)

شرح	گاز غنی	گاز سبک
گاز همراه	۸۱/۹۹	۳۱/۴۱
گاز کلاهک	۵۱/۹۳	۴۰/۸۴
گاز میادین مستقل	۸۳/۴۳	۷۴/۷۵
جمع	۲۱۷/۳۵	۱۴۷/۰۰

حجم گازهای غنی تولید شده در سال ۱۳۷۴ نسبت به سال پیشین معادل ۲/۵ درصد رشد داشته و تولید گاز سبک نیز دارای ۸ درصد رشد بوده است.

جدول (۲-۲): میزان گاز تحویلی به شرکت ملی گاز در سال ۱۳۷۴

(میلیون مترمکعب)

منبع تولید	متوسط روزانه	جمع تولید سال
گاز همراه سبک تحویلی	۳۲/۱	۱۱۷۱۶/۵
گاز مستقل	۷۵	۲۷۳۷۵
جمع	۱۰۷/۱	۳۹۰۹۱/۵

۲-۲-۳. تولید گاز غنی میادین مستقل

حجم تولید گاز غنی از میادین مستقل گازی تابعی از احتیاجات مصرفی کشور می‌باشد. گاز تولیدی میادین مستقل گازی پس از ارسال به پالایشگاههای گازی و یا واحدهای نم‌زدایی به خطوط لوله انتقال گاز طبیعی تحویل می‌گردد. میزان تولید گاز غنی از میادین مستقل گازی در سال ۱۳۷۴ بطور متوسط برابر با ۸۳/۴۳ میلیون مترمکعب در روز بوده است. این حجم گاز تولیدی نسبت به سال پیشین بالغ بر ۱۵ درصد رشد داشته است.

۲-۲-۴. تزریق گاز به میادین نفتی

به منظور صیانت از مخازن نفتی اقدام به تزریق گاز در این مخازن می‌گردد. تزریق گاز در مخازن با دو هدف تأمین فشار و فشارافزائی انجام می‌گیرد. در سال ۱۳۷۴ متوسط میزان تزریق روزانه گاز (شامل گازهای غنی و سبک) به میادین نفتی برابر با ۵۴/۵۶ میلیون مترمکعب بوده است.

۲-۲-۵. گازهای سوزانده شده

بخشی از گازهای همراه با نفت تولید شده در خشکی و قسمت اعظم گازهای همراه نفت تولیدی در دریا به علت عدم وجود سیستم جمع‌آوری سوزانده می‌شود. گرچه در سالهای اخیر بخشی از گازهای سوزانده شده جمع‌آوری گردیده و یا برنامه‌های وسیعی در این زمینه طرح و به اجرا گذاشته شده است. با این وجود روزانه ۳۲/۴۵ میلیون مترمکعب گاز در خشکی و دریا سوزانده می‌شود. حجم گازهای سوزانده شده حدود ۱۴/۹ درصد از کل گاز غنی تولیدی در کشور می‌باشد.

۲-۳. پالایش گاز طبیعی

پالایش و نم‌زدایی گاز طبیعی یکی از مراحل بسیار مهم فرآیند آماده‌سازی گاز طبیعی جهت انتقال آن از مبداء تولید به مصرف‌کنندگان نهایی بشمار می‌رود، زیرا هر گونه ناخالصی در گاز طبیعی سبب ایجاد ضایعات قابل ملاحظه‌ای به کل سیستم گازرسانی (اعم از خطوط انتقال، ایستگاههای تقویت فشار و سیستم توزیع گاز) و نیز به تأسیسات و تجهیزات مصرف‌کنندگان نهایی گاز طبیعی می‌شود. در حال حاضر در کشور چهار پالایشگاه گاز و چهار واحد نم‌زدایی وجود دارد.

استان خوزستان

پالایشگاه گازی بیدبلند: پالایشگاه گازی بیدبلند قدیمی‌ترین و اولین پالایشگاه گازی کشور می‌باشد که در آذرماه سال ۱۳۵۰ مورد بهره‌برداری قرار گرفته است. این پالایشگاه بدنبال انعقاد قرارداد و احداث خط لوله اول سراسری در کشور جهت تصفیه گازهای همراه میادین نفت خیز جنوب احداث گردید. این مجموعه از هفت واحد پالایشی تشکیل شده که حداکثر ظرفیت پالایشی این واحدها ۳۵ میلیون مترمکعب در روز بوده است. طی جنگ تحمیلی و در اثر بمبارانهای عراق قسمتی از این پالایشگاه

مورد تخریب قرار گرفت که در حال حاضر ۵ واحد آن بازسازی شده است و ظرفیت تصفیه ۲۲ میلیون مترمکعب گاز را در روز دارا می‌باشد (در صورت تولید گاز همراه). بازسازی واحدهای باقیمانده در برنامه‌های شرکت ملی گاز پیش‌بینی شده است.

استان خراسان

پالایشگاه گازی شهید هاشمی‌نژاد: پالایشگاه شهید هاشمی‌نژاد (خانگیران) دومین پالایشگاه گازی کشور می‌باشد. این پالایشگاه در مجاورت میدین گازی شمال شرق کشور (در استان خراسان) جهت تصفیه و نم‌زدایی گازهای تولیدی این میدین احداث شده است.

این پالایشگاه در ۲۳ بهمن ۱۳۶۶ به مرحله بهره‌برداری رسید تا گازهای ترش تولید شده مخازن گازی به توسط این پالایشگاه پالایش گردند. پالایشگاه شهید هاشمی‌نژاد دارای سه واحد تصفیه گاز، سه واحد نم‌زدایی، دو کارخانه بازیافت گوگرد و... می‌باشد. برخی دیگر از مشخصه‌های پالایشگاه بشرح زیر می‌باشد:

- ظرفیت هر واحد تصفیه ۷ میلیون مترمکعب در روز و بنابراین کل ظرفیت اسمی پالایشگاه ۲۱ میلیون مترمکعب در روز است.

- ظرفیت هر واحد نم‌زدایی ۷/۱ میلیون مترمکعب در روز می‌باشد.

- ظرفیت هر کارخانه بازیافت گوگرد ۶۵۰ تن در روز است.

تأسیسات نم‌زدایی شوربجه: این تأسیسات با ظرفیت اسمی روزانه ۲/۳ میلیون مترمکعب (۸۱ میلیون پای مکعب) در روز در سال ۱۳۵۲ جهت نم‌زدایی گازهای تولیدی مخزن شوربجه خانگیران احداث شده است.

تأسیسات نم‌زدایی گنبدلی: ظرفیت اسمی این تأسیسات ۵/۷ میلیون مترمکعب در روز بوده که از دو واحد با ظرفیت ۲/۸۳ میلیون مترمکعب در روز جهت نم‌زدایی گازهای تولیدی حوزه گنبدلی تشکیل گردیده است.

استان بوشهر

پالایشگاه گازی ولی عصر(ع): سومین پالایشگاه گازی در منطقه بوشهر و در مجاورت میدین نار و

کنگان و در منطقه جم احداث شده است. فاز اول این پالایشگاه با ظرفیت ۴۴/۴ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۶۸ مورد بهره‌برداری قرار گرفت.

فاز اول دارای ۴ واحد تصفیه به ظرفیت هر کدام ۱۱/۱ میلیون مترمکعب در روز است. فاز دوم این پالایشگاه دارای ظرفیتی معادل ۳۴/۶ میلیون مترمکعب در روز می‌باشد. فاز دوم بطور کامل در سال ۱۳۷۴ افتتاح گردید (لازم به توضیح است که در فاز دوم یک واحد بصورت اضطراری نگهداری می‌شود). بدین ترتیب در مجموع ظرفیت کامل پالایشگاه فوق ۷۹ میلیون مترمکعب در روز می‌باشد.

استان هرمزگان

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

پالایشگاه سرخون: این پالایشگاه از واحدهای نم‌زدایی در حال بهره‌برداری و پالایشی در آینده تشکیل شده است. واحد نم‌زدایی سرخون با ظرفیت اسمی ۳۵۰ میلیون پای مکعب معادل ۱۰ میلیون مترمکعب در روز جهت نم‌زدایی گازهای تولیدی از میدان سرخون احداث شده است. فاز اول این واحد نم‌زدایی که قبل از سال ۱۳۶۸ به بهره‌برداری رسید، تأمین کننده گاز مورد نیاز نیروگاه بندرعباس می‌باشد. فاز بعدی آن با ظرفیت پالایشی ۲۵۰ میلیون پای مکعب در دست احداث می‌باشد.

استان تهران

واحد نم‌زدایی سراج: گازهای تولیدی از میدان سراج توسط واحد نم‌زدایی واقع در مجاورت این مخزن فرآورش می‌گردند. تأسیس این واحد نم‌زدایی به دوران بسیار قبل باز می‌گردد. ظرفیت اسمی نهایی این واحد نم‌زدایی ۰/۶ میلیون مترمکعب در روز می‌باشد.

۲-۴. خطوط انتقال گاز طبیعی

خطوط انتقال گاز طبیعی شریان اصلی سیستم گازرسانی می‌باشند. گاز طبیعی پس از تولید از منابع مختلف تحت فرآیندهای تصفیه و فرآورش قرار گرفته و سپس، توسط خطوط انتقال به محل‌های مصرف

هدایت می‌گردد. توسعه این بخش هر ساله بطور مستمر در سطح کشور توسط شرکت ملی گاز ادامه می‌یابد. این شرکت با در دست داشتن بیش از ۵۶ پروژه در مقطع زمانی سال ۱۳۷۴ موفق به احداث ۴۵۲ کیلومتر خط انتقال در اندازه‌های مختلف شده است.

حجم کل خطوط انتقال گاز طبیعی در پایان سال ۱۳۷۴ برابر با ۸۷۹۴ کیلومتر و معادل ۲۳۶۰۴۶۹ اینچ کیلومتر می‌باشد که حدود ۲ درصد نسبت به سال قبل آن رشد داشته است.

استان اصفهان از نظر دارا بودن خطوط لوله انتقال گاز با ۱۴۸۷ کیلومتر (معادل ۱۶/۹ درصد از کل خطوط انتقال گاز کشور) در رتبه اول و بعد از آن استان خراسان با ۹۴۰ کیلومتر (معادل ۱۰/۷ درصد) و استان فارس با ۸۳۸ کیلومتر (معادل ۹/۵ درصد) در مراحل بعدی قرار دارند. در سال ۱۳۷۴ استان فارس با ۱۱۲۶ اینچ کیلومتر در رتبه اول و استانهای خوزستان با ۹۶۰ اینچ کیلومتر، استان مازندران با ۶۸۴ اینچ کیلومتر و بالاخره استان اصفهان با ۶۱۸ اینچ کیلومتر به ترتیب در مراحل بعدی احداث خطوط لوله انتقال قرار گرفته‌اند.

عملیات اجرایی اتصال خط لوله سرخس - نکا به قطر ۳۰ اینچ به خط لوله اول سراسری در سال ۱۳۷۴ همچنان ادامه داشت و بخشی از آن در بخش رامسر - نور تکمیل گردید.

همزمان با پیشروی خطوط لوله انتقال گاز از منابع جنوب کشور به طرف شمال و انحراف در محور مرکزی، انشعابات با اندازه‌های کوچکتر ایجاد می‌شود و نسبت تمرکز خطوط لوله در استانهای شمالی کشور کاهش می‌یابد. بطوریکه این پراکندگی در استانهای شمال غربی و غرب شامل آذربایجان، کردستان و کرمانشاهان به حدود ۲ درصد می‌رسد.

به منظور تأمین فشار مورد نیاز جهت انتقال گاز در مسیرهای اصلی خطوط انتقال، در زمان طراحی آنها ایستگاههای تقویت فشار پیش‌بینی گردیده که با هدف جلوگیری از افت فشار گاز و انتقال آن طراحی و ساخته شده است. در مسیر خطوط لوله اول ۸ ایستگاه تقویت فشار وجود دارد. به منظور تأمین فشار مورد نیاز و انتقال حجم گاز در پیک مصرف گاز دو ایستگاه تقویت فشار X_1 و X_2 در محل‌های نورآباد و فراشبند واقع در استان فارس تأسیس گردیده و بهره‌برداری از آنها آغاز شده است.

جدول (۳-۲): خطوط انتقال گاز طبیعی به تفکیک استانها در سال ۱۳۷۴

نام استان	مسیر	اندازه (اینچ)	طول خط (کیلومتر)
مازندران	رامسر - نور	۳۰	۲۲/۸۱
مرکزی	الیگودرز - خمین	۸	۵۰
لرستان	بروجرد - خرمآباد - درود	۸ و ۱۶	۴۳
اصفهان	سمیرم - آباده - اقلید	۱۶، ۱۲، ۱۰، ۶	۵۳
چهار محال و بختیاری	خط فارسان	۸	۱/۵
چهار محال و بختیاری	خط هفشجان	۶	۰/۶
همدان	کنگاور - اسدآباد	۸	۱۸
فارس	شیراز - فیروزآباد	۸ و ۲۰	۶۵/۷
کهگیلویه و بویراحمد	سی سخت	۶	۱۱/۵
فارس	خط انتقال مرودشت	۶	۷/۷
خوزستان	تعمیض بخشی از خط ۴۰ اینچ اهواز	۴۰	۲۴
اصفهان	خط انتقال باغ بهادران	۶	۴/۴۴
اصفهان	خط انتقال کوهپایه	۴	۲/۱۲
فارس	شیراز - سروستان - فسا	۱۶	۱۰
آذربایجان غربی	خط انتقال خلخال	۸	۷/۵
تهران	خط انتقال ضیاء آباد	۸	۴/۱
سمنان	مهدی شهر - شهمیرزاد	۱۰ و ۶	۳
مرکزی	زاویه زرنند ساوه	۴	۳
تهران	خط سوم	۳۶	۲۹/۲
آذربایجان شرقی	خط مشکین شهر	۸	۱۹/۷
آذربایجان شرقی	دوز دوزان - اهر	۱۰	۱۶/۲
آذربایجان غربی	آذرشهر - میاندوآب	۱۶، ۸ و ۲	۳۳/۷
خراسان	نیشابور - سبزوار	۱۲	۲۱
جمع			۴۵۱/۷۷

۲-۵- شبکه‌گذاری گازطبیعی

پس از احداث خطوط انتقال، گازطبیعی با فشار زیاد تا دروازه شهرها انتقال می‌یابد. سپس شبکه‌های توزیع گازرسانی داخل شهرها وظیفه توزیع گازطبیعی با فشار متوسط را بر عهده می‌گیرند و پس از آن امکان نصب علمک برای بخش‌های خانگی، تجاری و صنایع فراهم می‌شود.

میزان شبکه‌گذاری گازطبیعی در استانهای مختلف بجز استانهای سیستان و بلوچستان، هرمزگان و ایلام که تا پایان سال ۱۳۷۴ تحت پوشش گازطبیعی قرار نگرفته‌اند برابر با ۳۸۹۷۱ کیلومتر می‌باشد که استان تهران با ۱۰۹۱۰ کیلومتر و درصد تمرکز ۲۶/۲ دارای بیشترین شبکه‌گذاری و بعد از آن به ترتیب استان اصفهان با ۵۹۷۲ کیلومتر و ۱۵/۳ درصد تمرکز، استان خراسان با ۴۰۳۱ کیلومتر و ۱۰/۴ درصد تمرکز و فارس با ۲۷۴۵ کیلومتر و ۷ درصد تمرکز از کل شبکه‌گذاریهای کشور در مراتب بعدی قرار گرفته‌اند. لازم به توضیح است گرچه استان تهران از نظر احداث شبکه معادل یک چهارم کشور شبکه‌گذاری شده است ولی هنوز مناطقی از شهر تهران به علت گستردگی بعضی از مناطق و طرحهای شهرداری فاقد گازطبیعی هستند.

در سال ۱۳۷۴ حدود ۲۴۷۸ کیلومتر شبکه‌گذاری در استانهای مختلف کشور صورت گرفته است. استان اصفهان با ۴۰۶ کیلومتر و ۱۶/۴ درصد تمرکز رتبه اول را به خود اختصاص داده و استانهای تهران با ۳۶۸ کیلومتر و ۱۴/۸ درصد تمرکز، استان خراسان با ۱۹۳ کیلومتر و ۷/۸ درصد تمرکز و بالاخره استان آذربایجان شرقی با ۱۸۹ کیلومتر و ۷/۶ درصد تمرکز در مراحل بعدی شبکه‌گذاری قرار گرفته‌اند. در این سال کمترین میزان شبکه‌گذاری در استان کردستان انجام پذیرفته است.

قابل ذکر است که عمده شبکه‌های توزیع گازطبیعی بصورت لوله‌های فولادی بوده و دارای فشاری بالغ بر ۶۰-۲۵۰ پاند بر اینچ مربع هستند. با بهره‌گیری از تجربیات و اعلام نتایج در بکارگیری لوله‌های پلی اتیلن با فشار زیاد که در یکی از مناطق تهران بطور آزمایشی بکار گرفته شد. پیش‌بینی می‌شود که در برنامه‌های آتی شرکت ملی گاز بتدریج بخشی از شبکه‌گذاری گاز با استفاده از لوله‌های پلی اتیلن انجام گردد.

در حال حاضر تمرکز شبکه‌گذاریهای گازطبیعی در مرکز استانها قرار دارد که بخش‌های خانگی، تجاری و صنایع کوچک را پوشش می‌دهد.

جدول (۴-۲): شبکه‌گذاری گاز طبیعی به تفکیک استان در سال ۱۳۷۴

نام استان	شبکه به متر	درصد تمرکز	رتبه استان
تهران	۳۶۸۰۰۹	۱۴/۸	۲
مرکزی	۳۴۱۱۷	۱/۴	۱۸
گیلان	۱۶۰۵۷۱	۶/۵	۷
مازندران	۱۷۶۳۳۱	۷/۱	۵
آذربایجان شرقی	۱۸۹۴۸۳	۷/۶	۴
آذربایجان غربی	۶۸۶۰۰	۲/۷	۱۳
اردبیل	۱۳۸۶۴	۰/۶	۲۰
کرمانشاهان	۶۹۰۸۱	۲/۸	۱۲
خوزستان	۱۰۶۸۵۹	۴/۳	۹
فارس	۱۶۵۴۳۷	۶/۷	۶
کرمان	۴۸۱۷۲	۱/۹	۱۶
خراسان	۱۹۲۷۸۳	۷/۸	۳
اصفهان	۴۰۵۹۱۱	۱۶/۴	۱
سیستان و بلوچستان	—	—	—
کردستان	۱۲۴۹۰	۰/۵	۲۱
همدان	۹۸۷۳۶	۴	۱۰
چهارمحال و بختیاری	۵۸۶۴۳	۲/۴	۱۴
لرستان	۷۷۳۳۹	۳/۱	۱۱
ایلام	—	—	—
کهگیلویه و بویراحمد	۴۸۸۱۹	۲	۱۵
بوشهر	—	—	—
زنجان	۱۱۸۰۸۷	۴/۸	۸
سمنان	۲۴۶۸۰	۱/۸	۱۷
یزد	۱۹۶۲۷	۰/۸	۱۹
هرمزگان	—	—	—
کل کشور	۲۴۷۷۶۳۹	۱۰۰	—

جدول (۵-۲): شبکه‌گذاری گاز طبیعی به تفکیک استان تا پایان سال ۱۳۷۲

نام استان	شبکه (متر)	درصد تمرکز	رتبه استان
تهران	۱۰۱۹۰۱۳۲	۲۶/۲	۱
مرکزی	۱۲۹۸۸۰۲	۳/۳	۹
گیلان	۱۷۳۹۸۸۲	۴/۵	۷
مازندران	۲۴۴۳۵۵۹	۶/۴	۶
آذربایجان شرقی	۱۶۰۹۱۹۳	۴/۱	۸
آذربایجان غربی	۳۷۳۰۰۰	۱	۱۷
اردبیل	۵۸۹۹۳۴	۱/۵	۱۳
کرمانشاهان	۲۸۰۶۸۱	۰/۷	۱۹
خوزستان	۲۷۳۹۷۴۸	۷	۵
فارس	۲۷۴۵۲۶۸	۷/۱	۴
کرمان	۱۹۳۹۱۹	۰/۵	۲۰
خراسان	۴۰۳۰۶۵۲	۱۰/۴	۳
اصفهان	۵۹۷۲۳۱۴	۱۵/۳	۲
سیستان و بلوچستان	—	—	—
کردستان	۳۰۳۷۰۳	۰/۸	۱۸
همدان	۱۱۷۱۴۰۵	۳	۱۱
چهارمحال و بختیاری	۵۹۱۲۹۷	۱/۳	۱۴
لرستان	۳۹۷۴۱۰	۱	۱۶
ایلام	—	—	—
کهگیلویه و بویراحمد	۴۳۱۷۳۶	۱/۱	۱۵
بوشهر	۹۱۰۳	ناچیز	—
زنجان	۱۲۱۹۶۳۴	۳/۱	۱۰
سمنان	۶۲۰۰۳۱	۱/۶	۱۲
یزد	۱۹۶۲۷	۰/۱	۲۱
هرمزگان	—	—	—
کل کشور	۳۸۹۷۱۰۳۰	۱۰۰	—

۲۶- انشعابات و مصرف‌کنندگان گازطبیعی

تعداد انشعابات نصب شده در کشور تا پایان سال ۱۳۷۴ تعداد ۲۲۳۹۳۴۲ انشعاب بوده که ۲۲۳۸۰۹۹ انشعاب آن مصرف‌کنندگان خانگی، تجاری و ۱۲۴۳ انشعاب مربوط به واحدهای صنعتی بوده است. استان تهران با بیشترین تعداد انشعاب یعنی ۶۸۶۹۶۶ انشعاب و ۳۰/۷ درصد تمرکز که در برگیرنده بالاترین انشعاب صنعتی نیز می‌باشد، رتبه اول را داشته و استان اصفهان با ۳۸۵۵۲۲ انشعاب و ۱۷/۲ درصد تمرکز، استان خراسان با ۲۴۲۳۴۸ انشعاب و ۱۰/۸ درصد تمرکز و استان فارس با ۱۷۲۲۹۱ انشعاب و ۷/۷ درصد تمرکز در مراتب بعدی قرار گرفته‌اند.

تعداد انشعاب نصب شده در سال ۱۳۷۴ برابر با ۱۶۱۰۷۳ انشعاب بوده که استان تهران با ۲۲/۴ درصد برابر با ۳۶۰۲۵ انشعاب بالاترین سهم را بخود اختصاص داده است و استانهای اصفهان با ۱۲/۶ درصد (۲۰۲۵۹ انشعاب)، آذربایجان شرقی با ۱۲/۲ درصد (۱۹۶۲۸ انشعاب) و بالاخره خراسان با ۸ درصد (۱۲۸۳۶ انشعاب) در مراتب بعدی قرار گرفته‌اند.

بررسی ترکیب تعداد انشعابات گازطبیعی در کشور نشان می‌دهد که تا پایان سال ۱۳۷۴ بخش خانگی با ۹۷ درصد از کل انشعابات گازطبیعی دارای بالاترین سهم بوده و بخشهای تجاری، صنعتی به ترتیب ۲/۹ و کمتر از ۱ درصد را بخود اختصاص داده‌اند.

هر انشعاب نصب شده گازطبیعی می‌تواند یک و یا چند مصرف‌کننده را تحت پوشش قرار دهد، بطور کلی تعداد ۳۱۳۷۵۸ مصرف‌کننده به مصرف‌کنندگان گازطبیعی در سال ۱۳۷۴ افزوده گردید که بیشترین تعداد آنها در استان تهران با ۲۸/۹ درصد (معادل ۹۰۵۹۴) بوده است. کمترین میزان افزایش در استان بوشهر با ۱۱۲ مصرف‌کننده بود.

تا پایان سال ۱۳۷۴ تعداد ۲۵۹۶۵۱۷ مصرف‌کننده گازطبیعی در کشور وجود داشته است که ۲۵۱۷۵۹۱ آن در بخش خانگی، ۷۷۶۲۹ در بخش تجاری و ۱۲۹۷ در بخش صنعتی بوده است. بیشترین سهم مصرف‌کننده‌های گازطبیعی را استان تهران با ۲۹/۷ درصد بخود اختصاص داده است و استان اصفهان با ۱۶/۲ درصد، استان خراسان با ۱۵/۱ درصد و بالاخره استان فارس با ۷/۱ درصد در مراتب بعدی قرار دارند.

با توجه به شبکه‌گذاریها، انشعاب‌های نصب شده و مصرف‌کنندگان گازطبیعی در کشور تا پایان سال ۱۳۷۴ به ازاء هر انشعاب نصب شده ۱۷/۴ متر شبکه‌گذاری گاز صورت گرفته و به ازاء هر

انشعاب نصب شده ۱/۱۶ مصرف‌کننده تحت پوشش قرار گرفته است.

جدول (۲-۶): تعداد انشعاب نصب شده گازطبیعی به تفکیک استان در سال ۱۳۷۴

نام استان	تعداد انشعاب	درصد تمرکز	رتبه استان
تهران	۳۶۰۲۵	۲۲/۴	۱
مرکزی	۴۱۰۸	۲/۶	۱۳
گیلان	۱۰۰۵۰	۶/۲	۶
مازندران	۱۱۷۳۰	۷/۳	۵
آذربایجان شرقی	۱۹۶۲۸	۱۲/۲	۳
آذربایجان غربی	۳۶۸۸	۲/۳	۱۴
اردبیل	۲۷۰	۰/۲	۲۰
کرمانشاهان	۴۵۶۵	۲/۸	۱۱
خوزستان	۵۶۲۱	۳/۵	۹
فارس	۵۲۴۹	۳/۲	۱۰
کرمان	۴۹۱	۰/۳	۱۹
خراسان	۱۲۸۳۶	۸	۴
اصفهان	۲۰۲۵۹	۱۲/۶	۲
سیستان و بلوچستان	—	—	—
کردستان	۴۴۵۸	۲/۸	۱۲
همدان	۷۵۹۳	۴/۷	۷
چهارمحال و بختیاری	۱۶۳۹	۱	۱۶
لرستان	۳۲۸۶	۲	۱۵
ایلام	—	—	—
کهگیلویه و بویراحمد	۱۱۵۶	۰/۷	۱۸
بوشهر	۲۰۵	۰/۱	۲۱
زنجان	۶۸۵۹	۴/۲	۸
سمنان	۱۳۵۷	۰/۸	۱۷
یزد	—	—	—
هرمزگان	—	—	—
کل کشور	۱۶۱۰۷۳	۱۰۰	—

جدول (۷-۲): تعداد انشعاب گاز طبیعی به تفکیک استان تا پایان سال ۱۳۷۴

رتبه استان	درصد تمرکز	کل انشعاب	صنعتی	خانگی / تجاری	نام استان
۱	۳۰/۷	۶۸۶۹۶۶	۶۹۷	۶۸۶۲۶۹	تهران
۱۱	۳/۱	۷۰۱۴۷	۱۷۷	۶۹۹۷۰	مرکزی
۸	۳/۴	۷۶۴۵۷	۲۰	۷۶۴۳۷	گیلان
۶	۴/۹	۱۱۰۳۰۱	۱۰	۱۱۰۲۹۱	مازندران
۷	۳/۵	۷۸۷۵۳	۲۹	۷۸۷۲۴	آذربایجان شرقی
۱۹	۰/۳	۶۹۰۰	—	۶۹۰۰	آذربایجان غربی
۱۲	۱/۴	۳۱۲۳۹	—	۳۱۲۳۹	اردبیل
۱۸	۰/۴	۸۱۲۶	—	۸۱۲۶	کرمانشاهان
۵	۵/۶	۱۲۴۸۸۷	۳۷	۱۲۴۸۵۰	خوزستان
۴	۷/۷	۱۷۲۲۹۱	۶۹	۱۷۲۲۲۲	فارس
۲۰	ناچیز	۴۹۲	۱	۴۹۱	کرمان
۳	۱۰/۸	۲۴۲۳۴۸	۶۶	۲۴۲۲۸۲	خراسان
۲	۱۷/۲	۳۸۵۵۲۲	۲۱۹	۳۸۵۳۰۳	اصفهان
—	—	—	—	—	سیستان و بلوچستان
۱۵	۰/۷	۱۵۵۲۲	—	۱۵۵۲۲	کردستان
۱۰	۳/۳	۷۴۲۹۸	۱	۷۴۲۹۷	همدان
۱۳	۱/۳	۲۸۰۶۶	۱	۲۸۰۶۵	چهارمحال و بختیاری
۱۷	۰/۵	۱۰۸۸۶	—	۱۰۸۸۶	لرستان
—	—	—	—	—	ایلام
۱۶	۰/۶	۱۲۵۸۵	—	۱۲۵۸۵	کهگیلویه و بویراحمد
۲۱	ناچیز	۲۰۵	—	۲۰۵	بوشهر
۹	۳/۴	۷۵۹۳۵	۱۷	۷۵۹۱۸	زنجان
۱۴	۱/۲	۲۷۵۱۷	—	۲۷۵۱۷	سمنان
—	—	—	—	—	یزد
۲۲	ناچیز	۱	۱	—	هرمزگان
—	۱۰۰	۲۲۳۹۳۴۲	۱۲۴۳	۲۲۳۸۰۹۹	کل کشور

جدول (۸-۲): تعداد مصرف‌کنندگان جدید گاز طبیعی به تفکیک استان در سال ۱۳۷۲

نام استان	کل	درصد تمرکز	رتبه استان
تهران	۹۰۵۹۴	۲۸/۹	۱
مرکزی	۷۲۵۵	۲/۳	۱۱
گیلان	۱۸۸۱۳	۶	۵
مازندران	۱۸۰۶۹	۵/۸	۶
آذربایجان شرقی	۲۹۸۴۵	۹/۵	۳
آذربایجان غربی	۳۱۴۲	۱	۱۷
اردبیل	۵۹۴۹	۱/۹	۱۵
کرمانشاهان	۶۱۶۰	۲	۱۴
خوزستان	۱۲۷۲۳	۴/۱	۹
فارس	۱۱۳۰۰	۳/۶	۱۰
کرمان	-	-	-
خراسان	۱۹۱۵۹	۶/۱	۴
اصفهان	۴۰۴۷۴	۱۲/۹	۲
سیستان و بلوچستان	-	-	-
کردستان	۶۴۰۷	۲	۱۳
همدان	۱۴۲۴۶	۴/۵	۸
چهارمحال و بختیاری	۱۹۵۰	۰/۶	۱۸
لرستان	۶۸۲۴	۲/۲	۱۲
ایلام	-	-	-
کهگیلویه و بویراحمد	۱۱۲۰	۰/۴	۱۹
بوشهر	۱۱۲	ناچیز	۲۰
زنجان	۱۴۵۰۴	۴/۶	۷
سمنان	۵۱۱۲	۱/۶	۱۶
یزد	-	-	-
هرمزگان	-	-	-
کل کشور	۳۱۳۷۵۸	۱۰۰	-

جدول (۹-۲): تعداد مصرف‌کنندگان گاز طبیعی به تفکیک استان تا پایان سال ۱۳۷۲

نام استان	کل	خانگی	تجاری	صنعتی	درصد تمرکز	رتبه استان
تهران	۷۷۲۰۸۶	۷۴۷۸۶۶	۲۳۵۶۱	۶۵۹	۲۹/۷	۱
مرکزی	۸۲۵۰۰	۷۹۲۹۲	۳۰۱۲	۱۹۶	۳/۲	۱۰
گیلان	۸۸۰۷۳	۸۴۹۱۸	۳۱۳۵	۲۰	۳/۴	۸
مازندران	۱۳۴۶۰۱	۱۲۹۸۱۷	۴۷۷۴	۱۰	۵/۲	۵
آذربایجان شرقی	۹۲۷۶۵	۹۰۵۸۷	۲۱۴۹	۲۹	۳/۶	۷
آذربایجان غربی	۵۳۷۵	۵۲۸۶	۸۹	—	۰/۲	۱۹
اردبیل	۳۸۴۵۱	۳۷۲۸۶	۱۱۶۵	—	۱/۵	۱۲
کرمانشاهان	۶۲۷۰	۶۲۳۲	۳۷	۱	۰/۲	۱۸
خوزستان	۱۲۳۲۵۳	۱۲۰۴۵۲	۲۷۶۸	۳۳	۴/۷	۶
فارس	۱۸۳۰۸۰	۱۷۷۱۶۸	۵۸۴۶	۶۶	۷/۱	۴
کرمان	۱	—	—	۱	ناچیز	—
خراسان	۳۹۰۸۷۵	۳۸۱۰۳۱	۹۷۷۰	۷۴	۱۵/۱	۳
اصفهان	۴۲۰۲۹۶	۴۰۶۸۱۶	۱۳۲۹۴	۱۸۶	۱۶/۲	۲
سیستان و بلوچستان	—	—	—	—	—	—
کردستان	۱۶۱۸۱	۱۵۸۵۹	۳۲۲	—	۰/۶	۱۵
همدان	۷۹۲۱۵	۷۶۷۳۵	۲۴۷۴	۶	۳/۱	۱۱
چهارمحال و بختیاری	۲۸۷۱۷	۲۷۵۷۶	۱۱۴۱	—	۱/۱	۱۳
لرستان	۱۱۵۷۲	۱۱۳۸۵	۱۸۷	—	۰/۴	۱۷
ایلام	—	—	—	—	—	—
کهگیلویه و بویراحمد	۱۲۱۲۱	۱۱۶۳۰	۴۹۱	—	۰/۴	۱۶
بوشهر	۱۱۲	۱۱۱	۱	—	ناچیز	۲۰
زنجان	۸۳۶۲۸	۸۱۱۱۳	۲۵۰۰	۱۵	۳/۲	۹
سمنان	۲۷۳۴۴	۲۶۴۳۱	۹۱۳	—	۱/۱	۱۴
یزد	۱	—	—	۱	ناچیز	۲۱
هرمزگان	—	—	—	—	—	—
کل کشور	۲۵۹۶۵۱۷	۲۵۱۷۵۹۱	۷۷۶۲۹	۱۲۹۷	۱۰۰	—

۲-۷- مصرف گاز طبیعی.

گاز طبیعی سوختی تمیز است و به دلیل پایین بودن آلودگی زیست محیطی که پدید می آورد در طی چند دهه اخیر در سطح جهان طرفداران زیادی پیدا کرده است. از آغاز دهه ۱۳۵۰ بخشی از تأمین انرژی مورد نیاز بخش های صنعتی (نیروگاهها، صنایع و پتروشیمی) و خانگی - تجاری را گاز طبیعی بر عهده گرفت. بتدریج زمینه رشد مصرف گاز طبیعی فراهم شد، به طوری که پس از انقلاب اسلامی سهم آن در تأمین انرژی اولیه بخش های مختلف اقتصادی از اهمیت بسیار زیادی برخوردار گشت. در حال حاضر سهم آن در مصرف نهایی انواع انرژیها به ۳۰ درصد می رسد.

تولید گاز طبیعی که در اداره و مدیریت شرکت ملی نفت ایران قرار دارد به چند صورت مصرف می گردد:

- تأمین نیاز پروژه های تزریق به منظور صیانت از مخازن نفت
- تأمین نیاز شرکت ملی گاز ایران به منظور تأمین مصارف داخلی
- گازهای اسیدی و سوخت
- گازهای همراه جمع آوری نشده که سوزانده می شود

گاز مورد نیاز شرکت ملی گاز ایران توسط شرکت ملی نفت ایران از منابع مختلف تأمین می گردد. میزان گاز تحویلی به شرکت ملی گاز ایران در سال ۱۳۷۴ بطور متوسط برابر با ۱۰۷/۱ میلیون مترمکعب در روز بوده که ۳۲/۱ میلیون مترمکعب (۳۰٪ درصد) آن از گازهای همراه نفت و ۷۵/۵ میلیون مترمکعب (۷۰/۵ درصد) آن از گازهای مستقل تأمین شده است. گاز تحویلی به شرکت ملی گاز ایران پس از پالایش توسط خطوط انتقال، شبکه و انشعاب آماده مصرف در بخش های مختلف می گردد. در این سال مصرف گاز طبیعی ۲۵ استان کشور برابر با ۳۶/۳ میلیارد مترمکعب به صورت خالص بوده است که این مقدار نسبت به سال قبل رشدی حدود ۱۱ درصد داشت. در صورتی که سوخت شرکتی و گازهای اسیدی به رقم مصرف افزوده گردد کل مصرف گاز طبیعی در شرکت ملی گاز ایران معادل ۳۸ میلیارد مترمکعب می باشد.

جدول (۱۰-۲): مصرف‌کننده بخش‌های مختلف اقتصادی در سال ۱۳۷۴

شرح	مصرف (میلیون مترمکعب)	سهم هر بخش در سال ۱۳۷۴ (درصد)
خانگی	۹۸۸۴/۲	۲۷/۲۴
تجاری	۱۲۴۱/۱	۳/۴۲
صنعتی	۸۴۶۸/۱	۲۳/۳۴
نیروگاهها	۱۳۴۶۷/۳	۳۷/۱۲
پالایشگاهها	۲۱۱۰/۴	۵/۸۲
سوخت پتروشیمی	۶۸۴/۳	۱/۸۹
خوراک پتروشیمی	۴۲۳/۲	۱/۱۷
مصرف خالص	۳۶۲۷۸/۶	۱۰۰
سوخت و تخلیه گازهای اسیدی	۲۰۳۰۹۵۴	—
جمع کل مصرف ناخالص داخلی	۳۹۹۰۹۶۰۴	-

چنانچه ملاحظه می‌گردد در سال ۱۳۷۴ در بخش‌های مختلف مصرفی بالاترین سهم را نیروگاهها با مصرف حدود ۱۳/۵ میلیارد مترمکعب (۳۷/۱۲ درصد) به خود اختصاص داده و بعد از آن مصارف خانگی با ۹/۹ میلیارد مترمکعب (۲۷/۲۴ درصد) و مصارف صنعتی بجز پالایشگاهها و صنایع پتروشیمی با ۸/۵ میلیارد مترمکعب (۲۳/۳۴ درصد) در مراتب بعدی قرار دارند.

بخش سوم
زغال سنگ

بخش سوم زغال سنگ

عملیات اکتشاف سیستماتیک کانسارهای زغال سنگ ایران از اواسط دهه ۱۳۰۰ توسط کارشناسان آلمانی و ایرانی شروع شد. با توجه به کشف ذخایر عظیم نفت و گاز در کشور، بهره برداری از معادن زغال سنگ در ایران به فراموشی سپرده شد و سپس در جریان احداث صنعت ذوب آهن به روش کوره بلند، مجدداً معادن زغال سنگ کک شو مورد شناسایی قرار گرفت و عملیات اکتشافی آنها آغاز گردید. استخراج زغال سنگ از سال ۱۳۴۸ بتدریج در قالب شرکتهای دولتی (شرکت ملی ذوب آهن) شروع شد. با توجه به مطالعات اکتشافی انجام شده در مورد معادن زغال سنگ کک شو و عدم انجام فعالیت اکتشافی در زمینه شناسایی معادن زغال سنگ حرارتی، آمار و ارقام دقیق مربوط به میزان ذخایر معادن زغال سنگ دارای نوسانات زیادی بوده و با یکدیگر متفاوت هستند. در پاره ای از گزارشها کل ذخایر زغال سنگ ایران حدود ۳۸ میلیارد تن و در پاره ای دیگر پس از انجام عملیات اکتشافی بیشتر، ذخایر زغال سنگ ایران حدود ۱۱ میلیارد تن ذکر شده است که بطور متوسط معادل ۵۵/۳ میلیارد بشکه معادل نفت خام می باشد. بر این اساس تا پایان سال ۱۳۷۴، ذخایر قطعی و احتمالی ایران ۶۵۱۶/۰۷ میلیون تن می باشد. ذخایر عمده زغال سنگ ایران در پنج ناحیه کرمان - نایبند، البرز، شمال شرق خراسان، کاشان - اصفهان، مراغه (آذربایجان) قرار دارد.

جدول (۱-۳): منابع و ذخایر زغال سنگ ایران
(میلیون تن)

عنوان	کل منابع و ذخایر قطعی، احتمالی، تخمینی یا ممکن
کرمان - نایبند	۶۵۷۰
البرز	۳۷۱۷
شمال شرق خراسان	۷۵۰
کاشان - اصفهان	۱۰۰
مراغه (آذربایجان)	۱۵۰
جمع	۱۱۲۸۷

جدول (۳-۲): وضعیت ذخایر زغال سنگ معادن دولتی و خصوصی

(میلیون تن)

استان	نوع زغال سنگ	ذخایر قطعی با احتمال بیش از ۵۵ درصد	کل ذخایر
معادن دولتی:			
استان کرمان	گازی - گازچرب - ککشو - لاغر	۸۹۹/۴۰	۱۴۶۱/۹۰
استان سمنان	ککشو چرب - گازی چرب - لاغر	۸۵/۰۰	۱۳۸/۰۰
استان مازندران	گازی - گازی چرب	۱۰۷۰/۰۷	۲۰۳۵/۴۲
طرحهای اکتشافی و تجهیز (مازندران)	ککشو - ککشو چرب	۹۰۳/۷۰	۱۳۴۳/۷۰
استان گیلان	ککشو چرب	۱۶/۳۲	۲۶/۳۲
استان خراسان	ککشو - ککشو چرب	۲۷۳۹/۵۰	۴۶۹۲/۰۰
معادن خصوصی:			
استان خراسان	آنتراسیتی - گازی چرب - نیمه آنتراسیتی - چرب ککشو - گازی ککشو چرب	۴۲/۶۲	۸۲/۶۲
استان سمنان	ککشو - حرارتی - گازی چرب - گازی - نیمه آنتراسیتی	۲۵/۴۴	۲۵/۴۴
استان مازندران	گازی - گازی چرب - ککشو - ککشو چرب - شعله بلند - آنتراسیت - نیمه آنتراسیت - لاغر	۱۲۷/۰۶	۱۲۷/۰۶
استان گیلان	ککشو - لاغر	۰/۱۱	۰/۱۱
استان تهران	ککشو - ککشو چرب - چرب	۱۷۲/۵۰	۳۱۵/۰۰
سایر مناطق ایران			
ناحیه بین اصفهان و کاشان	لاغر آنتراسیتی - آنتراسیتی	-	۲۱/۷۷
ناحیه مراغه	ککشو چرب و لاغر	-	۱۵۰/۰۰
سایر نواحی	-	۴۳۴/۱۵	۸۶۷/۴۶
جمع کل		۶۵۱۶/۰۷	۱۱۲۸۷/۰۰

قابل ذکر است که اکثر معادن زغال سنگ در ایران در مالکیت دولت می باشند و مجموعاً ۸۶ درصد از کل ذخایر زغال سنگ کشور را بخود اختصاص داده اند.

از نظر وضعیت تولید، کل میزان تولید زغال سنگ خام کشور در سال ۱۳۷۴، ۱۸/۵ میلیون تن بوده که با توجه به سهم عظیم بخش دولتی از ذخایر زغال سنگ ایران، حدود ۹۴/۲ درصد از تولید این ماده انرژی را توسط شرکت های دولتی انجام گرفته است. در سال ۱۳۷۴ شرکت های زغال سنگ مجموعاً ۱/۷۴ میلیون تن زغال سنگ خام از معادن دولتی استخراج کرده اند که بطور خالص ۰/۹۴ میلیون تن زغال سنگ کنسانتره تولید گردیده است و به ازاء هر تن آن بین ۱۳-۱۰/۷ درصد خاکستر، ۲۵-۱۰ درصد پلاستومتری، ۳۵-۱۷ درصد مواد قار، ۱۲-۱۰ درصد رطوبت و حداکثر یک درصد گوگرد و ۰/۰۱ درصد فسفر و مابین ۸۹۰۰-۸۰۰۰ کیلوکالری بر کیلوگرم ارزش حرارتی تولید شده است. در

این سال تولید زغال سنگ در بخش دولتی ۱۷/۸ درصد رشد داشت. همچنین تولید کنسانتره زغال سنگ ۲۸/۹ درصد افزایش یافت.

بخش خصوصی در سال ۱۳۷۴، حدود ۱۰۷ هزار تن زغال سنگ تولید کرده که نسبت به سال گذشته ۴۷/۲ درصد کاهش نشان می دهد. قابل ذکر است که ۶۱/۶ درصد از تولید زغال سنگ بخش خصوصی زغال حرارتی و مابقی زغال کک شو بود. این ماده اولیه در صنایع فلزی و صنایع شیمیایی، کوره های آهن و کارخانه های سیمان طی سالیان متمادی به مصرف رسیده، اما استفاده حرارتی از آن در طی این زمان بسیار اندک بوده است. قابل ذکر است که کلیه تولیدات زغال سنگ کنسانتره شرکت ملی فولاد ایران به ذوب آهن اصفهان ارسال می شود و در آنجا به کک تبدیل می گردد. در سال ۱۳۷۴، ۹۱۴/۵ هزار تن کک در شرکت ذوب آهن اصفهان تولید شد که نسبت به سال قبل ۱۱/۵ درصد کاهش داشت که این مسئله به دلیل افزایش مصرف گاز طبیعی در این صنعت بود. باید توجه داشت در این سال کک بدست آمده از مجموع تولید زغال سنگ شرکت ملی فولاد ایران و ۸۰۰ هزار تن زغال سنگ کنسانتره کک شو وارداتی تأمین شده است.

با توجه به برنامه تولید ۱۰/۵ میلیون تن فولاد (در پایان برنامه دوم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران در مراکز مختلف فولادسازی کشور)، روند مصرف زغال سنگ کک شو به علت رشد مصرف گاز طبیعی، نسبت به برنامه اول توسعه تقریباً ثابت بوده و حدود ۱/۵ میلیون تن زغال سنگ کنسانتره در سال می باشد که عمدتاً از معادن داخلی شرکت ملی فولاد تأمین شده و کمبودهای احتمالی از سایر کشورها از جمله استرالیا وارد خواهد شد.

در سال ۱۳۷۴ حداکثر قیمت فروش هر تن زغال سنگ خام ۱۲۰ هزار ریال و همچنین متوسط قیمت فروش هر تن زغال سنگ کنسانتره در سطح کشور بالغ بر ۱۹۲ هزار ریال گردید.

در این سال واردات کنسانتره زغال سنگ کک شو به ایران حدود ۴۱/۹ درصد رشد یافت و از ۵۶۴ به ۸۰۰ هزار تن رسید. در طی این سال کلیه واردات زغال سنگ ایران از کشورهای لهستان و استرالیا بوده است. متوسط قیمت واردات کنسانتره زغال سنگ کک شو به ایران برابر با ۸۰ دلار بود. به دلیل تغییراتی که در قوانین صادراتی کشور پدید آمد، طی سال ۱۳۷۴ صادرات زغال سنگ کشور ناچیز بود.

جدول (۳-۳): آمار تولید زغال سنگ خام معادن شرکت ملی فولاد ایران طی سالهای ۱۳۶۷-۷۴

(تن)

سال	شرکت زغال سنگ کرمان	شرکت زغال سنگ البرز غربی	شرکت زغال سنگ البرز مرکزی	شرکت زغال سنگ البرز شرقی	جمع
	استان کرمان	استان گیلان	استان مازندران	استان سمنان و مازندران	
۱۳۶۷	۷۳۷۷۴۱	۷۳۶۸۳	۱۹۹۳۷۰	۲۶۹۶۳۶	۱۲۸۰۴۳۰
۱۳۶۸	۸۰۵۸۰۴	۷۰۶۶۰	۱۷۹۴۳۲	۲۹۶۱۳۴	۱۳۵۲۰۳۰
۱۳۶۹	۸۱۵۸۱۱	۱۶۱۷۰	۲۲۲۲۴۶	۲۶۶۰۵۸	۱۳۲۰۲۸۵
۱۳۷۰	۷۴۱۰۰۰	-	۲۸۳۲۴۸	۲۷۷۴۱۷	۱۳۰۱۶۶۵
۱۳۷۱	۷۲۵۸۲۰	۲۶۴۴۷	۳۲۰۷۰۸	۲۹۶۶۹۹	۱۳۶۹۶۷۴
۱۳۷۲	۷۴۶۳۶۴	۴۱۱۶۴	۲۹۶۸۳۸	۲۹۸۶۷۸	۱۳۸۳۰۴۴
۱۳۷۳	۷۸۷۶۷۰	۶۳۵۱۳	۲۶۵۶۱۲	۳۶۱۲۳۰	۱۴۷۸۰۲۵
۱۳۷۴	۹۶۰۹۲۶	۸۲۰۸۲	۲۶۴۷۳۱	۴۳۲۸۷۲	۱۷۴۰۶۱۱

جدول (۳-۳): آمار تولید زغال سنگ کنسانتره در شرکت ملی فولاد ایران طی سالهای ۱۳۶۷-۷۴

(تن)

سال	شرکت زغال سنگ کرمان	شرکت زغال سنگ البرز غربی	شرکت زغال سنگ البرز مرکزی	شرکت زغال سنگ البرز شرقی	جمع
۱۳۶۷	۴۰۵۵۸۰	۵۲۹۲۲	۱۴۸۹۱۹	۱۵۰۵۵۶	۷۵۷۹۷۷
۱۳۶۸	۴۷۴۰۰۴	۵۱۴۸۳	۱۴۳۲۵۵	۱۷۹۸۷۰	۸۴۸۶۱۲
۱۳۶۹	۴۶۹۰۲۴	۱۰۷۸۰	۱۶۶۷۰۳	۱۴۲۵۷۱	۷۸۹۰۷۸
۱۳۷۰	۴۱۹۱۱۸	-	۱۶۷۷۲۷	۱۵۳۱۹۶	۷۴۰۰۴۱
۱۳۷۱	۳۷۷۸۷۸	۱۸۵۹۰	۱۹۶۸۴۵	۱۶۱۱۹۲	۷۵۴۵۰۵
۱۳۷۲	۳۷۶۳۸۸	۴۱۰۸۰	۱۹۸۹۹۰	۱۶۱۴۲۹	۷۵۷۸۸۷
۱۳۷۳	۳۶۰۶۰۱	۳۵۲۷۹	۱۷۷۵۱۶	۱۵۹۳۳۵	۷۳۲۷۳۱
۱۳۷۴	۴۳۵۶۹۴	۴۷۹۴۰	۲۰۸۱۴۹	۲۵۲۵۹۶	۹۴۴۳۷۹

جدول (۳-۵): تولید زغال سنگ خام معادن خصوصی به تفکیک استانها در سال ۱۳۷۲

(تن)

استان	نام معدن	نوع زغال سنگ	نوع یا محل مصرف	تولید
مازندران	کره سنگ	حرارتی	مصارف سوختی	۱۱۳۲۱
	درگاه	حرارتی	کوره آهک و مصارف سوختی	۳۰۰۰
	آفته سر	کک شو	کوره کک پزی، کک جهت کارخانه قند و سیمان	۱۹۵۷
	الیکا	کک شو	کک سازی، کارخانه قند	۲۷۰۰
	قشلاق	کک شو	کک سازی، کارخانه قند	۳۱۴۷۳
	چل	کک شو	صنایع داخلی	۲۷۱۱
	لهاش	حرارتی	-	۱۱۹۰
آذربایجان شرقی	خطب مراغه	کک شو	-	۱۰۰۰
	مین باشی حصار	کک شو	صنایع داخلی	۱۰۰۰
خراسان	مزینو شرقی	حرارتی	-	۶۰۰۰
	مزینو غربی	حرارتی	-	۵۰۰۰
	جعفران طبس	-	-	۶۰۰۰
سمنان	باریکاب	حرارتی	صنعتی، شیمیایی	۴۷۰
	سرر	حرارتی	صنعتی، شیمیایی	۰
	تموزا	حرارتی	صنعتی، شیمیایی	۳۸۰
	دهملا	حرارتی	صنعتی	۸۴۵
	هپان و سالدره	حرارتی	صنعتی	۴۳۶۹
	گانو	حرارتی	صنعتی	۶۵۰۰
	چهارده کلاته	حرارتی	صنعتی	۶۱۷۵
	زونجن	حرارتی	صنعتی	۱۰۰
	منصورکوه آهو انو	حرارتی	صنعتی	۸۰
	تاش	حرارتی	صنعتی	۶۲۵
	پریخان	کک شو	صنایع سنگین، شیمیایی	۰
	آب رندان	حرارتی	صنعتی	۰
	دره حسن عرب	حرارتی	صنعتی، شیمیایی	۱۴۲۰
	طالوی دامغان	حرارتی	صنعتی	۱۵۵۰
	دنبو	حرارتی	صنعتی	۱۰۰۰۰
	سیاهپر سرخدره	حرارتی	صنعتی	۱۰۴۴
	میقان	حرارتی	صنعتی	۱۵۰
	ریزچال	حرارتی	صنعتی	۰
تهران	هیو و اسکنان	کک شو	کوره های کک سازی	۰
	کامان	-	حرارتی، تهیه کک جهت کارخانه قند	۰
	سپوهین	کک شو	کوره های کک سازی	۲۰۰
	آبیک	کک شو	کوره های کک سازی	۳۰۰
جمع				۱۰۷۵۶۰

جدول (۳-۶): میزان کک تولیدی ذوب آهن
طی سالهای ۱۳۶۷-۷۴

(تن)

سال	میزان تولید
۱۳۶۷	۶۹۹۱۳۰
۱۳۶۸	۸۴۴۶۰۳
۱۳۶۹	۸۹۳۵۷۷
۱۳۷۰	۱۰۴۴۳۶۷
۱۳۷۱	۱۰۱۷۶۲۸
۱۳۷۲	۹۵۴۴۱۳
۱۳۷۳	۱۰۳۳۱۷۶
۱۳۷۴	۹۱۴۴۹۷

جدول (۳-۷): برنامه و میزان تولید محصولات فرعی کک سازی
در سالهای ۱۳۷۳-۷۴

(تن)

نام محصول	سال ۱۳۷۳		سال ۱۳۷۴	
	برنامه	تولید	برنامه	تولید
قطران	۵۲۸۸۰	۴۹۷۵۷	۵۵۶۸۰	۴۸۸۱۹
سولفات آمونیوم	۱۱۴۵۶	۱۰۸۴۵	۸۷۴۴	۹۸۷۰
بنزن	۴۰۱۸	۴۵۳۶	۳۸۱۰	۳۷۵۲
تولوئن	۱۲۰۹	۹۵۶	۱۱۴۳	۶۱۷
گسیلن	۲۱۶	۲۳۱	۲۰۶	۱۲۶
سولونت	۰	۱۰/۰۳	۰	۰
سولفور کربن	۲۶۷	۳۸۰	۲۵۴	۱۰۸۴
اسید سولفوریک	۴۲۷۴	۴۳۱۳	۳۶۶۴	۳۸۱۲
فتل خام	۹۰	۷۹/۲۶	۹۲/۳	۳۱/۲

جدول (۳-۸): آمار واردات زغال سنگ کک شو شرکت ملی فولاد ایران
طی سالهای ۷۲-۱۳۶۷

کشور صادرکننده	میزان واردات (تن)	سال
لهستان - چین - استرالیا	۳۰۰۷۳۷	۱۳۶۷
لهستان - کانادا - استرالیا	۳۱۴۹۸۷	۱۳۶۸
کانادا - استرالیا - لهستان	۴۹۲۴۱۸	۱۳۶۹
استرالیا - کانادا	۳۶۳۸۲۸	۱۳۷۰
استرالیا	۶۳۲۲۹۳	۱۳۷۱
استرالیا	۶۸۴۲۰۵	۱۳۷۲
استرالیا - لهستان	۵۶۳۸۰۶	۱۳۷۳
استرالیا - لهستان	۸۰۰۰۰۰	۱۳۷۴

بخش چهارم

برق

بخش چهارم

برق

۴-۱. کلیات

ساختار تشکیلاتی صنعت برق از ابتدای شروع فعالیت تا حال تحت تأثیر عواملی همچون توسعه حوزه عملیاتی، سیاستها و خط مشی‌های کلی دولت‌ها، تغییرات و تحولاتی را پشت سر نهاده است. در چند سال گذشته در جهت سیاست تمرکز زدایی و اعطای اختیارات بیشتر به مدیران، پیکربندی پیشین صنعت برق دستخوش تغییرات بسیار زیادی شد که از مهمترین آنها می‌توان به تأسیس شرکتهای مدیریت تولید برق و شرکتهای توزیع نیروی برق استانی اشاره نمود. به این معنا که شرکتهای مدیریت تولید برق وظیفه تولید انرژی الکتریکی با استفاده از نیروگاههای آبی و حرارتی را عهده‌دار می‌باشند و شرکتهای توزیع نیروی برق استانی به صورت شرکتهای اقماری شرکت برق منطقه‌ای مادر وظیفه برق‌رسانی به کاربران انرژی را به عهده دارند. بنابراین می‌توان ساختار صنعت برق را به چهار بخش به شرح زیر تقسیم نمود:

۱- ستاد صنعت برق

۲- شرکتهای برق منطقه‌ای با نام شرکتهای مادر

۳- شرکتهای مدیریت تولید برق

۴- شرکتهای توزیع نیروی برق

جهت آشنایی با شرکتهای مزبور در جدول (۴-۱) اسامی آنها درج شده است. علاوه بر شرکتهای فوق، شرکتهای خدماتی جهت انجام امور مشاوره‌ای، اجرایی، پیمانکاری و پشتیبانی بوجود آمده‌اند. از آنجا که در بررسی تراز انرژی الکتریکی استانها آشنایی با آنها لزومی ندارد از ذکر نام آنها صرف‌نظر می‌گردد. تغییرات ساختاری ذکر شده که به تدریج در سالهای برنامه اول توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی به مرحله اجرا در آمده است، سبب ایجاد تحول و رشد قابل ملاحظه‌ای در برنامه اول گردید که امید می‌رود نتایج آن در برنامه دوم توسعه چشمگیرتر باشد. در جدول (۴-۲) برخی از شاخص‌های عملکرد وزارت نیرو در طی برنامه اول و دوم توسعه درج شده است. در بخشهای بعد جهت بررسی وضعیت تولید، انتقال و توزیع انرژی الکتریکی شاخص‌های اجرایی صنعت برق در سال ۱۳۷۴ با مقاطع زمانی ۱۳۴۶ (اوایل تأسیس وزارت آب و برق و وجود آمارهای قابل استناد)، ۱۳۵۷ (پیروزی انقلاب اسلامی)، ۱۳۶۲ (در بحبوحه جنگ تحمیلی) و سالهای برنامه اول و دوم توسعه مقایسه خواهند شد.

جدول (۴-۱): شرکتهای برق منطقه‌ای، توزیع نیرو و مدیریت تولید برق وزارت نیرو
در سال ۱۳۷۴

۱۶ شرکت برق منطقه‌ای مادر	۲۶ شرکت توزیع نیروی برق	۲۶ شرکت مدیریت تولید برق
آذربایجان	آذربایجان شرقی	نیروگاههای آبی
	آذربایجان غربی	نیروگاه آبی کلان
	اردبیل	نیروگاه سد کرج
اصفهان	اصفهان	نیروگاه سد لتیان
	چهارمحال و بختیاری	نیروگاه سد ارس
	لرستان	نیروگاه سد مهاباد
باختر	مرکزی	نیروگاه سد سفیدرود
	همدان	نیروگاه سد زاینده‌رود
	تهران	نیروگاه سد درودزن
تهران	قم	شرکت تولید و بهره‌برداری سد دز
	غرب استان تهران (کرج)	شرکت تولید و بهره‌برداری سد شهید عباسپور
	خراسان	نیروگاههای حرارتی
خوزستان	خوزستان	شرکت مدیریت تولید برق تبریز
	کهگیلویه و بویراحمد	شرکت مدیریت تولید برق اصفهان
	زنجان	شرکت مدیریت تولید برق بعثت
زنجان	قزوین	شرکت مدیریت تولید برق ری
	—	شرکت مدیریت تولید برق منتظر قائم
	—	شرکت بهره‌برداری نیروگاه قم
سیستان و بلوچستان	ایلام	شرکت مدیریت تولید برق طوس
	کردستان	شرکت مدیریت تولید برق مشهد
	کرمانشاه	شرکت مدیریت تولید برق اهواز
فارس	بوشهر	شرکت مدیریت تولید برق فارس
	فارس	شرکت مدیریت تولید برق هرمزگان
	کرمان	شرکت مدیریت تولید برق شهید فیروزی
گیلان	گیلان	شرکت مدیریت تولید برق شهید سلیمی
	مازندران	شرکت مدیریت تولید برق شهید بهشتی
	هرمزگان	شرکت مدیریت تولید برق شهید رجایی
یزد	یزد	شرکت مدیریت تولید برق گیلان

جدول (۳-۲): ارزیابی عملکرد وزارت نیرو در برنامه اول و دوم توسعه (قبل از تجدیدنظر)

شرح	عملکرد در پایان سال ۱۳۶۷	عملکرد در پایان سال ۱۳۷۲	درصد تحقق برنامه در پایان سال ۱۳۷۲	عملکرد در پایان سال ۱۳۷۳	هدف در پایان سال ۷۴ مطابق برنامه دوم	عملکرد در پایان سال ۱۳۷۴	درصد تحقق برنامه در پایان سال ۱۳۷۴	هدف در پایان برنامه دوم (قبل از تجدیدنظر)
ظرفیت اسمی نیروگاههای آبی (مگاوات)	۱۹۱۴	۱۹۵۳	۹۴/۲	۱۹۵۳	۱۹۵۵/۸	۱۹۵۳	۹۹/۹	۳۶۶۶
ظرفیت اسمی نیروگاههای بخاری (مگاوات)	۷۴۷۵	۹۵۱۳	۷۷/۰	۱۰۷۴۲	۱۱۶۲۱	۱۱۵۵۷	۹۹/۴	۱۳۴۹۴
ظرفیت اسمی نیروگاههای گازی و بخش گاز سیکل ترکیبی (مگاوات)	۳۴۸۹	۵۹۳۴	۱۱۹/۷	۷۰۰۷	۷۵۸۹	۷۷۴۶	۱۰۲/۱	۴۹۲۶/۲
ظرفیت اسمی نیروگاههای دیزلی (مگاوات)	۸۰۳	۸۱۲	۸۸/۳	۷۵۸	۷۵۸	۶۵۸	۸۶/۸	۶۵۸
ظرفیت اسمی نیروگاههای سیکل ترکیبی (مگاوات)	۰	۰	—	۰	۰	۰	—	۷۲۴۰/۸
ظرفیت اسمی کل (مگاوات)	۱۳۶۸۱	۱۸۲۱۲	۸۹/۷	۲۰۴۶۰	۲۱۹۲۳/۸	۲۱۹۱۴	۱۰۰	۲۹۹۸۵
میانگین ظرفیت عملی کل (مگاوات)	۱۱۵۲۴	۱۶۹۲۱	—	۱۹۳۲۶	۲۰۴۲۸	۱۹۹۸۷	۹۷/۸	۲۶۲۸۹
حداکثر بار همزمان تأمین شده (مگاوات)	۷۷۶۲	۱۳۳۰۸	۱۰۰/۸	۱۴۴۲۴	۱۵۶۸۵	۱۵۲۹۱	۹۷/۵	۱۹۲۴۲
انرژی الکتریکی تولید شده (میلیون کیلووات-ساعت)	۴۳۷۷۵	۷۱۳۳۵	۹۹/۰	۷۷۰۸۶	۸۴۵۰۰	۸۰۰۴۴	۹۴/۷	۱۱۵۰۰۰
مصرف داخلی نیروگاهها (درصد)	۴/۸	۴/۸	—	۴/۷	۴/۹	۴/۹	۱۰۰	۴/۸
تلفات شبکه انتقال و توزیع (درصد)	۱۲/۶	۱۴/۵	—	۱۵/۵	۱۲/۳	۱۵/۵	۱۲۶/۰	۱۱/۷
تعداد مشترکین برق (هزار مشترک)	۸۸۲۷	۱۱۰۸۸	۹۵/۱	۱۱۷۱۷	۱۲۱۸۲	۱۲۲۷۶	۱۰۰/۸	۱۳۹۷۲
تولید سرانه (کیلووات-ساعت بر نفر)	۹۱۷	۱۳۰۶	۱۱۰/۱	۱۳۶۵	۱۳۸۰	۱۳۸۸	۱۰۰/۶	۱۷۰۰
مصرف گازوئیل (میلیون لیتر)	۱۵۱۷	۱۰۷۳	—	۱۱۵۱	۸۰۵/۷	۱۳۴۹	۱۶۷/۴	۲۰۰
مصرف مازوت (میلیون لیتر)	۳۸۳۹	۵۷۸۶	—	۵۸۸۷	۶۲۵۸	۶۷۰۰	۱۰۷/۱	۸۰۰۰
مصرف گاز (میلیون مترمکعب)	۵۷۳۰	۱۱۵۰۱	—	۱۲۵۴۱	۱۳۵۵۷	۱۲۵۹۸	۹۲/۹	۱۸۵۰۰
تعداد روستاهای برق‌دار	۲۲۴۸۴	۲۸۵۲۷	۸۸/۳	۳۱۱۲۸	۳۴۵۷۸	۳۲۷۱۰	۹۴/۶	۳۸۰۲۸
طول خطوط ۴۰۰ کیلوولت (کیلومتر مدار)	۵۶۰۶	۵۹۶۳	۸۵/۷	۶۲۹۵	۷۰۳۴	۷۱۲۷	۱۰۱/۳	۱۰۱۸۳
طول خطوط ۲۳۰ کیلوولت (کیلومتر مدار)	۱۰۰۸۱	۱۳۴۵۱	۸۸/۷	۱۴۰۶۷	۱۵۶۵۲	۱۴۶۴۰	۹۳/۵	۲۱۲۹۴
طول خطوط ۱۳۲ کیلوولت (کیلومتر مدار)	۷۶۱۲	۹۷۱۷	۹۹/۰	۱۰۴۲۶	۱۱۴۱۱	۱۰۶۵۷	۹۳/۴	۱۵۳۵۱
طول خطوط ۶۳ و ۶۶ کیلوولت (کیلومتر مدار)	۱۶۸۸۳	۲۱۲۸۷	۹۹/۳	۲۲۴۰۷	۲۳۵۰۷	۲۳۰۰۱	۹۷/۸	۲۷۹۰۷
طول خطوط ۲۰ و ۳۳ کیلوولت (کیلومتر)	۱۱۵۹۹۵	۱۴۶۱۰۰	—	۱۵۷۴۳۰	۱۶۳۴۳۰	۱۶۶۹۱۷	۹۷/۹	۱۸۷۴۳۰

جدول (۳-۴): اهداف برنامه دوم توسعه (تجدید نظر شده)

شرح	وضعیت در سال ۱۳۷۸	افزایش در طول برنامه
ظرفیت عملی نیروگاههای آبی - مگاوات	۴۱۶۰	۲۲۰۷
ظرفیت عملی نیروگاههای بخاری - مگاوات	۱۴۳۴۸	۳۱۵۱
ظرفیت عملی نیروگاههای گازی - مگاوات	۷۷۲۰	۱۳۵۸
ظرفیت عملی نیروگاههای سیکل ترکیبی - مگاوات	۱۵۱۹	۱۵۱۹
ظرفیت عملی نیروگاههای خورشیدی و بادی - مگاوات	۱۰۲	۱۰۲
ظرفیت عملی نیروگاههای اتمی - مگاوات	۱۰۰۰	۱۰۰۰
جمع قدرت عملی نیروگاههای کشور - مگاوات	۲۸۸۴۹	۹۳۳۷
طول خطوط ۴۰۰ کیلوولت - کیلومتر مدار	۹۹۷۰	۳۶۷۵
طول خطوط ۲۳۰ کیلوولت - کیلومتر مدار	۱۴۰۶۷	۶۵۷۲
طول خطوط فوق توزیع کیلوولت - کیلومتر مدار	۳۲۸۳۲	۱۲۶۰۰
ظرفیت پستهای ۴۰۰ کیلوولت - مگاوات آمپر	۱۴۰۸۰	۱۲۹۰۰
ظرفیت پستهای ۲۳۰ کیلوولت - مگاوات آمپر	۳۹۷۶۴	۱۳۱۱۵
ظرفیت پستهای فوق توزیع - مگاوات آمپر	۳۹۸۹۷	۱۰۱۵۶
مقدار روستای برق دار	۳۱۱۲۸	۱۵۸۲
تولید برق - میلیون کیلووات ساعت	۱۰۴۴۰۰	متوسط رشد سالیانه ۵/۲ درصد
تولید سرانه برق - کیلووات ساعت بر نفر	۱۵۱۲	متوسط رشد سالیانه ۲/۲۴ درصد
حداکثر بار همزمان قابل تأمین - مگاوات	۱۸۶۵۳	متوسط رشد سالیانه ۵/۴۸ درصد
ضریب بار - درصد	۶۲/۸	متوسط رشد سالیانه ۰/۴ درصد
نسبت بار پایه به پیک - درصد	۴۳	متوسط رشد سالیانه ۱/۱۲ درصد
فروش برق - میلیون کیلووات ساعت	۸۷۵۵۶	متوسط رشد سالیانه ۶/۶ درصد
مصرف سرانه برق - کیلووات ساعت بر نفر	۱۲۷۲	متوسط رشد سالیانه ۴/۲ درصد
مصرف داخلی نیروگاهها - درصد	۴/۸	—
تلفات شبکه انتقال نیرو - درصد	۲/۵	متوسط رشد سالیانه ۲/۱۴ درصد
تلفات شبکه توزیع نیرو - درصد	۸/۷	متوسط رشد سالیانه ۱/۲۴ درصد
فروش برق به شاغل - کیلووات ساعت	۱۲۹۰	متوسط رشد سالیانه ۲/۱۶ درصد
راندمان نیروگاههای حرارتی - درصد	۳۲/۴	متوسط رشد سالیانه ۰/۲۵ درصد

۴-۲. قدرت اسمی و عملی برق

ارزیابی توانایی شبکه‌های برق در تأمین مطمئن تقاضای انرژی الکتریکی بوسیله معیارها و شاخصهای مختلفی انجام می‌گردد که مجموع قدرت اسمی و عملی نیروگاهها از مهمترین آنها می‌باشد. بررسی دو معیار فوق در مقاطع زمانی مختلف (جدول ۴-۴) نشان‌دهنده تحولات این دو شاخص با روند افزایشی بوده است. این تغییرات در جهت ارتباط متقابل صنعت برق با رشد اقتصادی کشور و رفاه اجتماعی آحاد مردم صورت گرفته است. تأخیر در اجرای طرحهای اساسی تولید، انتقال و توزیع نیروی برق در سالهای پس از انقلاب اسلامی به دلایل گوناگون بویژه وقوع جنگ تحمیلی مشکلات گسترده اقتصادی و اجتماعی را بوجود آورد، ولی با خاتمه جنگ و تدوین برنامه اول توسعه توجه لازم به صنعت برق مبذول گردید. بدین ترتیب علیرغم طولانی بودن دوره برنامه‌ریزی تا بهره‌برداری در صنعت برق، طی سالهای اخیر با اجرای طرحهای اساسی نتایج چشمگیری حاصل گردیده است.

جدول (۴-۴): مجموع قدرت اسمی و عملی نیروگاههای کشور
(۷۴-۱۳۴۶)

سال	قدرت اسمی (مگاوات)				قدرت اسمی سرانه (وات بر نفر)	میانگین قدرت عملی (مگاوات)				قدرت عملی سرانه (وات بر نفر)
	وزارت نیرو	صنایع بزرگ	سایر مؤسسات	جمع		وزارت نیرو	صنایع بزرگ	سایر مؤسسات	جمع	
۱۳۴۶	۹۳۴	—	۶۶۵	۱۵۹۹	۶۰	۸۴۹	—	۶۶۲	۱۵۱۱	۵۷
۱۳۵۷	۷۰۲۴	—	۱۵۶۵	۸۵۸۹	۲۳۶	۶۳۶۲	—	۱۲۰۰	۷۵۶۲	۲۰۸
۱۳۶۲	۱۰۹۲۲	—	۱۶۰۰	۱۲۵۲۲	۲۹۸	۹۶۹۳	—	۱۳۰۰	۱۰۹۹۳	۲۶۱
۱۳۶۷	۱۳۶۸۱	۶۲۰	۲۶۹۹	۱۷۰۰۰	۳۱۹	۱۱۵۲۴	۳۶۱	۲۵۰۴	۱۴۳۸۹	۲۷۰
۱۳۷۲	۱۸۲۱۲	۸۳۰	۳۶۴۶	۲۲۶۸۸	۳۸۷	۱۶۹۲۱	۷۲۷	۲۹۱۸	۲۰۵۶۶	۳۵۱
۱۳۷۴	۲۱۹۱۴	۸۳۰	۳۸۲۷	۲۶۵۷۱	۴۳۴	۱۹۹۸۷	۸۰۳	۳۰۶۰	۲۳۸۵۰	۳۹۰

در سال ۱۳۷۴ قدرت نامی نیروگاههای تحت پوشش وزارت نیرو به ۲۱۹۱۴ مگاوات رسید که با در نظر گرفتن قدرت نامی سایر مراکز تولید شامل صنایع بزرگ و سایر مؤسسات دولتی و غیر دولتی، قدرت نامی کل کشور به ۲۶۵۷۱ مگاوات بالغ می‌گردد. مقایسه این مقدار با قدرت اسمی کل کشور در پایان سال ۱۳۷۲ از افزایش ۳۸۸۳ مگاوات فقط در طول دو سال حکایت دارد، که حدود ۴۵/۲ درصد کل

قدرت اسمی در سال ۱۳۵۷ است. قدرت عملی نیروگاههای کل کشور در سال ۱۳۷۴ به ۲۳۸۵۰ مگاوات رسید که از این مقدار ۱۹۹۸۷ مگاوات اختصاص به وزارت نیرو دارد. افزایش قدرت عملی نیروگاههای کشور علاوه بر اینکه حاکی از افزایش قدرت نصب شده است، نشان‌دهنده بهبود بهره‌برداری و بازسازی نیروگاههای موجود نیز هست.

در جدول (۴-۵) میزان افزایش ظرفیت سالانه تولید برق در طی سالهای برنامه اول و دوم آورده شده است. همانگونه که مشاهده می‌شود در سالهای برنامه اول توجهی خاص به افزایش ظرفیت بوده است که در برنامه دوم نیز ادامه داشته است. در سال ۱۳۷۴ که اولین سال اجرای برنامه دوم محسوب می‌گردد، ۱۴۵۴ مگاوات به قدرت اسمی نیروگاههای وزارت نیرو افزوده شده که با افزایش ظرفیت سالهای ابتدای برنامه اول قابل مقایسه نیست. شایان ذکر است که در این سال به میزان ۱۰۰ مگاوات از نیروگاههای دیزلی بدلیل فرسودگی از مدار بیرون برده شده‌اند.

جدول (۴-۵): روند تغییرات مجموع قدرت اسمی و عملی نیروگاهها
(۱۳۶۷-۷۴)

(مگاوات)

سال	وزارت نیرو			صنایع بزرگ		جمع	
	قدرت اسمی	افزایش ظرفیت	میانگین قدرت عملی	قدرت اسمی	میانگین قدرت عملی	قدرت اسمی	افزایش ظرفیت
۱۳۶۷	۱۳۶۸۱	۳۷۰	۱۱۵۲۴	۶۲۰	۳۶۱	۱۴۳۰۱	۳۷۰
۱۳۶۸	۱۴۴۴۲	۷۶۱	۱۳۶۳۴	۶۲۰	۳۶۱	۱۵۰۶۲	۷۶۱
۱۳۶۹	۱۴۸۰۳	۳۶۱	۱۳۷۲۵	۶۲۰	۳۶۱	۱۵۴۲۳	۳۶۱
۱۳۷۰	۱۴۸۴۸	۴۵	۱۳۸۳۵	۶۲۰	۳۶۱	۱۵۴۶۸	۴۵
۱۳۷۱	۱۶۳۱۳	۱۴۶۵	۱۵۰۲۹	۸۳۰	۷۲۷	۱۷۱۴۳	۱۶۷۵
۱۳۷۲	۱۸۲۱۲	۱۸۹۹	۱۶۹۲۱	۸۳۰	۷۲۷	۱۹۰۴۲	۱۸۹۹
۱۳۷۳	۲۰۴۶۰	۲۲۴۸	۱۹۳۲۶	۸۳۰	۷۲۸	۲۰۱۴۶	۲۲۴۸
۱۳۷۴	۲۱۹۱۴	۱۴۵۴	۱۹۹۸۷	۸۳۰	۸۰۳	۲۲۷۴۴	۱۴۵۴

ترکیب انواع نیروگاهها، در ساختار ظرفیت تولید انرژی الکتریکی نقش مهمی در کاهش هزینه‌های تولید برق ایفا می‌کند. اگر چه نوع انرژی اولیه در دسترس و هزینه تبدیل آن به انرژی الکتریکی مهمترین عوامل انتخاب نوع نیروگاه است، ولی پاسخگویی سریع به تقاضا و جلوگیری از تحمیل هزینه سنگین خاموشی به اقتصاد کشور، محدودیتهای منابع مالی به ویژه ارز خارجی، نرخ بهره، ضریب بهره‌وری، عوامل زیست‌محیطی و بالاخره ضرورت‌های اقتصادی یا سیاسی در انتخاب نوع نیروگاه مهم

است. در جدول (۴-۶) سهم انواع نیروگاهها در قدرت عملی وزارت نیرو در مقاطع زمانی مختلف آورده شده است. همانگونه که مشاهده می‌شود سهم نیروگاههای آبی روند نزولی و نیروگاههای سوخت فسیلی (بخاری و گازی) روند صعودی داشته است. در سال ۱۳۷۴ سهم واحدهای آبی از کل قدرت عملی وزارت نیرو ۹/۸ درصد، واحدهای بخاری ۵۶/۰ درصد، واحدهای گازی و بخش گاز واحدهای سیکل ترکیبی ۳۱/۸ درصد و واحدهای دیزلی ۲/۴ درصد بوده است. در جدول (۴-۷) قدرت اسمی انواع نیروگاهها در سالهای برنامه اول و دوم آورده شده است. افزایش قدرت اسمی نیروگاههای تحت پوشش وزارت نیرو در برنامه اول برابر ۴۵۳۱ مگاوات بوده است که سهم واحدهای آبی از افزایش ظرفیت برابر ۰/۸۶ درصد، واحدهای بخاری ۴۵ درصد، واحدهای گازی و بخش گاز سیکل ترکیبی ۵۴ درصد و واحدهای دیزلی ۰/۲ درصد بوده است. درصد رشد انواع نیروگاهها در طی برنامه اول توسعه و تا پایان سال ۱۳۷۴ در جدول (۴-۸) نشان داده شده است. همانگونه که مشاهده می‌شود بیشترین رشد به واحدهای گازی و بخش گاز سیکل ترکیبی و کمترین آن به واحدهای آبی بین سالهای ۷۲-۱۳۶۷ اختصاص داشته است. رشد مربوط به واحدهای دیزلی از سال ۱۳۷۲ منفی بوده، که دلیل آن خارج کردن برخی از واحدهای مزبور از شبکه می‌باشد. تکمیل بخش بخارواحدهای سیکل ترکیبی همانند گیلان و قم که بخش گاز آن در سالهای برنامه اول احداث شده است آغازگردیده و به زودی وارد مدار خواهند شد.

جدول (۴-۶): مجموع میانگین قدرت عملی و سهم انواع نیروگاههای وزارت نیرو
(۱۳۴۶-۷۴)

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

جدول (۷-۴): مجموع قدرت اسمی انواع نیروگاههای کشور
(۱۳۶۷-۷۴)

(مگاوات)

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

جدول (۸-۴): رشد مجموع قدرت اسمی انواع نیروگاههای کشور
(۱۳۶۷-۷۴)

جمع کل	جمع کشور				صنایع بزرگ			وزارت نیرو				سال	
	دیزلی	گازی	بخاری	آبی	جمع	گازی	بخاری	جمع	دیزلی	گازی	بخاری		آبی
۱۴۳۰۱	۸۰۳	۳۹۴۵	۷۶۳۹	۱۹۱۴	۶۲۰	۴۵۶	۱۶۷	۱۳۶۸۱	۸۰۳	۳۴۸۹	۷۴۷۵	۱۹۱۴	۱۳۶۷
۳۳/۲	۱/۱	۶۲/۰	۲۹/۴	۲/۰	۳۳/۹	۰	۱۲۴/۰	۳۳/۱	۱/۱	۷۰/۱	۲۷/۳	۲/۰	رشد ۶۷-۷۲
۱۹۰۴۲	۸۱۲	۶۳۹۰	۹۸۸۷	۱۹۵۳	۸۳۰	۴۵۶	۳۷۴	۱۸۲۱۲	۸۱۲	۵۹۳۴	۹۵۱۳	۱۹۵۳	۱۳۷۲
۱۹/۵	-۱۹/۰	۲۸/۴	۲۰/۷	۰	۰	۰	۰	۲۰/۳	-۱۹/۰	۳۰/۵	۲۱/۵	۰	رشد ۷۲-۷۴
۲۲۷۴۴	۶۵۸	۸۲۰۲	۱۱۹۳۱	۱۹۵۳	۸۳۰	۴۵۶	۳۷۴	۲۱۹۱۴	۶۵۸	۷۷۴۶	۱۱۵۵۷	۱۹۵۳	۱۳۷۴

قدرت اسمی واحدهای نیروگاهها معمولاً توسط سازنده و بر اساس شرایط متعارف ایده‌آل تعیین می‌شود. ولی در عمل قدرت واحد، تحت تأثیر شرایط محیطی بویژه درجه حرارت، فرسودگی واحد و تغییر نوع سوخت و کیفیت آن متغیر بوده و کمتر از قدرت اسمی می‌باشد که به آن قدرت عملی گفته می‌شود. قدرت عملی را می‌توان با تعریف‌های گوناگون مطرح ساخت، از جمله قدرت عملی در هر یک از فصلهای سال، میانگین سالانه قدرت عملی، کمترین یا بیشترین هر قدرت عملی و غیره. در جدول (۹-۴) ضمن آشنایی با واحدهای تولید برق موجود کشور متوسط قدرت عملی فصلی آنها نیز ارائه شده است. شایان ذکر است که تغییرات قدرت عملی در مورد واحدهای گازی محسوس‌تر از واحدهای حرارتی و آبی است. بیشترین قدرت عملی وزارت نیرو در سال ۱۳۷۴ برابر ۲۰۷۵۸ مگاوات و کمترین آن ۱۹۲۱۶ مگاوات بوده است.

جدول (۹-۴): قدرت اسمی و متوسط قدرت عملی فصلی واحدهای تولید برق وزارت نیرو

در سال ۱۳۷۴

(مگاوات)

نیروگاه	تعداد واحد	قدرت اسمی	قدرت عملی فصلی				قدرت عملی سالانه	
			بهار	تابستان	پاییز	زمستان	بیشترین	کمترین
الف - واحدهای بخاری								
شهید فیروزی (طرشت)	۴	۵۰	۴۰	۴۰	۴۰	۴۰	۴۰	۴۰
بعثت	۳	۲۴۷/۵	۱۹۵	۱۹۵	۱۹۵	۱۹۵	۱۹۵	۱۹۵
شهید منتظر قائم	۴	۶۲۵	۶۰۰	۶۰۰	۶۰۰	۶۰۰	۶۰۰	۶۰۰
اسلام آباد (اصفهان)	۲	۷۵	۷۰	۷۰	۷۰	۷۰	۷۰	۷۰
	۱	۱۲۰	۱۱۰	۱۱۰	۱۱۰	۱۱۰	۱۱۰	۱۱۰
	۲	۶۴۰	۶۴۰	۶۴۰	۶۴۰	۶۴۰	۶۴۰	۶۴۰
شهید محمد منتظری	۴	۸۰۰	۸۰۰	۸۰۰	۸۰۰	۸۰۰	۸۰۰	۸۰۰
شهید بهشتی (لوشان)	۲	۲۴۰	۲۴۰	۲۴۰	۲۴۰	۲۴۰	۲۴۰	۲۴۰
شهید سلیمی (نکا)	۴	۱۷۶۰	۱۶۸۰	۱۶۴۰	۱۶۸۰	۱۶۸۰	۱۶۸۰	۱۶۴۰
رامین	۴	۱۲۶۰	۹۴۵	۹۴۵	۱۲۶۰	۱۲۶۰	۱۲۶۰	۱۲۶۰
شهید مدحج (زرگان)	۲	۲۹۰	۲۹۰	۲۹۰	۲۹۰	۲۹۰	۲۹۰	۲۹۰
بندرعباس	۴	۱۲۸۰	۱۲۶۸	۱۲۴۰	۱۲۴۰	۱۲۸۰	۱۲۸۰	۱۲۴۰
زرند	۲	۶۰	۵۰	۵۰	۵۰	۵۰	۵۰	۵۰
تبریز	۲	۷۳۶	۷۳۶	۷۳۶	۷۳۶	۷۳۶	۷۳۶	۷۳۶
شهید رجایی	۴	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰
بیستون	۲	۶۴۰	۶۴۰	۶۴۰	۶۴۰	۶۴۰	۶۴۰	۶۴۰
همدان	۴	۱۰۰۰	۵۰۰	۷۵۰	۷۵۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۷۵۰
مشهد	۱	۱۳	۱۱	۱۱	۱۱	۱۱	۱۱	۱۱
	۲	۱۲۰	۱۲۰	۱۲۰	۱۲۰	۱۲۰	۱۲۰	۱۲۰
طوس	۴	۶۰۰	۶۰۰	۶۰۰	۶۰۰	۶۰۰	۶۰۰	۶۰۰
جمع واحدهای بخاری	۵۷	۱۱۵۵۶/۵	۱۱۳۵۰	۱۱۲۸۲	۱۱۳۲۲	۱۱۳۶۲	۱۱۳۶۲	۱۱۰۳۲

ادامه جدول (۹-۴): قدرت اسمی و متوسط قدرت عملی فصلی واحدهای تولید برق وزارت نیرو

در سال ۱۳۷۴

(مگاوات)

نیروگاه	تعداد واحد	قدرت اسمی	قدرت عملی فصلی				قدرت عملی سالانه	
			بهار	تابستان	پاییز	زمستان	بیشترین	کمترین
ب - واحدهای گازی								
شهید فیروزی (طرشت)	۲	۲۵	۱۸	۱۸	*	*	*	۹
بعثت	۲	۱۲۰	۹۸	۹۰	۱۰۳	۱۰۷	۸۸	۷۵
	۱	۲۳/۷	۲۰	۱۸	۲۱	۲۲	۱۸	۱۵
سیکل ترکیبی منتظر قائم	۶	۶۹۶	۵۷۰	۵۲۸	۴۰۰	۴۱۲	۶۱۸	۵۲۸
ری	۱۳	۴۱۶	۳۳۸	۳۱۲	۳۵۷/۵	۳۷۰/۵	۳۷۰/۵	۳۱۲
	۱۸	۴۲۴/۴	۳۵۱	۳۲۴	۳۶۹	۳۷۸	۳۷۸	۳۲۴
	۳	۲۵۵	۲۰۸/۵	۱۹۰/۵	۲۱۹	۲۲۶/۵	۲۲۶/۵	۱۹۰/۵
	۶	۱۴۴	۱۱۷	۱۰۸	۱۲۳	۱۲۶	۱۲۶	۱۰۸
تبریز	۲	۶۴	۵۲	۴۸	۵۵	۵۷	۵۷	۵۲
کرمانشاه	۲	۶۴	۵۱	۴۷	۵۴	۵۷	۵۷	۴۷
صوفیان	۴	۹۶	۷۸	۷۲	۸۲	۸۴	۸۴	۷۲
سیکل ترکیبی گیلان	۶	۸۶۲/۸	۸۰۴	۷۵۰	۸۲۸	۸۷۶	۸۷۶	۷۵۰
شهید بهشتی (لوشان)	۲	۱۲۰	۱۰۴	۹۷	۱۰۶	۱۱۲	۱۱۲	۹۷
رشت	۱	۲۳/۷	۲۰	۱۸	*	*	*	۱۹
شهید سلیمی (نکا)	۲	۲۷۵	۲۵۸	۲۴۲	۲۷۰	۲۷۸	۲۷۸	۲۴۲
بوشهر	۷	۱۶۵/۹	۱۴۳/۵	۱۴۰	۱۵۴	۱۵۷	۱۵۷/۵	۱۴۰
کنگان	۱	۲۵	**	**	**	۲۱/۵	۲۳	۲۰
	۱	۱۸/۵	**	**	**	۱۲	۱۴	۱۰
شهید مدحج (زرگان)	۳	۹۶	۸۲/۵	۷۶/۵	۸۷	۹۰	۹۰	۷۶/۵
ارومیه	۲	۶۰	۴۸	۴۴	۵۲	۵۴	۵۴	۴۴
شیراز	۳	۴۲	۳۳	۳۰	۳۴/۵	۳۶	۳۶	۳۰
	۲	۵۱	۴۰	۳۷	۴۱	۴۳	۴۳	۳۷

* از بهره‌برداری خارج شده است.

** به بهره‌برداری نرسیده است.

ادامه جدول (۹-۴): قدرت اسمی و متوسط قدرت عملی فصلی واحدهای تولید برق وزارت نیرو

در سال ۱۳۷۴

(مگاوات)

نیروگاه	تعداد واحد	قدرت اسمی	قدرت عملی فصلی				قدرت عملی سالانه	
			بهار	تابستان	پاییز	زمستان	بیشترین	کمترین
شیراز	۱	۱۲	۹	۸/۵	۹/۵	۱۰	۱۰	۸/۵
	۱	۲۱/۵	۱۶	۱۵/۵	۱۷/۵	۱۸	۱۸	۱۵/۵
	۱	۶۰	۴۶	۴۳	۴۸/۵	۵۰/۵	۵۰/۵	۴۳
آبادیه	۲	۱۶/۲	۰	۰	۰	۰	۰	۰
بندرعباس	۲	۴۶	۴۰	۳۸	۴۰	۴۲	۴۲	۳۸
سیکل ترکیبی قم	۴	۵۱۲	۴۲۰	۳۸۸	۴۲۴	۴۶۰	۴۶۰	۳۸۸
شهید زینق (یزد)	۴	۹۴/۸	۷۲	۶۸	۷۸	۸۰	۸۰	۶۸
درود	۲	۶۰	۴۸	۴۳	۴۹	۵۲	۵۲	۴۳
هسا	۳	۹۶	۷۲	۶۹	۷۸	۸۱	۷۱/۵	۶۹
سیکل ترکیبی کازرون	۲	۲۵۶	۲۲۰	۱۹۷	۲۱۵	۲۳۰	۲۳۰	۱۹۷
سیکل ترکیبی شهید رجایی	۶	۷۴۰/۴	۵۱۲/۵	۵۷۶	۶۲۴	۶۷۵	۶۷۵	۴۸۰
سیکل ترکیبی فارس	۵	۶۱۷	۳۰۷	۳۶۸	۴۱۰	۵۳۷/۵	۵۳۷/۵	۳۰۷
عسلویه	۶	۸/۴	۴/۸	۴/۲	۴/۸	۵/۴	۵/۴	۴/۲
بیرم	۱	۱/۴	۰/۶	۰/۴	۰/۶	۰/۸	۰/۸	۰/۴
مشهد	۲	۳۷	۳۱	۲۸	۳۲	۳۴	۳۴	۲۸
	۲	۱۵۸	۱۳۲	۱۲۲	۱۳۹	۱۴۷	۱۴۷	۱۲۲
	۱	۲۴	۲۰	۱۸/۵	۲۱	۲۲	۲۲	۱۸/۵
شیروان	۶	۱۴۲/۲	۱۱۷	۱۰۸	۱۲۶	۱۳۲	۱۳۲	۱۰۸
شریعتی	۶	۱۴۲/۲	۱۲۰	۱۰۸	۱۲۶	۱۳۲	۱۳۲	۱۰۸
سیکل ترکیبی شریعتی	۲	۲۳۲	۲۱۵	۱۹۵/۶	۲۲۹	۲۳۸	۲۳۸	۲۱۰/۵
قائن	۳	۷۱/۱	۵۴	۵۱	۵۷	۶۰	۶۰	۳۴
طوس	۱	۸	۶/۵	۶	۷	۷/۵	۷/۵	۶
چابهار	۶	۱۴۲/۲	۱۲۶	۱۲۰	۱۲۹	۱۳۸	۱۳۸	۱۲۰
زاهدان	۳	۷۱/۱	۵۴	۵۱	۵۸/۵	۶۰	۶۰	۵۹

ادامه جدول (۹-۴): قدرت اسمی و متوسط قدرت عملی فصلی واحدهای تولید برق وزارت نیرو

در سال ۱۳۷۴

(مگاوات)

نیروگاه	تعداد واحد	قدرت اسمی	قدرت عملی فصلی				قدرت عملی سالانه	
			بهار	تابستان	پاییز	زمستان	بیشترین	کمترین
زاهدان	۱	۳۰	—	۳۵/۳	۲۷/۲	۲۹/۱	۲۵	۱۸
کیش	۲	۷۵	۶۳/۴	۶۰/۲	۶۳/۴	۶۶/۶	۷۰	۷۰
جمع واحدهای گازی	۱۶۴	۷۷۴۶/۵	۶۱۴۱/۳	۵۹۱۲/۲	۶۳۷۰	۶۸۲۷/۹	۷۰۰۴/۷	۵۷۶۱/۶
ج - واحدهای آبی								
سد دز	۸	۵۲۰	۵۲۰	۵۲۰	۵۲۰	۵۲۰	۵۲۰	۵۲۰
سد شهید عباسپور	۴	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰
سد امیرکبیر	۲	۹۱	۹۱	۹۱	۹۱	۹۱	۹۱	۹۱
سد سفیدرود	۵	۸۷/۵	۸۷/۵	۸۷/۵	۸۷/۵	۸۷/۵	۸۷/۵	۸۷/۵
سد لتیان	۲	۴۵	۴۵	۴۵	۴۵	۴۵	۴۵	۴۵
سد زاینده رود	۳	۵۵/۵	۵۵/۵	۵۵/۵	۵۵/۵	۵۵/۵	۵۵/۵	۵۵/۵
سد ارس	۲	۲۲	۲۲	۲۲	۲۲	۲۲	۲۲	۲۲
سد مهاباد	۲	۶	۶	۶	۶	۶	۶	۶
کلان	۳	۱۱۵/۵	۱۱۵/۵	۱۱۵/۵	۱۱۵/۵	۱۱۵/۵	۱۱۵/۵	۱۱۵/۵
سد درودزن	۲	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰
جمع واحدهای آبی	۳۳	۱۹۵۲/۵	۱۹۵۲/۵	۱۹۵۲/۵	۱۹۵۲/۵	۱۹۵۲/۵	۱۹۵۲/۵	۱۹۵۲/۵
د واحدهای دیزلی								
جمع واحدهای دیزلی	*	۶۵۸	۵۰۹	۴۴۱	۴۷۵	۵۰۹	۵۰۹	۴۴۱
جمع کل واحدهای وزارت نیرو	—	۲۱۹۱۳/۵	۱۹۹۵۲/۵	۱۹۵۸۷/۷	۲۰۱۱۹/۵	۲۰۶۵۱/۴	۲۰۸۲۸	۱۹۱۸۷

* تعداد واحدهای دیزلی وزارت نیرو نزدیک به ۸۰۰ دستگاه با مجموع قدرت قریب به ۱۰۰۰ مگاوات برآورد می‌شود.

۴-۳. قدرت اسمی و عملی برق در برنامه دوم

در سالهای برنامه اول ایجاد ظرفیت‌های جدید با توجه به مراکز مصرف و کاهش خاموشیهای ناشی از کمبود ظرفیت در حد رفع کامل آن صورت پذیرفت، به عنوان مثال با نصب مقادیر قابل توجهی واحدهای گازی در حداقل زمان ممکن مشکل خاموشی از بین رفت. در برنامه دوم علاوه بر برخی طرحهای در دست اجرا نظیر بخش گاز نیروگاههای سیکل ترکیبی، توسعه نیروگاههای بخاری (رامین، شهید منتظری و همدان)، بهره‌برداری از نیروگاههای بخاری ایرانشهر و اراک، توسعه نیروگاههای آبی و بخش بخار نیروگاههای سیکل ترکیبی را باید محور توسعه دانست. در جدول (۴-۱۰) نیروگاههایی که در برنامه دوم توسعه به بهره‌برداری می‌رسند آورده شده است. همانگونه که مشاهده می‌شود مجموع قدرت اسمی واحدهای آبی در دست برنامه برابر ۲۴۶۳ مگاوات می‌باشد که انتظار می‌رود تا پایان برنامه دوم ۱۷۱۳ مگاوات آن به بهره‌برداری برسد و بقیه آن در برنامه سوم مورد بهره‌برداری قرار گیرد. این امر باعث تحولی چشمگیر در ترکیب انواع نیروگاههای صنعت برق خواهد شد. در طول برنامه ۲۲ واحد بخاری جمعاً به قدرت ۵۲۰۶ مگاوات در نظر گرفته شده‌اند که تا پایان برنامه ۴۱۹۷ مگاوات آن به بهره‌برداری خواهد رسید. تا قبل از سال ۱۳۷۴، جمعاً ۵ واحد بخاری با قدرت ۱۴۴۵ مگاوات به بهره‌برداری رسیده است. مجموع قدرت اسمی واحدهای سیکل ترکیبی برابر ۹۰۰۹ مگاوات می‌باشد که تا پایان سال ۱۳۷۴ حدود ۳۹۱۶/۲ مگاوات از بخش گاز این واحدها به بهره‌برداری رسیده است. در پایان برنامه دوم انتظار می‌رود توان تولیدی نیروگاههای سیکل ترکیبی به مقدار ۸۲۳۷/۲ مگاوات برسد که از این مقدار ۷۲۴۰/۸ مگاوات آن اختصاص به مجموعه کامل واحدها دارد و بقیه آن یعنی حدود ۹۹۶/۴ مگاوات، مربوط به بخش گاز این واحدها است. اطلاعات جدول (۴-۱۰) شامل ظرفیت واحدهای سایر مؤسسات نظیر وزارت صنایع، وزارت جهاد سازندگی (واحدهای آبی کوچک که در حال احداث نظیر نهاوند) و سازمان انرژی اتمی (واحدهای بادی منجیل و نیروگاه اتمی بوشهر) نمی‌باشد.

از نظر بهبود بهره‌وری نیروگاهها، بازده واحدهای حرارتی که در سال ۱۳۵۷ برابر ۲۶/۵ درصد بود در سال ۱۳۶۷ به ۳۰/۵، در سال ۱۳۷۲ به ۳۱/۸ و در سال ۱۳۷۴ به ۳۲/۳ درصد رسید. این شاخص باید در پایان برنامه دوم به ۳۳ درصد افزایش یابد.

جدول (۱۰-۳): نیروگاههایی که در برنامه دوم توسعه تمام یا بخشی از آنها به بهره‌برداری می‌رسند

نام نیروگاه	تعداد واحد نهایی	قدرت	جمع	وضعیت در سالهای برنامه دوم				
				۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸
الف - واحدهای آبی	۴	۲۵۰	۱۰۰۰	۰	۰	۰	۰	۵۰۰
	۴	۲۵۰	۱۰۰۰	۰	۰	۰	۰	۷۵۰
	۳	۱۳۳/۳	۴۰۰	۰	۰	۰	۰	۴۰۰
	۳	۱۱/۷	۳۵	۰	۰	۰	۰	۳۵
	۲	۲/۵	۵	۰	۵	۵	۵	۵
	۲	۵	۱۰	۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰
	۲	۶/۵	۱۳	۰	۰	۰	۱۳	۱۳
کارون جریانی ۴ (گذار لندر)								
توسعه شهید عباسپور								
کرخه								
کوه‌رنگ								
ساوه								
مغان								
جمع واحدهای آبی	۳۰	-	۲۴۶۳	۰	۱۵	۱۵	۲۸	۱۷۱۳
ب - واحدهای بخاری	۴	۲۵۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰
	۴	۲۰۰	۸۰۰	۰	۰	۶۰۰	۸۰۰	۸۰۰
	۴	۳۲۵	۱۳۰۰	۰	۰	۰	۰	۳۲۵
	۴	۳۱۵	۱۲۶۰	۱۲۶۰	۱۲۶۰	۱۲۶۰	۱۲۶۰	۱۲۶۰
	۲	۳۱۵	۶۳۰	۰	۰	۳۱۵	۶۳۰	۶۳۰
	۴	۶۴	۲۵۶	۰	۶۴	۱۹۲	۱۹۲	۱۹۲
	۲۲	-	۵۲۰۶	۲۲۶۰	۲۳۲۴	۳۳۶۷	۳۸۸۲	۴۱۹۷
غرب (همدان) ^۱								
توسعه شهید منتظری								
شازند (اراک)								
رامین ^۲								
توسعه رامین								
ایران‌شهر								
جمع واحدهای بخاری								

۱- ۵۰۰ مگاوات آن قبل از سال ۱۳۷۴ به بهره‌برداری رسیده است.

۲- ۹۴۵ مگاوات آن قبل از سال ۱۳۷۴ به بهره‌برداری رسیده است.

ادامه جدول (۱۰-۴): نیروگاههایی که در برنامه دوم توسعه تمام یا بخشی از آنها به بهره‌برداری می‌رسند

نام نیروگاه	تعداد واحد نهایی	قدرت	جمع	وضعیت در طی برنامه دوم				
				۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸
ج - گازی	۲	۱۰	۲۰	۰	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰
	۱	۳۰	۳۰	۳۰	۳۰	۳۰	۳۰	۳۰
	۱	۱۸/۵	۱۸/۵	۱۸/۵	۱۸/۵	۱۸/۵	۱۸/۵	۱۸/۵
	۱	۱۳	۱۳	۰	۱۳	۱۳	۱۳	۱۳
	۲	۱۹	۳۸	۰	۳۸	۳۸	۳۸	۳۸
	۲	۵۰	۱۰۰	۰	۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
بزد (خورشیدی)								
جمع واحدهای گازی	۲	-	۱۰۰	۰	۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
د - سیکل ترکیبی (بخش بخار)	۱	۱۰۵	۱۰۵	۰	۰	۰	۰	۰
	۳	۱۰۵	۳۱۵	۰	۰	۰	۳۱۵	۳۱۵
	۳	۱۰۵	۳۱۵	۰	۰	۰	۰	۳۱۵
	۳	۱۰۰	۳۰۰	۰	۰	۲۰۰	۲۰۰	۳۰۰
	۳	۱۴۸	۴۴۴	۰	۲۹۶	۴۴۴	۴۴۴	۴۴۴
	۱	۱۰۵	۱۰۵	۰	۰	۰	۰	۱۰۵
	۱	۱۰۵	۱۰۵	۰	۰	۰	۰	۱۰۵
	۳	۱۰۵	۳۱۵	۰	۰	۰	۰	۳۱۵
	۱	۱۰۵	۱۰۵	۰	۰	۰	۰	۰
	۳	۱۰۵	۳۱۵	۰	۰	۰	۰	۳۱۵
	۳	۱۰۵	۳۱۵	۰	۰	۰	۰	۰
	۳	۱۰۵	۳۱۵	۰	۰	۰	۰	۰
جمع بخش بخار	۲۵	-	۲۷۳۹	۰	۲۹۶	۶۴۴	۹۵۹	۲۲۱۴

ادامه جدول (۱۰-۴): نیروگاههایی که در برنامه دوم توسعه تمام یا بخشی از آنها به بهره‌برداری می‌رسند

نام نیروگاه	تعداد واحد نهایی	قدرت	جمع	وضعیت در طی برنامه دوم				
				۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸
بخش گاز								
نکا	۲	۱۲۳/۴	۲۴۶/۸	۰	۲۴۶/۸	۲۴۶/۸	۲۴۶/۸	۲۴۶/۸
شهید منتظر قائم ^۱	۶	۱۱۶	۶۹۶	۶۹۶	۶۹۶	۶۹۶	۶۹۶	۶۹۶
شهید رجایی ^۲	۶	۱۲۳/۴	۷۴۰/۴	۷۴۰/۴	۷۴۰/۴	۷۴۰/۴	۷۴۰/۴	۷۴۰/۴
قم ^۳	۶	۱۲۸	۷۶۸	۵۱۲	۵۱۲	۵۱۲	۵۱۲	۷۶۸
گیلان ^۴	۶	۱۴۳/۸	۸۶۲/۸	۸۶۲/۸	۸۶۲/۸	۸۶۲/۸	۸۶۲/۸	۸۶۲/۸
خوی	۲	۱۲۳/۴	۲۴۶/۸	۰	۲۴۶/۸	۲۴۶/۸	۲۴۶/۸	۲۴۶/۸
شریعتی ^۵	۲	۱۱۶	۲۳۲	۲۳۲	۲۳۲	۲۳۲	۲۳۲	۲۳۲
نیشابور	۶	۱۲۳/۴	۷۴۰/۴	۰	۷۴۰/۴	۷۴۰/۴	۷۴۰/۴	۷۴۰/۴
کازرون ^۶	۲	۱۲۸	۲۵۶	۲۵۶	۲۵۶	۲۵۶	۲۵۶	۲۵۶
فارس	۶	۱۲۳/۴	۷۴۰/۴	۶۱۷	۷۴۰/۴	۷۴۰/۴	۷۴۰/۴	۷۴۰/۴
کرمان	۶	۱۲۳/۴	۷۴۰/۴	۰	۰	۰	۰	۴۹۳/۶
جمع بخش گاز	۵۰	-	۶۲۷۰	۳۹۱۶/۲	۵۲۷۳/۶	۵۲۷۳/۶	۵۲۷۳/۶	۶۰۲۳/۲
جمع واحدهای سیکل ترکیبی	۲۵	-	۹۰۰۹	۰	۸۷۱/۲	۲۰۱۸/۸	۳۰۲۹/۸	۷۲۴۰/۸
جمع بخش گاز سیکل ترکیبی	۰	-	۰	۳۹۱۶/۲	۴۶۹۸/۴	۳۸۹۸/۸	۳۲۰۲/۸	۹۹۶/۴
جمع واحدهای وزارت نیرو	۷۹	-	۱۶۷۷۸	۶۱۷۶/۲	۷۹۰۸/۶	۹۳۹۹/۶	۱۰۲۴۲/۶	۱۴۲۴۷/۲

۱- ۶۹۶ مگاوات آن قبل از سال ۱۳۷۴ به بهره‌برداری رسیده است.

۲- ۶۱۷ مگاوات آن قبل از سال ۱۳۷۴ به بهره‌برداری رسیده است.

۳- ۵۱۲ مگاوات آن قبل از سال ۱۳۷۴ به بهره‌برداری رسیده است.

۴- ۸۶۲/۸ مگاوات آن قبل از سال ۱۳۷۴ به بهره‌برداری رسیده است.

۵- ۲۳۲ مگاوات آن قبل از سال ۱۳۷۴ به بهره‌برداری رسیده است.

۶- ۲۵۶ مگاوات آن قبل از سال ۱۳۷۴ به بهره‌برداری رسیده است.

۴-۴. تولید انرژی الکتریکی

تولید انرژی الکتریکی در کشور همواره سیر صعودی داشته است. این روند ولو با شدتی کمتر حتی در سالهای جنگ تحمیلی نیز قابل مشاهده است. در جدول (۴-۱۱) تغییرات تولید انرژی الکتریکی کل کشور آورده شده است. متوسط رشد تولید انرژی در طول دوره ۱۳۴۶ تا ۱۳۵۷ برابر ۲۲/۶ درصد بوده است، این رشد در سالهای ۱۳۵۷ تا ۱۳۶۲ به ۱۱/۹ درصد تنزل یافته و تا پایان جنگ تحمیلی (سال ۱۳۶۷) ادامه داشته است. با پایان جنگ تحمیلی و بهبود شرایط تأمین برق مصرف‌کنندگان و همچنین افزایش فعالیتهای تولیدی و خدماتی در سطح کشور رشد فوق افزایش نشان می‌دهد. شایان ذکر است که آمار ارائه شده در مورد وزارت نیرو و صنایع بزرگ (از سال ۱۳۷۲) دقیق بوده و در مورد سایر مؤسسات برآورد گردیده است. میزان تولید انرژی الکتریکی کشور در سال ۱۳۷۴ به ۸۴۹۶۹ میلیون کیلووات‌ساعت رسید که از این میزان، مقدار ۸۰۰۴۴ میلیون کیلووات‌ساعت اختصاص به وزارت نیرو دارد. مقدار انرژی الکتریکی تولید شده توسط واحدهای وزارت نیرو در سال ۱۳۷۴ نسبت به سال ۱۳۷۲ دارای متوسط رشدی برابر ۵/۹ درصد بوده است که نسبت به سالهای برنامه اول (با متوسط رشدی برابر ۱۰/۲ درصد) کاهش نشان می‌دهد و این در حالی است که مطابق جدول (۴-۱۲) انرژی تأمین نشده کشور در سال ۱۳۷۴ در حد قابل اغماض بوده است. در جدول مزبور انرژی تولیدی سایر مؤسسات به جز صنایع بزرگ منظور نگردیده است، زیرا در عمل از سال ۱۳۷۲ با بهبود وضعیت تأمین برق توسط وزارت نیرو نیاز به تولید اضطراری کاهش یافته است ولی احتمالاً بزودی بدلیل افزایش نرخ فروش برق تمایل صنایع کوچک به نصب و بهره‌برداری واحدهای تولید برق اختصاصی، افزایش خواهند یافت. همانگونه که جدول (۴-۱۲) نشان می‌دهد سهم نیروگاههای وزارت نیرو از تأمین انرژی از ۹۱/۳ درصد در سال ۱۳۶۷ به ۹۷/۶ درصد در سال ۱۳۷۴ افزایش یافته است و این در حالیست که سهم تأمین نشده انرژی از ۵/۹ در سال ۱۳۶۷ به حد قابل چشم‌پوشی کاهش داشته است. در جدول (۴-۱۳) سهم انواع نیروگاهها در تولید انرژی الکتریکی درج شده است. در سالهای قبل از انقلاب اسلامی بدلیل احداث دو نیروگاه آبی و پایین بودن نسبی مجموع قدرت نصب شده نیروگاهها، سهم نیروگاههای آبی در تأمین انرژی چشمگیر بود. پس از انقلاب اسلامی، طولانی بودن زمان جنگ تحمیلی از یک سو و همچنین زمان و هزینه‌بر بودن احداث نیروگاههای آبی از سوی دیگر سبب گردید که طرحهای توسعه نیروگاههای آبی کشور به تعویق افتد، ولی انتظار می‌رود که طی برنامه دوم و سوم با

احداث چند نیروگاه آبی سهم این نیروگاهها افزایش یابد. همچنین با تکمیل نیروگاههای سیکل ترکیبی سهم واحدهای گازی از تولید برق کاهش یافته و سهم نیروگاههای بخاری افزایش خواهند یافت.

جدول (۱۱-۴): روند تغییرات تولید انرژی الکتریکی

(۱۳۴۶-۷۳)

(میلیون کیلووات-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

جدول (۱۲-۴): سهم نیروگاههای وزارت نیرو و صنایع بزرگ در تأمین نیاز مصرف انرژی

(درصد)

شرح	۱۳۶۷	۱۳۷۲	۱۳۷۴
نیاز مصرف (میلیون کیلووات-ساعت)	۴۷۹۱۷	۷۳۳۸۳	۸۲۰۸۷
سهم تأمین شده توسط نیروگاههای آبی	۱۵/۲	۱۳/۴	۸/۹
سهم تأمین شده توسط نیروگاههای بخاری	۵۶/۳	۶۵/۶	۶۸/۱
سهم تأمین شده توسط نیروگاههای گازی	۱۷/۰	۱۶/۹	۱۹/۷
سهم تأمین شده توسط نیروگاههای دیزلی	۲/۸	۱/۳	۰/۹
سهم تأمین شده توسط وزارت نیرو	۹۱/۳	۹۷/۴	۹۷/۶
سهم تأمین شده توسط صنایع بزرگ	۲/۸	۲/۶	۲/۴
سهم تأمین نشده	۵/۹	۰/۲	*
جمع کل	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰

* از سال ۱۳۷۳ انرژی تأمین نشده در حد قابل اغماض بوده است.

مصرف انرژی الکتریکی تابع عوامل گوناگونی است که یکی از مهمترین آنها وضعیت آب و هوایی می باشد. عدم امکان ذخیره سازی انرژی الکتریکی سبب می گردد که تولید آن بطور مستقیم تابع مصرف و عوامل متأثر بر آن باشد. در جدول (۴-۱۴) روند تغییرات فصلی تولید انرژی الکتریکی آورده شده است. همانگونه که مشاهده می شود بیشترین میزان تولید انرژی الکتریکی در تابستان رخ می دهد که علت آن نیاز مصرف جهت ایجاد سرمایش می باشد.

جدول (۴-۱۳): روند تغییرات سهم انواع نیروگاههای وزارت نیرو از تولید انرژی الکتریکی

(۱۳۴۶-۷۴)

سال	آبی	بخاری	گازی	سیکل ترکیبی		دیزل
				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

جدول (۴-۱۴): روند تغییرات فصلی تولید انرژی الکتریکی

وزارت نیرو در شبکه سراسری (۷۴-۱۳۶۸)

(درصد)

سال	بهار	تابستان	پاییز	زمستان
۱۳۶۸	۲۲/۹	۲۹/۷	۲۲/۹	۲۴/۵
۱۳۶۹	۲۳/۰	۲۹/۰	۲۳/۰	۲۵/۰
۱۳۷۰	۲۲/۵	۲۸/۷	۲۳/۰	۲۵/۸
۱۳۷۱	۲۳/۳	۲۸/۷	۲۳/۵	۲۴/۵
۱۳۷۲	۲۳/۱	۲۸/۷	۲۴/۰	۲۴/۲
۱۳۷۳	۲۳/۸	۲۸/۸	۲۳/۶	۲۳/۸
۱۳۷۴	۲۳/۷	۲۹/۶	۲۳/۱	۲۳/۶

۴۵- مصارف داخلی نیروگاهها و تلفات شبکه انتقال و توزیع

بخشی از انرژی تولیدی نیروگاهها صرف تغذیه تجهیزات داخلی نیروگاهها می‌گردد که به عنوان مصارف داخلی نیروگاهها شناخته می‌شود. بقیه انرژی مزبور تحویل شبکه انتقال و توزیع می‌شود تا به استفاده مصرف‌کنندگان آن برسد، بنابراین در طی این مسیر نیز بخشی از آن که عمدتاً به صورت تلفات حرارتی است به هدر می‌رود. کاهش مصارف و تلفات فوق به روشهای گوناگون عملیاتی و بویژه با سرمایه‌گذاری می‌تواند سبب افزایش توانمندی سیستم عرضه انرژی الکتریکی گردد. مقدار مصارف و تلفات مذکور یکی از شاخصهای ارزیابی هر شبکه می‌باشد. در جدول (۴-۱۵) روند تغییرات سالیانه مصارف داخلی نیروگاهها و تلفات شبکه‌های انتقال و توزیع آورده شده است. متوسط مصرف داخلی نیروگاهها در دو سال اول برنامه پنجساله اول برابر ۵/۳ درصد بوده است که در سه سال آخر به ۵ درصد رسیده است. طبق اهداف برنامه دوم این شاخص باید تا پایان برنامه دوم به ۴/۸ درصد کاهش یابد. حدود ۳/۵ تا ۴ درصد تولید ناخالص نیروگاهها، در شبکه انتقال و حدود ۱۰ تا ۱۱ درصد آن در شبکه توزیع اتلاف می‌گردد. در سال ۱۳۷۴ مجموع تلفات مزبور برابر ۱۵/۵ درصد بوده که با سال ۱۳۷۳ تفاوتی ندارد، بنابراین مجموع تلفات محاسبه شده شبکه بالغ بر ۱۶۰۶۷ میلیون کیلووات‌ساعت بوده، است ولی به دلیل وجود برخی مصارف فاقد کنتور، تلفات واقعی شبکه کمتر از

مقدار مزبور است. با توجه به ارقام جدول (۴-۱۵) در عمل برای پاسخگویی به نیاز مشترکین باید در حدود ۲۰ درصد اضافه تولید صورت گیرد.

جدول (۴-۱۵): روند تغییرات مصارف داخلی نیروگاهها و تلفات شبکه

(۱۳۴۶-۷۴)

سال	سهم مصرف 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

۴-۶- تولید سرانه برق

تولید سرانه برق یکی از شاخصهای اساسی ارزیابی توانمندی صنعت برق هر کشور و نشان‌دهنده توسعه اقتصادی می‌باشد. با وجود افزایش رشد سالانه جمعیت کشور در سالهای پس از انقلاب اسلامی، جدول (۴-۱۶) حاکی از رشد تولید سرانه برق کشور می‌باشد. در سال ۱۳۷۴ تولید سرانه کشور به ۱۳۸۸ کیلووات ساعت بر نفر رسید که نسبت به سال قبل از آن ۱/۷ درصد افزایش داشته است.

جدول (۴-۱۶): روند تغییرات تولید سرانه انرژی الکتریکی

(۱۳۴۶-۷۴)

سال	تولید سرانه برق (کیلووات ساعت)	متوسط درصد رشد سالانه
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

۴-۷. تولید انرژی الکتریکی در برنامه پنجساله دوم

در جدول (۴-۱۷) اهداف کمی تولید انرژی الکتریکی کشور در برنامه دوم و میزان تحقق آن در سال اول برنامه ارائه شده است. از آنجا که بین تولید و مصرف برق رابطه تنگاتنگی وجود دارد، در عمل برخی از شاخصهای ارائه شده خارج از حیطه عمل وزارت نیرو باید تلقی گردد و تابع شرایط اقتصاد کلان کشور محسوب شود. تحقق سایر شاخصهای کمی توسعه صنعت برق منوط به احداث ظرفیتهای تولید، انتقال و توزیع و بهبود عملکرد بخشهای پیش گفته است. بررسی روند رشد تولید انرژی الکتریکی طی سالهای ۷۳ و ۷۴ حاکی از ضرورت تجدیدنظر در میزان هدف تعیین شده در راستای کاهش نسبی آن (در حدود ۶ درصد) می باشد.

جدول (۴-۱۷): اهداف تولید انرژی الکتریکی در برنامه پنجساله دوم

شرح	۱۳۷۴		۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	درصد رشد برنامه‌ریزی شده
	واقعی	هدف					
تولید انرژی الکتریکی سالیانه (میلیارد کیلووات-ساعت)	۸۰/۰	۸۴/۵	۹۱/۲	۹۹/۰	۱۰۷/۸	۱۱۶/۴	۸/۰
سرنانه تولید (کیلووات-ساعت بر نفر)	۱۳۸۸	۱۳۸۱	۱۴۴۴	۱۵۳۲	۱۶۲۸	۱۷۱۶	۵/۴
سهم مصارف داخلی نیروگاهها (درصد)	۴/۹	۴/۹	۴/۹	۴/۸	۴/۸	۴/۸	-
سهم تلفات شبکه‌های انتقال (درصد)	۳/۵	۳/۶	۳/۶	۳/۵	۳/۵	۳/۵	-
سهم تلفات شبکه‌های توزیع (درصد)	۱۲/۰	۸/۷	۸/۵	۸/۳	۸/۲	۸/۲	-
متوسط قدرت بهره‌برداری به قدرت عملی (درصد)	۶۷	۶۶	۶۷	۶۸	۶۹	۷۰	-

۴-۸ خطوط انتقال و توزیع نیروی برق

در چند سال گذشته بدلیل فراهم آمدن امکان ساخت تجهیزات و قطعات مورد نیاز برای احداث خطوط در داخل کشور، از طرفی وابستگی احداث خطوط جدید به ارز به میزان زیادی مرتفع و از طرف دیگر دوره زمانی اجرای طرحهای توسعه در این بخش که گاهی تا ۳ سال نیز می‌رسیده، کوتاه شد. بنابراین انتظار می‌رود توسعه شبکه انتقال و توزیع نیرو در سالهای آتی مطابق برنامه بوده و از رشد مطلوب برخوردار باشد. در جدول (۴-۱۸) گسترش خطوط انتقال، فوق توزیع و توزیع کشور در دوره‌های زمانی مختلف ارائه شده است. در سال ۱۳۷۴ طول خطوط شبکه انتقال (۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت) به ۲۱۷۶۷ کیلومتر مدار، طول خطوط شبکه فوق توزیع (۶۶، ۶۳ و ۱۳۲ کیلوولت) به ۳۳۶۵۸ کیلومتر مدار، طول شبکه توزیع فشار متوسط (۱۱، ۲۰ و ۳۳ کیلوولت) به ۱۶۶۹۱۷ کیلومتر و بالاخره طول شبکه توزیع فشار ضعیف به ۱۷۷۹۵۵ کیلومتر رسید. به این ترتیب در هر کیلومتر مربع از خاک کشور ۳۳/۶ متر مدار خط فشار قوی و ۲۰۹/۳ متر خط توزیع وجود دارد. در طی برنامه اول حدود ۱۰۳۲۶ کیلومتر مدار خط فشار قوی احداث گردیده است که این مقدار در سال اول برنامه دوم (۱۳۷۴) برابر ۲۲۳۰ کیلومتر مدار بوده است. در سال ۱۳۷۴ حدود ۲۲۲۶۰ کیلومتر خط توزیع احداث شده است. در جدول (۴-۱۹) میزان رشد شبکه خطوط کشور در طی برنامه اول و دوم توسعه ارائه شده است. همانگونه که مشاهده می‌شود تا کنون در طی برنامه دوم بویژه در مورد خطوط ۴۰۰ کیلوولت گسترش

خطوط از رشد شایان توجهی برخوردار بوده است. گسترش شبکه سبب می‌گردد که تأمین بار مشترکین مطمئن‌تر صورت گیرد و تلفات ناشی از اضافه بار خطوط کاهش یابد. در مورد شبکه توزیع اصلاح شبکه با در نظر گرفتن طراحی جامع آن به نحو قابل توجهی تلفات این بخش را که از استانداردهای جهانی بالاتر است کاهش خواهد داد. از اینرو مطالعات لازم در این زمینه مدتی است آغاز گشته و نرم‌افزارهای لازم همانند GIS تهیه شده است.

جدول (۱۸-۲): روند گسترش خطوط انتقال و فوق توزیع و توزیع

(۷۴-۱۳۴۶)

(کیلومتر مدار)

سال	۴۰۰ کیلومتر	۲۳۰ کیلومتر	۱۳۲ کیلومتر	۶۳ و ۶۶ کیلومتر	۲۰، ۱۱ و ۳۳ کیلومتر *
۱۳۴۶	۰	۵۵۹	۴۷۱	۷۰۰	۰
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

* بر حسب کیلومتر

جدول (۴-۱۹): روند توسعه خطوط انتقال، فوق توزیع و توزیع

(کیلومتر- مدام)

شرح	در پایان سال ۱۳۷۲	متوسط رشد سالانه ۱۳۶۷ به ۱۳۷۲ (درصد)	در پایان سال ۱۳۷۴	متوسط رشد سالانه ۱۳۷۲ به ۱۳۷۴ (درصد)
خطوط ۴۰۰ کیلوولت	۵۹۶۳	۱/۳	۷۱۲۷	۹/۳
خطوط ۲۳۰ کیلوولت	۱۳۴۵۱	۵/۹	۱۴۶۴۰	۴/۳
خطوط ۱۳۲ کیلوولت	۹۷۱۷	۵/۰	۱۰۶۵۷	۴/۷
خطوط ۶۶ و ۶۳ کیلوولت	۲۱۲۸۷	۴/۷	۲۳۰۰۱	۳/۹
خطوط ۲۰ و ۳۳ کیلوولت *	۱۴۶۱۰۰	۴/۷	۱۶۶۹۱۷	۶/۹

* بر حسب کیلومتر

۴-۹. خطوط انتقال و توزیع نیروی برق در برنامه دوم

در جدول (۴-۲۰) اهداف توسعه خطوط در طی سالهای برنامه دوم ارائه شده است. همانگونه که مشاهده می شود در سال ۱۳۷۴ احداث خطوط ۲۰، ۳۳ و ۴۰۰ کیلوولت نسبت به برنامه عقبتر بوده اند. در جدول (۴-۲۱) خطوط انتقالی که در سال ۱۳۷۴ به بهره برداری رسیده اند و در جدول (۴-۲۲) خطوطی که در سالهای آتی برنامه به بهره برداری می رسند آورده شده است.

جدول (۴-۲۰): اهداف توسعه خطوط انتقال، فوق توزیع و توزیع در برنامه دوم

(کیلومتر - مدام)

شرح	۱۳۷۴		۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	متوسط رشد برنامه ریزی شده (درصد)
	واقعی	هدف					
خطوط ۴۰۰ کیلوولت	۷۰۳۴	۷۱۲۷	۸۱۵۵	۹۱۱۵	۹۳۶۵	۱۰۱۸۳	۱۰
خطوط ۲۳۰ کیلوولت	۱۵۶۵۲	۱۴۶۴۰	۱۷۲۰۴	۱۸۶۵۶	۱۹۵۳۶	۲۱۲۹۴	۸/۶
خطوط ۱۳۲ کیلوولت	۱۱۴۱۱	۱۰۶۵۷	۱۲۳۹۶	۱۳۳۸۱	۱۴۳۶۶	۱۵۳۵۱	۸/۰
خطوط ۶۶ و ۶۳ کیلوولت	۲۳۵۰۷	۲۳۰۰۱	۲۴۶۰۷	۲۵۷۰۷	۲۶۸۰۷	۲۷۹۰۷	۴/۵
خطوط ۲۰ و ۳۳ کیلوولت *	۱۶۳۴۳۰	۱۶۶۹۱۷	۱۶۹۴۳۰	۱۷۵۴۳۰	۱۸۱۴۳۰	۱۸۷۴۳۰	۳/۶

* بر حسب کیلومتر

جدول (۲۱-۴): خطوطی که در سال ۱۳۷۴ به بهره‌برداری رسیده‌اند

مشخصات خط	طول خط (کیلومتر)	تعداد مدار	مشخصات خط	طول خط (کیلومتر)	تعداد مدار	مشخصات خط	طول خط (کیلومتر)	تعداد مدار
الف - ۴۰۰ کیلومتر ورود و خروج نیران - یزد جلال - ری شمالی	۲۵	۱	گلپایگان - نیروگاه شهید منتظری	۱۴۵	۱	شوشتر - خرم‌آباد	۱۸۷	۲
	۳۰	۲	شادمهر - گناباد	۹۲	۱	اهواز ۲ - شوشتر	۱۰۶	۱
ب - ۲۳۰ کیلومتر ورود و خروج اسلام آباد ورود و خروج خط انجیرک اتصالات گرمسار	۳	۲	خرم‌آباد - سه‌راهی نهاوند	۹	۲	شازند - فروسیلیس ازنا	۳۲	۲
	۱۰	۲	آزادگان - قورخانه	۱۱/۵	۲	گیلاوند - دماوند	۳	۱
	۱	۱	عنبرآباد - بم	۱۵۲	۲	نیروگاه گیلان - رشت شمالی	۳۲	۱
پ - ۱۳۲ کیلومتر میان‌دوآب - زرینه‌رود آذر - رینگ صوفیان چغادک - عالی شهر رفسنجان - نوق	۱۹	۲	سردشت - مهاباد	۱۱۰	۱	زرینه رود - صائین دژ	۴۷	۱
	۴	۱	عجب شیر - رینگ دور دریاچه	۱۳	۲	رامهرمز - ایذه	۶۹	۲
	۶	۲	بم - فهرج	۴۰	۲	رینگ شهر سیرجان	۲۰	۲
	۴۰	۲						
ت - ۶۳ و ۶۶ کیلومتر میانه - ترکمن چای انشعاب از پست آبشار پل دختر - تنگه فنی انشعاب آیک آباد خروجیهای قم ۲ سیدخندان - شریعتی کابل اتصالات پست بوعلی خروجیهای پست کمال‌آباد بشرویه - طبس تقاطع اتوبان مرودشت - مجتمع گرشت یزین - اکبرآباد مرغ لاین - بندپی	۴۵	۱	نجف‌آباد - زاینده رود	۱۴	۲	بهارستان - خوراسگان	۱۵	۲
	۱۵	۲	گلپایگان - الیگودرز	۶۲	۲	گرگان - تفرش	۲۶	۲
	۸	۲	کوه‌دشت ۱ - کوه‌دشت ۲	۱۳	۲	اراک ۲ - ساروق	۸	۲
	۰/۵	۲	خط ارتباطی به پست همدان ۴	۸	۲	ارتباطی پستهای قم ۱ به قم ۲	۱۱	۲
	۳۵/۱	۲	ارتباطات پست شهرک	۱	۲	منتظر قائم - کرج ۹	۷/۵	۲
	۲/۱	۲	مصلی - طالقانی	۳/۷۵	۲	کابل آزادی از پست آزادگان	۳/۱	۲
	۰/۸۵	۴	ارتباط جاده ساوه به شبکه	۱۶	۲	طرشت - سهرورد	۱۶	۴
	۲۲	۲	شریعتی - پاسداران	۰/۲۵	۲	قم - اراک	۱/۵	۲
	۶۵	۲	ابهر - هیدج	۲۴	۲	ماه‌نشان - دندی	۲۲	۲
	۶	۲	گیلانغرب - سرابه	۴۵	۲	اتصالات ایلام ۱ به ایلام ۲	۱۰	۲
	۱۶	۲	مرودشت - سهل آباد	۸	۲	نیریز - سیمان سفید	۲۵	۲
	۱۰	۲	ورود و خروج دردشت	۲۹	۱	خزرآباد - جریبار	۳۲	۲
	۱۳	۲	پایگاه موشکی - سیریک	۲۵	۱	یزد ۲ - شهرک صنعتی	۲۵	۲

جدول (۴-۲۳): خطوطی که در سالهای آتی برنامه دوم به بهره‌برداری می‌رسند

تعداد مدار	طول خط (کیلومتر)	مشخصات خط	تعداد مدار	طول خط (کیلومتر)	مشخصات خط	تعداد مدار	طول خط (کیلومتر)	مشخصات خط
الف - ۴۰۰ کیلومتر								
۱	۷۰	شرق کرمانشاه - خرم‌آباد	۱	۱۳۷	نیشابور - شادمهر	۱	۳۶۰	تبریز - زنجان
۱	۲۵	انرژی اتمی - چغادک	۱	۹۰	گناباد - قائن	۱	۱۲۰	تبریز - خوی
۱	۱۲۵	چنار شاه‌یجان - چغادک	۱	۱۳۰	نیشابور - اسفراین	۲	۳۵	جنوب اصفهان - تیران
۱	۱۳۰	علی‌آباد - اسفراین	۱	۱۷۰	طوس - تربت جام	۱	۶۲	خرم‌آباد - رضا ویس
۲	۳۰	شهید عباسپور - گذارلندر	۱	۲۴۰	طوس - اسفراین	۱	۸۰	نیروگاه همدان - اسدآباد
۱	۹۲	زنجان - آرمبار	۱	۲۱۰	تربت جام - قائن	۱	۹۰	همدان - آرمبار
۲	۷۵	شرق سمنان - نکا	۱	۵۵	امیدیه ۲ - ماهشهر	۱	۳۰	جلال - ری شمالی
۱	۸۵	شرق کرمانشاه - اسدآباد	۲	۶۵	گذارلندر - شوشتر	۲	۸۵	زیاران - کن
						۲	۶۰	پارک جنگلی - سعادت آباد
ب - ۲۳۰ کیلومتر								
۲	۴۸	اهواز شمالغرب - اهواز جنوبی	۲	۴۰	اراک ۲ - شازند	۲	۱۳۰	خلخال - گیلان
۲	۲۷	دز - اندیمشک	۲	۳۵	انجیرک - شازند	۲	۸۰	خلخال - اردبیل
۲	۵۶	بولین زهرا - زیاران	۲	۲۷	ری شمالی - دوشان تپه	۲	۱۲۰	خوی - ارومیه
۲	۹۲	زنجان - ابهر	۲	۵	تهرانپارس - ازگل	۱	۱۲۰	اهر - مولان
۲	۱۶	سمنان - فرو سلیس	۲	۸/۲	تغذیه پست قیطره	۲	۹۵	شفا - اهر
۲	۲۰۰	ایران‌شهر - چک‌گور	۲	۶۸	سندج - دیواندره	۲	۴۵	تبریز - شفا
۱	۱۶۰	خاش - سراوان	۲	۷۸	اسلام‌آباد - سر پل ذهاب	۲	۱۰۰	اهر - مگری
۲	۳۳۰	ایران‌شهر - کهنوج	۱	۴۶	اسلام‌آباد - چشمه سفید	۲	۶۵	مبارکه - شهرضا
۲	۱۹۰	زاهدان - زابل	۲	۱۳۰	سندج - چشمه سفید	۲	۱	اصفهان - المپیک
۱	۲/۵	بهشت - شوش	۲	۹۰	سقز - میاندوآب	۲	۱۳/۶	نجف‌آباد - مینادشت
۲	۴۳	اتصالات نیروگاه رامین	۱	۱۲۰	فسا - داراب	۲	۴۰	نیروگاه فارس - شیراز
۲	۲۵	اهواز جنوبی - صنایع فولاد	۲	۲۵	ورود و خروج رشت پونل	۲	۳۰	خط دوم نیروگاه کازرون
۲	۴۵	سوسنگرد - اهواز شمالغرب	۲	۲۲	نکا - دهک ساری	۲	۸۵	برازجان - گناوه
			۱	۷۵	علمده - حسن کیف	۱	۱۵۷	سورمق - شهرضا
			۲	۲۰	غروب - شرق پلیس راه	۲	۲۶	توربین - دهنو

ادامه جدول (۲۲-۴): خطوطی که در سالهای آتی برنامه دوم به بهره‌برداری می‌رسند

تعداد مدار	طول خط (کیلومتر)	مشخصات خط	تعداد مدار	طول خط (کیلومتر)	مشخصات خط	تعداد مدار	طول خط (کیلومتر)	مشخصات خط
پ - ۱۳۲ کیلومتر								
۲	۴۸/۵	اشکنان - لامرد	۲	۱۲	میان کوه - میدان جعفر	۱	۶۵	صائین دژ - تکاب
۲	۹۵	چغادک - کاکي	۲	۱۴	سهرای بندر - شادگان	۲	۱۰۸	یرجند - سهل آباد
۲	۲۰۰	کاکي - لامرد	۲	۶	چهل مایل - ماهشهر جدید	۲	۷۵	داورزن - جاجرم
۲	۲۵	اشکنان - لامرد	۲	۶۰	شوشتر - مسجد سلیمان	۲	۵۵	سربیشه - اسدآباد
۲	۳۰	جناح - بستک	۲	۴۵	ایذه - سیمان کارون	۱	۸۳	قائن - حاجی آباد
۲	۱۳۰	میناب - بشاگرد	۲	۶	انشعاب (کتوند شوشتر) و (دژیل - شوشتر)	۲	۸۰	آشخانه - غلامان
۱	۱۰۰	دوراهی میناب - فارغان	۲	۲۵	شمالغرب - ملا ثانی	۲	۵۵	تغذیه پست ریوش
۲	۲۰	نی اف - باقی	۲	۳/۵	سهرای هفتگل - سیمان خوزستان	۲	۵	تغذیه پست رازی
۲	۴۵	باقی - کوشک				۲	۷۵	ماهشهر - هندیجان
						۲	۲۴	هفت تپه - میان آب
ت - ۶۳ و ۶۶ کیلومتر								
۲	۳۵	قائم شهر - زیرآب	۲	۱۲۷	بندر لنگه - رستاق	۱	۸۷	میانه - خلخال
۲	۳۲	بهشهر - دهکساری	۲	۱۰	آزادگان - شرق بندرعباس	۲	۱۸	عاشق آباد - امیرکبیر
۲	۲۰	گنبد - مینودشت	۱	۲۴	رضوان - فین	۲	۱۵	انشعاب به پست شهر مجلسی
۱	۴۰	سهرای بلده - آمل	۲	۲۰	فرودگاه - بندرعباس	۲	۴۰	فیض آباد - پشتکوه
۲	۱۸	قائم شهر - جویبار	۱	۱۶/۵	نوابی - نیوی	۲	۱۲	رینگ اردکان
۲	۴۵	دهق - مورچه خورت	۲	۳	شهرک سعیدیه - جنوب شرق	۲	۳۰	گرمسار - ایوانکی
۲	۴۰	نطنز - راوند	۲	۲۰	منتظر قائم - عظیمیه	۲	۱۰	ارتباطات ناصرآباد
۲	۱۰	ورود و خروج به پست سامان	۲	۶	خط ارتباطی پست بلال	۲	۲۰	گرمسار - آرادان
۲	۲۵	نجف آباد ۲ - مینادشت	۲	۱۶	منتظر قائم - خوشنام	۲	۱۶	شاهرود - سیمان شاهرود
۱	۱۸۰	اردکان - چوپانان	۲	۴	اتصالات قلعه حسن خان	۲	۴۰	زابل - لوطک
۲	۱۶	نهادوند ۲ - نهادوند ۱	۲	۳۰	نیروگاه قم - سهرای سلفچگان	۱	۱۲۰	ایران شهر - دلگان
۲	۲۶	سهرای نهادوند - ملایر ۲	۲	۳۰	کهریزک - فشاوریه	۱	۷۵	خاش - گوهرکوه
۲	۹	کمالوند - خرم آباد ۵	۲	۱۲	کمال آباد - شهر صنعتی صفادشت	۲	۴۰	ایران شهر ۲ - نیروگاه بخاری
۲	۷	شازند - پالایشگاه اراک	۲	۲/۵	مصلی - حقانی	۱	۹۰	زاهدان - مرجان
۲	۴۰	شازند - انجیرک	۲	۲	قورخانه - مولوی	۱	۱۳۰	نیکشهر - کنارک
۲	۱۷	شازند - آستانه	۲	۳/۲	دردشت - رسالت	۲	۴۴	گیلانغرب - سرابله
۲	۴۰	فراهان و ساروق - کمیشان	۲	۸	نمایشگاه - الهیه و قیطریه - تجریش	۲	۶۰	ستفر - بیستون
۲	۱۲	تویسرکان ۱ - تویسرکان ۲	۴	۱/۵	ظهیرالاسلام - قورخانه	۱	۴۵	دره شهر - کوه دشت
۱	۴۸	حسین آباد - فامنین	۲	۴/۴	تغذیه پست فارابی	۲	۱۲۰	سندلج - مریوان
۲	۸	لاله جین به همدان ۲	۲	۳	قیطریه - ظفر	۲	۴۰	جویم - حاجی آباد
۱	۱۰	خرم آباد ۲ - خرم آباد ۴	۲	۴۵	شریعتی - چاهک	۱	۱۶	ارد - فداغ
۲	۲۳	گلپایگان - خمین ۲	۲	۵	ملک - رضایی	۲	۶	پودر - بوشهر
۲	۲۰	خروجیهای پست کن زیاران - طالقان	۲	۳۳	بیدستان - رجایی دشت	۲	۱۶	رینگ شیراز
۲	۳۰	قرچک - چرم شهر	۱	۶۰	ابهر - قیدار	۱	۴۸	قادرآباد - دهپید
۲	۲۵	علیشاه عوض - منتظر قائم	۲	۵	البرز - البرز ۳	۱	۱۲۰	لار - درزوسایان
۲	۱۵	قرچک - ری شمالی	۲	۲۰	لیا - ناصرآباد	۱	۷۰	مرودشت - ارسنجان
۲	۱۲	انشعاب املش	۲	۲۷	کوحصفهان - لاهیجان ۲	۱	۱۰۰	کازرون - فرابند
۲	۵	کاغذسازی - کیاسر	۱	۲۹	رشت ۲ - رشت شمالی	۱	۴۸	ارسنجان - آباده طشک
۲	۵۴	بندپی - نساجی بابکان	۱	۵۵	لوشان - دیلمان	۱	۶۰	لار ۱ - لار ۲
۲	۲۲					۱	۱۲	فسا - زاهد شهر
						۲	۱۵	کوحصفهان - رشت شمالی

۴-۱۰- پستهای تبدیل ولتاژ

در جداول (۴-۲۳) و (۴-۲۴) روند تغییرات تعداد و قدرت ترانسفورماتورهای تبدیل ولتاژ شبکه برق کشور ارائه شده است. در سال ۱۳۷۴ مجموع قدرت پستهای ۴۰۰ کیلوولت به ۱۴۹۳۰، پستهای ۲۳۰ کیلوولت به ۲۹۱۳۹، پستهای ۱۳۲ کیلوولت به ۹۰۵۶، پست ۶۳ و ۶۶ کیلوولت ۲۲۴۳۲ پستهای ۳۳ و ۲۰ کیلوولت به ۳۷۶۵۱ مگاوات آمپر رسید و در کل قدرت نصب شده انتقال و توزیع قدرت در شبکه برق کشور به ۱۱۳۲۰۸ مگاوات آمپر رسید. در جدول (۴-۲۵) روند توسعه ترانسفورماتورهای انتقال، فوق توزیع و توزیع در طی برنامه اول و دوم آورده شده است.

جدول (۴-۲۳): روند تغییرات تعداد ترانسفورماتورهای شبکه انتقال،

فوق توزیع و توزیع (۷۴-۱۳۴۶)

سال	۴۰۰ کیلوولت	۲۳۰ کیلوولت	۱۳۲ کیلوولت	۶۳ و ۶۶ 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

جدول (۴-۲۴): روند تغییرات مجموع ظرفیت ترانسفورماتورهای نصب شده شبکه انتقال،
فوق توزیع و توزیع (۷۴-۱۳۴۶)

(مگاوات آمپر)

سال	۴۰۰ کیلووات	۲۳۰ کیلووات	۱۳۲ کیلووات	۶۶ و ۶۳ کیلووات	۲۰ و ۳۳ کیلووات	جمع
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	۱۲۷۱۶	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

جدول (۴-۲۵): روند توسعه ترانسفورماتورهای انتقال،

فوق توزیع و توزیع (۷۴-۱۳۶۷)

(مگاوات آمپر)

شرح	در پایان سال ۱۳۷۲	متوسط رشد سالانه ۱۳۶۷.۷۲ تا ۱۳۷۲	در پایان سال ۱۳۷۴	متوسط رشد سالانه ۱۳۷۲.۷۴ تا ۱۳۷۴
تعداد ترانسفورماتورهای ۴۰۰ کیلووات	۴۷	۸/۶	۵۲	۵/۲
تعداد ترانسفورماتورهای ۲۳۰ کیلووات	۲۴۶	۷/۲	۲۹۰	۸/۵
تعداد ترانسفورماتورهای ۱۳۲ کیلووات	۲۸۹	۸/۲	۳۳۶	۷/۸
تعداد ترانسفورماتورهای ۶۶ و ۶۳ کیلووات	۱۰۰۲	۵/۷	۱۱۰۱	۴/۸
تعداد ترانسفورماتورهای ۲۰ و ۳۳ کیلووات	۱۵۷۳۴۷	۵/۷	۱۷۴۹۳۹	۵/۴
جمع	۱۵۸۹۳۱	۵/۷	۱۷۶۷۱۸	۵/۴
ظرفیت ترانسفورماتورهای ۴۰۰ کیلووات	۱۳۶۸۰	۴/۶	۱۴۹۳۰	۴/۵
ظرفیت ترانسفورماتورهای ۲۳۰ کیلووات	۲۳۷۴۲	۸/۰	۲۹۱۳۹	۱۰/۸
ظرفیت ترانسفورماتورهای ۱۳۲ کیلووات	۸۰۲۲	۷/۹	۹۰۵۶	۶/۲
ظرفیت ترانسفورماتورهای ۶۶ و ۶۳ کیلووات	۱۹۸۷۲	۶/۴	۲۲۴۳۲	۶/۲
ظرفیت ترانسفورماتورهای ۲۰ و ۳۳ کیلووات	۳۳۳۰۱	۵/۵	۳۷۶۵۱	۶/۳
جمع	۹۸۶۱۷	۶/۳	۱۱۳۲۰۸	۷/۱

۴-۱۱. پستهای تبدیل ولتاژ در برنامه دوم

در جدول (۴-۲۶) اهداف توسعه ظرفیت ترانسفورماتورها در رده‌های مختلف شبکه در طی برنامه دوم توسعه آورده شده است. همانگونه که مشاهد می‌شود توسعه ظرفیت پست‌های ۲۳۰ و ۱۳۲ کیلوولت در سال ۱۳۷۴ از برنامه پیش گرفته است. در جدول (۴-۲۷) پست‌هایی که در سال ۱۳۷۴ به بهره‌برداری رسیده‌اند و در جدول (۴-۲۸) پست‌هایی که در سالهای آتی برنامه دوم به بهره‌برداری خواهند رسید آورده شده است.

جدول (۴-۲۶): اهداف توسعه ظرفیت ترانسفورماتورهای انتقال، فوق توزیع و توزیع در برنامه دوم (مگاوات آمپر)

شرح	۱۳۷۴		۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	متوسط رشد سالانه برنامه‌ریزی شده
	هدف	واقعی					
ترانسفورماتورهای ۴۰۰ کیلوولت	۱۴۹۳۰	۱۵۲۰۵	۱۶۸۰۵	۲۰۱۰۵	۲۳۹۰۵	۲۷۷۰۵	۱۴/۵
ترانسفورماتورهای ۲۳۰ کیلوولت	۲۹۱۳۹	۲۸۸۵۴	۳۱۲۰۴	۳۴۲۸۹	۳۷۳۰۹	۳۹۴۵۹	۸/۲
ترانسفورماتورهای ۱۳۲ کیلوولت	۹۰۵۶	۸۹۳۸	۹۴۱۸	۹۸۹۸	۱۰۳۷۸	۱۰۸۵۸	۵/۱
ترانسفورماتورهای ۶۳ و ۶۶ کیلوولت	۲۲۴۳۲	۲۲۷۲۳	۲۴۱۶۳	۲۵۶۰۳	۲۷۰۴۳	۲۸۴۸۳	۶/۰
ترانسفورماتورهای ۲۰ و ۳۳ کیلوولت	۳۷۶۵۱	۳۷۷۸۲	۳۹۳۸۲	۴۰۹۸۲	۴۲۵۸۲	۴۴۱۸۲	۴/۰

۴-۱۲. بار و نیاز مصرف

حداکثر بار یا بیشترین توان مصرفی (و یا نیاز مصرف) اساس برنامه‌ریزی کوتاه، میان و بلندمدت در سیستم برق است. تأمین بیشترین توان درخواستی یک شبکه بهم پیوسته یا یک شهر و منطقه در کوتاه‌مدت، مستلزم آگاهی از میزان تقاضا، حداکثر قدرت در دسترس، برنامه‌ریزی تعمیرات و از این قبیل می‌باشد. در برنامه‌ریزی میان مدت می‌توان به مطالعه و امکان‌سنجی نصب واحدهایی که در این دوره قابل بهره‌برداری می‌شوند، اشاره کرد. در برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت شناخت رفتار بار مصرفی در روزهای کاری، تعطیلات، اعیاد و سایر روزهای خاص ضرورت می‌یابد، در حالیکه در برنامه‌ریزی بلندمدت ضمن استفاده از روند تغییرات تاریخی بار، رشد اقتصادی و از جمله تغییرات تولید ناخالص داخلی، سرمایه‌گذاری‌های آتی در بخشهای مختلف، رشد جمعیت، تعداد خانوارهای برق‌دار و از این قبیل کاربرد دارد.

جدول (۲۷-۴): پستهایی که در سال ۱۳۷۴ به بهره‌برداری رسیده‌اند

نام پست	قدرت ترانس (مگاوات آمپر)	تعداد ترانس	نام پست	قدرت ترانس (مگاوات آمپر)	تعداد ترانس	نام پست	قدرت ترانس (مگاوات آمپر)	تعداد ترانس
الف - ۴۰۰ کیلوولت								
کلیدخانه شهید منتظری	—	—	علی آباد	۱۵۰	۱	خرم آباد	۱۵۰	۲
پست موقت ری شمالی	۵۰۰	۱						
ب - ۲۳۰ کیلوولت								
کوه‌دشت	۱۲۵	۱	کن	۱۶۰	۲	توسعه پست منتظر قائم	۱۸۰	۱
توسعه پست نمایشگاه	۱۸۰	۱	پست سیارگیلان دماوند	۴۰	۲	آزادگان	۱۸۰	۲
پست ازگل	۸۰	۱	ترانس چهارم آبادان	۱۰۵	۱	ترانس در جنوب غرب اهواز	۱۲۰	۱
ابهر	۸۰	۲	گرمسار	۸۰	۲	ایران شهر	۸۰	۲
ایلام	۴۰	۱	توسعه اسلام آباد	—	—	توسعه چشمه سفید	—	—
سورمق	۱۲۵	۲	رشت شمالی	۱۶۰	۲	توسعه پونل	۱۲۵	۲
توسعه قائم شهر	۴۰	۲						
	۱۲۵	۱						
پ - ۱۳۲ کیلوولت								
صائین دژ	۲۰	۱	توسعه پست سردرود	۳۰	۱	پستهای مشکین شهر و خلخال	۱۵	۱
خواف	۱۵	۲	جاجرم	۳۰	۲	سلطان آباد سبزوار	۱۵	۲
بردسکن	۱۵	۲	بالارود	۲۷	۱	ایذه	۲۷	۱
فهرج	۱۵	۲	راین	۱۵	۱	نوق	۱۵	۲
شهرک صنعتی سیرجان	۳۰	۱	توسعه حاجی آباد	۱۵	۲			
ت - ۶۶ و ۶۳ کیلوولت								
نجف آباد	۳۰	۲	پست منطقه صنعتی	۳۰	۲	آجین	۱۵	۱
نفرش	۱۵	۱	اراک ۵	۳۰	۱	البگودرز ۲	۳۰	۱
ازنا ۲	۳۰	۱	کوه‌دشت ۲	۱۵	۱	خرم آباد ۵	۳۰	۱
ایبک آباد	۳۰	۱	هشتگرد	۱۵	۴	تقویت پست اشتهارد	۱۵	۲
تقویت پست ورامین	۳۰	۲	تقویت پست علیشاه عوض	۳۰	۲	توسعه پست قدس	۳۰	۲
توسعه پست کرج ۲	۳۰	۱	بهرود	۱۵	۴	پست سیار اندیشه	۱۵	۱
اسلام شهر	۳۰	۲	بوعلی	۱۵	۴	گیلان	۱۵	۲
رجایی دشت	۱۵	۱	هیدج	۱۵	۱	ابهر ۳	۳۰	۱
نوبندیان	۱۵	۱	سنندج ۳	۱۵	۱	ایلام ۲	۱۵	۱
سهل آباد	۳۰	۲	اکبر آباد	۱۵	۲	ششده فسا	۷/۵	۱
لاهیجان ۲	—	—	توسعه هشتر	۱۵	۲	ساری ۳	۳۰	۲
قائم شهر ۳	۳۰	۱	بندر ترکمن	۳۰	۱	توسعه گرگان ۱	۳۰	۱
ناکام	۱۵	۱	فین	۱۵	۱	جهان آباد میبد	۱۵	۲

جدول (۴-۲۸): پستیایی که در سالهای آتی برنامه دوم به بهره‌برداری خواهند رسید

نام پست	قدرت ترانس (مگاوات آمپر)	تعداد ترانس	نام پست	قدرت ترانس (مگاوات آمپر)	تعداد ترانس	نام پست	قدرت ترانس (مگاوات آمپر)	تعداد ترانس
الف - ۴۰۰ کیلوولت								
جنوب اصفهان	۵۰۰	۲	شهید منتظری (کلیدخانه)	—	—	خرم‌آباد اصلی	۵۰۰	۲
نیروگاه همدان	۲۰۰	۲	پست کن	۵۰۰	۲		۱۲۵	۳
طوس	۲۰۰	۲	موقت شادمهر	۲۰۰	۱	ری شمالی	۵۰۰	۲
نیشابور	۲۰۰	۲	تربت جام	۲۰۰	۲	قائن	۲۰۰	۲
اهواز شمالغرب	۲۰۰	۱	ماهشهر	۲۰۰	۲	اسفراین	۲۰۰	۲
سمنان	۵۰۰	۲	شرق کرمانشاه	۲۰۰	۲	شهید عنایتی	۲۰۰	۱
گیلان	۵۰۰	۲	علی آباد	۲۰۰	۲	چغادک	۱۲۵	۲
				۸۰	۲		۵۰۰	۱
						بزد ۲	۲۰۰	۲
ب - ۲۳۰ کیلوولت								
خوی	۱۲۵	۲	اردبیل	۱۲۵	۲	المپیک	۱۲۵	۲
مینادشت	۱۲۵	۲	شهرضا	۱۲۵	۲	همدان	۱۶۰	۲
نیروگاه همدان	۹۰	۲	قطریه	۱۶۰	۲	شوش	۱۸۰	۲
رسالت	۱۶۰	۲	جنوب شرق تهران	۱۶۰	۲	سعادت آباد	۱۶۰	۲
پارک جنگلی	۱۶۰	۲	عظیمیه کرج	۱۶۰	۲	پردیس	۱۶۰	۲
هشتگرد	۱۶۰	۲	پزند	۱۶۰	۲	سوسنگرد	۱۲۰	۱
اهواز جنوبی	۱۶۰	۳	بوئین زهرا	۱۲۵	۲	دامغان	۴۰	۲
خاش	۸۰	۲	سراوان	۴۰	۲	زابل	۸۰	۲
سفر	۸۰	۱	موقت چغادک	۱۲۵	۱	کلیدخانه نیروگاه کازرون	—	—
نیروگاه کازرون	۱۲۵	۲	گناوه	۸۰	۱	داراب	۸۰	۲
بوشهر ۲	۱۶۰	۲	توربین	۱۶۰	۲	شیراز ۲	۱۶۰	۲
آستارا	۴۰	۲	علمده	۸۰	۲	گرگان	۹۰	۱
جناح	۱۲۵	۲	بندرپل	۸۰	۲	پلیس راه	۱۶۰	۲
اردکان	۸۰	۱						
پ - ۱۳۲ کیلوولت								
نعمت آباد	۳۰	۲	سردشت	۱۵	۱	نکاب	۱۵	۱
آشخانه	۱۵	۲	فتح‌آباد مشهد	۳۰	۲	دانشگاه مشهد	۳۰	۲
داورزن سبزوار	۳۰	۲	سهل آباد	۱۵	۲	قاسم‌آباد	۳۰	۲
رشتخوار	۱۵	۲	گلشهر	۳۰	۲	ماشینهای الکتریکی جوبن	۱۵	۲
خیرآباد	۱۵	۲	میان‌آب	۲۷	۱	دهدشت	۲۷	۱
شادگان	۲۷	۱	میدان جعفر	۲۷	۱	ملا ثانی	۳۰	۱
لامرد	۳۰	۲	عالیشهر	۳۰	۲	خورموج	۳۰	۲
کاکلی	۱۵	۲	کنگان	۳۰	۲	اهرم	۳۰	۲
دیر	۳۰	۲	اشکنان	۱۵	۲	جم و ریز	۱۵	۲
چغادک	۳۰	۲	بیرم	۱۵	۲	گله‌دار	۱۵	۲
باباگورین	۳۰	۲	ارسنجان	۳۰	۲	گاوربندی	۳۰	۱
بستک	۳۰	۱						

ادامه جدول (۲۸-۴): پستهای آبی برنامه دوم به بهره‌برداری خواهند رسید

نام پست	قدرت ترانس (مگاوات آمپر)	تعداد ترانس	نام پست	قدرت ترانس (مگاوات آمپر)	تعداد ترانس	نام پست	قدرت ترانس (مگاوات آمپر)	تعداد ترانس
ت ۶۶۰۶۳ کیلوولت								
سرعین	۱۵	۱	نیر	۷/۵	۲	ترکمن چای	۱۵	۱
جاده قمصر	۳۰	۲	خوانسار	۳۰	۲	سامان	۱۵	۲
امیرکبیر	۳۰	۲	دهق علویچه	۳۰	۲	لردگان	۳۰	۲
فاغان	۳۰	۲	فرح شهر	۳۰	۲	شهر صنعتی ویان	۳۰	۲
لاله جبین	۱۵	۱	شازند (آستانه)	۱۵	۲	شهر ساوه ۲	۱۵	۱
پل دختر	۱۵	۲	خمین ۲	۱۵	۲	نویسرکان ۲	۱۵	۲
درود ۲	۳۰	۲	خرم‌آباد ۴	۳۰	۲	خزل	۱۰	۱
فامنین	۱۰	۱	اندیشه اصلی	۱۵	۴	میردامان (حقانی)	۱۵	۴
بلال	۱۵	۴	سعیدیه	۱۵	۴	امامزاده عید...	۳۰	۲
سیدخندان	۳۰	۲	تجربش	۴۰	۲	حسن‌آباد کرج	۳۰	۲
فیروزکوه	۱۵	۲	طالقان	۱۵	۲	خوشنام	۱۵	۲
دردشت	۳۰	۲	قلعه حسن خان	۳۰	۲	فرچک ۲	۳۰	۲
پردیس	۳۰	۲	کیان مهر	۳۰	۲	ظفر	۳۰	۲
هشتگرد مسکونی	۳۰	۲	قم ۷	۳۰	۲	شمال خاوری	۳۰	۲
حر	۳۰	۲	پیشوا	۳۰	۲	کردستان	۳۰	۲
الوان	۳۰	۲	چرم شهر	۳۰	۲	حسن‌آباد فساپویه	۳۰	۲
مرتضوی	۳۰	۲	دانشگاه آزاد	۳۰	۲	دولاب	۳۰	۲
پست دائمی سلفچگان	۱۵	۲	صادفیه	۳۰	۲	شهر صنعتی صفادشت	۳۰	۲
نظرآباد	۳۰	۲	کرج ۸	۳۰	۲	کرج ۵	۳۰	۲
قم ۳	-	-	سرای ملک	۳۰	۲	بهار	۳۰	۲
یوزباشی چای	۱۵	۱	فشلاق	۳۰	۲	دندی	۱۵	۱
ماه‌نشان	۱۵	۱	آرادان	۳۰	۲	بایزید بسطام	۳۰	۲
صنعتی شرق	۳۰	۲	سرخه	۱۵	۲	شاهرود ۲	۳۰	۲
میرجاوه	۱۵	۲	خاش	۳۰	۲	نیک‌شهر	۱۵	۲
ایران‌شهر ۲	۳۰	۲	زابل ۱	۳۰	۲	اسلام‌آباد ۲	۱۵	۲
صالح آباد	۱۵	۲	آبدانان	۱۵	۲	سرابله	۱۵	۲
جوانرود	۱۵	۲	مهجن آباد	۱۵	۲	فردوسی	۱۵	۲
احمدی نو	۳۰	۲	سهل آباد	۳۰	۲	حاجی آباد	۱۵	۲
فراشبند	۱۵	۲	آباد طشک	۷/۵	۱	درزوسایان	۷/۵	۱
میان رود	۱۵	۲	سیمان جدید	۳۰	۲	کازرون ۲	۳۰	۲
شهریز شهر	۳۰	۲	آس و پاس	۷/۵	۱	کوچصفهان	۳۰	۲
دبلمان	۱۵	۱	املش	۱۵	۲	حریق	۵	۱
جویبار	۱۵	۲	سوم بابل	۳۰	۲	سوم ساری	۳۰	۲
سوم آمل	۱۵	۲	دانشگاه	۳۰	۲	فانمشهر ۳	۳۰	۱
گرگان ۳	۳۰	۲	بندر ترکمن	۳۰	۲	آق‌قلا	۳۰	۲
زیرآب	۳۰	۱	مینودشت	۱۵	۱	کیاسر	۱۵	۱
سمرای بلده	۱۵	۱	آزادگان	۳۰	۲	پشتکوه	۱۵	۲
اردکان	۳۰	۱						

در جدول (۴-۲۹) وضعیت حداکثر نیاز مصرف در شبکه سراسری و کل کشور طی سالهای ۱۳۶۸ تا ۱۳۷۴ نشان داده شده است. با وجود رشد مداوم حداکثر بار در شبکه و خارج آن و بعبارتی کل کشور، میزان مقادیر بار مدیریت شده که شامل افت فرکانس و یا اعمال خاموشی است، کاهش پذیرفته به نحوی که در سالهای ۷۳ و ۷۴ مقادیر مذکور در شبکه سرتاسری به صفر رسیده، با این حال هنوز هم مقادیر ولو قابل اغماضی از این گروه در خارج از شبکه وجود داشته است. بعنوان مثال در سال ۷۴ فقط نزدیک به ۹ مگاوات اعمال مدیریت در شبکه سیستان و بلوچستان دیده می‌شود. به روشنی پیداست که ارقام مزبور ناشی از احداث ظرفیت‌های جدید تولید و به ثمر نشستن سرمایه‌گذاریهای کلان در بخش برق کشور و حذف خاموشیهای نوبتی است.

حداکثر بار مصرفی (و مورد نیاز) و تولید شده شبکه سراسری در سال ۷۴ به تنهایی ۷۱/۵ درصد نسبت به بیشترین تولید سال ۶۸ (سال آغازین برنامه اول توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی کشور)، رشد داشته است.

بطور کلی طی پنجساله برنامه اول (۱۳۶۸-۷۲) متوسط رشد سالیانه حداکثر بار در شبکه ۷/۴ درصد و در کل کشور ۷/۶ درصد بوده است. لازم به ذکر است که روز بیشترین نیاز مصرف در استانهای سیستان و بلوچستان و همینطور خراسان با روز مزبور در شبکه (که عملاً کل کشور تلقی می‌شود) تفاوت دارد، ولی به لحاظ سهم کم این دو منطقه در تشکیل بیشترین نیاز مصرف کشور، ارقام نظیر این دو منطقه در همین روز (همروز) منظور می‌گردد.^۱ بنابراین اگر بیشترین نیاز مصرف غیر همروز کشور و یا بعبارتی مجموع حداکثر نیاز مصرف شبکه سراسری و ارقام متناظر غیر همروز مناطق سیستان و بلوچستان و خراسان منظور شود نتایج دیگری حاصل می‌گردد که در جدول (۴-۳۰) نشان داده شده است. بطور معمول بین روز بیشترین نیاز مصرف و روز بیشترین تولید، مادام که ذخیره انرژی الکتریکی ممکن یا اقتصادی نبوده و کمبود ظرفیت و ذخیره نیروگاهی وجود داشته باشد، تفاوت وجود دارد. در جدول (۴-۳۱) وضعیت بار شبکه و کل کشور بر حسب روز (ساعت) بیشترین قدرت تولید شده در سالهای برنامه اول و سالهای ۷۳ و ۷۴ نشان داده می‌شود. در دو سال اخیرالذکر به دلیل پاسخگویی تولید به نیاز مصرف، روزهای حداکثر تولید و نیاز مصرف بر هم منطبق گردیده‌اند. بعنوان نمونه در روز

۱- یکی دیگر از دلایل این امر قرار گرفتن نقاط تمرکز بار (مانند تهران، اصفهان، شیراز و) روی یک مدار نیمروزست که باعث می‌شود قله بار در شبکه سراسری، همروز و با فاصله زمانی کم هم‌ساعت (همزمان) تلقی شود.

۶۸/۴/۲۶ که نیاز مصرف در شبکه سراسری ۸۴۹۷ مگاوات بوده، فقط ۷۲۰۵ مگاوات تولید شده در حالیکه در روز ۶۸/۵/۸ میزان تولید به ۸۰۰۳ مگاوات رسیده ولی نیاز مصرف ۸۰۷۸ مگاوات بوده است.

جدول (۳۹-۴): حداکثر نیاز مصرف و نحوه تأمین آن (۱۳۶۸-۷۴)

سال	شبکه	حداکثر نیاز مصرف (مگاوات)	نحوه تأمین (درصد)		روز بیشترین نیاز مصرف
			تولید	اعمال مدیریت	
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	

جدول (۳۰-۴): بیشترین نیاز مصرف شبکه و ناهمروز مناطق خارج از شبکه سراسری کشور

سال	شبکه سراسری *	خراسان	سیستان و بلوچستان	جمع (نا همروز 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

* مجموع حداکثر نیاز مصرف مناطق درون شبکه سراسری در ساعت پیک شبکه در این رقم نشان داده می‌شود. بنابراین اگر مجموع حداکثر نیاز مصرف ناهمزمان هر یک از مناطق درون شبکه نیز جمع شود طبقاً افزایش بیشتری نسبت به ارقام مزبور حاصل می‌شود. مثلاً در سالهای ۷۲ و ۷۳ رقم ما کور به ترتیب به ۱۴۵۴۵ و ۱۵۰۶۵ مگاوات بالغ گردیده است لیکن ماهیت شبکه سراسری در عمل ضرورت چنین محاسبه‌ایی را منتفی می‌نماید.

جدول (۳۱-۴): وضعیت بار شبکه سراسری و کل کشور در روز بیشترین تولید (۱۳۶۸-۷۴)

روز بیشترین تولید	نحوه تأمین		بیشترین بار مورد نیاز در روز پیک تولید (مگاوات)	شبکه	سال
	اعمال مدیریت (مگاوات)	تولید (مگاوات)			
۱۳۶۸/۵/۸	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	

ضریب بار، یکی از شاخصهای مهم صنعت برق می‌باشد و افزایش آن به معنای بهره‌برداری بهتر از تأسیسات نصب شده تولید و انتقال است. بنابراین بالا بودن این ضریب به مفهوم کاهش هزینه‌های تولید انرژی الکتریکی، کاهش تلفات شبکه و بهره‌گیری بهتر از منابع انرژی است. بدین جهت سازمانهای تولید و انتقال نیرو همواره سعی بر این داشته‌اند که با به کار بردن روشهای مدیریت بار، ضریب بار شبکه را افزایش دهند. در جدول (۳۲-۴) روند تغییرات حداکثر بار و ضریب بار کشور ارائه شده است. از بعد از پیروزی انقلاب اسلامی حداکثر ضریب بار در سال ۱۳۶۹ و به میزان ۶۶/۱ درصد رخ داده است. در سال ۱۳۷۴ میزان این ضریب به ۵۹/۸ درصد کاهش یافته است. میزان ضریب بار بیش از آنکه تابع تأسیسات صنعت برق و بهره‌برداری از آن باشد، تابع الگوهای مصرف شاخه‌های مختلف مشترکین برق می‌باشد و همانگونه که جدول مزبور نشان می‌دهد در تمامی سالهای مورد مطالعه پیک بار در ماههای فصل تابستان اتفاق افتاده که نشان‌دهنده تأثیر تجهیزات برودتی در تشکیل

پیک بار می‌باشد. همچنین با توجه به سهم مصرف مشترکین خانگی نسبت به صنعتی، مشخص می‌گردد که الگوی مصرف این بخش از مصرف کنندگان می‌تواند تأثیر اساسی در شکل منحنی بار کشور و ضریب بار داشته باشد. استفاده از لامپها به منظور تأمین روشنایی تنها در ساعات محدودی از شبانه‌روز اصلی‌ترین عامل تشکیل پیک بار کشور است.

جدول (۳-۴): روند تغییرات حداکثر بار تولیدی و ضریب بار (۱۳۴۶-۷۴)

سال	شبکه سرتاسری (مگاوات)	خارج از شبکه (مگاوات)	جمع	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

به عنوان مثال روشنایی مشترکین خانگی شهری در تابستان حدود ۲۵ درصد کل مصرف آنها برآورد گردیده که این مقدار در زمستانها به ۳۵ درصد افزایش می‌یابد. با توجه به اینکه بیشتر مصرف روشنایی خانوار در چند ساعت ابتدای شب صورت می‌گیرد، مشخص می‌شود که حدود ۵۵ درصد بار پیک مشترکین خانگی توسط بارهای روشنایی ایجاد می‌شود. بنابراین مشخص می‌گردد که در بخش خانگی مؤثرترین راه جهت اعمال مدیریت بار تغییر الگوی مصرف روشنایی مشترکین خانگی با استفاده از روشهای اجتماعی و فرهنگی و همچنین تغذیه لامپهای کم مصرف به بازارهای داخلی بویژه با قیمت مناسب جهت اکتیاف مشترکین می‌باشد. در مورد مشترکین تجاری شاید بتوان مؤثرترین روش مدیریت بار را طرح محدودیت ساعت فعالیت برخی اصناف دانست. این طرح که سالهای متمادی است در برخی

از شهرهای بزرگ جهان به اجرا درآمده و حتی به تازگی در آلمان نیز تصویب شده است، سالها است در ایران مورد بحث و بررسی قرار گرفته و حتی در برنامه دوم توسعه اقتصادی و اجتماعی نیز عنوان گشته است. به هر حال با توجه به مشکلات اقتصادی و اجتماعی موجود، تحقق روشهای مدیریت بار در بخش خانگی و تجاری را باید در بلندمدت جستجو نمود. ولی در مورد بخش صنعت همانطور که در بخش بعد آمده است شاید بتوان در کوتاه مدت (تا پایان برنامه دوم) به نتایجی دست یافت.

۱۳-۴. بررسی بار همزمان در سال ۱۳۷۴ و پیش‌بینی سالهای برنامه دوم

پیش‌بینی بیشترین بار همزمان و یا به عبارتی قدرت مورد نیاز مصرف، در یک شبکه الکتریکی و برنامه‌ریزی سیستم برق اهمیت فوق‌العاده زیادی دارد. از آنجاییکه احداث تأسیسات تولید و انتقال برق نیاز به سرمایه‌گذاری سنگینی داشته و همینطور طی دوره زمانی نسبتاً طولانی را می‌طلبد، دامنه حداقل و حداکثر اختلاف پیش‌بینی با ارقام واقعی بایستی با دقت بسیار تعیین شود.

هر گونه برآورد خوشبینانه و بسیار بیش از نیاز مصرف به مفهوم اتلاف سرمایه‌های ملی است، همانطوریکه یک تخمین بدبینانه و بسیار کمتر از نیاز، مترادف با عدم ارضاء تقاضای انرژی الکتریکی و اعمال خاموشی می‌باشد که خسارات سنگینی به اقتصاد ملی وارد خواهد نمود.

پیش‌بینی بلندمدت بار در کلیه برنامه‌ریزیهای سیستم برق از قبیل: برنامه‌ریزی تولید و انتخاب اقتصادی نیروگاهها، برنامه‌ریزی شبکه و پخش بار رکن اصلی محاسبات بشمار می‌رود. پیش‌بینی کوتاه‌مدت در برنامه‌ریزی عملیاتی و تعمیراتی و تأمین سوخت بکار می‌آید. برای پیش‌بینی بلندمدت بار، روشهای متعددی بکار گرفته می‌شود که از آن جمله می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- روشهای آماری مانند استفاده از سربهای زمانی که بیشتر در موارد میان‌مدت بکار می‌رود.
- روشهای اقتصادسنجی که در آن از همبستگی میان بار (یا انرژی) با عوامل اقتصاد ملی از قبیل رشد جمعیت، رشد خانوارهای برق‌دار و تغییرات درآمد ناخالص ملی استفاده می‌شود.
- روش مصرف نهایی^۱ که بر اساس انرژی مصرفی بخشهای خانگی و تجاری بر اساس به کارگیری

تجهیزات برقی توسط هر گروه و بالاخره با ترکیب بخشهای مزبور حاصل می‌گردد.

- روش خرد که ترکیبی از برآورد بخش‌های خانگی و تجاری و صنعتی با توجه به روند گذشته و برنامه‌های توسعه این بخشها در هر یک از نواحی برق کشور بوده و بالاخره با جمع‌بندی نتایج در مورد بار کل کشور نتیجه‌گیری می‌شود.

- استفاده از شبکه‌های عصبی^۲ و سیستم خبره^۳.

در مورد شبکه سراسری و کل کشور از کلیه روشهای مذکور (باستثناء روش مصرف نهایی) استفاده گردیده که انطباق برآوردها با ارقام واقعی نشانه دقت نسبتاً زیاد عملیات و محاسبات انجام شده است. در جدول (۴-۳۳) روند تغییرات نیاز رشد مصرف طی سالهای ۷۴-۱۳۶۸ نشان داده می‌شود.

جدول (۴-۳۳): تغییرات رشد بار

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

در سال ۱۳۶۷ نیاز مصرف شبکه سراسری ۸۱۱۲ مگاوات و انرژی تولیدی آن ۳۹۲۲۳ میلیون کیلووات‌ساعت بود. در این سال نیاز مصرف کل کشور به ۸۷۹۴ مگاوات و انرژی تولیدی کل کشور به ۴۳۷۷۵ میلیون کیلووات‌ساعت بالغ گردید.

2- Neural Network

3- Expert System

بنا بر ارقام مندرج در جدول فوق‌الذکر، متوسط رشد پیک بار شبکه در طول برنامه اول هر ساله ۸/۴ درصد و کل کشور ۸/۸ درصد بوده است. ارقام نظیر برای انرژی تولیدی در شبکه ۱۰/۵ و در کل کشور ۱۰/۳ درصد می‌باشد. بنابراین علیرغم اهداف برنامه دوم که افزایش نسبی ضریب بار نسبت به انرژی تولیدی (و مصرفی) می‌باشد، همین واقعیت سبب شده تا در تجدیدنظرهاى لازم در برنامه دوم متوسط رشد سالیانه ۶ درصدی برای بار و ۵ درصدی برای انرژی تأکید گردد که به مفهوم کاهش ضریب بار خواهد بود. قابل ذکر است که میزان رشد سالیانه مصرف برق در کشورهای توسعه یافته بین ۱ تا ۲ درصد می‌باشد.

رشد سریع سال ۱۳۶۹، به دلیل کاهش خاموشیها و اسکان جمعیت در شهرهای جنگ‌زده بوده و در مورد سالهای ۱۳۷۲ و ۱۳۷۳ اوج‌گیری فعالیت‌های صنعتی، رونق بازار داخلی و صادرات از جمله عوامل مؤثر برآورد می‌شود. کاهش نسبتهای رشد در سال ۱۳۷۴ به دلیل کاهش رونق و تأثیر نرخهای جدید برق بر الگوی مصرف تلقی می‌گردد. همین عوامل در نیمه اول سال ۱۳۷۵ نیز اثرات مشابهی داشته است.

به هر صورت کاهش ضریب بار در عمل مترادف با افزایش هزینه تولید و کاهش بازده شبکه‌ها است که می‌بایستی با سیاستهای مدیریت بار و انرژی الکتریکی در راستای توقف و بلکه معکوس نمودن این جریان اقدام کرد. کاهش مصارف روشنایی (مؤلفه غیردایم بار) و تجهیزات بعضاً لوکس خانگی و تجاری که بیشترین اثر در ساختار تشکیل مؤلفه پیک بار را دارند، از جمله اقداماتی است که می‌بایستی با ساخت و یا تغذیه بازار با لوازم کارآمد جایگزین (مثلاً لامپ کم‌مصرف یا چوک الکترونیک)، تدوین ساختار بهینه تعرفه‌های برق و از این‌گونه، مطمح نظر قرار گیرد.

گسترده‌گی شبکه برق سراسری، تنوع آب و هوایی، وجود مناطق صنعتی و کشاورزی و تفاوت‌های سطح رفاه و فرهنگ اجتماعی از عوامل مؤثر در تشکیل حداکثر بار نواحی مختلف برق کشور است. ضریب همزمانی وقوع حداکثر بار در شبکه با یک یک نواحی برق، می‌تواند در کاهش سرمایه‌گذاری تولید تأثیر کند، ولی به دلایلی از قبیل: عدم اختلاف قابل توجه بین افق جغرافیایی مناطق، رشد آپارتمان نشینی در اکثر قریب به اتفاق مناطق کشور و بالطبع بکارگیری لوازم سرمایشی و همینطور وسایل روشنایی عملاً بهترین انتخاب برای برخورداری از مزیت شبکه‌های بهم پیوسته را در ایجاد اتصالات فرا مرزی و تبادل برق با همسایگان نشان می‌دهد. در این رابطه نیز متأسفانه تا فواصل طولانی از نقاط ارتباطی موجود

و حتی بالقوه در کشورهای همسایه، تقاضای مصرف، قابل توجه ارزیابی نمی‌گردد. در جدول (۴-۳۴) حداکثر بار همزمان مناطق برق کشور در سالهای ۶۸، ۷۲، ۷۳ و ۷۴ درج شده است.

جدول (۴-۳۴): حداکثر بار همزمان با شبکه سراسری در مناطق برق کشور

(مگاوات)

نام مناطق برق	حداکثر بار همزمان با شبکه سراسری			
	۱۳۶۸	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
آذربایجان	۶۰۴	۸۱۱	۸۷۸	۹۶۰
اصفهان	۸۰۷	۱۴۶۴	۱۷۷۴	۱۷۴۹
باختر	۴۹۵	۷۵۶	۹۵۸	۱۰۱۵
تهران *	۲۲۴۵	۳۰۸۷	۳۳۲۶	۳۵۰۵
خراسان	۷۳۹	۱۰۶۴	۱۱۴۴	۱۱۸۵
خوزستان	۱۰۳۲	۲۰۵۸	۲۰۳۸	۲۰۸۵
زنجان *	۲۱۵	۳۶۹	۳۷۳	۴۲۲
سمنان	۸۱	۱۳۷	۱۳۹	۱۷۷
سیستان و بلوچستان	۱۱۳	۱۸۱	۱۷۲	۱۸۱
غرب	۲۶۴	۳۲۶	۴۶۵	۴۶۸
فارس	۶۱۱	۷۲۸	۸۵۵	۹۶۱
کرمان	۲۴۱	۴۸۹	۴۶۵	۵۶۲
گیلان	۳۱۲	۴۰۷	۴۴۴	۴۳۷
مازندران	۵۴۴	۷۲۴	۷۳۴	۸۲۹
هرمزگان	۳۳۶	۵۰۴	۴۳۰	۵۲۰
یزد	۱۱۵	۱۸۷	۲۱۱	۲۱۵
کیش و سایر	-	-	-	۲۰
کل کشور	**۸۹۱۱	۱۳۳۰۸	۱۴۴۲۴	۱۵۲۹۱

* بر اساس ساختار شرکتهای برق منطقه‌ای در این ارقام بار قزوین جزء تهران نبوده و در رقم زنجان منظور شده است.

** سال ۱۳۶۸ بر اساس روز بیشترین تولید (۱۳۶۸/۵/۸) و سایر سالها بر اساس روز بیشترین نیاز مصرف است.

در جدول (۳-۳۵) حالت بهینه برآورد حداکثر بار همزمان مناطق برقی، شبکه سراسری و کل کشور در سالهای برنامه دوم نشان داده می‌شود.

جدول (۳-۳۵): برآورد حداکثر بار همزمان در برنامه دوم توسعه
(مگاوات)

نام مناطق برق	حداکثر بار همزمان با شبکه سراسری			
	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸
آذربایجان	۹۹۰	۱۰۳۵	۱۰۷۵	۱۱۱۲
اصفهان	۲۰۰۰	۲۲۴۰	۲۴۳۰	۲۵۴۰
باختر	۱۰۸۰	۱۱۴۰	۱۱۷۰	۱۲۲۰
تهران	۳۶۶۰	۳۷۹۰	۳۹۵۰	۴۱۰۰
خوزستان	۲۱۹۰	۲۳۱۰	۲۴۲۰	۲۶۰۰
زنجان	۴۵۰	۴۷۵	۵۰۰	۵۴۰
سمنان	۱۸۵	۲۰۰	۲۲۰	۲۶۵
غرب	۴۹۰	۵۳۰	۵۶۵	۶۰۰
فارس	۱۰۰۰	۱۰۷۰	۱۱۵۰	۱۲۱۰
کرمان	۶۸۰	۷۵۰	۸۰۰	۸۸۵
گیلان	۴۸۰	۵۱۵	۵۳۰	۵۶۰
مازندران	۸۵۰	۸۸۰	۹۲۰	۹۶۰
هرمزگان	۵۱۰	۵۵۰	۶۷۰	۶۹۰
یزد	۲۲۵	۲۶۵	۳۵۰	۳۸۰
شبکه سراسری	۱۴۸۰۰	۱۵۷۵۰	۱۷۶۰۰	* ۱۸۵۰۰
خراسان	۱۲۸۰	۱۳۷۰	۱۴۴۰	* ۱۷۰۰
سیستان و بلوچستان	۲۰۰	۲۱۵	۲۳۰	۲۴۰
کل کشور	۱۶۲۰۰	۱۷۳۰۰	۱۸۴۰۰	۱۹۶۰۰

* اگر در این سال خراسان به شبکه سراسری وصل شود، عملاً بار شبکه سراسری در سال ۱۳۷۸ به معادل ۲۰۲۰۰ مگاوات می‌رسد.

از دیدگاه نحوه تأمین حداکثر نیاز مصرف (همزمان)، با نگاهی به پیکربندی نیروگاههای موجود (سال ۱۳۷۴) و همینطور روند تغییرات آن به سوی کاهش سهم نیروگاههای گازی، افزایش نقش نیروگاههای در حال احداث سیکل ترکیبی و بالاخره احتمال در مدار قرارگیری بخشی از نیروگاههای آبی (که قطعاً در اوایل برنامه سوم وارد مدار می‌شوند) مورد انتظار است. در این صورت افزایش بازده نیروگاهها، میزان ذخیره گردان و غیر گردان متناسب، افزایش قابلیت دسترسی و کاهش ضریب خروج اضطراری، همراه با بهبود قابلیت اطمینان شبکه برق، چشم‌انداز مثبتی برای مدیریت توزیع اقتصادی و انطباق ترکیب

نیروگاهها با الگوی مصرف را فراهم خواهد ساخت^۱. به منظور شناخت روند تغییرات پاره‌ای از شاخصهای فوق‌الذکر در جداول (۴-۳۶) و (۴-۳۷) برخی از این عوامل مقایسه شده است.

جدول (۴-۳۶): مقایسه برخی از شاخصهای فنی نیروگاههای برق کشور

(درصد)

نوع نیروگاه	بازده		ضریب خروج اضطراری		ضریب دسترسی	
	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۳	۱۳۷۴
بخاری	۳۲/۸۵	۳۲/۱۲	۱۰/۶۴	۱۳/۲۸	۷۳/۵۷	۷۹/۰۸
گازی	۲۴/۸۷	۲۵/۲۹	۱۴/۰۵	۱۷/۱۳	۶۰/۰۸	۶۷/۸۳
آبی	—	—	۵/۹۵	۲/۵۸	۸۴/۹۶	۹۳/۹۵

جدول (۴-۳۷): درجه‌بندی چند شاخص فنی در نیروگاههای برق کشور

(سال ۱۳۷۴)

نوع نیروگاه	شرح شاخص	نام نیروگاه و مقدار شاخص		
		بیشترین	متوسط	کمترین
بخاری	راندمان - درصد	بندرعباس ۳۷/۲۸	سلیمی ۳۲/۰۸	زرنند ۲۱/۰۴
	ضریب خروج - درصد	مشهد ۰/۰۵	بهشتی و منتظری ۱۲/۹۲	مدحج ۳۰/۳۵
	ضریب آمادگی - درصد	طوس ۹۲/۴۴	بعثت ۸۰/۲۷	زرنند ۴۳/۳۶
گازی	راندمان - درصد	کازرون ۲۹/۹۲	بهشتی ۲۵/۱۵	دورود ۱۴/۳۲
	ضریب خروج - درصد	ارومیه ۰/۰۴	صوفیان ۱۸/۴۸	سلیمی ۱۰۰
	ضریب آمادگی - درصد	دورود ۹۹/۶۴	منتظر قائم ۶۷/۲۷	سلیمی ۰
آبی	راندمان - درصد	—	—	—
	ضریب خروج - درصد	امیرکبیر و مهاباد (۰)	ارس ۱/۶۷	کلان ۲۸/۵۵
	ضریب آمادگی - درصد	دروذن ۹۹/۵۱	سفیدرود ۹۳/۱۴	مهاباد ۴۶/۶۷

۱- توزیع نیروگاهها در نقاط مناسب شبکه سراسری ضمن جلوگیری از افت ولتاژ، می‌تواند در کاهش تلفات شبکه‌های برق که درصد قابل توجهی از امکانات را هدر می‌دهد، تأثیر داشته باشد.

جدول (۳۸-۴): عملکرد تولید و مصرف بار در ساعت حداکثر بار شبکه سراسری
(روز دوشنبه ۱۳۷۴/۵/۱۶)

نیاز مصرف استانهای کشور در ساعت حداکثر بار			تولید در پیک به تفکیک تأسیسات و شبکه		
توضیحات	بار مصرفی (مگاوات)	استان	تولید در پیک (مگاوات)	نوع تأسیسات	شبکه‌ها
(با لحاظ کردن بار قزوین)	۳۵۱۰	تهران	۱۵۶۴	آبی	شبکه سراسری
—	۲۰۰	قم			
—	۱۷۷	سمنان	۹۰۵۱	بخاری	
(بدون قزوین)	۲۱۷	زنجان			
—	۴۳۷	گیلان	۳۲۱۳	گازی	
—	۸۲۹	مازندران			
—	۵۶۵	آذربایجان شرقی	۴۸	دیزلی	
—	۲۸۲	آذربایجان غربی			
—	۱۱۳	اردبیل	۱۳۸۷۶	جمع	خارج از شبکه
—	۲۱۸	لرستان			
(شامل ۲۴۵ مگاوات ایراکو)	۲۸۲	مرکزی	—	آبی	
—	۲۷۰	همدان			
—	۵۶	ایلام	۷۲۰	بخاری	
—	۱۴۴	کردستان			
—	۲۶۸	کرمانشاه	۳۷۳	گازی	
(شامل ۳۰۰ مگاوات فولاد و ۱۱۰ نورد)	۱۶۲۳	خوزستان			
—	۶۴	کهگیلویه و بویراحمد	۳۲۲	دیزلی	
—	۲۵۳	بوشهر			
—	۷۰۱	فارس	۱۴۱۵	جمع	کل کشور
(شامل ۶۹ مگاوات سرچشمه)	۵۶۳	کرمان			
—	۴۹۸	هرمزگان	۱۵۶۴	آبی	
(شامل ۱۱۶ ذوب آهن و ۳۶۳ مگاوات مبارکه)	۱۶۵۱	اصفهان			
—	۹۸	چهارمحال و بختیاری	۹۷۷۱	بخاری	
—	۲۱۵	یزد			
—	۱۳۲۳۴	جمع شبکه سراسری	۳۵۸۶	گازی	
—	۱۱۸۵	خراسان			
(۸ مگاوات اعمال مدیریت در پیک)	۱۸۹	سیستان و بلوچستان	۳۷۰	دیزلی	
—	۴۷	کیش و بنادر...			
	۱۵۲۹۷	جمع (کشور)	۱۵۲۹۱	جمع	

حداکثر بار همزمان کشور در روز پیک شبکه سراسری با ترکیبی از عملکرد: ۱۰/۲۳ درصد آبی، ۶۴ درصد بخاری، ۲۳/۵ درصد گازی و بخش گاز سیکل ترکیبی و بالاخره ۲/۵ درصد دیزلی، از جهت قدرت تولیدی تأمین گردیده است. جدول (۴-۳۸) عملکرد نیروگاهها و حداکثر بار مصرفی به تفکیک مناطق برق کشور را در ساعت حداکثر بار شبکه سراسری، نشان می‌دهد. میزان بار مصرفی شبکه و کل کشور (و همچنین حداکثر بار نواحی برق و استانها) به شدت تحت تأثیر عوامل آب و هوایی است. جدول (۴-۳۹) میزان حداکثر نیاز مصرف شبکه سراسری را طی ماههای مختلف سال نشان می‌دهد.

جدول (۴-۳۹): تغییرات ماهیانه حداکثر نیاز مصرف در کل کشور (۱۳۶۸-۷۸)

ماهای سال	۱۳۶۸	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	پیش‌بینی ۱۳۷۸
فروردین	۷۰۲۰	۱۰۹۷۸	۱۱۸۲۲	۱۲۳۲۵	۱۵۴۰۰
اردیبهشت	۷۶۷۲	۱۱۵۱۱	۱۱۸۵۷	۱۳۲۱۶	۱۶۴۵۰
خرداد	۸۲۷۰	۱۲۶۶۸	۱۳۲۹۸	۱۴۳۰۵	۱۷۹۵۰
تیر	۸۴۶۶	۱۳۰۱۰	۱۴۲۱۳	۱۴۹۵۴	۱۹۵۰۰
مرداد	۸۹۱۱	۱۳۳۰۸	۱۴۴۲۴	۱۵۲۹۱	۱۹۶۰۰
شهریور	۸۷۹۴	۱۳۰۸۸	۱۴۱۰۷	۱۵۰۴۴	۱۹۱۰۰
مهر	۷۷۷۵	۱۲۴۲۲	۱۳۱۵۹	۱۳۳۰۳	۱۷۸۰۰
آبان	۷۵۷۵	۱۲۰۱۹	۱۲۶۹۹	۱۳۰۰۸	۱۷۳۵۰
آذر	۷۹۸۲	۱۱۷۶۰	۱۲۸۶۱	۱۳۰۲۷	۱۷۷۰۰
دی	۸۰۹۹	۱۲۲۴۰	۱۳۱۰۴	۱۳۲۴۵	۱۸۳۰۰
بهمن	۸۵۰۱	۱۲۵۱۵	۱۳۰۲۱	۱۲۷۵۹	۱۸۰۰۰
اسفند	۸۴۱۸	۱۱۸۹۵	۱۲۸۰۸	۱۲۹۹۶	۱۸۱۰۰
حداکثر سالیانه	*۸۹۱۱	۱۳۳۰۸	۱۴۴۲۴	۱۵۲۹۱	۱۹۶۰۰

* رقم مربوط به روز پیک تولید می‌باشد و حداکثر نیاز مصرف در همین روز ۸۹۸۶ مگاوات و حداکثر نیاز مصرف در روز بیشترین نفاضا ۹۲۸۵ مگاوات بوده است. لیکن به منظور عدم مقابرت با آمارهای امور برق ارقام مذکور درج گردیده‌اند.

۴-۱۴. مصرف برق

هدف اصلی تولید برق در انواع نیروگاهها تأمین مصرف برق گروههای مختلف مشترکین است. ولی در روند تولید و انتقال آن بخشی از تولید صرف تلفات می‌شود. در سال ۱۳۷۴، حدود ۸۰/۲ درصد تولید کل نیروگاهها به مصرف مشترکین رسیده است که بالغ بر ۶۵۸۵۴ میلیون کیلووات-ساعت می‌باشد. از این مقدار مطابق جدول (۴-۴۰)، ۳۵/۵ درصد به مصرف‌کنندگان خانگی، ۲۱/۰ درصد

مصرف‌کنندگان عمومی و تجاری، ۳۲/۵ درصد مصرف‌کنندگان صنعتی، ۸/۲ درصد مصرف‌کنندگان کشاورزی و ۲/۸ درصد به سایر مصرف‌کنندگان اختصاص داشته است. سهم مصرف برق در گروه‌های مختلف بازتاب کارآیی اقتصادی کشور است. در سالهای اخیر به دلیل رشد اقتصادی نسبی و ارتقاء بهره‌وری، سهم مصرف، مصرف‌کنندگان صنعتی افزایش یافته است، ولی هنوز نسبت به مقادیر مشابه برای کشورهای توسعه یافته فاصله زیادی دارد. مثلاً در کشور کره جنوبی ۶۵ درصد برق در صنایع به مصرف می‌رسد.

جدول (۴-۴۰): سهم فروش برق به گروه‌های مختلف مصرف‌کننده (۱۳۴۶-۷۴)

(درصد)

سال	خانگی	عمومی و تجاری	صنعتی	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

۴-۱۵- مشترکین برق

در جدول (۴-۴۱) روند تغییر سهم تعداد مشترکین گروه‌های مختلف مصرف‌کننده از کل آمده است. در سال ۱۳۷۴ تعداد کل مشترکین حدود ۱۲۲۷۶ هزار مشترک بوده است که از این مقدار ۸۴/۸ درصد مشترکین خانگی، ۱۴/۵ درصد مشترکین عمومی و تجاری، ۰/۴۲ درصد مشترکین صنعتی، ۰/۲۸ درصد

مشترکین کشاورزی و ۰/۰۲ سایر مشترکین بوده‌اند. بررسی ارقام جدول مزبور نشان می‌دهد که در سالهای اخیر تنها در سال ۱۳۷۲ تغییراتی در سهم گروههای مختلف مصرف‌کننده از کل مشاهده می‌شود که علت آن تغییر تعرفه مشترکین بوده است.

جدول (۴-۴۱): سهم تعداد مشترکین گروههای مختلف مصرف‌کننده (۱۳۴۶-۷۴)

(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	۰/۲۶	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	۰/۲۸	۰/۰۴	۱۱۰۸۸
۱۳۷۳	۸۴/۷	۱۴/۶	۰/۳۹	۰/۲۷	۰/۰۲	۱۱۷۱۷
۱۳۷۴	۸۴/۸	۱۴/۵	۰/۴۲	۰/۲۸	۰/۰۲	۱۲۲۷۶

۴-۱۶. مصرف و مشترکین برق در برنامه دوم

در جدول (۴-۴۲) پیش‌بینی فروش انرژی الکتریکی و تعداد مشترکین در طی برنامه دوم توسعه ارائه شده است. در سال اول برنامه (۱۳۷۴) تعداد مشترکین واقعی صنعت برق کشور از مقدار برنامه‌ریزی شده پیشی گرفت که این خود نشان‌دهنده توسعه شبکه‌های برق، سرعت در تأمین برق متقاضیان و به ویژه تأمین برق روستایی می‌باشد.

جدول (۴-۴۲): پیش‌بینی فروش انرژی الکتریکی و تعداد مشترکین وزارت نیرو (۱۳۷۴-۷۸)

شرح	۱۳۷۴		۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	متوسط رشد سالانه برنامه‌ریزی شده (درصد)
	واقعی	برنامه					
فروش انرژی الکتریکی (میلیارد کیلووات‌ساعت)	۶۵/۸	۷۰/۶	۷۴/۶	۷۹/۲	۸۲/۷	۸۷/۵	۴/۳۸
تعداد مشترکین (هزار مشترک)	۱۲۲۷۶	۱۲۱۸۲	۱۲۶۴۲	۱۳۰۹۲	۱۳۵۳۲	۱۳۹۷۲	۳/۶
سرانه مصرف (کیلووات‌ساعت بر نفر)	۱۰۷۶	۱۱۵۲	۱۱۵۸	۱۲۰۲	۱۲۴۲	۱۲۷۲	۲

۱۷-۴. مصرف کنندگان بزرگ

مصرف کنندگان بزرگ برق کشور شامل گروههای مختلفی از صنایع یا مجتمعهای تجاری یا خدماتی هستند که دارای دیماند قراردادی به نسبت زیادی می باشند و برآورد بار و انرژی مورد نیاز آنها در برنامه ریزی صنعت برق نقش اساسی دارد. در میان مصرف کنندگان مزبور برخی از صنایع به عنوان قطبهای صنعتی کشور محسوب می شوند که تعدادی از آنها امکان تولید انرژی الکتریکی داشته و با شبکه برق کشور تبادل انرژی دارند. در جداول (۴-۴۲) و (۴-۴۳) وضعیت صنایع مزبور در سالهای ۱۳۷۳ و ۱۳۷۴ آورده شده است. عدم اطلاع از میزان انرژی الکتریکی تولید شده توسط سایر صنایع همانند صنایع نفت و پتروشیمی، کارخانجات بزرگ نساجی، قند و شکر، کاغذسازی و تأسیسات نظامی بزرگ علیرغم اقداماتی که طی چند سال اخیر بطور پراکنده صورت پذیرفته، کماکان به عنوان یک نقیصه بزرگ در آمار انرژی الکتریکی کل کشور مطرح می باشد. شناخت تفصیلی این قابلیتها، بررسی امکان موازی نمودن تأسیسات تولید انرژی الکتریکی آنها با شبکه می تواند در بهبود تراز انرژی کشور مؤثر باشد. مقایسه دو جدول مزبور نشان می دهد که در سال ۱۳۷۴ انرژی مصرفی صنایع بزرگ مورد نظر به استثنای مجتمع فولاد مبارکه و فولاد اهواز کمتر از سال ۱۳۷۳ بوده است که علت آن برخی از تنگناهای تولید در نیمه اول سال ۱۳۷۴ بوده است.

در مورد صنایع بزرگ آینده می توان به احداث ۲۰ کارخانه سیمان، دو یا سه مجتمع تولید مواد اولیه فلزات غیرآهنی، چهار کشت و صنعت بزرگ و دو واحد نورد سنگین اشاره کرد. از میان صنایع آینده شاید به طور استثناء دو واحد بزرگ یعنی فولاد نیشابور و مجتمع آلومینیوم المهدی (بندرعباس) را که نزدیک به ۶۰۰ مگاوات قدرت درخواستی داشته است، بتوان شناسایی نمود. لیکن اغلب صنایع آتی دارای بارهای بسیار بزرگ نخواهند بود. مزید بر این، مقادیر درخواستی حتی در مورد آلومینیوم المهدی، به نظر نمی رسد بطور جدی مطرح باشد. بالا رفتن هزینه های انشعاب و تأمین برق که در مواردی حتی نصب نیروگاه اختصاصی و یا تبادل با شبکه را مورد سؤال و قابل قیاس می نماید و همینطور عدم تمایل به شروع طرحهای بسیار بزرگ قبل از به پایان رسیدن طرحهای نیمه تمام عامل تأکید بر صحت این روند می باشند. در جدول (۴-۴۵) با تعدیل بارهای درخواستی، میزان تقریبی بارهای بزرگ نواحی برق تا پایان سال ۱۳۷۸ نشان داده شده است.

جدول (۴-۳): وضعیت تولید و مصرف صنایع بزرگ در سال ۱۳۷۳

شرح	فولاد مبارکه (اصفهان)	ایرالکو (اراک)	فولاد اهواز (اهواز)	مس سرچشمه (کرمان)	دوب آهن (اصفهان)	ذغالشویی (کرمان)	نورد اهواز (اهواز)	تراکتورسازی (تبریز)	پتروشیمی رازی (پتدرامام)	جمع
قدرت قراردادی (مگاوات)	۶۶۰	۲۷۰	۳۸۵	۸۰	۴۰	—	—	۲۸	۲۵۲	۸۳۰
ظرفیت اسمی نیروگاه اختصاصی (مگاوات)	۲۱۰	—	—	۱۴۴	۱۶۵	۴۰	—	۲۰	—	—
میانگین قدرت عملی (سالانه مگاوات)	۲۱۰	—	—	۱۱۳	۱۵۹	۳۰	—	۱۶	۲۵۲	۷۸۰
حداکثر قدرت تولید شده غیرهمزمان (مگاوات)	۱۸۰	—	—	۱۳۶	۱۳۷	—	—	۹	۱۴	۳۸۷
حداکثر قدرت تولید شده همزمان (مگاوات)	۱۲۰	—	—	۱۴	۱۲۱	—	—	—	—	۳۵۵
حداکثر قدرت مورد نیاز مصرف غیر همزمان (مگاوات)	۵۱۴	۲۷۰	۳۲۰	۷۹	۱۶۸	—	۲۱۹	—	—	۱۵۷۰
حداکثر قدرت مورد نیاز مصرف همزمان (مگاوات)	۱۸۲	۲۶۰	۲۲۰	۶۸	۱۳۹	—	۹۰	—	—	۹۵۹
انرژی تولیدی ناخالص (میلیون کیلووات ساعت)	۹۶۴	—	—	۱۵۸	۹۱۵	—	—	۱۰/۰۵	۱/۸	۲۰۴۸
انرژی تولیدی خالص (میلیون کیلووات ساعت)	۸۹۰	—	—	۱۴۶	۸۲۹	—	—	۱۰	۱/۸	۱۸۷۶
ضریب مصرف داخلی (درصد)	۷/۶	—	—	۷/۶	۹/۴	—	—	۰/۵	—	۸/۴
خالص انرژی مبادله شده شبکه برق کشور (میلیون کیلووات ساعت)	۱۳۵۴	۲۱۹۸	۱۴۲۷	۴۷۲	۲۸۳	۸۸	۳۱۰	۵۹	—	۶۱۹۲
کل انرژی الکتریکی مصرف شده (میلیون کیلووات ساعت)	۲۲۴۴	۲۱۹۸	۱۴۲۷	۶۱۷	۱۱۱۲	۸۸	۳۱۰	۶۹	۱/۸	۸۰۶۸

جدول (۴-۴): وضعیت تولید و مصرف صنایع بزرگ در سال ۱۳۷۴

شرح	فولاد مبارکه (اصفهان)	ایرالکو (اراک)	فولاد اهواز (اهواز)	مس سرچشمه (کرمان)	دوب آهن (اصفهان)	ذغالشویی (کرمان)	نورد اهواز (اهواز)	تراکتورسازی (تبریز)	پتروشیمی رازی (پتدرامام)	جمع
قدرت قراردادی (مگاوات)	۶۶۰	۲۷۰	۳۸۵	۸۰	۴۰	—	—	۲۸	۲۵۲	۸۳۰
ظرفیت اسمی نیروگاه اختصاصی (مگاوات)	۲۱۰	—	—	۱۴۴	۱۶۵	۴۰	—	۲۰	—	—
میانگین قدرت عملی سالیانه (مگاوات)	۲۱۰	—	—	۱۱۲	۱۵۹	۳۰	—	۱۷	*	۵۲۸
حداکثر قدرت تولید شده غیرهمزمان (مگاوات)	۱۸۰	—	—	۷۵	۱۵۰	۲۵	—	۱۰	—	۳۵۹
حداکثر قدرت تولید شده همزمان (مگاوات)	۸۵	—	—	۱۵	۱۱۱	—	—	—	—	۲۱۱
حداکثر قدرت مورد نیاز مصرف غیر همزمان (مگاوات)	۵۵۲	۲۶۶	۳۵۰	۸۰	۱۸۷	*	۱۴۶	*	*	۱۳۵۳
حداکثر قدرت مورد نیاز مصرف همزمان (مگاوات)	۳۶۳	۲۴۵	۳۰۰	۶۹	۱۱۶	*	۱۱۰	*	*	۱۲۰۳
انرژی تولیدی ناخالص (میلیون کیلووات ساعت)	۸۶۲	—	—	۲۵۸	۸۴۴	۱/۸	—	۳۲	—	۱۹۹۵
انرژی تولیدی خالص (میلیون کیلووات ساعت)	۷۹۷	—	—	۲۵۳	۷۶۹	۱/۸	—	۳۲	—	۱۸۴۶
ضریب مصرف داخلی (درصد)	۷/۵	—	—	۱/۹	۹/۴	—	—	—	—	۷/۵
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	۷۲۲	۱۰۷۹	۸۹	۱۸۰	۷۸	—	۲۱۷۰۶

* رقم در دسترس نیست

جدول (۴-۴۵): میزان تقریبی بارهای بزرگ صنعتی مناطق برق کشور

تا پایان برنامه دوم

(مگاوات)

نام منطقه برق	تا سال ۷۵	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
اصفهان	۶۳۰	۱۰۰	۱۳۰	۲۰	۸۸۰	توسعه آهن و فولاد - شهرهای جدید
خوزستان	۸۰۰	۳۰	۵۰	۱۰۰	۹۸۰	توسعه نورد - کشت صنعت میان آب
آذربایجان	۱۹۵	۱۵	۳۰	۶۰	۳۰۰	آلومینا - شهرکهای صنعتی
باختر	۲۷۰	۲۰	۱۰	۲۰	۳۲۰	شهرکهای صنعتی - پالایشگاه
زنجان (شامل قزوین)	۱۴۰	۲۰	۲۰	۳۰	۲۱۰	شهرکهای صنعتی - توسعه البرز
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
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
یزد	۳۰	۲۰	۲۰	۹۰	۱۶۰	فولاد آلیاژی - شهرکهای صنعتی - چادرملو
خراسان	۳۰	۱۰	۳۰	۱۰۰	۱۷۰	فولاد نیشابور
سیستان و بلوچستان	۲۰	۱۰	۱۰	۱۰	۵۰	شهرکهای صنعتی
جمع					۵۳۶۲	

۴-۱۸. مطالعه اجمالی مؤلفه‌های بار و امکانات پیک‌سازی

الگوی بار مصرف‌کنندگان مختلف اعم از مشترکین خانگی و تجاری و یا صنایع بزرگ و کوچک تابع عوامل متعددی است که از آن جمله: رفتار و فرهنگ مصرف، شرایط زیست محیطی و لوازم و

تجهیزات برقی در دسترس، اهمیت قطعی دارند. شناخت الگوی بار مصرفی مشترکین مختلف در مقاطع زمانی متفاوت و ارزیابی میزان بارهای ثابت یا متغیر آنها زمینه مناسبی برای تدوین تعرفه‌های بهینه برق می‌باشد. چنین تعرفه‌ای به مشترک برق امکان بهره‌برداری بیشتر از قدرت خریداری شده و به عبارتی افزایش ضریب بار و به عرضه‌کننده (شرکت برق) امکان افزایش کارایی، کمینه کردن هزینه‌های تولید و انتقال را ارائه می‌نماید^۱. بررسی منحنی بار ساعتی روزهای سال مؤید تغییرات آن بر حسب روزهای عادی (شنبه لغایت چهارشنبه)، پنجشنبه، جمعه و علاوه بر آن روزهای خاص از قبیل اعیاد، ایام عزاداری و تفاوت روزها بر اساس فصل می‌باشد. این منحنی دارای دو نقطه اوج یکی در حدود ساعت ۱۰ و دیگری در ساعات اولیه شب است. قله روز ناشی از مصارف صنعتی و اداری و قله شب بطور عمده ناشی از روشنایی می‌باشد. اساساً بارهای متشکله در یک شبکه شامل مؤلفه بار ثابت (دایم) و بار متغیر (بار پیک) است که اولی را مصرف صنایع سه نوبته، مصارف دائم خانگی (یخچال و غیره)، مراکز شبانه‌روزی و دومی را بار سرشب خانگی بوجود می‌آورند.

مؤلفه‌های بار را معمولاً به صورت درصدی از پیک سال (تابستان) محاسبه می‌کنند. مثلاً مؤلفه بار پایه شبکه سراسری در حدود ۴۰ درصد پیک بار سالیانه است. کاهش این مؤلفه با بهبود بازده تجهیزات الکتریکی مورد مصرف مثلاً بهبود عایق‌بندی یخچال^۲ و فریزر، افزایش کارایی موتورهای الکتریکی نصب شده در صنایع سه شیفته و امثالهم مقدور است و کاهش ولو اندک، مترادف با صرفه‌جویی قابل توجهی در مصرف انرژی الکتریکی می‌باشد. مؤلفه بار سرشب خانگی که عامل اصلی تشکیل پیک بار محسوب می‌گردد، نزدیک به ۳۰ درصد پیک سال است. بنابراین ایجاد فرهنگ کاهش روشنایی زاید، جایگزینی لامپهای کم مصرف، تعویض چوک‌های مغناطیسی با چوک الکترونیک در لامپهای فلورسنت، بکارگیری روشنایی موضعی، تغییر شدت نور محیط بر اساس تابش نور خورشید و اقداماتی از این قبیل می‌تواند تأثیر قابل ملاحظه‌ای بر کاهش این مؤلفه داشته باشد. تأثیر کاهش مؤلفه پیک اعم از مصارف خانگی یا بارهای صنعتی که با اجرای مبان‌ی مدیریت بار مثل جابجایی زمانی بار تجهیزات صنعتی و کاهش بار پیک (همزمان با پیک شبکه) و بکارگیری مولدهای اختصاصی اثرات

۱- برای آشنایی بیشتر رجوع شود به مبانی تعرفه‌های برق بر اساس هزینه بلندمدت نهایی (Long Run Marginal Cost)

۲- طبق یک برآورد بهبود عایق‌کاری یخچال‌ها در کشور منجر به ۲۵۰ مگاوات صرفه‌جویی می‌شود.

وسیع‌تری در کاهش هزینه تولید برق دارد، زیرا معمولاً تولید در پیک با بکارگیری نیروگاههای گازی انجام می‌شود^۱. یکی دیگر از مؤلفه‌های قابل بحث در شبکه سراسری برق کشور مؤلفه بار سرمایشی است که نزدیک به ۲۰ درصد پیک سالیانه برآورد می‌گردد. به کارگیری تجهیزات پربازده، بهبود ساختمان کولرهای آبی، افزایش عایق کاری ساختمانها و جلوگیری از تشعشع باعث کاهش مقادیر قابل توجهی از این‌گونه بار می‌گردد. از شناسایی مؤلفه‌های بار اثرات تقریبی تغییر ساعات رسمی یا ساعات کار اصناف بر کاهش بار پیک و انرژی مصرفی، مقدور می‌گردد. مثلاً طبق یک مطالعه انجام شده تعطیل دکاکین در ساعت ۲۰ فصل بهار و تابستان که ساعت پیک بار شبکه بین ۲۱-۲۲ است، باعث ۵/۴ درصد کاهش در پیک بار شبکه و همینطور در ساعت ۱۸ پاییز و زمستان که ساعت وقوع پیک ۱۹-۲۰ است، ۵/۶ درصد کاهش در پیک را به همراه دارد. میزان انرژی صرفه‌جویی شده (کمتر از یک درصد) در اثر اقدام مزبور قابل توجه نمی‌باشد. با فرض صحت محاسبات مزبور محدودیت ساعت کار اصناف در تابستان سال ۱۳۷۴ می‌توانست معادل با ۷۵۰ مگاوات صرفه‌جویی در احداث نیروگاه و یا حداقل صرفه‌جویی در هزینه‌های گزاف عملیاتی و سوخت باشد.

هم‌اکنون در امور برق وزارت نیرو مطالعات جامعی برای شناخت الگوی بار مشترکین خانگی و تجاری، بررسی پتانسیل کاهش بار پیک صنایع بزرگ و انرژی‌بر انجام گردیده که امید است در راستای تدوین تعرفه‌های برق انگیزه‌دار برای مدیریت مصرف برق و بار، مورد استفاده قرار گیرند. بعنوان مثال صنایع تولید آهن و فولاد (شامل نورد آهن) بدون نیاز به سرمایه‌گذاری و با روشهای عملیاتی مدیریت بار، نزدیک به ۴۵۰ مگاوات، صنایع نساجی نزدیک به ۵۰ مگاوات، صنایع تولید آلومینیم اولیه قریب به ۱۵ مگاوات می‌توانند بار خود در ساعات پیک شبکه کاهش دهند.

اوضاع و احوال اقتصادی و اجتماعی و شرایط آب و هوایی بر میزان مؤلفه‌های مختلف بار تأثیر دارد، لذا میزان (درصد) هر یک از مؤلفه‌ها طی سالهای مختلف ممکن است تفاوت داشته باشد. در جدول (۴-۴۶) مقادیر تقریبی مؤلفه‌های بار نسبت به پیک بار سالیانه (بیشترین بار ساعتی یک روز تابستان) درج گردیده است.

۱- در کشورهای توسعه یافته بار پایه (Base Load) با واحدهای اتمی و بخاری و بار پیک (Peak Load) با واحد آبی و در مرحله بعد با توربین‌های گازی تأمین می‌شود.

جدول (۴۶-۴): برآورد مقادیر مؤلفه‌های انواع بار در ساعات پیک شبکه برق

(مگارات)

شرح مؤلفه بار	بار پایه (دایم)	سرمایش دایم	روشنایی سرشب	تابش غیردایم (در پیک بار)	* بار غیردایم (در پیک بار)	جمع
صنایع سه نویته	۲۱/۴	۱/۵	—	—	—	۲۲/۹
صنایع دو نویته	—	—	۰/۸	۱	۱۰	۱۱/۸
خانگی	۱۶	۵	۲۰	۷	—	۴۸
تجاری	۰/۵	—	۳/۵	۱/۵	—	۵/۵
بیمارستانها- نیروهای انتظامی	۰/۶	۲	۲	—	—	۴/۶
کشاورزی	۲/۵	—	—	—	۲	۴/۵
معابر	—	—	۲/۷	—	—	۲/۷
اداری	—	—	—	—	—	—
جمع کل	۴۱	۸/۵	۲۹	۹/۵	۱۲	۱۰۰

* منظور آن دسته از مؤلفه بار است که بعد از ساعات اولیه شب معمولاً خارج می‌گردند. مثلاً بار صنعتی صنایع دو نویته با اغلب مصارف پمپهای آب کشاورزی.

مؤلفه‌های بار، شاخصهای مناسبی برای ارزیابی و اولویت‌دهی به بارهای قابل مدیریت و صرفه‌جویی در انرژی الکتریکی می‌باشند. با استناد به ارقام مزبور، بار صنایع در حدود ۳۵ درصد و بار خانگی نزدیک به ۴۸ درصد پیک بار است. این ارقام و به ویژه سهم بار خانگی ضرورت مدیریت بار و صرفه‌جویی در انرژی الکتریکی آنها را نشان می‌دهد. بخش صنعتی کشور به دلایلی از قبیل تعداد مشترک کمتر، بار سرانه بسیار زیاد، تعدد مدیریت دولتی، برخورداری از تجهیزات تولید برق داخلی و بالاخره امکانات انبارداری محصولات واسطه یا عدم محدودیت زمانی برای جابجای بار بخشهای متفاوت فرایندهای تولید در این رابطه از اولویت بیشتری برخوردار می‌باشد. در حالیکه در بخش خانگی وجود هنجارهای شکل گرفته، عدم امکان افزایش قابل توجه نرخهای برق به‌خصوص در گروههای مصرف که بیشترین سهم مشترک خانگی را تشکیل داده، عدم تولید داخلی وسایل برق‌سوز با بازدهی بالا و یا عدم وجود توان مالی برای خرید وسایل خانگی ساخت خارج و بالاخره نبود استاندارد وسایل خانگی از قبیل لامپ^۱، یخچال و کولرآبی از دیدگاه میزان برق مورد مصرف، مدیریت بار یا مصرف برق را حداقل تا افق میان‌مدت آتی، محدود می‌نماید.

۱- طبق جدول (۴۵-۱) بار روشنایی مشترکین خانگی در سرشب قریب به ۲۰ درصد پیک بار شبکه است.

مقایسه سهم انرژی الکتریکی با سهم بار (در پیک) گروههای مصرفکننده مبین ضریب بار آنهاست و به عبارت دیگر کارایی قدرت الکتریکی خریداری شده را نشان می‌دهد. مثلاً سهم انرژی الکتریکی مصرفی مشترکین خانگی نزدیک به ۳۶ درصد است در حالیکه مؤلفه بار پیک آن ۴۸ درصد است. این نسبت نشانه افزایش سریع در تعداد و تمرکز بهره‌برداری از تجهیزات رفاهی (و بعضاً تجملی) در ساعات اولیه شب است، که عملاً بیشترین هزینه سرمایه‌ای و عملیاتی نیز مربوط به این مقطع زمانی می‌باشد. پیش‌بینی روند مؤلفه‌های بار آتی به دلیل وابستگی به عوامل خارج از صنعت برق عملاً غیرممکن است ولی استفاده از پاره‌ای تعاریف آن مثلاً روند آینده میزان بار پایه بعنوان شاخصهای توسعه سیستم برق رایج می‌باشد.

از جمله اهداف برنامه دوم، افزایش سالیانه ۰/۵ درصد به میزان بار پایه در نظر گرفته شده بود، لیکن به دلیل عدم وقوع مقادیر پیش‌بینی شده رشد بار و انرژی کل کشور و کاهش نسبی ضریب بار ظاهراً تجدیدنظر در این شاخص ضرورت یافته است^۱.

علاوه بر تغییرات الگوی مصرف طی ساعات شبانه‌روز، تغییرات فصلی نیز بر بار و انرژی مصرفی مشترکین و به تبع آن بر بار و انرژی شبکه و کل کشور تأثیر گسترده‌ای دارد. همچنین مجموع انرژی تولیدی (و مصرفی) در شبکه سراسری و کل کشور طی ساعات مختلف شبانه‌روز به شدت متغیر است.

مقادیر ساعتی انرژی الکتریکی مذکور معمولاً دارای یک حداقل است که در حوالی ساعت ۶ تا ۷ صبح، حداکثر روز در ساعتهای ۱۴ تا ۱۶ و حداکثر شبانه‌روز در ساعت پیک، وقوع می‌یابد. در جدول (۴-۴۷) مقادیر مزبور در روز پیک شبکه سراسری (سال ۱۳۷۴) درج گردیده است.

۱- نسبت بار پایه به پیک که در سال ۱۳۷۲ معادل ۳۹ درصد برآورد شده بود، طبق اهداف برنامه در سال ۱۳۷۸ بایستی به ۴۳ درصد بالغ گردد.

جدول (۴-۴۷): انرژی مورد نیاز مصرف شبکه سراسری

در ساعات مختلف روز يك سال ۱۳۷۳

شرح	ساعت	مقدار (مگاوات-ساعت)	نسبت به کل نیاز مصرف روز پیک (درصد)
حداقل روزانه	۷-۶	۸۹۶۷	۳/۴۷
حداکثر روزانه	۱۵-۱۴	۱۱۷۱۱	۴/۵۴
حداکثر شبانه-روز	۲۲-۲۱	۱۳۵۲۴	۵/۲۴

انرژی مورد نیاز مصرف در ساعت پیک به تنهایی ۵۱ درصد بیش از مقدار نظیر در ساعت حداقل روزانه و ۱۵٪ درصد فراتر از حداکثر روزانه است.

۴-۱۹- روند ضریب بار در برنامه دوم

ضریب بار از اهم شاخصهای صنعت برق و در عین حال توسعه اقتصادی کشور است. بالا بودن میزان این ضریب نشانه بهره‌برداری بهتر از سرمایه‌گذاریها و پایین بودن میزان تلفات توانی است. عملاً ضریب بار یک شبکه برق تحت تأثیر شرایط آب و هوایی، عملکرد تجهیزات برق خانگی و کارکرد صنایع می‌باشد. بر اساس اهداف اولیه طی برنامه دوم، مقدار ضریب بار بایستی به طور متوسط هر سال ۰/۴ درصد بهبود یابد و در سال ۱۳۷۸ به ۶۳/۵ درصد بالغ شود. روند رشد بار و انرژی مصرفی طی سال ۱۳۷۴ که به نظر می‌رسد ناشی از کاهش نسبی فعالیت صنایع بزرگ و تا حدودی تحت تأثیر صرفه‌جویی در مصارف خانگی قرار گرفته باشد، باعث شد تا این ضریب نسبت به سال ۱۳۷۳، ۴/۳ درصد کاهش یابد. در جدول (۴-۴۸) میزان ضریب بار در برنامه دوم (قبل و بعد از تجدیدنظر) نشان داده شده است.

جدول (۴-۴۸): روند ضریب بار در برنامه دوم توسعه

سال	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸
ضریب بار قبل از تجدیدنظر	۶۱/۵	۶۲	۶۲/۵	۶۳	۶۳/۵
ضریب بار بعد از تجدیدنظر	-	۶۲/۶۶	۶۲/۸۴	۶۲/۸۲	۶۲/۸۱
ضریب بار واقعی	۵۹/۸				

اگر میزان ضریب بار کشور بطور متوسط ۶۰ درصد در نظر گرفته شود، این شاخص برای شهر پر جمعیت و نسبتاً مرفه تهران ۶۴ درصد و برای منطقه گرمسیر و غیر صنعتی چون هرمزگان نزدیک به ۳۵ درصد و برای منطقه سردسیر و کشاورزی آذربایجان معادل ۴۲ درصد می‌باشد.

ضریب بار شبکه برق کشور در فصول مختلف سال به دلیل تغییرات الگوی بار و انرژی مصرفی تفاوت دارد. در جدول (۴-۴۹) تغییرات تقریبی این شاخص نشان داده می‌شود.

جدول (۴-۴۹): ضریب بار فصلی

فصل	بهار	تابستان	پاییز	زمستان
ضریب بار	۷۲	۷۶	۷۱	۷۲/۵

۴-۲۰. تداوم بار

منحنی‌های تداوم بار از کنار هم قرار دادن بار روزها یا ساعتهای یک دوره به ترتیب مقادیر آنها تشکیل می‌شود. چنانچه به جای بار و زمان، درصد آنها را نسبت به حداکثر بار و کل دوره (مثلاً ۸۷۶۰ ساعت) سال قرار دهیم، منحنی تداوم بار، مبین درصدهای مختلف زمان بر حسب نسبت‌های بار مصرفی خواهد بود. از منحنی‌های تداوم بار در برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت (آرایش واحدها) تا بلندمدت (انتخاب نیروگاههای آینده) بطور وسیعی استفاده می‌گردد.

همچنین در جدول (۴-۵۰) نتایج عمومی تحلیل منحنی‌های تداوم بار سه ساله اخیر (۱۳۷۴-۷۲) درج گردیده‌اند.

جدول (۵۰-۴): نتایج اجمالی منحنی‌های تداوم بار

شرح	سال ۱۳۷۲	سال ۱۳۷۳	سال ۱۳۷۴
مقدار بار شبکه در ۱۰ درصد روزهای سال (۸۷۶ ساعت)	بیش از ۹۶۰۰ مگاوات	بیش از ۱۰۰۰۰ مگاوات	بیش از ۱۱۰۰۰ مگاوات
مقدار بار شبکه در ۷۰ درصد زمان (۶۰۰۰ ساعت)	کمتر یا حداکثر برابر ۸۴۰۰ مگاوات	کمتر یا حداکثر برابر ۹۰۰۰ مگاوات	کمتر یا حداکثر برابر ۹۷۰۰ مگاوات
میانگین بار سالیانه - مگاوات *	۷۶۵۳	۸۲۲۲	۸۵۷۵
نسبت بار پایه به پیک - درصد	۳۷/۵	۳۹	۳۹
مقدار بار پایه و روز وقوع آن	۴۵۵۹ مگاوات	۵۰۶۰ مگاوات (۷۳/۱/۴)	۵۳۸۱ مگاوات (۷۴/۱/۳)
ضریب بار - درصد	۶۲/۹	۶۲/۵	۵۹/۸

* ۵۰ درصد زمان یا ۴۳۸۰ ساعت.

۴-۲۱- تلفات توان در شبکه سراسری

میزان تلفات توان (قدرت) الکتریکی در شبکه‌های برق بسته به شرایط آب و هوایی، وجود یا عدم وجود نیروگاه، طول و نوع هادی خطوط انتقال تفاوت دارد. به عنوان نمونه، در شبکه برق منطقه‌ای هرمزگان از ۵۴۵/۴ مگاوات پیک بار دریافتی از نیروگاه بندرعباس معادل ۵۲۴/۱ مگاوات آن در پستهای منطقه بطور همزمان دریافت گردیده است. به این ترتیب ۱۷/۱ مگاوات تلفات خطوط و ۴/۲ مگاوات تلفات ترانسفورماتورهای انتقال نیرو بوده است که جمعاً ۳/۹ درصد پیک بار می‌باشد. در مورد برق منطقه‌ای غرب یک مورد بررسی حاکی از ۱۷/۳ مگاوات تلفات در مقابل پیک بار ۴۴۵/۳ مگاوات است که معادل ۳/۸۸ درصد می‌گردد. به هر حال میزان تلفات توان در پیک شبکه برق کشور بر حسب نواحی مختلف بین ۳/۵ تا ۵ درصد برآورد می‌گردد.

بخش پنجم

سایر منابع انرژی

- ۱ - ۵ - انرژی برق آبی
- ۲ - ۵ - انرژی باد
- ۳ - ۵ - انرژی خورشیدی
- ۴ - ۵ - انرژی اتمی
- ۵ - ۵ - انرژی زمین گرمایی
- ۶ - ۵ - سوخت های غیر تجاری

بخش پنجم

سایر منابع انرژی

۱ - ۵ - انرژی برق آبی

در سال ۱۳۷۴ سدهای دز، شهید عباسپور، امیرکبیر، سفیدرود، لتیان، زاینده رود، ارس، مهاباد، کلان و درودزن با ۳۳ واحد و قدرت عملی ۱۹۵۳ مگاوات، تولیدی معادل ۷۲۷۵ میلیون کیلووات-ساعت را داشته‌اند. نیروگاه سد ساوه به ظرفیت ۱۵ مگاوات و متوسط انرژی تولیدی سالانه ۵۰ میلیون کیلووات-ساعت در سال ۱۳۷۴ به بهره‌برداری رسیده که با بهره‌برداری از این نیروگاه سالانه معادل ۱۲/۲ میلیون لیتر سوخت صرفه‌جویی می‌شود.

نیروگاههای آبی بزرگ در دست احداث عبارتند از: کارون ۳، شهید عباسپور، کرخه و مسجد سلیمان.

جدول (۵-۱): نیروگاههای آبی بزرگ در دست احداث

نام نیروگاه	ظرفیت (مگاوات)	متوسط انرژی سالانه (میلیون کیلووات-ساعت)	میزان صرفه‌جویی سوخت (میلیون لیتر)
کارون ۳	۲۰۰۰	۴۰۰۰	۸۶۶
شهید عباسپور	۱۰۰۰	۱۱۰	۲۴
کرخه	۴۰۰	۱۸۰	۳۹
مسجد سلیمان	۲۰۰۰	۴۰۰۰	۸۶۶

نیروگاههای جیرفت، مغان و کوهرنگ از جمله نیروگاههای آبی کوچک در دست اقدام می‌باشند که مشخصات این نیروگاهها در جدول ذیل ذکر شده است.

جدول (۵-۲): نیروگاههای آبی کوچک در دست اقدام

نام نیروگاه	ظرفیت (مگاوات)	متوسط انرژی سالیانه (میلیون کیلووات ساعت)	میزان صرفه جویی سوخت (میلیون لیتر)
جیرفت	۳۰	۸۰	۱۷/۵
مغان	۱۳	۶۸	۱۵
کوه رنگ	۳۶	۹۰	۲۰

نیروگاه شوشتر با ظرفیت ۱۰۰۰ مگاوات از جمله نیروگاههایی است که فاز یک آن به پایان رسیده و کار اجرایی آن در حال شروع می باشد. نیروگاههای کارون ۴ و مارون هر یک با ظرفیت ۷۵ و ۷۵۰ مگاوات آماده شروع کار اجرایی و نیروگاههای هینی مینی و سازبن به ترتیب با ظرفیت ۳۱۳ و ۲۴۷ مگاوات در مرحله فاز یک مطالعاتی هستند.

همچنین احداث نیروگاههای برق آبی سازبن و رودبار بختیاری هر یک با ظرفیت ۴۴۰ مگاوات و کارون ۲ با ظرفیت ۷۶۰ مگاوات در دست مطالعه (فاز شناخت) می باشند.

۵-۲. انرژی باد

کشور ایران به دلیل موقعیت خاص جغرافیایی و قرار گرفتن در یک منطقه کم فشار نسبت به مناطق پر فشار شمال و شمال غرب به طور کلی در زمستان و تابستان در مسیر بادهای عمده قرار دارد. در زمستان فشار جو در منطقه ایران نسبت به فشار جو در آسیای مرکزی (سیبری) و اقیانوس اطلس کم بوده و به همین دلیل این منطقه در مسیر بادهای سرد آسیای مرکزی از یک طرف و بادهای مرطوب اقیانوس اطلس و دریای مدیترانه از طرف دیگر واقع شده است. در تابستان نیز ایران از یک طرف تحت تأثیر بادهای اقیانوس اطلس که از شمال غرب می وزند و از طرف دیگر تحت تأثیر بادهای اقیانوس هند که از جنوب شرقی می وزند قرار دارد. از بادهای معروف ایران در شرق کشور می توان از باد هرات، باد ۱۲۰ روزه سیستان و باد لوار نام برد. از دیگر بادهای محلی در کشور، باد معروف شمال در کرانه های خلیج فارس، باد خوش آباد در دشت گرگان، دیزباد بین مشهد و نیشابور و باد سام در خوزستان

می‌باشد. در راستای بهره‌گیری از این منبع انرژی سازمان انرژی اتمی ایران علاوه بر احداث یک واحد نیروگاه برق بادی در رودبار و منجیل به ظرفیت یک مگاوات، اقدام به ساخت یک نمونه از توربین‌های پرپره آبکش و بهینه نمودن این توربین‌ها و ساخت یک نمونه توربین بادی برق ایرفویل نموده است. همچنین این سازمان پروژه احداث نیروگاه‌های برق بادی جمعاً به ظرفیت ۱۰۰ مگاوات را در طول برنامه دوم در دست اجرا و پروژه مطالعاتی یک نیروگاه بادی به ظرفیت ۳۰ مگاوات را در دست بررسی دارد.

از سوی دیگر دفتر انرژی‌های نو معاونت امور انرژی وزارت نیرو نیز به منظور بهره‌برداری از پتانسیل‌های بادی کشور و بومی نمودن تکنولوژی‌های مربوط به آن پروژه‌های مطالعاتی زیر را در دست اجرا دارد:

- تعیین پتانسیل انرژی باد و تهیه اطلس باد ایران
- بررسی فنی و اقتصادی و امکان‌سنجی ساخت توربین‌های بادی کشاورزی
- بررسی فنی و اقتصادی و امکان‌سنجی ساخت توربین‌های بادی مولد برق
- ساخت یک واحد توربین بادی ۷ کیلوواتی
- ساخت یک واحد نیروگاه بادی ۶۰۰ کیلوواتی

بطور کلی جهت محاسبه انرژی باد در کشور، با استفاده از اطلاعات موجود در سالنامه‌های هواشناسی به دو طریق عمل گردیده است:

- ۱- چگالی توان باد در ایستگاه‌های هواشناسی ایران برای ۵۰ ایستگاه در دوره ده ساله ۱۳۵۶-۶۶ (بر حسب وات بر مترمربع) در ارتفاعهای ۱۰، ۲۵ و ۵۰ متری محاسبه شده است.
- ۲- اطلاعات مربوط به تعداد قرائت و میانگین سرعت باد بیش از ۱۱۰ ایستگاه هواشناسی در طی سالهای ۱۹۷۸-۸۷ مورد استفاده قرار گرفت و دو نوع میانگین سرعت باد (میانگین سرعت باد بدون آرام و میانگین سرعت باد با آرام) محاسبه شده است. در محاسبه میانگین سرعت باد بدون آرام، اوقاتی از سال که سرعت باد صفر بوده یا به اصطلاح هوا آرام بوده ملحوظ نشده است، حال آنکه در محاسبه میانگین سرعت با آرام، کل تعداد قرائت‌ها در طول سال اعم از اینکه باد با سرعت صفر یا بیش از آن می‌وزیده مورد ملاحظه قرار گرفته است.

جدول (۵-۳): چگالی توان و میانگین سرعت باد در ۵۰ ایستگاه هواشناسی

شهر	میانگین سرعت باد m/s		چگالی توان باد بر حسب w/m^2 در ارتفاع		
	بدون آرام	با آرام	۱۰ متر	۲۵ متر	۵۰ متر
آبادان	۴/۸	۲/۷	۵۱/۰۹	۷۵/۶۶	۱۰۱/۸۳
آبادیه	۴/۳	۲/۲	۳۹/۶۷	۵۸/۷۶	۷۹/۰۸
اراک	۴/۲	۱/۶	۲۴/۳۵	۳۶/۰۶	۴۸/۵۳
اردبیل	۶/۸	۳/۶	۱۴۵/۷۲	۲۱۵/۸۱	۲۹۰/۴۶
ارومیه	۳/۸	۱/۳	۱۲/۴۲	۱۸/۳۹	۲۴/۷۶
اصفهان	۳/۸	۱/۶	۱۹/۹۴	۲۹/۵۳	۳۹/۷۴
اصفهان - حاتمی	۴/۲	۳/۱	۳۶/۵۶	۵۷/۱۰	۷۶/۸۵
اهواز	۴/۲	۲	۲۶/۸۶	۳۹/۷۶	۵۳/۵۳
بابلسر	۲/۸	۱/۱	۶/۳۳	۹/۳۷	۱۲/۶۱
باختران	۴/۵	۱/۷	۲۷/۵۹	۴۰/۸۶	۵۵/۰۰
بجنورد	۴/۲	۱/۶	۳۶/۳۴	۵۳/۸۲	۷۲/۴۳
بم	۳/۳	۱/۸	۱۷/۲۱	۲۵/۴۹	۳۴/۳۱
بندر انزلی	۲/۹	۱/۵	۱۴/۸۳	۲۱/۹۶	۲۹/۵۶
بندرعباس	۴/۳	۳	۳۸/۹۸	۵۷/۷۲	۷۷/۶۹
بندر لنگه	۵	۳/۷	۷۲/۷۳	۱۰۷/۷۰	۱۴۴/۹۶
بوشهر	۴/۴	۲/۷	۳۹/۷۳	۵۸/۸۳	۷۹/۱۸
بیرجند	۴/۹	۳/۴	۶۵/۴۸	۹۶/۹۷	۱۳۰/۵۱
تبریز	۴/۴	۲/۵	۴۰/۷۶	۶۰/۳۷	۸۱/۲۵
تریت - حیدریه	۳/۸	۱/۵	۱۷/۵۹	۲۶/۰۵	۳۵/۰۷
تهران - مهرآباد	۳/۹	۲/۷	۳۵/۲۷	۵۲/۲۴	۷۰/۳۱
جاسک	۴/۹	۴/۶	۱۱۳/۹۹	۱۶۸/۸۲	۲۲۷/۲۲
جزیره کیش	۵/۳	۴	۷۹/۶۷	۱۱۷/۹۸	۱۵۸/۷۹
خرم آباد	۴/۵	۱	۱۶/۱۶	۲۳/۹۴	۳۲/۲۲
خوی	۳/۷	۱	۱۱/۲۹	۱۶/۷۲	۲۲/۵۰
دزفول	۴/۱	۱/۵	۱۸/۶۰	۲۷/۵۵	۳۷/۰۸

جدول (۳-۵): چگالی توان و میانگین سرعت باد در ۵۰ ایستگاه هواشناسی ... ادامه

شهر	میانگین سرعت باد m/s		چگالی توان باد بر حسب w/m^2 در ارتفاع		
	بدون آرام	با آرام	۱۰ متر	۲۵ متر	۵۰ متر
دوشان تپه	۳/۷	۱/۵	۱۷/۱۰	۲۵/۳۲	۳۴/۰۸
رامسر	۳/۱	۱	۷/۸۵	۱۱/۶۲	۱۵/۶۴
رشت	۲/۹	۱/۴	۸/۵۵	۱۲/۶۶	۱۷/۰۴
زابل	۸/۸	۶	۲۹۶/۶۳	۴۳۹/۳۰	۵۹۱/۲۵
زاهدان	۵/۶	۲/۹	۶۸/۲۵	۱۰۱/۰۷	۱۳۶/۰۳
زنجان	۳/۴	۱/۵	۱۴/۶۳	۲۱/۶۶	۲۹/۱۶
سبزوار	۳/۶	۲	۱۹/۰۰	۲۸/۱۴	۳۷/۸۷
سقز	۴/۳	۱/۳	۱۵/۷۲	۲۳/۲۹	۳۱/۳۴
سمنان	۴	۱	۱۳/۴۷	۱۹/۹۵	۲۶/۸۵
سنندج	۵/۴	۱/۹	۴۰/۷۶	۶۰/۳۷	۸۱/۲۵
شاهرود	۳/۳	۲/۳	۲۱/۳۷	۳۱/۶۵	۴۲/۵۹
شهر کرد	۳/۹	۱/۳	۱۴/۰۶	۲۰/۸۲	۲۸/۰۲
شیراز	۳/۸	۲/۴	۲۵/۸۱	۳۸/۲۳	۵۱/۴۵
فسا	۳/۳	۱/۱	۸/۹۴	۱۳/۲۴	۱۷/۸۲
قزوین	۳/۹	۲	۲۳/۲۷	۳۴/۴۶	۴۶/۳۸
قصر شیرین	۳/۴	۱/۸	۱۴/۳۹	۲۱/۳۲	۲۸/۶۹
کاشان	۳/۹	۰/۷	۹/۹۵	۱۴/۳۷	۱۹/۸۳
کرمان	۵/۸	۲/۳	۵۸/۷۲	۸۶/۹۷	۱۱۷/۰۵
گرگان	۳/۱	۰/۷	۳/۹۰	۵/۷۸	۷/۷۷
مشهد	۳/۷	۱/۵	۱۶/۵۵	۲۴/۵۱	۳۲/۹۸
نوشهر	۳/۳	۱/۴	۱۲/۰۵	۱۷/۸۴	۲۴/۰۱
همدان - فرودگاه	۴/۵	۱/۴	۲۴/۱۹	۳۵/۸۳	۴۸/۲۲
همدان - نوژه	۴/۵	۲/۶	۴۰/۱۲	۵۹/۴۱	۷۹/۹۶
یزد	۴/۸	۲/۱	۳۲/۰۷	۴۷/۴۹	۶۳/۹۲
چاه بهار	۴/۱	۳/۱	۳۶/۳۳	۵۳/۸۰	۷۲/۴۱

بر اساس چگالی قدرت باد در مناطق مختلف کشور و با اعمال ضریب ۰/۱۲ جهت تبدیل انرژی باد به انرژی لازم در پمپاژ آب و تعیین نیاز روزانه هر هکتار زمین کشاورزی به ۱۰۰ مترمکعب، توان هیدرولیکی مورد نیاز در مناطق مختلف کشور را تعیین و در نتیجه قطر توربین مورد نیاز جهت پمپاژ آب در مناطق مختلف کشور مشخص می‌گردد. با در نظر گرفتن اینکه قطر توربین‌های پریپره عمدتاً ۵-۷ متر و معمولاً زیر ۱۰ متر می‌باشد، مناطق مهم جهت استفاده از توربین‌های بادی برای پمپاژ آب در مصارف کشاورزی تعیین می‌گردد.

جدول (۴-۵): محاسبه توان هیدرولیکی، سطح و قطر توربین بادی در مناطق انتخاب شده

شهر	توان باد w/m^2	توان باد قابل بهربرداری w/m^2	توان هیدرولیکی مورد نیاز w	سطح توربین مورد نیاز m^2	قطر توربین مورد نیاز m
منجیل	۳۱۷/۳۹	۳۸/۱	۱۲۴	۳/۲۵	۲/۰۳
اردبیل	۱۴۵/۷۲	۱۷/۵	۳۴۹/۴	۲۰	۵/۰۴
زابل	۲۹۶/۶۳	۳۵/۶	۷۸۸/۹	۲۲/۲	۵/۳۱
جاسک	۱۱۳/۹۹	۱۳/۷	۳۴۹/۴	۲۵/۵	۵/۷
آبادان	۵۱/۰۹	۶/۱	۲۲۵/۴	۳۷	۶/۸۶
چاه بهار	۳۶/۳۳	۴/۴	۱۹۱/۶	۴۳/۵	۷/۴۵
بیرجند	۶۵/۴۸	۷/۹	۳۶۰/۶	۴۵/۶	۷/۶
همدان - نوزه	۴۰/۱۲	۴/۸	۲۸۱/۸	۵۸/۷	۸/۶۵
زاهدان	۶۸/۲۵	۸/۲	۵۶۳/۵	۶۸/۷	۹/۳۵
اهواز	۲۶/۸۶	۳/۲	۲۴۷/۹	۷۷/۴۷	۹/۹۳
شاهرود	۲۱/۳۷	۲/۶	۲۲۵/۴	۸۶/۶۹	۱۰/۵
دزفول	۱۸/۶۰	۲/۲	۱۹۱/۶	۸۷/۱	۱۰/۵۳

۳- ۵ - انرژی خورشیدی

بهربرداری از انرژی باد از سابقه طولانی برخوردار است اما تحقیق و توسعه تکنولوژی نیروگاههای خورشیدی تنها در ۱۵ سال اخیر بطور مستمر دنبال گردیده است. نحوه تابش خورشید از مهم‌ترین

شرایط برای اقتصادی بودن نیروگاههای خورشیدی است و تنها نقاطی که دارای تابش مستقیم سالیانه بیش از ۱۳۰۰ کیلووات ساعت بر مترمربع هستند برای این منظور مناسب بشمار می‌روند. بسیاری از کشورهای واقع در کمربند خورشیدی زمین یعنی مناطق بین مدار ۳۰ تا ۴۰ درجه عرض جغرافیایی شمالی و جنوبی برای نصب نیروگاههای خورشیدی مناسب توصیه شده‌اند.

در شرایطی که تابش کلی خورشید بر سطحی که عمود بر پرتو آفتاب است و آسمان صاف (روز کاملاً آفتابی) می‌باشد، ایران از نظر تابش خورشیدی به سه منطقه با تابش زیاد، متوسط و کم تقسیم می‌شود. سواحل دریای خزر، به علت ارتفاع کم از سطح دریا و بخشی از شمال خراسان و شمال آذربایجان به علت عرض جغرافیایی زیاد در شمار نواحی کم تابش ایران می‌باشند. مناطق مرتفع غرب و جنوب ایران، جزو مناطق با تابش زیاد و بقیه سرزمین‌های کشور، جزو نواحی با تابش متوسط به شمار می‌روند. در فصل زمستان به علت برودت هوا (دی ماه) میزان انرژی دریافتی در هر یک از مناطق کم تابش، متوسط و با تابش زیاد به ترتیب بین $2-3/5$ و $3/5-4/5$ و $5-7$ کیلووات ساعت بر مترمربع می‌باشد.

همچنین از نظر میانگین سالانه انرژی خورشیدی دریافتی روزانه در واحد سطح افق، نقاط مختلف کشور به چهار منطقه تقسیم می‌گردد:

سواحل دریای خزر با عرض جغرافیایی زیاد، ارتفاع کم و پوشش ابر زیاد کم تابش‌ترین منطقه ایران است. ضمن آنکه، بطور متوسط روزانه $2/8$ تا $3/8$ کیلووات ساعت بر مترمربع سطح افقی انرژی خورشیدی دریافت می‌کند. دومین منطقه تابشی با رقمی بین $3/8$ تا $4/5$ ، شامل آذربایجان، شمال خراسان و خوزستان است. بالاترین منطقه تابشی با رقمی بین $5/2$ تا $5/4$ ، شامل نواحی مرتفع جنوب مرکزی ایران است (از شهر کرد تا جنوب استان فارس و استان کرمان) به عنوان چهارمین منطقه تابشی کشور می‌باشد و بالاخره بقیه نقاط کشور، منطقه سوم تابشی هستند که از نظر مساحت، بزرگترین منطقه محسوب می‌شوند و بطور متوسط، روزانه $4/5$ تا $5/2$ کیلووات ساعت بر مترمربع سطح افقی انرژی خورشیدی دریافت می‌کنند.

ایران از نظر انرژی خورشیدی از پتانسیل بسیار بالایی برخوردار است. رقم متوسط بیش از ۵ کیلووات ساعت بر مترمربع سطح افقی برای بیشتر مناطق کشور، رقم بسیار بالایی است که تنها معدودی از کشورها، رقمی بالاتر از آن دارند. برای تأسیس نیروگاههای برق خورشیدی و یا کوره‌های بزرگ

خورشیدی، طبیعتاً بالاترین منطقه تابشی ایران با بیش از ۵/۳ کیلووات ساعت بر مترمربع، از استعداد کافی برخوردار است. البته تعیین بهترین محل‌ها برای تأسیسات بزرگ خورشیدی، بسته به نوع گیرنده‌های مورد استفاده، مستلزم انجام دادن محاسبات مشابهی برای انواع سطوح دنبال‌گر (ردیاب) است. به غیر از آن، برای موارد استفاده در مقیاس‌های کوچک (از قبیل استفاده گرمایشی، خشک کردن محصولات کشاورزی و غیره) تمامی مناطق ایران دارای استعداد کافی برای این امر است.

در حال حاضر فعالیت‌های تحقیقاتی مربوط به بهره‌برداری از پتانسیل انرژی خورشیدی کشور عمدتاً در دو واحد انرژی‌های نو سازمان انرژی اتمی ایران و دفتر انرژی‌های نو امور انرژی وزارت نیرو متمرکز می‌باشد.

احداث مولد برق خورشیدی به ظرفیت ۵ کیلووات در درپید یزد به منظور تأمین نیازهای خانگی و احداث مولد برق خورشیدی کویر به ظرفیت ۲۷ کیلووات در روستای حسینیان و معلمان از جمله اقدامات سازمان انرژی اتمی ایران در این زمینه است. کاربردهای حرارتی انرژی خورشیدی جهت تأمین بخشی از گرما و سرمای مورد نیاز ساختمانها با استفاده از کلکتورهای مسطح، لوله گرمابر و همچنین استفاده از سیستم‌های غیرفعال خورشیدی در قالب معماری خورشیدی از برنامه‌های آتی این سازمان می‌باشد. از سوی دیگر مطالعاتی در زمینه آبیاری خورشیدی، ساخت سلول‌های فتوولتایی لایه نازک و ایجاد نیروگاه خورشیدی الضحی به قدرت ۱۰۰ مگاوات در حال بررسی است.

همچنین دفتر انرژی‌های نو امور انرژی وزارت نیرو نیز در این زمینه پروژه‌های مطالعاتی و آزمایشی زیر را در دستور کار خود دارد:

- تعیین پتانسیل انرژی خورشیدی در ایران.
- بررسی فنی - اقتصادی و امکان‌سنجی ساخت سیستم‌های گرمایش و آبگرم خورشیدی جهت مصارف خانگی.
- بررسی فنی - اقتصادی و امکان‌سنجی ساخت سیستم‌های گرمایش و آبگرم خورشیدی جهت مصارف صنعتی و عمومی.
- بررسی فنی - اقتصادی و امکان‌سنجی ساخت نیروگاههای حرارتی خورشیدی.
- بررسی فنی - اقتصادی و امکان‌سنجی ساخت مولدهای فتوولتائیک در ایران.
- بررسی فنی - اقتصادی و امکان‌سنجی ساخت موتور استرلینگ خورشیدی.

- بررسی فنی - اقتصادی و امکان‌سنجی ساخت تجهیزات تهیه هیدروژن خورشیدی.
- طراحی و ساخت نیروگاه خورشیدی PTC ۲۵۰ کیلوواتی شیراز.
- ساخت کلکتور خورشیدی PTC.
- ساخت پایلوت مسترال رسیور به ظرفیت یک مگاوات.
- ساخت پمپ فتوولتائیک.
- احداث نیروگاه حرارتی خورشیدی ۱۰۰ مگاواتی یزد.
- مطالعات تکنولوژی هیدروژن خورشیدی.

۴ - ۵ - انرژی اتمی

تا کنون استفاده از انرژی اتمی در ایران در زمینه‌های صلح‌آمیز این انرژی از قبیل تحقیقات بنیادی و کاربردی، تولید رادیو ایزوتوپ‌های مختلف و کاربرد اشعه برای استرلیزاسیون مواد گوناگون صورت گرفته است. در حال حاضر تأسیسات هسته‌ای ایران شامل راکتورهای تحقیقاتی و تجربی و آزمایشی، مرکز تابش گاما، آزمایشگاه‌های تحقیقاتی و تولید رادیو ایزوتوپ و سیکلوترون می‌باشد. در زمینه تولید برق هنوز از انرژی اتمی در ایران استفاده نشده هر چند که سازمان انرژی اتمی ایران در سالهای قبل و بعد از انقلاب اسلامی در این خصوص فعالیت‌هایی را انجام داده است.

در برنامه اول این سازمان اقدام به انعقاد قرارداد تکمیل واحد یکم نیروگاه اتمی بوشهر به قدرت اسمی ۱۰۰۰ مگاوات و قدرت تولیدی خالص ۹۱۵ مگاوات نموده است. در برنامه دوم عمرانی احداث و نصب نیروگاه‌های اتمی با قدرت ۱۶۰۰ مگاوات به صورت هدف کمی این بخش در برنامه به تصویب رسیده که در اجرای قسمتی از این هدف، قرارداد تکمیل واحد یکم نیروگاه اتمی بوشهر به قدرت ۱۰۰۰ مگاوات از نوع آب سبک تحت فشار با طرف روسی به مرحله اجرایی رسیده است. تکمیل واحد دوم نیروگاه اتمی بوشهر به قدرت اسمی ۱۰۰۰ مگاوات در دست مطالعه می‌باشد. همچنین اقدامات لازم در جهت انتقال تکنولوژی چرخه سوخت هسته‌ای برای ایجاد ظرفیت تبدیل ۲۰۰ تن کیک زرد و ۱۰ تن لوله زیرکالوی برای میله‌های سوخت نیروگاه‌های اتمی در دست انجام است. تجهیز و استخراج معادن اورانیوم و احداث کارخانه کیک زرد در محدوده ایران مرکزی به ظرفیت حداقل ۵۰ تن کیک زرد از دیگر اقدامات در دست انجام این سازمان می‌باشد.

۵ - ۵ - انرژی زمین گرمایی

انرژی زمین گرمایی از حرارت حاصل از تجزیه مواد رادیو اکتیو، هسته مذاب کره، کوهزایی، فشار طبقات ضخیم در حوضه های رسوبی و واکنش های شیمیایی درون زمین سرچشمه می گیرد. این انرژی از طریق رسانایی و جریان همرفتی آب های سطحی و زیرزمینی به پوسته جامد کره زمین منتقل می شود.

موقعیت مخازن انرژی زمین گرمایی اکثراً بر کمر بند زمین لرزه جهان منطبق می باشد. با توجه به اینکه قسمتی از کمر بند زلزله دنیا از ایران می گذرد، لذا کشور ما از پتانسیل قابل توجهی در این زمینه برخوردار است. وجود کوه های آتشفشانی دوران کواترنر در شمال، شمال غربی، جنوب شرقی و مرکز ایران، گسل های فعال و بالاخره چشمه های آبگرم در اکثر نقاط ایران دال بر این امر است.

وزارت نیرو از سال ۱۳۵۳ در مناطق آذربایجان و دماوند اقدام به اکتشاف انرژی زمین گرمایی کرده است که با توجه به پتانسیل انرژی حرارتی در مناطق سبلان، دماوند، ماکو - خوی و سهند این مناطق به ترتیب در اولویت های اول تا چهار تولید انرژی زمین گرمایی قرار دارند. خلاصه ای از نتایج اکتشافات به شرح زیر است:

منطقه سبلان: این منطقه شامل سه ناحیه مشکین شهر، برجلو و سرعین است که کلاً دارای ذخیره حرارتی برابر با 48×10^{18} ژول می باشد. سه ناحیه مشکین شهر، برجلو و سرعین به ترتیب اولویت دارای ذخایر انرژی حرارتی $14/8 \times 10^{18}$ ، $16/4 \times 10^{18}$ و $16/65 \times 10^{18}$ ژول می باشد. بطور متوسط ۴۰ درصد از این انرژی حرارتی موجود در مخزن قابل برداشت است. بنابراین انرژی حرارتی قابل استحصال $19/2 \times 10^{18}$ ژول می باشد. دو ناحیه مشکین شهر و برجلو برای تولید برق و ناحیه سرعین برای استفاده مستقیم از انرژی ژئوترمال پیشنهاد می شوند.

منطقه دماوند: منطقه دماوند نزدیک به تهران بوده و پتانسیل انرژی حرارتی آن در حدود $5/11 \times 10^{18}$ ژول برآورد گردیده است. این منطقه برای تولید برق با روش سیکل دو مداره و استفاده مستقیم پیشنهاد می شود.

منطقه ماکو - خوی: این منطقه در شمال غربی ایران واقع شده و از شمال و غرب با کشور ترکیه هم مرز می باشد. کل پتانسیل انرژی حرارتی موجود در منطقه حدود 40×10^{18} ژول برآورد شده

است. در این منطقه می‌توان از روش مستقیم انرژی زمین‌گرمایی نیز بهره‌گیری نمود. چون این منطقه از مناطق سردسیر کشاورزی کشور به شمار می‌آید لذا با استفاده مستقیم از انرژی حرارتی می‌توان در جهت گرم کردن محل مسکونی و صنایع کشاورزی و صنعتی اقدام نمود.

منطقه سهند: منطقه سهند با وسعت ۱۱ هزار کیلومترمربع مربوط به کوه آتشفشانی خاموش دوران کواترنر می‌باشد که در شمال غربی ایران و مابین شهرهای تبریز و مراغه واقع شده است. کل پتانسیل انرژی حرارتی این منطقه 23×10^{18} ژول برآورد گردیده است. جهت استفاده از انرژی زمین‌گرمایی این منطقه دو روش مستقیم و غیرمستقیم با روش سیکل دو مداره مناسب می‌باشد.

مناطق مستعد برای اکتشافات مقدماتی: براساس مطالعات زمین‌شناسی ۹ منطقه دیگر از کشور جهت اکتشافات مقدماتی پیشنهاد می‌شود. این مناطق عبارتند از منطقه تفتان و بزمان، منطقه کرمان، منطقه طبس، منطقه شیراز، منطقه مرکزی ایران، منطقه غرب، منطقه مشهد، منطقه جنوب و منطقه شرق.

طرحهای در دست اقدام: در حال حاضر وزارت نیرو پروژه‌هایی را به منظور شناسایی و بهره‌برداری از پتانسیل‌های این انرژی و امکان بومی ساختن تکنولوژیهای آن در دست اجرا دارد که به شرح زیر می‌باشد:

۱- پروژه پتانسیل‌سنجی انرژی زمین‌گرمایی در ایران

این پروژه در سال ۱۳۷۴ به وسیله کارشناسان معاونت امور انرژی وزارت نیرو تعریف گردیده و هم‌اکنون عملیات اجرایی آن آغاز گردیده است. در راستای انجام این پروژه نقشه‌های متفاوتی براساس خصوصیات زمین‌شناسی، شدت مغناطیسی، خطواره‌های مغناطیسی، مکان چشمه‌های معدنی و آبگرم کشور و ... تهیه گردیده است.

۲- پروژه استفاده مستقیم از انرژی زمین‌گرمایی در سرعین

پروژه مزبور با در نظر گرفتن درجه حرارت چشمه‌های آبگرم در سرعین و موقعیت شهر سرعین از نظر توریسم و جلب سرمایه برای بالا بردن سطح زندگی در منطقه و همچنین از نظر بومی ساختن تکنولوژی مورد نیاز پیشنهاد گردید. مطالعات مقدماتی در سالهای ۱۳۷۳ و ۱۳۷۴ به توسط کارشناسان معاونت انرژی صورت گرفت. این مطالعات همراه با پیشنهاداتی بدین شرح بود: تکمیل هر چه بیشتر مطالعات (زمین‌شناسی، ژئوفیزیک، ژئوشیمیای)، حفر چند گمانه برای تعیین درجه حرارت سیال، حفر

چاه اکتشافی، نصب مبدل حرارتی (معادل ۵ مگاوات برای هزار خانوار)، ساخت گلخانه و استخرهای درمانی. عملیات اجرایی این پروژه تا کنون مشتمل بر انجام کلیه مطالعات زمین‌شناسی، تکتونیکی، میکروسکوپی و بررسی خصوصیات فیزیکی چشمه‌های آبگرم بوده است که منجر به شناسایی محل حفر دو گمانه و اقدام به حفاری یکی از آنها تا عمق ۲۲۰ متری گردیده است.

۳- پروژه استفاده غیرمستقیم از انرژی زمین‌گرمایی جهت تولید الکتریسیته در ناحیه مشکین‌شهر این پروژه در منطقه سبلان و در پی مطالعات وزارت نیرو و مشاورین داخلی و خارجی، با هدف احداث اولین نیروگاه زمین‌گرمایی در ناحیه مشکین‌شهر پیشنهاد گردید. انجام خدمات تحقیق و مطالعه از سال ۱۳۷۴ شروع گردید. لذا روند عملیات اجرایی این طرح تا کنون بیشتر مطالعاتی بوده که مشتمل بر تهیه نقشه، نمونه‌برداری و تعیین محل دقیق چشمه‌های آبگرم و ... است.

۶-۵- سوخت‌های غیرتجاری

مساحت جنگل‌های ایران در سال ۱۳۷۴ بالغ بر $21/3$ میلیون هکتار بوده است. بیشترین مساحت جنگل‌های ایران به استانهای کهگیلویه و بویراحمد، فارس، خراسان و هرمزگان تعلق دارد. البته حدود $9/0$ درصد از مساحت جنگل‌های کشور در نواحی شمال کشور می‌باشد. با توسعه جنگل‌کاری در کشور بر مساحت جنگل‌ها در سال ۱۳۷۴ به میزان $8/7$ میلیون هکتار نسبت به سال گذشته افزوده گردید که این امر عمدتاً به علت افزایش جنگل‌کاری در استان کهگیلویه و بویراحمد بوده است. همچنین مساحت تخریب جنگل‌های ایران نسبت به سال ۱۳۷۳، 296755 هکتار بوده که این تخریب عمدتاً در استان‌های آذربایجان شرقی، بوشهر و استان سمنان (خارج از شمال) صورت گرفته است. میزان زیست‌جرم جنگل‌های کشور $556/2$ تن در هکتار می‌باشد که $446/0$ تن در هکتار آن در جنگل‌های شمال واقع شده است.

مساحت مراتع کشور در سال ۱۳۷۳، $85/7$ میلیون هکتار بوده که این رقم در سال ۱۳۷۴ به $90/0$ میلیون هکتار و زیست‌جرم آن به حدود ۱۲ میلیون تن بالغ گردید. میزان مراتع شمال کشور نسبت به سال گذشته افزایش چشم‌گیری داشته است.

تولید فرآورده‌های جنگلی و مرتعی در استان گیلان و مازندران روند صعودی داشت بطوریکه هیزم و گرده‌بینه عمده‌ترین محصولات تولیدی بوده‌اند. میزان برداشت مجاز و غیرمجاز هیزم در نواحی

شمالی ایران به ترتیب حدود ۶۳۶ و ۱۰۰ هزار مترمکعب برآورد گردیده است. در سال ۱۳۷۴ میزان برداشت غیرمجاز هیزم کل کشور معادل ۲۶۱۷۹۹۱ مترمکعب بود.

جدول (۵-۵): میزان تولید فرآورده‌های جنگلی در گیلان و مازندران در سالهای ۷۴-۱۳۶۷

(مترمکعب)

سال	گرده‌بین	چوب‌آلات الواری	گرده کاتین و لارده	تیر تونلی	هیزم	زغال	حجم کل تولید با تبدیل حجم زغال به هیزم
۱۳۶۷	۲۶۵۹۱۵	۱۶۵۹۱۷	۱۸۶۸۸۳	۲۲۷۳۹	۴۶۴۷۶۵	۱۴۴۵۳۷	۱۳۹۵۲۹۳
۱۳۶۸	۳۶۶۵۵۰	۱۸۹۳۲۵	۱۹۴۳۱۰	۲۰۹۵۳	۵۱۸۱۹۲	۱۳۶۵۸۶	۱۴۵۲۵۰۲
۱۳۶۹	۲۶۶۹۷۵	۱۶۹۰۰۷	۲۰۶۷۶۶	۱۷۵۸۶	۵۰۰۵۴۶	۱۱۲۸۱۵	۱۳۸۶۵۱۰
۱۳۷۰	۳۱۹۹۷۷	۱۷۲۶۹۱	۲۱۷۱۲۰	۲۰۰۷۹	۷۱۸۷۸۶	۱۰۹۸۳۹	۱۶۶۸۳۳۱
۱۳۷۱	۳۲۳۹۴۹	۱۸۶۸۴۸	۲۱۲۱۹۵	۱۷۸۳۹	۶۳۴۹۷۵	۱۰۵۶۷۵	۱۵۸۷۱۵۶
۱۳۷۲	۴۱۱۸۶۰	۱۷۰۲۰۴	۲۴۵۶۳۶	۱۴۶۳۴	۶۵۴۰۹۵	۱۱۳۱۳۶	۱۷۲۲۷۱۰
۱۳۷۳	۳۹۵۷۵۱	۱۷۷۶۵۸	۲۲۶۳۸۱	۲۵۵۲۲	۷۲۵۱۲۲	۱۰۴۸۶۵	۱۷۶۰۱۶۴
۱۳۷۴	۳۸۶۳۸۷	۱۵۹۰۵۷	۲۳۶۰۴۹	۱۸۷۶۵	۶۳۵۷۱۰	۳۰۰۱۰	۱۷۹۵۱۲۷

جدول (۵-۶): میزان تولید فرآورده‌های جنگلی و مرتعی در استانهای گیلان و مازندران

در سال ۱۳۷۴

(مترمکعب)

	گرده‌بین	چوب‌آلات الواری	گرده کاتین و لارده	تیر تونلی	هیزم	زغال	حجم کل تولید با تبدیل حجم زغال به هیزم
گیلان	۱۳۸۳۴۴	۲۸۳۶۵	۶۹۶۰۶	۱۷۱۲۸	۱۴۳۱۴۹	۷۲۱۴	۴۸۶۹۸۳
نوشهر	۳۳۱۲۱	۶۰۰۰۱	۵۹۶۲۸	۱۳۰	۵۲۶۱۹	۱۳۷۶۲	۳۲۳۴۷۸
ساری	۱۶۸۱۷۸	۴۵۲۳۰	۸۳۸۴۲	۷۸۳	۲۸۷۸۸۹	۸۲۳۳	۷۰۳۸۲۸
گرگان	۴۶۷۴۴	۲۵۴۶۱	۲۲۹۷۳	۷۲۴	۱۵۲۰۵۳	۸۰۱	۲۸۰۸۳۸

جدول (۷-۵): پراکندگی جنگل‌ها و مراتع کشور در سال ۱۳۷۴

منطقه	جنگل		مرتع	
	مساحت (هکتار)	زیست‌جرم (تن در هکتار)	مساحت (هکتار)	زیست‌جرم (تن در هکتار)
گیلان	۵۵۰۱۳۳	۱۳۵/۰	۴۶۷۱۶۷	۲۸۲۰۰۰
نوشهر	۳۲۰۳۹۸	۱۰۳/۰	۲۹۶۶۶۵	۱۶۸۰۰۰
ساری	۶۴۳۷۹۳	۱۰۹/۰	۹۰۸۶۰۲	۴۲۷۰۰۰
گرگان	۳۷۹۲۷۳	۹۳/۰	۱۳۳۱۶۷۵	۳۰۵۰۰۰
آذربایجان شرقی	۱۴۴۰۰۰	۱۵/۰	۲۲۷۴۳۷۰	۷۵۰۰۰۰
آذربایجان غربی	۱۷۴۰۰۰	۱۴/۰	۲۵۱۶۵۸۴	۶۲۷۰۰۰
اصفهان	۱۰۰۰۰۰	۳/۰	۶۵۴۶۳۵۳	۵۸۶۰۰۰
ایلام	۵۰۰۰۰۰	۱۲/۰	۱۲۰۱۸۷۹	۲۲۸۰۰۰
بوشهر	۳۳۰۰۰۰	۲/۰	۱۶۰۰۰۰۰	۱۲۲۰۰۰
تهران	۲۸۸۷۰	۲/۰	۱۷۹۵۰۰۰	۱۹۰۰۰۰
چهارمحال و بختیاری	۳۰۷۰۰۰	۱۲/۰	۱۰۹۳۰۰۰	۱۰۷۰۰۰
خراسان	۱۱۳۰۰۰۰	۲/۰	۱۲۵۰۰۰۰۰	۲۴۹۰۰۰۰
خوزستان	۴۵۰۰۰۰	۳/۰	۳۸۷۴۲۶۰	۷۸۸۰۰۰
زنجان	۱۰۰۰۰	۲/۵	۲۰۲۶۲۱۰	۸۴۰۰۰
سمنان خارج از شمال	۱۹۳۰۰۰	۳/۰	۵۵۰۰۰۰۰	۳۵۴۰۰۰
سمنان شمال	۳۱۵۶۰	۶/۰	—	—
اردبیل	—	—	۱۲۳۴۱۵۸	۳۸۸۰۰۰
سیستان و بلوچستان	۱۰۰۰۰۰۰	۳/۰	۱۱۸۰۰۰۰۰	۴۰۱۰۰۰
فارس	۱۲۰۰۰۰۰	۳/۵	۸۵۰۰۰۰۰	۸۸۴۰۰۰
کردستان	۳۰۰۰۰۰	۵/۰	۱۹۳۴۴۰۶	۶۰۷۰۰۰
کرمان	۷۸۰۰۰۰	۲/۰	۸۸۶۸۳۰۲	۶۷۵۰۰۰
کرمانشاه	۸۲۰۰۰۰	۸/۰	۷۳۶۴۳۵	۱۸۶۰۰۰
کهگیلویه و بویراحمد	۹۹۷۱۰۰۰	۸/۰	۷۲۴۳۰۰	۱۳۱۰۰۰
لرستان	۸۸۰۰۰۰	۶/۰	۱۲۶۱۱۵۱	۲۱۳۰۰۰
مرکزی	۲۳۳	۰/۵	۱۹۸۰۰۰۰	۲۰۹۰۰۰
هرمزگان	۱۱۰۰۰۰۰	۱/۵	۳۸۰۰۰۰۰	۲۴۲۰۰۰
همدان	۲۰۰	۲/۰	۱۳۵۱۴۸۳	۱۹۲۰۰۰
یزد	۱۰۰۰۰	۰/۲	۳۸۷۸۰۰۰	۱۸۵۰۰۰
جمع شمال	۱۹۲۵۱۵۷	۴۴۶/۰	۳۰۰۴۱۰۹	۱۱۸۲۰۰۰
جمع خارج از شمال	۱۹۴۲۸۳۰۳	۱۱۰/۲	۸۶۹۹۵۸۹۱	۱۰۶۳۹۰۰۰
جمع کل	۲۱۳۵۳۴۶۰	۵۵۶/۲	۹۰۰۰۰۰۰۰	۱۱۸۲۱۰۰۰



جمهوری اسلامی ایران

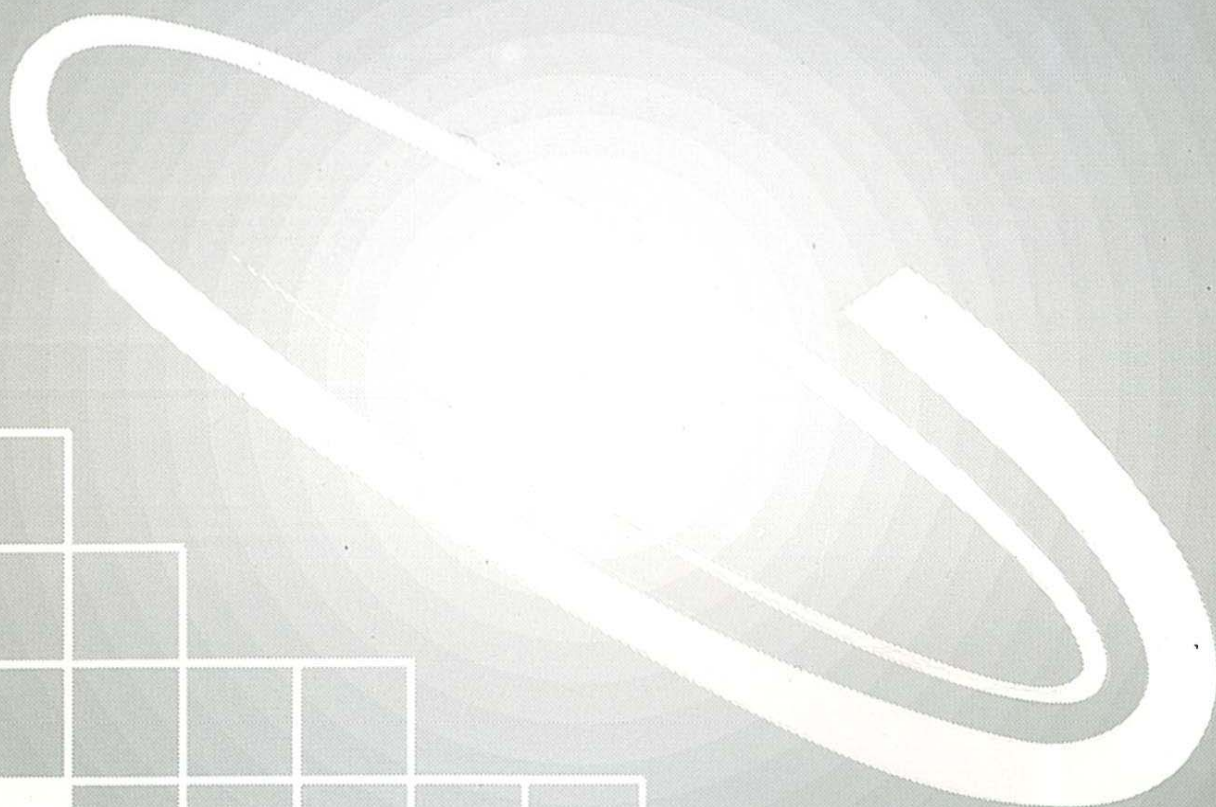
وزارت نیرو

امور انرژی

ترازنامه انرژی

سال ۱۳۷۴

عرضه کل انرژی اولیه و تقاضای نهایی



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



جمهوری اسلامی ایران

وزارت نیرو

امور انرژی

ترازنامه انرژی سال ۱۳۷۴

عرضه انرژی اولیه و تقاضای نهایی

دفتر برنامه‌ریزی انرژی

بهمن ماه ۱۳۷۵

تهیه شده در : دفتر برنامه ریزی انرژی
همکاران :

مهدی جوادی
فیروزه امینی

داریوش فروغی
رستم پیرعلی
افشین هنرور

ترازنامه انرژی سال ۱۳۷۴	:	نام نشریه
وزارت نیرو - معاونت انرژی	:	ناشر
دفتر برنامه ریزی انرژی	:	تهیه و تدوین
بهمن ماه ۱۳۷۵	:	تاریخ چاپ
۱۰۰۰ جلد	:	تیراژ
نیرو چاپ	:	چاپ

فهرست مطالب

<u>شماره</u>	<u>عنوان</u>	<u>صفحه</u>
	پیشگفتار	
۱	۱ : انرژی و توسعه اقتصادی	۱
۲	۲ : وضعیت ذخایر انرژی فسیلی کشور	۲
۲	۲-۱ : نفت خام	۲
۲	۲-۲ : گاز طبیعی	۲
۳	۲-۳ : زغال سنگ	۳
۴	۳ : وضعیت عرضه انرژی در کشور	۴
۴	۳-۱ : تولید	۴
۴	۳-۲ : واردات	۴
۵	۳-۳ : صادرات	۵
۶	۴ : مصارف انرژی به تفکیک بخش ها	۶
۶	۴-۱ : بخش خانگی و تجاری	۶
۸	۴-۲ : بخش صنعت	۸
۸	۴-۳ : بخش حمل و نقل	۸
۹	۴-۴ : بخش کشاورزی	۹
۱۰	۴-۵ : مصارف نیروگاهها و پالایشگاهها	۱۰
۱۰	۴-۵-۱ : نیروگاهها	۱۰
۱۱	۴-۵-۲ : پالایشگاهها	۱۱
۱۲	۵ : وضعیت انرژی به تفکیک حامل ها	۱۲
۱۲	۵-۱ : فرآورده های نفتی	۱۲
۱۳	۵-۲ : گاز طبیعی	۱۳
۱۵	۵-۳ : برق	۱۵
۱۷	۵-۴ : سوخت های جامد	۱۷
۱۷	۶ : انرژی و محیط زیست	۱۷
۱۹	۷ : جداول ترازنامه انرژی کل کشور	۱۹
۵۵	ضرایب تبدیل واحدهای متعارف انرژی	۵۵

فهرست جداول

شماره	عنوان	صفحه
۱-۱	وضعیت ذخایر و تولید سوخت‌های فسیلی در پایان سال ۱۳۷۴	۳
۷-۱	اطلاعات عمومی - روند شاخص‌های عمده اقتصاد انرژی	۲۰
۷-۲	اطلاعات عمومی - رشد سالانه شاخص‌های عمده اقتصاد انرژی	۲۲
۷-۳	عرضه کل انرژی اولیه و مصرف کل انرژی نهایی	۲۴
۷-۴	مصرف نهایی انرژی به تفکیک بخش‌ها	۲۷
۷-۵	عرضه برق کل کشور به تفکیک منابع و شاخص‌های جانشینی فرآورده‌های نفتی	۳۰
۷-۶	مصرف انرژی بخش‌های مختلف به تفکیک حامل‌های انرژی	۳۳
۷-۷	سهم انواع حامل‌های انرژی در عرضه انرژی اولیه	۳۵
۷-۸	سهم مصرف‌کنندگان نهایی در کل مصرف حامل‌های انرژی	۳۷
۷-۹	سهم بخش‌ها در کل مصرف نهایی انرژی	۳۹
۷-۱۰	سهم حامل‌های مختلف انرژی در تأمین انرژی بخش‌ها	۴۱
۷-۱۱	رشد سالانه عرضه انرژی اولیه و بخش تبدیلات به تفکیک اجزاء	۴۴
۷-۱۲	رشد سالانه مصرف نهایی حامل‌های انرژی در بخش‌های مختلف	۴۶
۷-۱۳	رشد سالانه عرضه برق و شاخص‌های جانشینی فرآورده‌های نفتی	۴۸
۷-۱۴	رشد سالانه مصرف انرژی در بخش‌های مختلف	۵۰
۷-۱۵	میزان انتشار آلاینده‌های ناشی از احتراق سوخت‌های فسیلی در بخش‌های مختلف	۵۲

فهرست نمودارها

شماره	عنوان	صفحه
۱	تولید ناخالص داخلی به قیمت ثابت سال ۱۳۶۱	۲۶
۲	روند عرضه انرژی اولیه و مصرف نهایی انرژی	۲۶
۳	روند عرضه انرژی اولیه سرانه و مصرف نهایی انرژی سرانه	۲۶
۴	روند تولید حامل‌های انرژی	۲۶
۵	روند صادرات نفت خام و فرآورده‌های نفتی	۲۶
۶	تلفات تبدیل بخش انرژی	۲۶
۷	مصرف نهایی فرآورده‌های نفتی به تفکیک بخش‌های مختلف	۲۹
۸	مصرف نهایی گاز طبیعی به تفکیک بخش‌های مختلف	۲۹
۹	مصرف نهایی سوخت‌های جامد به تفکیک بخش‌های مختلف	۲۹
۱۰	مصرف نهایی برق به تفکیک بخش‌های مختلف	۲۹
۱۱	مصرف نهایی حامل‌های انرژی	۲۹
۱۲	مصرف انرژی به تفکیک بخش‌ها	۲۹
۱۳	روند عرضه برق کل کشور	۳۲
۱۴	عرضه برق کل کشور به تفکیک منابع انرژی	۳۲
۱۵	عرضه برق کل کشور به تفکیک منابع تولیدکننده	۳۲
۱۶	سهم حامل‌های انرژی در کل مصرف انرژی بخش خانگی و تجاری	۴۳
۱۷	سهم حامل‌های انرژی در کل مصرف انرژی بخش صنعت	۴۳
۱۸	سهم حامل‌های انرژی در کل مصرف انرژی بخش کشاورزی	۴۳
۱۹	سهم منابع مختلف در تأمین انرژی مورد نیاز نیروگاه‌ها	۴۳
۲۰	مصرف سوخت پالایشگاه‌ها به تفکیک حامل‌های انرژی	۴۳
۲۱	سهم حامل‌های انرژی در کل مصرف نهایی انرژی	۴۳
۲۲	میزان انتشار NO_x در بخش‌های مختلف اقتصادی	۵۴
۲۳	میزان انتشار SO_x در بخش‌های مختلف اقتصادی	۵۴
۲۴	میزان انتشار CO در بخش‌های مختلف اقتصادی	۵۴
۲۵	میزان انتشار SPM در بخش‌های مختلف اقتصادی	۵۴

پیشگفتار

نشریه "ترازنامه انرژی سال ۱۳۷۴" در قالب ۳ مجموعه جداگانه تدارک دیده شده است که مشتمل بر تجزیه و تحلیل اطلاعات مربوط به جداول اصلی ترازنامه انرژی، تحولات بخش انرژی در داخل کشور، و تحولات و دورنمای جهانی بخش انرژی است. مجموعه حاضر به جداول ترازنامه انرژی کشور اختصاص دارد و در تهیه آن آخرین اطلاعات مربوط به ذخایر، تولید و مصرف انرژی در کشور مورد استفاده قرار گرفته است. در این مجموعه به منظور ارائه تصویر کلی از وضعیت انرژی در کشور، منابع و مصارف انرژی بطور مختصر مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته است. همچنین در رابطه با مسائل زیست محیطی، میزان انتشار آلاینده‌های مختلف حاصل از مصرف سوخت‌های فسیلی در بخش‌های مختلف محاسبه گردیده و روند آن بررسی شده است.

علاوه بر این جداول اطلاعاتی ترازنامه انرژی کل کشور به صورت دیسکت اطلاعاتی تهیه گردیده و در اختیار علاقمندان قرار خواهد گرفت.

چنانچه کیفیت گزارش حاضر ارتقاء پیدا کرده باشد قطعاً حاصل انتقادات و رهنمودهای محققین و کارشناسان بخش انرژی کشور است. در این زمینه بخصوص از راهنمایی‌های اساتید و محققین محترم عضو کمیته‌های فنی کمیته ملی انرژی جمهوری اسلامی ایران صمیمانه سپاسگزاری می‌نماید.

توفیق کلیه خدمتگزاران به جمهوری اسلامی ایران را از درگاه خداوند مسئلت داریم.

۱- انرژی و توسعه اقتصادی

افزایش فزاینده و بی‌رویه مصرف انرژی رشد و توسعه اقتصادی را بطور نامطلوبی تحت تأثیر قرار می‌دهد. برای تأمین مصرف فزاینده انرژی، نیاز به سرمایه‌گذاری بیشتر در بخش انرژی و واردات تجهیزات و تکنولوژیهای پیچیده تبدیل و انتقال انرژی است تا اینکه بتوان مازاد تقاضای انرژی را تأمین کرد. این امر باعث محدود شدن منابع اقتصادی، سرمایه و ارز در سایر بخش‌های اقتصادی شده و تأمین تقاضای کالاهای غیرانرژی جامعه را تحت تأثیر قرار می‌دهد. علاوه بر این کاهش صادرات حامل‌های انرژی را بدنبال دارد که باعث محدود شدن منابع ارزی کشور شده و به کُند شدن مسیر توسعه اقتصادی سایر بخش‌های اقتصادی منجر می‌شود.

به منظور احتراز از مشکلات فوق، تعدیل مصرف انرژی به نحوی که متوسط نرخ رشد آن در سالهای آتی از متوسط رشد تولید ناخالص داخلی تجاوز ننماید، ضروری است. به عبارت دیگر باید با اتخاذ سیاست‌های مدیریت مصرف، میزان انرژی را به ازای هر واحد تولید ناخالص داخلی کاهش داد.

مصرف سرانه انرژی، متوسط انرژی اختصاص یافته برای تأمین نیازهای مستقیم و غیرمستقیم انرژی یک فرد را در جامعه نشان می‌دهد. این شاخص معمولاً در جوامع در حال توسعه کمتر از جوامع توسعه یافته است. در سالهای ۷۴-۱۳۶۷، مصرف سرانه انرژی نهایی با نرخ رشد ۵/۸ درصد به ۹/۵ بشکه معادل نفت در سال ۱۳۷۴ رسید. این رقم در سال ۱۳۷۴ نسبت به سال قبل کاهش یافته و از ۹/۶ به ۹/۵ رسیده است. تولید ناخالص داخلی سرانه هر چند که در سالهای قبل از برنامه اول کاهش یافته است اما طی دوره ۷۴-۱۳۶۷ با نرخ رشد متوسط ۳/۵ درصد در سال از ۱۷۷/۸ هزار ریال در سال ۱۳۶۷ به ۲۲۵/۵ هزار ریال افزایش یافت اما نرخ رشد آن از نرخ رشد مصرف سرانه انرژی کمتر بوده است.

شدت مصرف انرژی در سال ۱۳۷۴ نسبت به سال قبل کاهش یافته و از ۵۴/۹ بشکه معادل نفت خام به میلیون ریال به ۵۴/۲ رسیده است. البته این رقم طی دوره ۷۴-۱۳۶۷ با رشد متوسط ۳/۲ درصد در سال از ۴۳/۵ بشکه معادل نفت خام به میلیون ریال در سال ۱۳۶۷ به ۵۴/۲ در سال ۱۳۷۴ افزایش

یافته است. اما این رقم در ده سال قبل از برنامه اول بالاتر و در حدود ۶ درصد در سال بوده است. ملاحظه می‌شود که طی سالهای برنامه اول و دوم توسعه اقتصادی - اجتماعی با اتخاذ سیاست‌های مدیریت انرژی و استفاده منطقی از حامل‌های انرژی و همچنین کاهش سهم نفت‌خام در تأمین انرژی مورد نیاز و جایگزینی گاز طبیعی، رشد شدت انرژی تعدیل شده است.

۲- وضعیت ذخایر انرژی فسیلی کشور

گاز طبیعی به عنوان عمده‌ترین ذخیره فسیلی

۲-۱- نفت خام:

بر اساس برآوردهای اخیر کل ذخایر نفت خام موجود در جای اولیه کشور در سال ۱۳۷۴، برابر ۵۰۶/۴۱ میلیارد بشکه بوده است که ۸۳/۱ درصد آن به ذخایر خشکی و مابقی به ذخایر فلات قاره تعلق دارد.

در سال ۱۳۷۴ کل ذخایر نفت خام بر اساس بازدهی اولیه و ثانویه نیز به ۷۵/۳ میلیارد بشکه بالغ گردید که ۸۴/۵ درصد آن در خشکی و ۱۵/۵ درصد آن در فلات قاره قرار دارد. اکتشاف بیشتر ذخایر فلات قاره نسبت به ذخایر خشکی سبب گردید که سهم ذخایر فلات قاره نسبت به کل ذخایر از ۸/۵ درصد در سال ۱۳۷۳ به ۱۵/۵ درصد در سال بعد ترقی یابد.

ذخایر شناخته شده قابل استحصال نیز در سال ۱۳۷۴ به ۵۰/۵ میلیارد بشکه رسید. از این میزان ۴۳/۶ میلیارد بشکه در خشکی و ۶/۹ میلیارد بشکه در فلات قاره قرار دارد. میزان کل بهره‌برداری از ذخایر نفتی از زمان آغاز فعالیت‌های استخراجی در ایران تا پایان سال ۱۳۷۴ به ۴۶/۲۸ میلیارد بشکه بالغ گردیده است.

۲-۲- گاز طبیعی:

ذخیره گاز طبیعی موجود در جای اولیه شامل گازهای موجود در میادین نفتی و گازی در سال ۱۳۷۴، ۲۹/۲۱ تریلیون مترمکعب (۱۸۴ میلیارد بشکه معادل نفت خام) بود که نسبت به سال قبل افزایش قابل

توجهی داشت. از این میزان ۶۴/۸ درصد در خشکی و ۳۵/۲ درصد در دریا قرار دارد. سهم گاز موجود در میادین نفتی و میادین مستقل گازی از کل ذخیره به ترتیب ۴۴/۳ و ۵۵/۷ درصد بود. ذخیره قابل استحصال گاز طبیعی در سال ۱۳۷۴ نیز به ۱۹/۳۵ تریلیون مترمکعب (۱۲۱/۹ میلیارد بشکه معادل نفت خام) رسید که سهم ذخایر موجود در خشکی و دریا به ترتیب ۶۰/۵ درصد و ۳۹/۵ درصد بود. از کل ذخیره موجود، ۱۱/۶۶ تریلیون مترمکعب از میادین مستقل گازی و ۷/۶۹ تریلیون مترمکعب از میادین نفتی قابل استحصال بود.

۲-۳. زغال سنگ:

بر اساس اطلاعات حاصل از آخرین فعالیت‌های اکتشافی حدود ۱۱/۳ میلیارد تن زغال سنگ تا پایان سال ۱۳۷۴ در کشور کشف شده است. این مقدار زغال سنگ معادل ۵۵/۳۱ میلیارد بشکه نفت خام بوده که از نظر ارزش حرارتی اندکی بیش از ذخایر قابل استحصال نفت خام کشور در سال ۱۳۷۴ می‌باشد. حدود ۶/۵ میلیارد تن از ذخایر یاد شده، قطعی بوده که معادل ۳۲ میلیارد بشکه نفت خام است. مناطق زغال دار ایران در پنج ناحیه متمرکز است که ۹۱/۱ درصد از کل منابع موجود فقط به دو ناحیه کرمان - نایبند و البرز اختصاص دارد. از کل ذخایر موجود حدود ۷ درصد متعلق به بخش خصوصی و ۹۳ درصد متعلق به دولت است.

خلاصه‌ای از وضعیت ذخایر سوخت‌های فسیلی در جدول زیر آورده شده است.

جدول (۱-۱): وضعیت ذخایر و تولید سوخت‌های فسیلی در پایان سال ۱۳۷۴

(میلیارد بشکه معادل نفت خام)

شرح	ذخایر قابل استحصال	سهم از کل ذخایر (درصد)	تولید سالانه	نسبت ذخایر به تولید (عمر ذخایر)
نفت خام	۵۰/۵	۲۴/۷	۱/۴۳۳	۳۵/۲
گاز طبیعی	۱۲۱/۹	۵۹/۶	۰/۲۸۶	۴۲۶/۲
زغال سنگ	۳۲/۰	۱۵/۷	۰/۰۰۵	۶۴۰۰
جمع	۲۰۴/۴	۱۰۰	۱/۷۲۴	—

۳- وضعیت عرضه انرژی در کشور

۳-۱- تولید

کاهش سهم نفت خام و افزایش سهم گاز طبیعی

تولید انرژی اولیه در سال ۱۳۷۴، نسبت به سال قبل $2/9$ درصد افزایش یافت و به $1738/8$ میلیون بشکه معادل نفت خام رسید. از این میزان سهم نفت خام، گاز طبیعی، سوختهای جامد، برق آبی و سوختهای غیر تجاری به ترتیب $82/4$ ، $16/5$ ، $0/3$ ، $0/6$ و $0/2$ درصد بود. مشاهده می‌گردد که کاهش سهم نفت خام در کل تولید انرژی اولیه دقیقاً معادل با افزایش سهم گاز طبیعی بوده است. در این سال تغییرات عمده در تولید منابع انرژی اولیه به نحوی بود که تولید سوختهای جامد، گاز طبیعی و نفت خام به ترتیب $17/04$ ، $10/5$ و $1/6$ درصد نسبت به سال قبل افزایش یافت. مشاهده می‌گردد که علیرغم پایین بودن نرخ رشد نفت تولید شده، این حامل هنوز هم بیشترین سهم را در تولید انرژی دارد.

۳-۲- واردات

نفت گاز؛ همچنان بیشترین فرآورده وارداتی

در سال ۱۳۷۴ واردات انرژی با $30/3$ درصد کاهش به $29/8$ میلیون بشکه معادل نفت خام رسید که علت عمده آن کاهش $35/3$ درصدی در واردات فرآورده‌های نفتی بود. در این سال علیرغم کاهش $63/8$ درصدی واردات نفت گاز و $11/9$ درصدی واردات نفت سفید نسبت به سال قبل، واردات بنزین $54/6$ درصد افزایش یافت. سهم بنزین، نفت گاز و نفت سفید از کل واردات فرآورده‌های نفتی به ترتیب برابر با $27/5$ ، $31/4$ و $41/1$ درصد بوده است. علل عمده کاهش واردات نفت گاز را می‌توان ناشی از افزایش قیمت، سیاست‌های وزارت نفت در مورد محدود نمودن تقاضا و سیاست‌های وزارت نیرو در استفاده بیشتر از سوخت‌های سنگین (نفت کوره) به جای نفت گاز ارزیابی نمود. علت کاهش واردات نفت سفید نیز علاوه بر دو عامل اول ذکر شده در مورد نفت گاز، کاهش مصرف آن به علت جایگزینی با گاز طبیعی بود. گرچه در این سال واردات سوخت‌های جامد

۴۱/۹ درصد رشد داشت ولی به لحاظ سهم اندک آن اثر چندانی بر کل واردات انرژی نگذاشت. بنابراین با توجه به مطالب ارائه شده، سهم واردات در کل عرضه انرژی از ۵/۹ درصد در سال ۱۳۷۳ به ۴ درصد در سال ۱۳۷۴ رسید. در این سال واردات فرآورده‌های نفتی در مقابل نفت‌خام صادراتی به ۵۰/۶ درصد رسید که نسبت به سال قبل کاهش قابل توجهی را نشان می‌دهد. و این امر بیان‌کننده آن است که در سال ۱۳۷۴ نفت‌خام بیشتری برای واردات فرآورده‌های نفتی صادر گردید.

۳-۳. صادرات

افزایش صادرات نفت‌خام و فرآورده‌های نفتی؛ عملی امکان‌پذیر

جایگزینی گاز طبیعی به جای فرآورده‌های نفتی سبب گردیده است که نفت‌خام و فرآورده‌های مازاد آن، به امر صادرات اختصاص یابد. صادرات انرژی در سال ۱۳۷۴ با ۱/۲ درصد رشد نسبت به سال گذشته به ۱۰۰۱/۲ میلیون بشکه معادل نفت‌خام رسید. در این سال صادرات گاز طبیعی متوقف شد و در مقابل صادرات نفت‌خام و فرآورده‌های آن افزایش یافت. بنابراین صادرات انرژی در سال ۱۳۷۴، منحصر به صادرات نفت‌خام و فرآورده‌های آن بود. البته در این سال معادل ۱۵۷ میلیون کیلووات‌ساعت برق به نخجوان در جمهوری آذربایجان صادر گردید. سهم صادرات از کل تولید انرژی در سال ۱۳۷۴ با اندکی کاهش نسبت به سال قبل به ۵۷/۶ درصد رسید. با توجه به روند صادرات و مصرف نفت‌خام و فرآورده‌های نفتی می‌توان گفت که کاهش مصرف نهایی فرآورده‌های نفتی در داخل کشور به معنای افزایش صادرات نفت‌خام و فرآورده‌های آن به خارج است.

صادرات نفت‌خام در سال ۱۳۷۴، ۹۳۴ میلیون بشکه بود که ۹۳/۳ درصد از کل صادرات می‌باشد. در این سال میزان صادرات فرآورده‌های نفتی بر حسب میلیون بشکه معادل نفت‌خام، بدین قرار بود: نفت‌کوره ۶۲/۴۶، نفتا ۳/۲۷، گازوئیل ۱/۱۹ و مقدار ناچیزی قیر. بدین ترتیب صادرات نفت‌کوره بیش از سایر فرآورده‌ها و معادل ۶/۲ درصد از کل صادرات انرژی بوده است. در سال مورد بررسی ۹۴/۱ درصد از کل صادرات نفت‌خام برای کسب درآمد ارزی و مابقی به منظور تأمین فرآورده‌های نفتی وارداتی صورت پذیرفت. حجم نفت‌خام صادراتی تخصیص یافته برای واردات فرآورده‌های نفتی به‌طور متوسط ۱۵۰ هزار بشکه در روز بود که با توجه به واردات ۷۵/۹ هزار

بشکه‌ای فرآورده‌های نفتی، به‌طور متوسط برای واردات هر بشکه فرآورده نفتی، دو بشکه نفت‌خام صادر گردیده است.

۴- مصارف انرژی به تفکیک بخش‌ها

کاهش سهم فرآورده‌های نفتی در ترکیب سبد مصرفی انرژی نهایی

مصرف نهایی انرژی در سال ۱۳۷۴ برابر با ۵۸۴/۰ میلیون بشکه معادل نفت‌خام بود که نسبت به سال ۱۳۷۳ حدود ۰/۴ درصد افزایش یافت. سهم فرآورده‌های نفتی، گاز طبیعی، برق و سوخت‌های جامد از این میزان مصرف به ترتیب ۶۰/۶، ۳۰/۱، ۷/۳ و ۲ درصد بود که گاز طبیعی، سوخت‌های جامد و برق به ترتیب با نرخ رشد‌های ۱۳/۲، ۱۱/۹ و ۳/۶ درصد نسبت به سال ۱۳۷۳ افزایش یافته اما مصرف فرآورده‌های نفتی ۵/۶ درصد نسبت به سال قبل کاهش یافته و از ۳۷۵/۲ میلیون بشکه معادل نفت‌خام در سال ۱۳۷۳ به ۳۵۴/۲ در سال ۱۳۷۴ رسید. این آمار به خوبی تغییر در ترکیب سبد انرژی مصرفی کشور را نمایان می‌سازد و به نحوی که در مصرف انرژی جهت‌گیری به سمت مصرف حامل‌های غیرنفتی بوده است. در این سال بخش خانگی و تجاری ۳۶/۲ درصد، بخش صنعت ۲۶/۸ درصد، بخش حمل و نقل ۲۳/۵ درصد، بخش کشاورزی ۵/۳ درصد و سایر مصرف‌کنندگان انرژی ۸/۱ درصد از کل مصرف نهایی انرژی کشور را به خود اختصاص داده‌اند. بالا بودن سهم مصرف بخش خانگی و تجاری نشان‌دهنده الگوی نامناسب مصرف انرژی است زیرا فعالیت‌های غیر مولد قسمت اعظم مصرف انرژی را به خود اختصاص داده‌اند.

۴-۱- بخش خانگی و تجاری

عمده‌ترین بخش مصرف‌کننده انرژی

میزان مصرف انرژی در بخش خانگی و تجاری در سال ۱۳۷۴ با ۰/۳۷ درصد کاهش نسبت به سال قبل بالغ بر ۲۱۱/۶ میلیون بشکه معادل نفت‌خام گردید. در این سال سهم حامل‌های انرژی در

مصرف انرژی نهایی بخش خانگی و تجاری عبارتند از: فرآورده‌های نفتی ۵۵/۰ درصد، گاز طبیعی ۳۳/۱ درصد، برق ۱۰/۶ درصد و سوخت‌های جامد ۱/۳ درصد.

در سال ۱۳۷۴ مصرف فرآورده‌های نفتی در این بخش برابر با ۱۹/۸ میلیون مترمکعب بود و نسبت به سال گذشته ۶/۶ درصد کاهش داشت. سهم انواع فرآورده‌های نفتی در کل مصرف فرآورده‌های نفتی بخش خانگی و تجاری عبارت است از: گازمایع ۱۵/۵ درصد، بنزین موتور ۰/۳ درصد، نفت سفید ۵۰/۳ درصد، نفت گاز ۱۷/۸ درصد و نفت کوره ۱۶ درصد. با مقایسه میزان مصرف انواع فرآورده‌های نفتی با سال گذشته چنین می‌توان بیان کرد که در این سال نیز نفت سفید با دارا بودن نیمی از سهم مصرف فرآورده‌های نفتی، عمده‌ترین فرآورده‌های نفتی مصرفی در بخش خانگی و تجاری می‌باشد. در عین حال در بخش تجاری نفت کوره عمده‌ترین فرآورده نفتی است که به مصرف می‌رسد. مصرف سرانه فرآورده‌های نفتی هر خانوار در سال ۱۳۷۴ برابر با ۱/۲ مترمکعب بود.

مصرف گاز طبیعی در این بخش طی سال ۱۳۷۴ با ۱۲/۹ درصد افزایش نسبت به سال گذشته به میزان ۱۱۱۲۵/۳ میلیون مترمکعب رسید. بخش اعظمی از رشد مصرف گاز طبیعی به دلیل افزایش تعداد انشعابات و مصرف‌کنندگان گاز طبیعی در این بخش می‌باشد. مصرف سرانه گاز طبیعی هر مصرف‌کننده خانگی و تجاری طی این سال برابر با ۴۲۸۶/۸ مترمکعب بود که نسبت به سال ۱۳۷۳ (۴۳۱۸/۶ مترمکعب) ۰/۷ درصد کاهش داشت که ناشی از افزایش تعرفه قیمتی گاز طبیعی ارزیابی می‌شود.

در سال ۱۳۷۴ در بخش خانگی و تجاری بیشتر از ۳۷ تراوات ساعت انرژی الکتریکی به مصرف رسید که نسبت به سال ۱۳۷۳ از رشدی معادل ۲ درصد برخوردار بود. در این سال مصرف سرانه انرژی الکتریکی هر خانوار برابر ۱۸۹۸/۶ کیلووات ساعت بود. تعداد مشترکین این بخش در سال ۱۳۷۴، ۴/۷ درصد رشد داشت و سرانه مصرف برق هر مشترک در سال ۱۳۷۴ تقریباً معادل ۳۰۵۴/۸ کیلووات ساعت بود.

مصرف سوخت‌های جامد در بخش خانگی و تجاری طی سال ۱۳۷۴، ۱۸/۹ درصد کاهش یافت و برابر با ۲/۷ میلیون بشکه معادل نفت خام گردید. که قسمت اعظمی از این کاهش ناشی از کاهش مصرف زغال‌چوب به دلیل بهبود وضعیت توزیع فرآورده‌های نفتی در فصل زمستان می‌باشد.

افزایش مصرف گازطبیعی در بخش صنعت

در سال ۱۳۷۴ مصرف انرژی بخش صنعت برابر با ۱۵۶/۸ میلیون بشکه معادل نفت خام بود که نسبت به سال قبل ۳/۸ درصد افزایش یافت. سهم فرآورده‌های نفتی، گازطبیعی و برق در مصرف انرژی این بخش در سال ۱۳۷۴ به ترتیب ۳۰/۶، ۵۳/۵ و ۱۰/۲ درصد بوده در حالیکه در سال ۱۳۶۷ ترکیب مصرف حامل‌های مذکور به ترتیب ۶۹، ۱۷ و ۷ درصد بوده است. این ارقام نشان می‌دهد که ترکیب مصرف انرژی بخش صنعت نسبت به ابتدای برنامه اول به کلی متحول شده و گازطبیعی به مقدار زیاد و همچنین برق جایگزین فرآورده‌های نفتی شده است. قابل ذکر است که مصرف فرآورده‌های نفتی نسبت به سال ۱۳۷۳، ۰/۸ درصد افزایش یافته در حالی که رشد مصرف گازطبیعی و برق به ترتیب ۳/۴ و ۵/۲ بوده است. این امر نشان می‌دهد که در سال اخیر جایگزینی برق با فرآورده‌های نفتی نسبت به گازطبیعی بیشتر بوده است.

مقدار انرژی مصرفی برای یک میلیون ریال ارزش افزوده (به قیمت ثابت سال ۱۳۶۱) در سال ۱۳۷۴ برابر با ۶۹/۲ بشکه معادل نفت بوده که طی دوره ۱۳۵۳-۷۴ بطور متوسط سالیانه حدود ۲ درصد رشد داشته است. البته افزایش شدت انرژی بخش صنعت طی سالهای برنامه‌های اول و دوم تعدیل شده و حتی در سال ۱۳۷۴ نسبت به سال قبل کاهش یافته و از ۷۳/۳ بشکه به میلیون ریال به ۷۱/۹ رسیده است. روند مزبور نشان می‌دهد برای تولید و عرضه یک واحد محصول در بخش صنعت مقدار بیشتری انرژی مصرف شده است. افزایش شدت انرژی در بخش صنعت ناشی از تحولات ساختاری در جهت گسترش صنایع انرژی‌بر و افزایش سهم محصولات این صنایع در کل صنعت، تغییر ترکیب عوامل تولید و مصرف بیشتر انرژی در فرآیندهای تولیدی به جهت ارزان بودن انرژی، عدم اعمال مدیریت مصرف انرژی و وقوع تحولات فنی می‌باشد. با اتخاذ سیاست‌های مدیریت مصرف انرژی و افزایش قیمت حامل‌های انرژی به صورت نسبی طی سالهای اخیر، روند افزایش شدت انرژی تعدیل شده است.

۴-۳. بخش حمل و نقل

بخش حمل و نقل تنها بخشی است که تقریباً فقط از فرآورده‌های نفتی به عنوان منبع تأمین انرژی

بهره می‌گیرد. طی سال ۱۳۷۴ مصرف انرژی در این بخش برابر با ۱۳۷/۲ میلیون بشکه معادل نفت خام بود که نسبت به سال قبل حدود یک درصد افزایش داشت. این رشد کم ناشی از آن بود که واردات کالا به میزان ۱۵ درصد و صادرات کالاهای غیر نفتی به میزان ۱۲ درصد طی سال ۱۳۷۴ نسبت به سال ۱۳۷۳ کاهش داشت و در نتیجه ۳۵ درصد از ظرفیت کامیون‌های کشور بلااستفاده ماند.

طی سال ۱۳۷۴، در بخش حمل و نقل مجموعاً ۱۳/۲ میلیون مترمکعب سوخت مصرف شد که سهم هر یک عبارت است از: گازمایع ۰/۲ درصد، بنزین موتور ۴۸/۵ درصد، نفت گاز ۴۷/۵ درصد، نفت کوره ۰/۴ درصد، سوخت هواپیما (A.T.K) ۲/۸ درصد و سوخت جت (J.P.4) ۰/۶ درصد.

قابل ذکر است که نفت کوره مصرفی در این بخش به کشتی‌رانی داخلی اختصاص دارد و در سال ۱۳۷۴ به دلیل وضعیتی که در بالا شرح داده شد مصرف سوخت این کشتی‌ها هم به حداقل ممکن رسید و سهم نفت کوره در مجموع سوخت مصرفی این بخش از ۲/۱ درصد در سال ۱۳۷۳ به ۰/۴ درصد در سال ۱۳۷۴ رسید.

۴-۴- بخش کشاورزی

در بخش کشاورزی انرژی عمدتاً برای تأمین نیروی تلمبه‌های آبیاری و نیروی محرکه ماشین‌آلات مورد استفاده قرار می‌گیرد و برق و گازوئیل از عمده‌ترین حامل‌های انرژی در این بخش می‌باشد.

در سال ۱۳۷۴ مصرف انرژی در بخش کشاورزی برابر با ۳۰/۹ میلیون بشکه معادل نفت خام بود که نسبت به سال ۱۳۷۳ حدود ۹/۴۵ درصد کاهش یافت. در این سال سهم مصرف فرآورده‌های نفتی به ۸۹/۵ درصد رسید و مابقی به مصرف برق در این بخش اختصاص یافت. در طی این سال سهم مصرف فرآورده‌های نفتی کاهش داشت و به همان نسبت به سهم مصرف برق در این بخش افزوده شد به عبارت دیگر در سال ۱۳۷۴ روشنایی برق تا حدودی افزایش مصرف نفت سفید را کند کرد و همچنین تعدادی از موتور پمپ‌های کشاورزی به جای گازوئیل از برق به عنوان نیروی محرکه استفاده کردند.

در این سال مصرف فرآورده‌های نفتی در بخش کشاورزی با ۱۰/۸ درصد رشد منفی از ۵۰۱۴/۶ به ۴۴۷۱/۹ هزار مترمکعب رسید. سهم هر یک از فرآورده‌های نفتی در این سال عبارتند از: بنزین موتور ۰/۹ درصد، نفت سفید ۶/۷ درصد، نفت گاز ۹۲/۳ درصد.

در سال ۱۳۷۴ مصرف برق در بخش کشاورزی برابر با ۵۴۰۲ میلیون کیلووات ساعت شد که نسبت به سال قبل ۴/۵ درصد رشد یافت. سرانه مصرف برق مشترکین کشاورزی در سال ۱۳۷۴ برابر با ۰/۱۶ میلیون کیلووات ساعت گردید. طی این سال شدت انرژی در این بخش با احتساب ارزش افزوده این بخش به قیمت ثابت سال ۱۳۶۱ (۳۷۳۹/۴ میلیارد ریال) معادل ۸/۳ بشکه به میلیون ریال شد که نسبت به سال ۱۳۷۳، ۱۲/۶ درصد کاهش یافت. با توجه به رشد ارزش افزوده این بخش در سال ۱۳۷۴ (۳/۷ درصد) مشاهده می‌کنیم که کاهش مصرف انرژی در این بخش می‌تواند نشانه بکارگیری مناسب انرژی ارزیابی شود. ملاحظه می‌شود که انرژی‌بری کشاورزی در مقایسه با صنعت و خدمات در سطح پایین‌تری قرار دارد و در این بخش تولید یک میلیون ریال ارزش افزوده با مصرف انرژی کمتری در مقایسه با سایر اجزاء نظام اقتصادی امکان‌پذیر است و سهم سایر عوامل تولید در ارزش افزوده بخش کشاورزی بیشتر از انرژی است.

۴-۵. مصارف نیروگاهها و پالایشگاهها

طی چند سال اخیر به دلیل راه‌اندازی طرحهای بزرگ نیروگاهی و پالایشگاهی در کشور مصرف انرژی در نیروگاهها و پالایشگاهها افزایش چشمگیری نسبت به سالهای گذشته داشته است. در سال ۱۳۷۴ مجموعاً ۱۷۸/۱ میلیون بشکه معادل نفت خام در پالایشگاهها و نیروگاههای کشور برای تولید انواع فرآورده‌های نفتی و برق به مصرف رسید که نسبت به سال ۱۳۷۳ حدود ۴/۵ درصد افزایش یافت. این رقم طی دوره ۷۴-۱۳۶۷ (سالهای برنامه اول و دوم توسعه) بطور متوسط سالیانه ۸/۶ درصد رشد یافته است.

۴-۵-۱. نیروگاهها

رشد مداوم مصرف گاز طبیعی در نیروگاهها

کل مصرف انرژی نیروگاههای کشور در سال ۱۳۷۳ برابر با ۱۴۳/۰ میلیون بشکه معادل نفت خام بود که با رشدی معادل ۳/۷ درصد در سال ۱۳۷۴ به میزان ۱۴۸/۳ میلیون بشکه معادل نفت خام رسید. در سال ۱۳۷۴ سهم هر یک از حامل‌های انرژی در مصرف انرژی نیروگاههای کشور عبارتند

از: فرآورده‌های نفتی ۳۵/۱ درصد، گاز طبیعی ۵۷/۲ درصد، انرژی آبی ۷/۷ درصد. در کل نسبت به سال ۱۳۷۳ از سهم فرآورده‌های نفتی ۱/۵۰ واحد و انرژی آبی ۰/۴۷ واحد کاسته شد و به سهم گاز طبیعی ۱/۹۷ واحد افزوده شد.

در سال ۱۳۷۴ مصرف فرآورده‌های نفتی در نیروگاه‌های کشور برابر با ۷۷۵۳ هزار مترمکعب بود که نسبت به سال ۱۳۷۳، حدود ۰/۵ درصد کاهش یافت. سهم مصرف نفت‌کوره در کل مصرف فرآورده‌های نفتی در نیروگاه‌ها برابر با ۸۵/۲ درصد است و مابقی به مصرف نفت‌گاز تعلق دارد. در طی این سال حدود ۱۳/۵ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی در نیروگاه‌ها به مصرف رسید که نسبت به سال قبل ۷/۴ درصد افزایش داشت.

همچنین تولید برق از انرژی آبی طی سال ۱۳۷۴، ۲/۳ درصد کاهش یافت و از ۱۱/۶ به ۱۱/۳ میلیون بشکه معادل نفت‌خام رسید. نسبت مصرف از انرژی به واحد تولید برای نیروگاه‌ها در سال ۱۳۷۴ برابر با ۱/۸۵ بشکه به ازای هر هزار کیلووات‌ساعت بود که با توجه به رقم سال گذشته تغییر چندانی نداشته است و روند رشد تولید برق و مصرف سوخت برای نیروگاه‌ها تقریباً یکسان بوده است (حدود ۳/۸ درصد).

۲-۵-۴. پالایشگاه‌ها

نفت‌کوره عمده‌ترین سوخت پالایشگاه

در سال ۱۳۷۴ مصرف انرژی پالایشگاه‌های کشور معادل ۲۹/۸ میلیون بشکه معادل نفت‌خام بود که نسبت به سال قبل ۹ درصد رشد داشت. در این سال سهم فرآورده‌های نفتی در تأمین احتیاجات انرژی پالایشگاه‌ها ۵۳/۱ درصد، گاز طبیعی ۴۴/۵ درصد، و برق ۲/۴ درصد بود. باید خاطر نشان ساخت که سهم مصرف گاز طبیعی در سال ۷۴ نسبت به سال ۷۳ افزایش یافته و در مقابل فرآورده‌نفتی کمتری مصرف شده است. این امر در جهت تأکید بیشتر بر مصرف سوخت‌های سنگین در پالایشگاه‌ها و همسو با سیاست‌های الگوی مصرف انرژی در کشور می‌باشد. همچنین سهم مصرف برق نیز در کل مصرف انرژی پالایشگاه‌ها نسبت به سال گذشته کاهش یافته است.

طی این سال ۲۳۸۶ هزار مترمکعب فرآورده نفتی به عنوان سوخت در پالایشگاه‌ها به مصرف رسید.

از این میزان ۸۱ درصد نفت کوره، ۱۵/۲ درصد نفت گاز و ۳/۸ درصد گازمایع مصرف شد. بنابراین نسبت به سال ۱۳۷۳ سهم مصرف گازمایع و نفت کوره اضافه شد (به ترتیب ۰/۱ و ۱/۵ واحد) و از سهم مصرف نفت گاز ۱/۶ درصد کاسته شد.

مصرف گاز طبیعی طی سال ۱۳۷۴ در پالایشگاههای کشور ۱۲/۲ درصد رشد داشت و از ۱/۹ میلیارد مترمکعب به ۲/۱ رسید. در عین حال مصرف برق ۸/۵ درصد کاهش داشت و از ۱/۳ به ۱/۲ میلیون کیلووات ساعت در سال رسید.

در این سال مصرف سوخت پالایشگاه به ازاء هر هزار بشکه تولید فرآورده نفتی برابر با ۱/۱۳۳ بشکه معادل نفت خام بود که نسبت به سال ۱۳۷۳ حدود ۶/۳ درصد افزایش یافته است. در عین حال تولید پالایشگاهها ۲/۳ درصد و مصرف سوخت ۹ درصد رشد داشت که نشان دهنده بهینه سازی مصرف سوخت در پالایشگاهها باید به اجرا درآید تا رشد مصرف سوخت و تولید هماهنگ گردد.

۵. وضعیت انرژی به تفکیک حاملها

۵.۱. فرآوردههای نفتی

فرآوردههای نفتی عمدهترین حامل انرژی مورد مصرف

تولید فرآوردههای نفتی در سال ۱۳۷۴ معادل ۴۴۵/۲ میلیون بشکه نفت خام بود که سهم هر یک از فرآوردههای نفتی در کل تولید بدین شرح است: نفت گاز ۲۸/۴، نفت کوره ۳۶/۲، بنزین موتور ۱۳/۴، نفت سفید ۱۱/۶، گازمایع ۲/۷ و سایر فرآوردههای نفتی ۷/۷ درصد.

ارقام فوق گویای این مسئله است که میزان تولید فرآوردههای سنگین نفتی در برخی از پالایشگاههای کشور به دلیل عدم تجهیز به واحدهایی نظیر واحدهای ایزوماکس بالا بوده و لذا توجه به سرمایه گذاری در این زمینه ضروری است.

حمل فرآوردههای مورد نظر در این سال بوسیله خطوط لوله، راه آهن، تانکرهای جاده پیما و کشتی صورت گرفته است که سهم هر یک از این وسایل در کل حمل و نقل فرآوردهها به ترتیب ۶۵/۴۷ درصد، ۱۰/۴۸ درصد، ۲۳/۹۸ درصد و ۰/۰۷ درصد بود. در این سال سهم تانکرهای جاده پیما از حمل و نقل فرآوردههای نفتی کاسته شد و در عوض به سهم مخزن دارهای راه آهن افزوده گردید.

قابل ذکر است که مقایسه هزینه تمام شده حمل و نقل فرآورده‌های نفتی نشان می‌دهد که کمترین هزینه حمل و نقل به خطوط لوله اختصاص دارد (۳/۱۵ ریال به ازاء هر تن در کیلومتر). هزینه حمل در سایر وسایل مختلف بشرح ذیل می‌باشد: راه‌آهن ۲۲/۹، تانکر زمینی ۳۰/۷۴ و کشتی ۲۳۷/۹۴ ریال به ازاء هر تن در کیلومتر می‌باشد. بدین ترتیب متوسط هزینه حمل فرآورده‌ها معادل ۱۲ ریال به ازاء هر تن در کیلومتر می‌باشد.

مصرف نهایی فرآورده‌های نفتی در سال ۱۳۷۴ با ۵/۶ درصد کاهش نسبت به سال قبل به ۳۵۴/۲ میلیون بشکه معادل نفت خام رسید. سهم هر یک از بخش‌های اقتصادی کشور در این میزان مصرف بدین قرار بود: بخش حمل و نقل ۳۸/۸، بخش خانگی و تجاری ۳۲/۹، بخش صنعت ۱۳/۵، و بخش کشاورزی ۷/۸ و ۷ درصد از کل مصرف فرآورده‌های نفتی نیز مربوط به مصارف غیر انرژی بود. در سال مورد بررسی مصرف فرآورده‌های نفتی در دو بخش خانگی- تجاری و کشاورزی نسبت به سال گذشته، کاهش و در سایر بخش‌ها افزایش نشان می‌دهد.

در سال ۱۳۷۴ از کل مصرف نهایی فرآورده‌ها ۳/۹ درصد به گازمایع، ۱۸/۱ درصد به بنزین، ۱۷/۵ درصد به نفت سفید، ۳۶/۳ درصد به گازوئیل و ۱۵/۸ درصد به نفت کوره و مابقی به سایر فرآورده‌ها اختصاص داشت.

در سال ۱۳۷۴ بخش خانگی- تجاری با مصرف ۹۸/۸ درصد از کل عرضه گازمایع و ۹۵ درصد از کل مصرف نهایی نفت سفید بزرگترین مصرف‌کننده این فرآورده‌ها بود. بخش حمل و نقل نیز با مصرف ۹۸/۴ درصد از کل عرضه بنزین و ۵۳/۳ درصد از کل مصرف نهایی نفت گاز، بزرگترین مصرف‌کننده این فرآورده‌ها بوده است. همچنین بخش صنعت به عنوان بزرگترین مصرف‌کننده نفت کوره، ۶۰/۲ درصد از کل مصرف نهایی این فرآورده را به خود اختصاص داد.

۵-۲. گاز طبیعی

گاز طبیعی جانشینی مناسب برای فرآورده‌های نفتی

میزان متوسط برداشت روزانه گاز غنی از میادین مختلف کشور در سال ۱۳۷۴ بالغ بر ۲۱۷/۳۵ میلیون مترمکعب بود که این میزان شامل ۳۷/۷ درصد گاز همراه، ۲۳/۹ درصد گاز کلاهدک و ۳۸/۴

درصد گاز میادین مستقل بود. متوسط روزانه گاز سوزانده شده در خشکی و دریا ۳۲/۴۵ میلیون مترمکعب بود. همچنین میزان گاز تزریق شده با ۸/۳ درصد کاهش نسبت به سال قبل به ۵۴/۵۶ میلیون مترمکعب رسید که این امر سبب گردید گاز تحویلی به شرکت ملی گاز افزایش یافته و به ۱۰۶/۹۱ میلیون مترمکعب در روز برسد. با توجه به اینکه بخشی از گاز تولیدی مستقیماً به مصارف عملیاتی شرکت نفت و شرکت‌های پتروشیمی اختصاص می‌یابد لذا تولید گاز طبیعی در سال ۱۳۷۴ بالغ بر ۴۵/۴۶ میلیارد مترمکعب (معادل ۲۸۶/۴ میلیون بشکه نفت خام) بوده است که نسبت به سال گذشته ۱۰/۵۴ درصد رشد داشت.

در سال ۱۳۷۴، ۴۵۱/۷۷ کیلومتر خطوط انتقال جدید در مناطق مختلف کشور احداث گردید. در این سال طول شبکه‌گذاری گاز نیز در کل کشور ۲۴۷۸ کیلومتر بود که بیشترین میزان شبکه‌گذاری به ترتیب در سه استان اصفهان، تهران و خراسان صورت گرفته است.

در همین سال مصرف نهایی گاز طبیعی با ۱۳/۲ درصد افزایش نسبت به سال قبل به ۱۷۵/۴ میلیون بشکه معادل نفت خام رسید. سهم هر یک از بخش‌های خانگی - تجاری و صنعت به ترتیب ۳۹/۹ درصد و ۴۷/۸ درصد بود و مابقی به مصارف غیر انرژی اختصاص داشت. مصرف گاز طبیعی در هر یک از دو بخش خانگی - تجاری و صنعت نسبت به سال ۱۳۷۳ افزایش یافت. البته رشد مصرف گاز طبیعی در بخش خانگی - تجاری در مقایسه با بخش صنعت از شدت بیشتری برخوردار بود.

سهم گاز طبیعی از کل مصرف نهایی انرژی در سال ۱۳۷۴ حدود ۳۰ درصد بوده است که نسبت به سال قبل ۳ درصد افزایش یافته است در حالی که در این سالها سهم فرآورده‌های نفتی ۴ درصد تقلیل پیدا کرده است. ارقام دوره ۱۳۶۷-۷۴ نشان می‌دهد که تغییرات اساسی در الگوی مصرف انرژی ایجاد شده است بطوریکه سهم گاز طبیعی طی دوره مذکور سه برابر شده و از حدود ۱۰ درصد در سال ۱۳۶۷ به حدود ۳۰ درصد در سال ۱۳۷۴ رسیده است و در مقابل سهم فرآورده‌های نفتی کاهش یافته است. این پدیده در جهت تحقق سیاست‌های اتخاذ شده توسط دولت بر اساس اهداف برنامه اول و دوم توسعه مبنی بر گسترش امکانات مصرف گاز طبیعی می‌باشد و طی آن اولاً امکان صادرات بیشتر نفت خام فراهم شود و ثانیاً مصرف گاز طبیعی به عنوان یک سوخت پاکیزه‌تر و ارزان‌تر از فرآورده‌های نفتی توسعه می‌یابد.

تعداد مصرف‌کنندگان گازطبیعی در انتهای سال ۱۳۷۴ با ۱۳/۷ درصد رشد به ۲۵۹۶/۵ هزار مصرف‌کننده بالغ گردید. لذا مصرف سرانه گازطبیعی نسبت به سال گذشته تغییر چندانی نداشت. همچنین علیرغم رشد ۱۳/۷ درصدی در تعداد مصرف‌کنندگان بخش خانگی و تجاری، مصرف سرانه در این بخش تقریباً ثابت ماند و مصرف سرانه بخش صنعت نیز اندکی کاهش یافت (حدود ۱/۸ درصد).

۵.۳ - برق

افزایش سهم بخش‌های مولد از مصرف برق

تولید برق در سال ۱۳۷۴، ۸۵۴۱۱/۶۸ میلیون کیلووات‌ساعت بود که ۳/۹ درصد بیش از سال ۱۳۷۳ می‌باشد. از کل میزان برق تولید شده ۹۱/۵ درصد آن متعلق به نیروگاههای حرارتی و ۸/۵ درصد آن مربوط به برق آبی بود. همچنین ۹۳/۷ درصد از این مقدار توسط وزارت نیرو و مابقی بوسیله صنایع و بخش خصوصی تولید گردیده است. در این سال تولید سرانه برق کشور به ۱۳۸۷/۵۷ کیلووات‌ساعت رسید که نسبت به سال قبل ۲/۳ درصد رشد داشت.

قدرت اسمی نیروگاههای کشور در سال ۱۳۷۴ به ۲۶۵۷۱ مگاوات رسید که ۸۲/۵ درصد آن به وزارت نیرو و ۱۷/۵ درصد بقیه به صنایع بزرگ و سایر مؤسسات اختصاص داشت. در این سال که اولین سال اجرای برنامه دوم توسعه می‌باشد ۱۴۵۴ مگاوات به قدرت اسمی نیروگاهها افزوده گردید که نسبت به سالهای ابتدای برنامه اول تفاوت قابل ملاحظه‌ای دارد. میانگین قدرت عملی نیروگاههای کشور در سال ۱۳۷۴ معادل ۲۳۸۵۰ مگاوات بود که نسبت به سال قبل ۳/۴ درصد افزایش پیدا کرد. سهم انواع نیروگاهها در این سال از کل قدرت عملی وزارت نیرو بدین ترتیب بود: نیروگاههای آبی ۹/۸ درصد، نیروگاههای بخاری ۵۶ درصد، نیروگاههای گازی ۳۱/۸ درصد و نیروگاههای دیزلی ۲/۴ درصد. در سال مورد بررسی طول خطوط شبکه انتقال ۲۱۷۶۷ کیلومتر، شبکه فوق توزیع ۳۳۶۵۸ کیلومتر، شبکه توزیع فشار متوسط ۱۶۶۹۱۷ کیلومتر و شبکه توزیع فشار ضعیف ۱۷۷۹۵۵ کیلومتر بود. به این ترتیب در هر کیلومتر مترمربع از خاک کشور ۳۴ متر مدار خط فشار قوی و ۲۱۱/۵ متر خط توزیع وجود دارد. با فراهم آمدن امکانات ساخت خطوط در داخل کشور روند توسعه شبکه انتقال و توزیع نیرو مطابق با اهداف برنامه بوده و در بعضی موارد حتی جلوتر از برنامه حرکت نموده است.

در سال ۱۳۷۴ مصرف برق معادل ۷۱۲۲۱/۹ میلیون کیلووات ساعت بود که نسبت به سال قبل ۳/۶ درصد رشد داشته است. سهم مصرف هر یک از بخش‌های خانگی - تجاری، صنعت و کشاورزی به ترتیب ۵۲/۳، ۳۷/۶ و ۷/۶ درصد بوده است. با توجه به سهم بالای بخش خانگی نسبت به سایر بخش‌ها الگوی مصرف برق در ایران بیشتر در جهت مصارف خانگی - تجاری است. لذا الگوی مصرف این بخش می‌تواند تأثیر اساسی در شکل منحنی بار کشور و ضریب آن داشته باشد. از طرف دیگر از آنجایی که حدود ۵۵ درصد بار پیک مشترکین خانگی را روشنایی تشکیل می‌دهد. لذا مؤثرترین راه جهت اعمال مدیریت بار در بخش خانگی تغییر در الگوی مصرف روشنایی مشترکین می‌باشد.

طی دوره ۱۳۵۰-۶۷ تحولات عظیمی در الگوی مصرف برق در بخش‌های مختلف ایجاد شده است. بطوریکه مرتباً از سهم بخش صنعت کاسته شده و به سهم بخش خانگی - تجاری افزوده شده است. این بدین معناست که طی دوره مذکور سهم بخش خانگی - تجاری در جذب ظرفیت‌های ایجاد شده برای تولید برق بسیار بیشتر از بخش صنعت بوده است. بطوریکه مصارف خانگی طی این دوره بیش از ۹ برابر شده است در حالیکه مصارف صنعتی تا ۲ برابر شده است.

از ابتدای برنامه اول تا کنون الگوی مصرف برق تغییر کرده و سهم بخش صنعتی مرتباً افزایش یافته و از ۲۷ درصد در سال ۱۳۶۷ به ۳۷ درصد در سال ۱۳۷۴ رسیده است. این بدان معناست که در صورت شتاب گرفتن آهنگ رشد صنعتی و با توجه به جهت‌گیری تکنولوژی نوین به سمت مصرف برق به جای سوخت‌های فسیلی، بخش صنعت در آینده بر میزان مصرف برق خود خواهد افزود و صنعت برق باید در انتظار افزایش شدید در تقاضای برق صنعتی باشد.

در سال ۱۳۷۴ با توجه به رشد مداوم حداکثر بار در شبکه و خارج از آن، مقادیر بار مدیریت شده (شامل افت فرکانس یا اعمال خاموشی) در شبکه سراسری صفر بود. در خارج از شبکه نیز مقادیر قابل اغماضی از بار مدیریت شده (فقط ۹ مگاوات در شبکه سیستان و بلوچستان) وجود داشت.

تعداد مشترکین صنعت برق در سال ۱۳۷۴ به ۱۲۲۷۶ هزار مشترک بالغ گردید که نسبت به سال قبل ۴/۸ درصد افزایش داشت. بنابراین با توجه به رشد مصرف برق در این سال مصرف سرانه کل مشترکین تقلیل یافت. کاهش در مصرف سرانه مشترکین در کلیه بخش‌های خانگی - تجاری، صنعت و کشاورزی مشهود بود ولی بیشترین تقلیل در بخش صنعت اتفاق افتاد.

ضرورت توجه بیشتر به این سوخت

تولید سوخت‌های جامد در سال ۱۳۷۴ با ۱۷/۰۴ درصد افزایش نسبت به سال قبل به ۵ میلیون بشکه معادل نفت خام رسید. بر اساس آمار منتشره تولید زغال سنگ خام به ۱۸۴۸/۲ هزار تن رسید که ۹۴/۲ درصد آن بوسیله بخش دولتی و مابقی به توسط بخش خصوصی تولید گردید. همچنین قریب به ۵۲ درصد از کل تولید بوسیله شرکت زغال سنگ کرمان و مابقی بوسیله سایر شرکت‌ها صورت گرفت. مصرف سوخت‌های جامد، در این سال ۱۱/۶ میلیون بشکه معادل نفت خام بود که نسبت به سال قبل ۱۱/۹ درصد رشد داشت. قابل ذکر است که بخشی از مصرف این حامل از طریق واردات و سوخت‌های جامد غیر تجاری تأمین گردیده است. سهم بخش‌های خانگی - تجاری و صنعت از کل مصرف سوخت‌های جامد به ترتیب ۲۳/۶ و ۷۶/۴ درصد بود. میزان تغییر در مصرف هر یک از بخش‌های خانگی - تجاری و صنعت نیز به ترتیب ۱۸/۹- و ۲۶/۸ درصد بود.

۶- انرژی و محیط زیست

گاز طبیعی، سوختی با آلاینده‌گی کمتر

در دوره ۷۴-۱۳۶۷ رشد انتشار آلاینده‌های مختلف بدین ترتیب بود: اکسیدهای نیتروژن ۴۸ درصد، اکسیدهای گوگرد ۱۹ درصد، مونوکسید کربن ۶۰ درصد و ذرات معلق ۳۶/۸ درصد. در سال ۱۳۷۴ میزان اکسیدهای نیتروژن منتشره در هوا به ۹۰۰/۵ هزار تن بالغ گردید که ۸۵/۱ درصد آن ناشی از فرآورده‌های نفتی و مابقی ناشی از گاز طبیعی بود. سهم هر یک از منابع آلاینده نیز در انتشار این گازها بدین قرار بود: حمل و نقل ۴۹/۹، نیروگاه‌ها ۱۸/۶، کشاورزی ۱۲/۴، صنعت ۹/۸ و خانگی و تجاری ۹/۳ درصد. مقدار اکسیدهای گوگرد منتشره در پایان سال ۱۳۷۴، ۱۳۷۰/۳ هزار تن بود که تقریباً تمام آن از احتراق فرآورده‌های نفتی ایجاد شده است. سهم نیروگاه‌ها و هر یک از بخش‌های صنعت، حمل و

نقل، خانگی - تجاری و کشاورزی در انتشار این آلاینده به ترتیب ۲۸، ۲۹/۹، ۱۴/۷، ۲۲/۳ و ۵/۱ درصد بود.

میزان مونواکسیدکربن انتشار یافته در سال ۱۳۷۴ به ۴۰۷۵/۵ هزار تن رسید. ۹۹/۷ درصد از این مقدار ناشی از احتراق فرآورده‌های نفتی و مابقی ناشی از احتراق گاز طبیعی بود. در این سال بخش حمل و نقل به تنهایی ۹۸/۷ درصد از آلاینده‌های موردنظر را تولید نمود و سایر منابع آلاینده نیز سهم اندکی داشتند.

در سال ۱۳۷۴، آلودگی ناشی از ذرات معلق به ۲۶۲/۱ هزار تن رسید. سهم فرآورده‌های نفتی و گاز طبیعی در انتشار این مقدار به ترتیب ۹۶/۶ و ۳/۴ درصد بود. سهم هر یک از منابع آلاینده نیز بدین شرح بود: صنعت ۷/۵، حمل و نقل ۶۱/۵، خانگی - تجاری ۵/۸، کشاورزی ۲۰/۹ درصد و نیروگاهها ۴/۳ درصد.

اطلاعات موجود نشان می‌دهد که در دوره ۷۴-۱۳۶۷ رشد متوسط سالانه مصرف فرآورده‌های نفتی و گاز طبیعی به ترتیب ۳/۷ و ۲۲/۸ درصد بوده است در حالیکه رشد متوسط سالانه مجموع چهار آلاینده مذکور، ناشی از احتراق فرآورده‌های نفتی و گاز طبیعی به ترتیب ۴/۷ و ۱۳/۸ درصد برای دوره مورد بررسی بود. مقایسه ارقام مزبور بیانگر این مطلب است که رشد انتشار آلاینده‌های حاصل از احتراق فرآورده‌های نفتی بیش از رشد مصرف فرآورده‌ها بوده و در عوض رشد انتشار آلاینده‌های حاصل از احتراق گاز طبیعی کمتر از رشد مصرف آن می‌باشد. لذا جانشینی گاز طبیعی به عنوان سوختی پاکیزه بجای فرآورده‌های نفتی بسیار مطلوب بوده و توصیه می‌گردد.

۷- جداول ترازنامه انرژی کل کشور

جدول (۷-۱): اطلاعات عمومی - روند شاخصهای عمده اقتصاد انرژی

شرح	۱۳۵۵	۱۳۶۰	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸
۱- جمعیت کل کشور (هزار نفر)	۳۳۷۰۹/۰	۴۱۲۲۱/۰	۴۹۳۶۳/۰	۵۰۷۰۰/۰	۵۱۹۳۸/۲	۵۳۲۰۶/۶
۲- تولید ناخالص داخلی (میلیارد ریال)	۱۱۲۵۴/۳	۹۱۷۵/۲	۹۸۶۱/۷	۱۰۰۱۹/۸	۹۲۳۴/۳	۹۵۱۴/۶
۳- عرضه انرژی اولیه (میلیون بشکه معادل نفت خام)	۲۱۸/۴	۲۵۸/۲	۳۶۷/۹	۳۹۷/۹	۴۰۲/۲	۴۶۳/۱
۴- مصرف نهایی انرژی (میلیون بشکه معادل نفت خام)	۱۷۷/۸	۲۱۴/۷	۳۰۰/۶	۳۲۷/۶	۳۱۱/۴	۳۶۸/۱
۵- تولید برق کل کشور (میلیون کیلووات ساعت)	۱۷۳۱۱/۰	۲۴۹۰۶/۰	۴۱۵۷۱/۰	۴۶۱۹۷/۰	۴۷۶۰۰/۰	۵۲۷۱۲/۰
۶- شاخصهای سرانه:						
تولید ناخالص داخلی (هزار ریال)	۳۳۳/۹۰	۲۲۲/۶۰	۱۹۹/۸۰	۱۹۷/۶۰	۱۷۷/۸۰	۱۷۸/۸۰
عرضه انرژی اولیه (بشکه معادل نفت خام)	۶/۴۸	۶/۲۶	۷/۴۵	۷/۵۸	۷/۷۴	۸/۷۰
مصرف نهایی انرژی (بشکه معادل نفت خام)	۵/۲۷	۵/۲۱	۶/۰۹	۶/۴۶	۶/۳۸	۶/۹۲
تولید برق (کیلووات ساعت)	۵۱۳/۵۴	۶۰۴/۲۱	۸۴۲/۱۵	۹۱۱/۱۸	۹۱۶/۴۷	۹۹۰/۷۰
۷- نسبت شاخصها به تولید ناخالص داخلی:						
عرضه انرژی اولیه (بشکه معادل نفت خام به میلیون ریال)	۱۹/۴۱	۲۸/۱۴	۳۷/۳۱	۳۹/۷۱	۴۳/۵۵	۴۸/۶۷
مصرف نهایی (بشکه معادل نفت خام به میلیون ریال)	۱۵/۸۰	۲۳/۴۰	۳۰/۴۹	۳۲/۶۹	۳۵/۸۸	۳۸/۶۹
تولید برق (وات ساعت به ریال)	۱/۵۴	۲/۷۱	۴/۲۲	۴/۶۱	۵/۱۵	۵/۵۴

- تولید ناخالص داخلی به قیمت های ثابت سال ۱۳۶۱ می باشد.

جدول (۷-۱): اطلاعات عمومی - روند شاخصهای عمده اقتصاد انرژی ... ادامه

شرح	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
۱- جمعیت کل کشور (هزار نفر)	۵۴۵۰۶/۱	۵۵۸۳۷/۰	۵۷۲۱۱/۰	۵۸۶۱۸/۰	۶۰۶۰۰/۰	۶۱۵۵۵/۰
۲- تولید ناخالص داخلی (میلیارد ریال)	۱۰۶۶۴/۹	۱۱۸۲۴/۸	۱۲۴۷۷/۸	۱۳۰۷۱/۰	۱۳۴۶۵/۲	۱۳۸۸۰/۲
۳- عرضه انرژی اولیه (میلیون بشکه معادل نفت خام)	۵۰۶/۳	۵۶۹/۵	۶۱۴/۱	۶۹۰/۳	۷۳۸/۷	۷۵۲/۵
۴- مصرف نهایی انرژی (میلیون بشکه معادل نفت خام)	۳۹۷/۰	۴۴۶/۱	۴۸۴/۳	۵۵۱/۸	۵۸۱/۸	۵۸۴/۰
۵- تولید برق کل کشور (میلیون کیلووات ساعت)	۵۹۱۰۲/۰	۶۴۱۲۶/۰	۶۸۴۱۸/۸	۷۶۲۰۳/۹	۸۲۱۹۷/۹	۸۵۴۱۱/۷
۶- شاخصهای سرانه:						
تولید ناخالص داخلی (هزار ریال)	۱۹۵/۷	۲۱۱/۷۷	۲۱۸/۱۰	۲۲۲/۹۹	۲۲۲/۲۰	۲۲۵/۴۹
عرضه انرژی اولیه (بشکه معادل نفت خام)	۹/۲۹	۱۰/۲۰	۱۰/۷۳	۱۱/۷۸	۱۲/۱۹	۱۲/۲۲
مصرف نهایی انرژی (بشکه معادل نفت خام)	۷/۲۸	۷/۹۹	۸/۴۷	۹/۴۱	۹/۶۰	۹/۴۹
تولید برق (کیلووات ساعت)	۱۰۸۴/۳۲	۱۱۴۸/۴۵	۱۱۹۵/۹۰	۱۳۰۰/۰۱	۱۳۵۶/۴۰	۱۳۸۷/۵۷
۷- نسبت شاخصها به تولید ناخالص داخلی:						
عرضه انرژی اولیه (بشکه معادل نفت خام به میلیون ریال)	۴۷/۴۷	۴۸/۱۶	۴۹/۲۲	۵۲/۸۱	۵۴/۸۶	۵۴/۲۱
مصرف نهایی (بشکه معادل نفت خام به میلیون ریال)	۳۷/۲۲	۳۷/۷۳	۳۸/۸۱	۴۲/۲۲	۴۳/۲۱	۴۲/۰۷
تولید برق (وات ساعت به ریال)	۵/۵۴	۵/۴۲	۵/۴۸	۵/۸۳	۶/۱۰	۶/۱۵

- تولید ناخالص داخلی به قیمت های ثابت سال ۱۳۶۱ می باشد.

■ ارقام مقدماتی است.

جدول (۲-۷): اطلاعات عمومی - رشد سالانه شاخصهای عمده اقتصاد انرژی

(درصد)

شرح	۱۳۵۵	۱۳۶۰	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸
۱- جمعیت کل کشور	۲/۷۱	۳/۹۷	۳/۲۵	۲/۷۱	۲/۴۴	۲/۴۴
۲- تولید ناخالص داخلی	۲۱/۹۶	-۱/۵۹	-۱۵/۰۴	۱/۶۰	-۷/۸۴	۳/۰۴
۳- عرضه انرژی اولیه	۱۴/۴۹	۴/۸۰	-۶/۳۴	۸/۱۳	۱/۰۸	۱۵/۱۶
۴- مصرف نهایی انرژی	۱۵/۹۴	۳/۷۳	-۷/۴۳	۸/۹۵	۱/۱۶	۱۱/۰۹
۵- تولید برق کل کشور	۱۰/۲۶	۱۱/۲۹	۵/۹۹	۱۱/۱۳	۳/۰۴	۱۰/۷۴
۶- شاخصهای سرانه:						
تولید ناخالص داخلی	۱۸/۷۴	-۵/۳۵	-۱۷/۷۲	-۱/۰۸	-۱۰/۰۴	۰/۵۸
عرضه انرژی اولیه	۱۱/۴۶	-۰/۷۹	-۹/۳۰	۵/۲۸	-۱/۳۳	۱۲/۴۱
مصرف نهایی انرژی	۱۲/۸۷	-۰/۲۳	-۱۰/۳۵	۶/۰۸	-۱/۲۵	۸/۴۴
تولید برق	۷/۳۵	۷/۰۳	۲/۶۵	۸/۲۰	۰/۵۸	۸/۱۰
۷- نسبت شاخصها به تولید ناخالص داخلی:						
عرضه انرژی اولیه	-۶/۱۳	۶/۴۹	۱۰/۲۴	۶/۴۲	۹/۶۸	۱۱/۷۶
مصرف نهایی	-۴/۹۴	۵/۴۰	۸/۹۶	۷/۲۳	۹/۷۷	۷/۸۲
تولید برق	-۹/۵۹	۱۳/۰۸	۲۴/۷۶	۹/۳۷	۱۱/۸۰	۷/۴۸

جدول (۲-۷): اطلاعات عمومی - رشد سالانه شاخصهای عمده اقتصاد انرژی ... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴ ■
۱- جمعیت کل کشور	۲/۴۴	۲/۴۴	۲/۴۶	۲/۴۶	۳/۳۸	۱/۵۸
۲- تولید ناخالص داخلی	۱۲/۰۹	۱۰/۸۸	۵/۵۲	۴/۷۵	۳/۰۲	۳/۰۸
۳- عرضه انرژی اولیه	۹/۳۳	۱۲/۴۸	۷/۸۳	۱۲/۴۱	۷/۰۱	۱/۸۶
۴- مصرف نهایی انرژی	۷/۸۵	۱۲/۳۷	۸/۵۶	۱۳/۹۴	۵/۴۴	۰/۳۷
۵- تولید برق کل کشور	۱۲/۱۲	۸/۵۰	۶/۶۹	۱۱/۳۸	۷/۸۷	۳/۹۱
۶- شاخصهای سرانه:						
تولید ناخالص داخلی	۹/۴۲	۸/۲۱	۲/۹۹	۲/۲۴	-۰/۳۵	۱/۴۸
عرضه انرژی اولیه	۶/۷۲	۹/۸۰	۵/۲۰	۹/۷۹	۳/۵۱	۰/۲۸
مصرف نهایی انرژی	۵/۲۸	۹/۷۵	۶/۰۱	۱۱/۱۰	۱/۹۹	-۱/۱۹
تولید برق	۹/۴۵	۵/۹۱	۴/۱۳	۸/۷۱	۴/۳۴	۲/۳۰
۷- نسبت شاخصها به تولید ناخالص داخلی:						
عرضه انرژی اولیه	-۲/۴۶	۱/۴۵	۲/۱۹	۷/۳۱	۳/۸۷	-۱/۱۸
مصرف نهایی	-۳/۷۸	۱/۳۵	۲/۸۸	۸/۷۷	۲/۳۵	-۲/۶۳
تولید برق	۰/۰۳	-۲/۱۴	۱/۱۱	۶/۳۲	۴/۷۱	۰/۸۰

■ ارقام مقدماتی است.

جدول (۳-۷): عرضه کل انرژی اولیه و مصرف کل انرژی نهائی

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۵۵	۱۳۶۰	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	۲۱۵۳/۰	۵۲۶/۰	۷۹۵/۷	۸۹۱/۷	۹۳۳/۲	۱۰۷۵/۱
گاز طبیعی	۸۹/۴	۳۱/۷	۵۵/۱	۶۹/۶	۷۲/۵	۱۰۴/۴
سوخته‌های جامد	۴/۴	۴/۰	۴/۷	۴/۸	۵/۱	۳/۸
برق آبی	۶/۲	۹/۷	۱۱/۷	۱۳/۱	۱۱/۴	۱۱/۷
سوخته‌های غیرتجاری	۳/۴	۳/۶	۳/۵	۳/۳	۳/۴	۳/۲
کل تولید	۲۲۵۶/۴	۵۷۵/۰	۸۷۰/۷	۹۸۲/۵	۱۰۲۵/۶	۱۱۹۸/۲
واردات						
فراآورده‌های نفتی	۰/۴	۲۱/۱	۶۰/۳	۷۱/۵	۶۸/۲	۴۸/۵
سوخته‌های جامد	۴/۰	۲/۶	۱/۶	۱/۴	۱/۳	۰/۹
کل واردات	۴/۴	۲۳/۷	۶۱/۹	۷۲/۹	۶۹/۵	۴۹/۴
صادرات						
نفت خام و فراآورده‌های نفتی	۱۹۸۱/۲	۳۳۹/۸	۵۶۶/۵	۶۳۵/۰	۶۸۲/۵	۷۶۵/۴
گاز طبیعی	۵۸/۴	—	—	—	—	—
کل صادرات	۲۰۳۹/۶	۳۳۹/۸	۵۶۶/۵	۶۳۵/۰	۶۸۲/۵	۷۶۵/۴
سوخت کشتی‌های بین‌المللی	-۰/۶	-۱/۸	-۰/۹	-۱/۴	-۱/۵	-۲/۷
تغییر در موجودی و اشتباهات آماری (+/-)	-۲/۲	۱/۱	۲/۷	-۲۱/۲	-۹/۰	-۱۶/۴
عرضه کل انرژی اولیه	۲۱۸/۴	۲۵۸/۲	۳۶۷/۹	۳۹۷/۹	۴۰۲/۲	۴۶۳/۱
۲- بخش تبدیلات						
تلفات تبدیل	۱۶/۶	۳۰/۲	۵۱/۳	۵۵/۵	۵۶/۸	۶۸/۹
مصارف بخش انرژی	۲۴/۰	۱۳/۳	۱۶/۰	۱۴/۸	۱۴/۰	۲۶/۱
کل مصرف در بخش انرژی	۴۰/۶	۴۳/۵	۶۷/۳	۷۰/۳	۷۰/۸	۹۵/۰
۳- مصرف نهائی انرژی	۱۷۷/۸	۲۱۴/۷	۳۰۰/۶	۳۲۷/۶	۳۳۱/۴	۳۶۸/۱

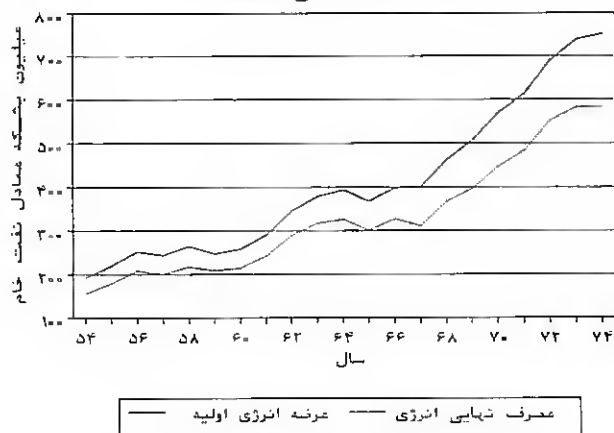
جدول (۳-۷): عرضه کل انرژی اولیه و مصرف کل انرژی نهائی ... ادامه

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

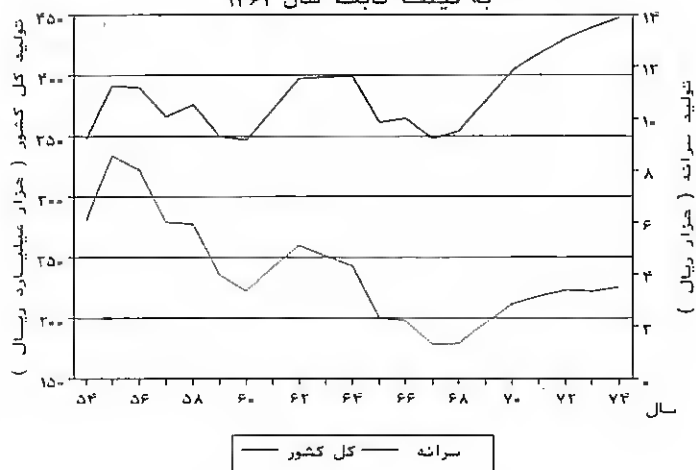
شرح	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	۱۱۹۲/۲	۱۲۴۵/۰	۱۳۴۸/۰	۱۴۲۶/۷	۱۴۱۱/۴	۱۴۳۳/۴
گاز طبیعی	۱۵۳/۱	۱۹۱/۵	۱۸۶/۸	۲۴۱/۷	۲۵۹/۰	۲۸۶/۴
سوختهای جامد	۳/۷	۳/۷	۳/۳	۳/۷	۴/۳	۵/۰
برق آبی	۹/۵	۱۱/۰	۱۴/۶	۱۵/۳	۱۱/۶	۱۱/۳
سوختهای غیرتجاری	۳/۲	۳/۳	۳/۵	۳/۱	۳/۴	۲/۷
کل تولید	۱۳۶۱/۷	۱۴۵۴/۵	۱۵۵۶/۲	۱۶۹۰/۶	۱۶۸۹/۷	۱۷۳۸/۸
واردات						
فرآوردههای نفتی	۴۴/۵	۴۵/۲	۶۱/۵	۵۴/۴	۳۹/۹	۲۵/۸
سوختهای جامد	۱/۰	۲/۹	۲/۷	۳/۶	۲/۸	۳/۹
کل واردات	۴۵/۵	۴۸/۱	۶۴/۲	۵۸/۰	۴۲/۷	۲۹/۸
صادرات						
نفت خام و فرآوردههای نفتی	۹۰۶/۲	۹۴۶/۹	۱۰۲۰/۵	۱۰۵۵/۸	۹۸۸/۰	۱۰۰۱/۲
گاز طبیعی	۱۳/۱	۱۷/۹	۲/۶	—	۰/۸	—
کل صادرات	۹۱۹/۳	۹۶۴/۸	۱۰۲۳/۱	۱۰۵۵/۸	۹۸۸/۹	۱۰۰۱/۲
سوخت کشتیهای بینالمللی	-۱/۹	-۲/۴	-۱/۷	-۲/۹	-۲/۹	-۳/۳
تغییر در موجودی و اشتباهات آماری (+/-)	۲۰/۳	۳۴/۱	۱۸/۵	۰/۵	-۱/۹	-۱۱/۶
عرضه کل انرژی اولیه	۵۰۶/۳	۵۶۹/۵	۶۱۴/۱	۶۹۰/۳	۷۳۸/۷	۷۵۲/۵
۲- بخش تبدیلات						
تلفات تبدیل	۷۸/۴	۸۹/۱	۹۱/۹	۹۵/۰	۱۰۷/۱	۱۱۵/۳
مصارف بخش انرژی	۳۰/۹	۳۴/۳	۳۷/۸	۴۳/۵	۴۹/۸	۵۳/۲
کل مصرف در بخش انرژی	۱۰۹/۳	۱۲۳/۴	۱۲۹/۷	۱۳۸/۵	۱۵۶/۹	۱۶۸/۵
۳- مصرف نهائی انرژی	۳۹۷/۰	۴۴۶/۱	۴۸۴/۳	۵۵۱/۸	۵۸۱/۸	۵۸۴/۰

■ ارقام مقدماتی است.

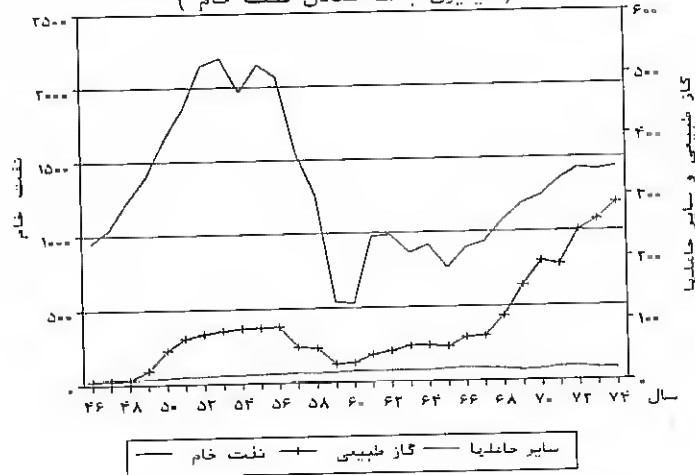
نمودار ۲: روند عرضه انرژی اولیه و مصرف نهایی انرژی



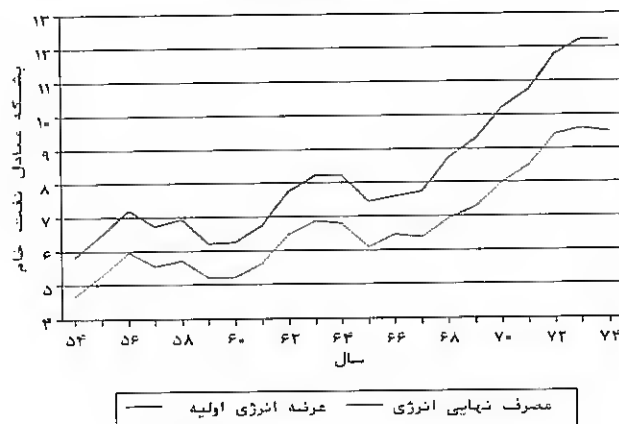
نمودار ۱: تولید ناخالص داخلی به قیمت ثابت سال ۱۳۶۱



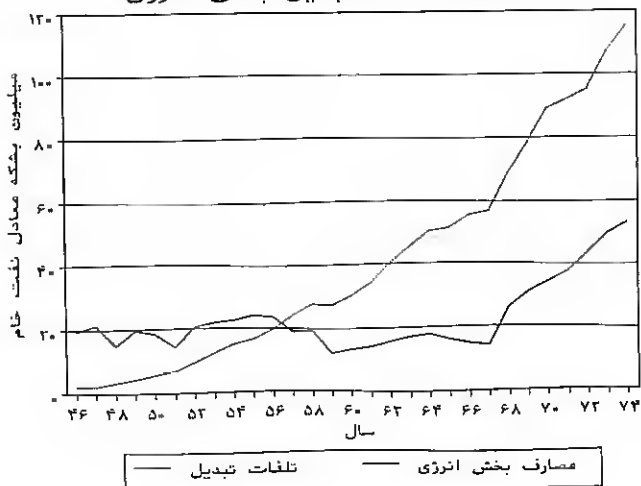
نمودار ۴: روند تولید حاملهای انرژی (میلیون بشکه معادل نفت خام)



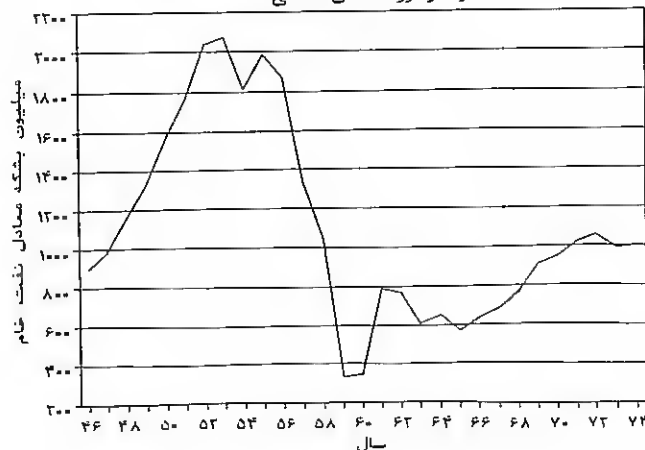
نمودار ۳: روند عرضه انرژی اولیه سرانه و مصرف نهایی انرژی سرانه



نمودار ۶: تلفات تبدیل بخش انرژی



نمودار ۵: روند صادرات نفت خام و فرآورده‌های نفتی



جدول (۴-۷): مصرف نهائی انرژی به تفکیک بخشها

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۵۵	۱۳۶۰	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸
۴- مصرف نهائی انرژی						
فرآورده‌های نفتی						
خانگی و تجاری	۴۴/۸	۵۳/۰	۶۸/۶	۷۶/۵	۷۶/۶	۸۶/۵
صنعت	۳۰/۳	۴۴/۳	۵۹/۱	۶۲/۵	۶۲/۴	۶۵/۱
حمل و نقل	۴۷/۰	۵۳/۶	۷۸/۷	۸۴/۶	۸۳/۴	۹۰/۱
کشاورزی	۹/۹	۱۳/۶	۲۲/۶	۲۵/۱	۲۵/۰	۲۶/۴
مصارف غیرانرژی	۸/۵	۱۱/۷	۱۲/۱	۱۴/۱	۱۷/۱	۱۱/۹
کل مصرف فرآورده‌های نفتی	۱۴۰/۵	۱۷۶/۲	۲۴۱/۰	۲۶۲/۹	۲۶۲/۵	۲۸۰/۰
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۰/۵	۹/۹	۲۱/۰	۱۶/۷	۱۶/۷	۱۶/۸
صنعت	۶/۹	۵/۸	۷/۵	۱۵/۵	۱۵/۵	۲۸/۲
مصارف غیر انرژی	۹/۳	۰/۲	۰/۲	۰/۷	۱/۸	۸/۹
کل مصرف گاز طبیعی	۱۶/۷	۱۵/۹	۲۸/۷	۳۲/۹	۳۲/۰	۵۳/۹
سوختهای جامد						
خانگی و تجاری	۳/۴	۳/۶	۳/۵	۳/۳	۳/۴	۳/۲
صنعت	۸/۴	۶/۶	۶/۳	۶/۲	۶/۴	۴/۷
کل مصرف سوختههای جامد	۱۱/۸	۱۰/۲	۹/۸	۹/۵	۹/۸	۷/۹
برق						
خانگی و تجاری	۳/۵	۶/۷	۱۳/۱	۱۴/۱	۱۴/۵	۱۶/۰
صنعت	۵/۱	۵/۲	۶/۷	۶/۲	۶/۲	۷/۵
کشاورزی	۰/۲	۰/۵	۱/۳	۱/۵	۱/۸	۲/۰
سایر مصارف	—	—	—	۰/۵	۰/۶	۰/۹
کل مصرف برق	۸/۸	۱۲/۴	۲۱/۱	۲۲/۳	۲۲/۱	۲۶/۳
کل مصرف نهائی انرژی	۱۷۷/۸	۲۱۴/۷	۳۰۰/۶	۳۲۷/۶	۳۳۱/۴	۳۶۸/۲

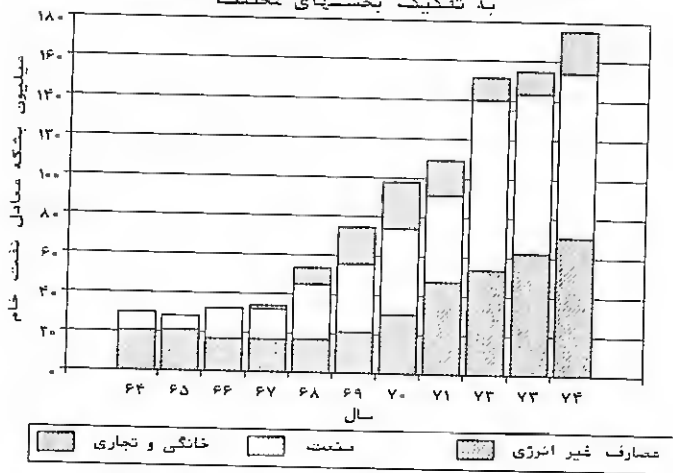
جدول (۷-۴): مصرف نهائی انرژی به تفکیک بخشها... ادامه

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

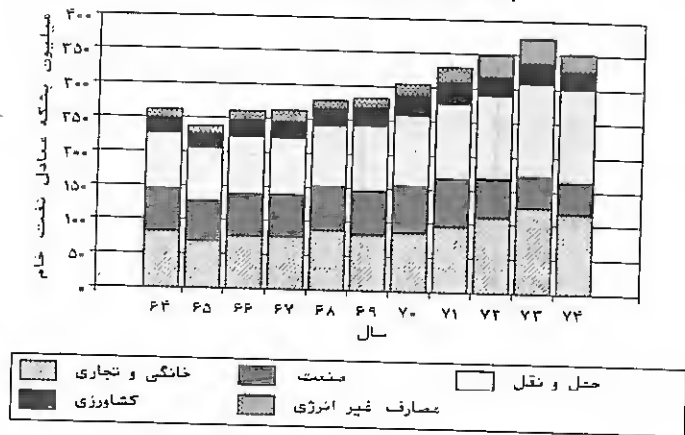
شرح	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
۴- مصرف نهائی انرژی						
فرآورده‌های نفتی						
خانگی و تجاری	۸۰/۴	۸۴/۸	۹۵/۳	۱۰۹/۵	۱۲۵/۱	۱۱۶/۵
صنعت	۶۶/۵	۷۰/۷	۷۲/۳	۵۹/۳	۴۷/۵	۴۷/۹
حمل و نقل	۹۶/۲	۱۰۴/۰	۱۱۰/۷	۱۲۲/۳	۱۳۵/۹	۱۳۷/۲
کشاورزی	۲۷/۵	۲۹/۶	۳۱/۰	۲۸/۶	۳۱/۰	۲۷/۷
مصارف غیرانرژی	۱۳/۹	۱۷/۰	۲۱/۶	۳۲/۲	۳۵/۶	۲۴/۹
کل مصرف فرآورده‌های نفتی	۲۸۴/۶	۳۰۶/۱	۳۳۰/۹	۳۵۱/۹	۳۷۵/۲	۳۵۴/۲
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۲۰/۹	۳۰/۲	۴۷/۰	۵۳/۶	۶۲/۱	۷۰/۱
صنعت	۳۵/۰	۴۳/۶	۴۴/۰	۸۶/۷	۸۱/۱	۸۳/۹
مصارف غیر انرژی	۱۹/۰	۲۴/۲	۱۸/۳	۱۱/۵	۱۱/۸	۲۱/۵
کل مصرف گاز طبیعی	۷۴/۹	۹۸/۰	۱۰۹/۳	۱۵۱/۷	۱۵۵/۰	۱۷۵/۴
سوخت‌های جامد						
خانگی و تجاری	۳/۲	۳/۳	۳/۵	۳/۱	۳/۴	۲/۷
صنعت	۴/۷	۶/۶	۶/۵	۷/۳	۷/۰	۸/۹
کل مصرف سوخت‌های جامد	۷/۹	۹/۹	۱۰/۰	۱۰/۴	۱۰/۴	۱۱/۶
برق						
خانگی و تجاری	۱۷/۶	۱۹/۶	۲۰/۱	۲۲/۳	۲۱/۹	۲۲/۳
صنعت	۸/۷	۹/۰	۱۰/۷	۱۲/۳	۱۵/۳	۱۶/۱
کشاورزی	۲/۲	۲/۳	۲/۱	۲/۴	۳/۱	۳/۲
سایر مصارف	۱/۱	۱/۲	۱/۲	۰/۸	۰/۹	۱/۱
کل مصرف برق	۲۹/۶	۳۲/۱	۳۴/۲	۳۷/۸	۴۱/۲	۴۲/۷
کل مصرف نهائی انرژی	۳۹۷/۰	۴۴۶/۱	۴۸۴/۳	۵۵۱/۸	۵۸۱/۸	۵۸۴/۰

■ ارقام مقدماتی است.

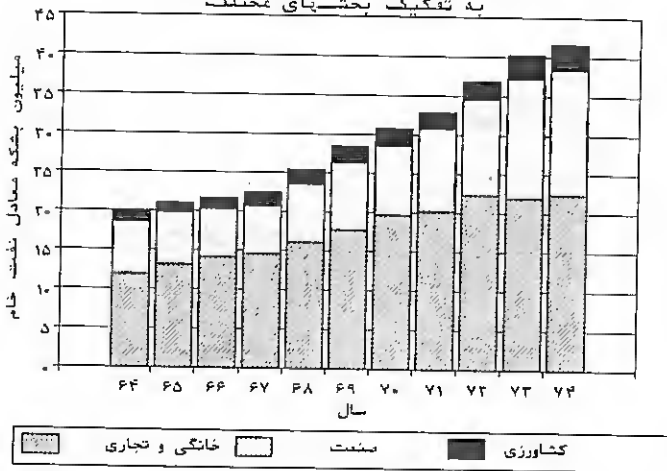
شماره ۸: مصرف نهانی گاز طبیعی
به تفکیک بخشهای مختلف



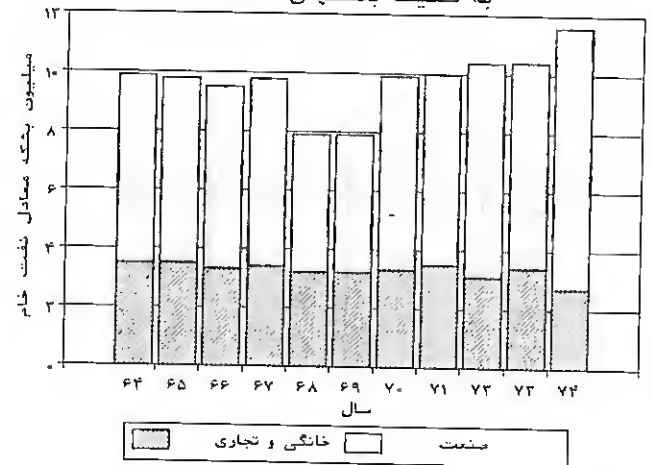
شماره ۷: مصرف نهانی فرآورده های نفتی
به تفکیک بخشهای مختلف



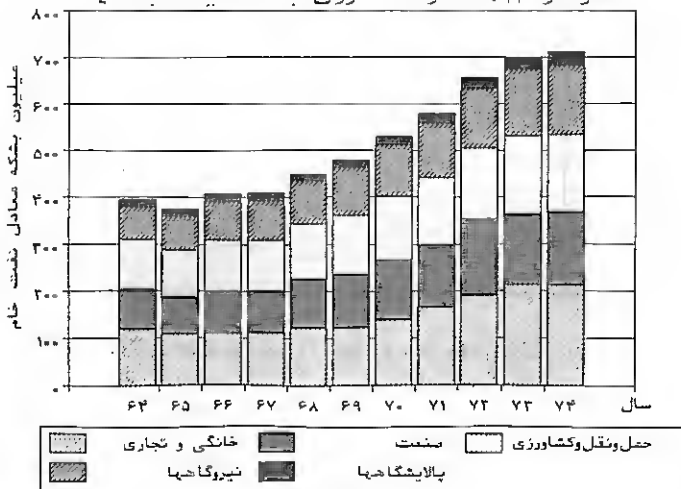
شماره ۱۰: مصرف نهانی برق
به تفکیک بخشهای مختلف



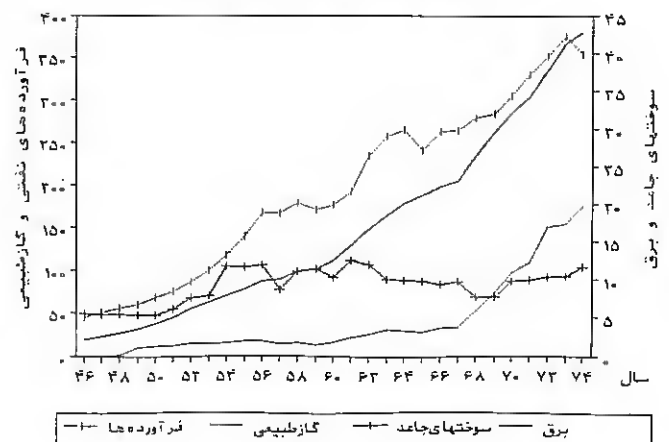
شماره ۹: مصرف نهانی سوختهای جامد
به تفکیک بخشهای مختلف



شماره ۱۲: مصرف انرژی به تفکیک بخشها



شماره ۱۱: مصرف نهانی حاملهای انرژی
(میلیون بشکه معادل نفت خام)



جدول (۷-۵): عرضه برق کل کشور به تفکیک منابع و شاخصهای جانشینی فرآوردههای نفتی

شرح	۱۳۵۵	۱۳۶۰	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸
۵- عرضه برق کل کشور						
(میلیون کیلووات ساعت)						
نفت و گاز	۱۳۳۳۶	۱۸۶۷۷	۳۴۰۵۴	۳۷۸۰۷	۴۰۲۸۹	۴۵۱۹۰
برق آبی	۳۹۷۵	۶۲۲۹	۷۵۱۷	۸۳۹۰	۷۳۱۱	۷۵۲۲
کل عرضه برق شامل:	۱۷۳۱۱	۲۴۹۰۶	۴۱۵۷۱	۴۶۱۹۷	۴۷۶۰۰	۵۲۷۱۲
وزارت نیرو	۱۴۲۱۱	۲۲۴۰۶	۳۹۰۴۵	۴۲۵۵۴	۴۳۷۷۵	۴۸۷۲۵
سایر ■	۳۱۰۰	۲۵۰۰	۲۵۲۶	۳۶۴۳	۳۸۲۵	۳۹۸۷
۶- شاخصهای جانشینی						
فرآوردههای نفتی (درصد)						
الف: نسبت مصرف فرآوردههای نفتی در بخشها						
به عرضه داخلی نفت						
خانگی و تجاری	۲۶/۴۵	۲۵/۶۵	۲۳/۵۵	۲۵/۰۳	۲۴/۸۴	۲۵/۵۱
صنعت	۱۷/۸۹	۲۱/۴۴	۲۰/۲۹	۲۰/۴۵	۲۰/۲۳	۱۹/۲۰
حمل و نقل	۲۷/۷۴	۲۵/۹۴	۲۷/۰۲	۲۷/۶۸	۲۷/۰۴	۲۶/۵۷
کشاورزی	۵/۸۴	۶/۵۸	۷/۷۶	۸/۲۱	۸/۱۱	۷/۷۹
نیروگاهها	۷/۲۶	۸/۷۱	۱۲/۵۳	۱۰/۹۶	۱۱/۵۴	۱۰/۵۶
ب: سهم فرآوردههای نفتی در کل انرژی						
مصرفی بخشها						
خانگی و تجاری	۸۵/۸۲	۷۲/۴۲	۶۴/۵۹	۶۹/۱۶	۶۸/۸۷	۷۰/۶۱
صنعت	۵۹/۷۵	۷۱/۵۹	۷۴/۲۳	۶۹/۱۴	۶۸/۹۵	۶۱/۷۰
حمل و نقل	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
کشاورزی	۹۸/۰۲	۹۶/۴۵	۹۴/۵۶	۹۴/۳۷	۹۳/۲۷	۹۲/۹۵
نیروگاهها	۴۸/۲۴	۴۲/۲۵	۵۰/۳۴	۴۱/۳۶	۴۲/۸۴	۳۹/۴۷

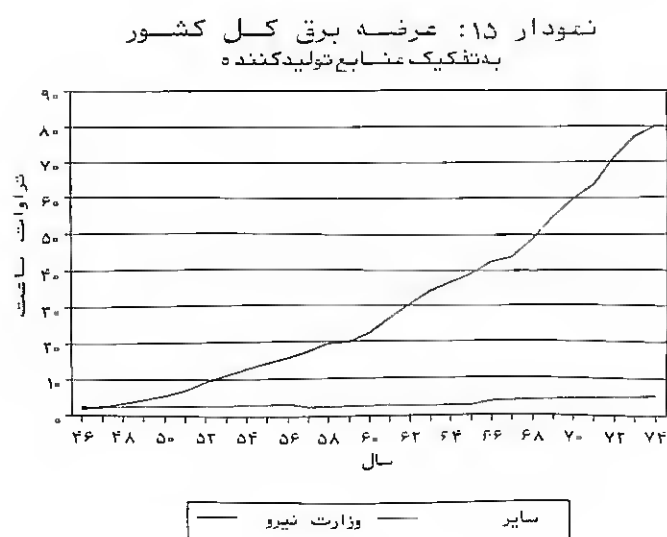
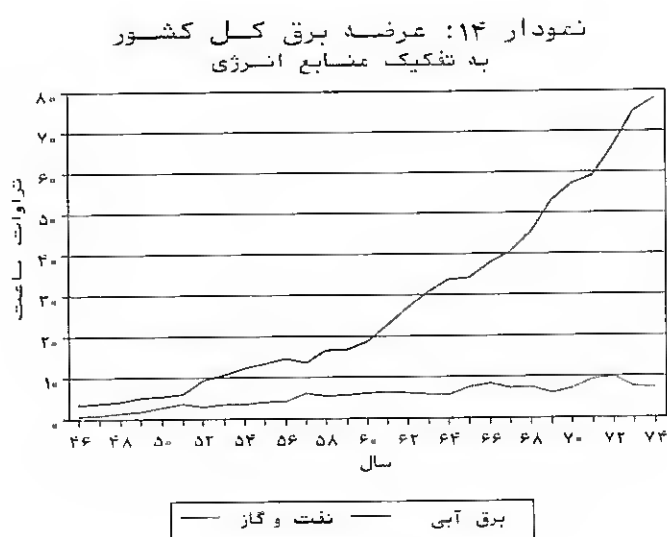
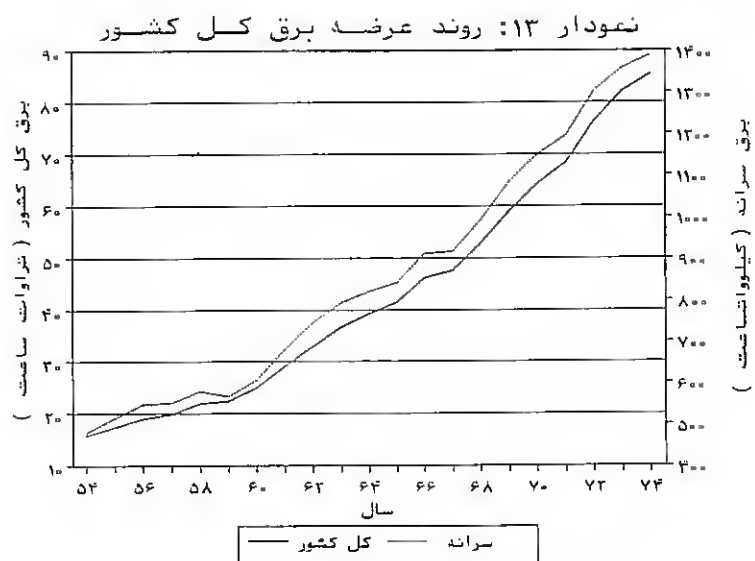
■ ارقام مربوط به تولید برق بخش خصوصی از سال ۱۳۶۵ به بعد تخمینی است.

جدول (۵-۷): عرضه برق کل کشور به تفکیک منابع و شاخصهای جانشینی فرآوردههای نفتی ... ادامه

شرح	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴ ■
۵- عرضه برق کل کشور						
(میلیون کیلووات ساعت)						
نفت و گاز	۵۳۰۱۹	۵۷۰۷۰	۵۹۰۸۹	۶۶۳۸۱	۷۴۷۵۳	۷۸۱۳۷
برق آبی	۶۰۸۳	۷۰۵۶	۹۳۳۰	۹۸۲۳	۷۴۴۵	۷۲۷۵
کل عرضه برق شامل:	۵۹۱۰۲	۶۴۱۲۶	۶۸۴۱۹	۷۶۲۰۴	۸۲۱۹۸	۸۵۴۱۲
وزارت نیرو	۵۴۸۹۶	۵۹۷۱۰	۶۳۷۸۲	۷۱۳۳۵	۷۷۰۸۶	۸۰۰۴۴
سایر ■	۴۲۰۶	۴۴۱۶	۴۶۳۷	۴۸۶۹	۵۱۱۲	۵۳۶۸
۶- شاخصهای جانشینی						
فرآوردههای نفتی (درصد)						
الف: نسبت مصرف فرآوردههای نفتی در بخشها						
به عرضه داخلی نفت	۲۳/۰۴	۲۲/۶۱	۲۳/۴۸	۲۵/۹۰	۲۷/۲۸	۲۶/۲۸
خانگی و تجاری	۱۹/۰۶	۱۸/۸۵	۱۷/۸۲	۱۴/۰۱	۱۰/۳۷	۱۰/۸۲
صنعت	۲۷/۵۷	۲۷/۷۳	۲۷/۲۸	۲۸/۹۱	۲۹/۶۵	۳۰/۹۶
حمل و نقل	۷/۸۸	۷/۸۹	۷/۶۴	۶/۷۵	۶/۷۷	۶/۲۵
کشاورزی	۱۱/۴۴	۱۰/۹۶	۹/۸۶	۱۰/۴۹	۱۱/۴۴	۱۱/۷۷
نیروگاهها						
ب: سهم فرآوردههای نفتی در کل انرژی						
مصرفی بخشها	۶۵/۸۵	۶۱/۵۰	۵۷/۴۴	۵۸/۱۲	۵۸/۸۸	۵۵/۰۳
خانگی و تجاری	۵۷/۸۹	۵۴/۴۳	۵۴/۱۶	۳۵/۸۰	۳۱/۴۸	۳۰/۵۸
صنعت	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
حمل و نقل	۹۲/۶۰	۹۲/۷۸	۹۳/۶۶	۹۲/۲۱	۹۰/۹۲	۸۹/۵۲
کشاورزی	۳۸/۷۰	۳۶/۶۶	۳۴/۲۵	۳۴/۵۵	۳۶/۶۵	۳۵/۱۵
نیروگاهها						

■ ارقام مربوط به تولید برق بخش خصوصی از سال ۱۳۶۵ به بعد تخمینی است.

■ ارقام مقدماتی است.



جدول (۶-۷): مصرف انرژی بخشهای مختلف به تفکیک حاملهای انرژی

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۵۵	۱۳۶۰	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸
خانگی و تجاری						
فراآوردههای نفتی	۴۴/۸	۵۳/۰	۶۸/۶	۷۶/۵	۷۶/۶	۸۶/۵
گاز طبیعی	۰/۵	۹/۹	۲۱/۰	۱۶/۷	۱۶/۷	۱۶/۸
سوختههای جامد	۳/۴	۳/۶	۳/۵	۳/۳	۳/۴	۳/۲
برق	۳/۵	۶/۷	۱۳/۱	۱۴/۱	۱۴/۵	۱۶/۰
کل مصرف انرژی	۵۲/۲	۷۳/۲	۱۰۶/۲	۱۱۰/۶	۱۱۱/۲	۱۲۲/۵
صنعت						
فراآوردههای نفتی	۳۰/۳	۴۴/۳	۵۹/۱	۶۲/۵	۶۲/۴	۶۵/۱
گاز طبیعی	۶/۹	۵/۸	۷/۵	۱۵/۵	۱۵/۵	۲۸/۲
سوختههای جامد	۸/۴	۶/۶	۶/۳	۶/۲	۶/۴	۴/۷
برق	۵/۱	۵/۲	۶/۷	۶/۲	۶/۲	۷/۵
کل مصرف انرژی	۵۰/۷	۶۱/۹	۷۹/۶	۹۰/۴	۹۰/۵	۱۰۵/۵
حمل و نقل						
فراآوردههای نفتی	۴۷/۰	۵۳/۶	۷۸/۷	۸۴/۶	۸۳/۴	۹۰/۱
کشاورزی						
فراآوردههای نفتی	۹/۹	۱۳/۶	۲۲/۶	۲۵/۱	۲۵/۰	۲۶/۴
برق	۰/۲	۰/۵	۱/۳	۱/۵	۱/۸	۲/۰
کل مصرف انرژی	۱۰/۱	۱۴/۱	۲۳/۹	۲۶/۶	۲۶/۸	۲۸/۴
نیروگاهها						
فراآوردههای نفتی	۱۲/۳	۱۸/۰	۳۶/۵	۳۳/۵	۳۵/۶	۳۵/۸
گاز طبیعی	۷/۰	۱۴/۹	۲۴/۳	۳۴/۴	۳۶/۱	۴۳/۲
انرژی آبی	۶/۲	۹/۷	۱۱/۷	۱۳/۱	۱۱/۴	۱۱/۷
کل مصرف انرژی	۲۵/۵	۴۲/۶	۷۲/۵	۸۱/۰	۸۳/۱	۹۰/۷
پالایشگاهها						
فراآوردههای نفتی	۱۶/۲	۱۱/۸	۱۳/۶	۱۴/۸	۱۴/۰	۱۱/۵
گاز طبیعی	۷/۲	۱/۰	۲/۳	۲/۴	۲/۴	۲/۰
برق	۰/۶	۰/۵	۰/۳	۰/۵	۰/۳	۰/۴
کل مصرف انرژی	۲۴/۰	۱۳/۳	۱۶/۲	۱۷/۷	۱۶/۷	۱۳/۹

جدول (۶-۷): مصرف انرژی بخشهای مختلف به تفکیک حامل‌های انرژی ... ادامه

(میلیون بشکه معادل نفت خام)

شرح	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴ ■
خانگی و تجاری						
فراآورده‌های نفتی	۸۰/۴	۸۴/۸	۹۵/۳	۱۰۹/۵	۱۲۵/۱	۱۱۶/۵
گاز طبیعی	۲۰/۹	۳۰/۲	۴۷/۰	۵۳/۶	۶۲/۱	۷۰/۱
سوخته‌های جامد	۳/۲	۳/۳	۳/۵	۳/۱	۳/۴	۲/۷
برق	۱۷/۶	۱۹/۶	۲۰/۱	۲۲/۳	۲۱/۹	۲۲/۳
کل مصرف انرژی	۱۲۲/۱	۱۳۷/۹	۱۶۵/۹	۱۸۸/۵	۲۱۲/۴	۲۱۱/۶
صنعت						
فراآورده‌های نفتی	۶۶/۵	۷۰/۷	۷۲/۳	۵۹/۳	۴۷/۵	۴۷/۹
گاز طبیعی	۳۵/۰	۴۳/۶	۴۴/۰	۸۶/۷	۸۱/۱	۸۳/۹
سوخته‌های جامد	۴/۷	۶/۶	۶/۵	۷/۳	۷/۰	۸/۹
برق	۸/۷	۹/۰	۱۰/۷	۱۲/۳	۱۵/۳	۱۶/۱
کل مصرف انرژی	۱۱۴/۹	۱۲۹/۹	۱۳۳/۵	۱۶۵/۵	۱۵۱/۰	۱۵۶/۸
حمل و نقل						
فراآورده‌های نفتی	۹۶/۲	۱۰۴/۰	۱۱۰/۷	۱۲۲/۳	۱۳۵/۹	۱۳۷/۲
کشاورزی						
فراآورده‌های نفتی	۲۷/۵	۲۹/۶	۳۱/۰	۲۸/۶	۳۱/۰	۲۷/۷
برق	۲/۲	۲/۳	۲/۱	۲/۴	۳/۱	۳/۲
کل مصرف انرژی	۲۹/۷	۳۱/۹	۳۳/۱	۳۱/۰	۳۴/۱	۳۰/۹
فیروگاهها						
فراآورده‌های نفتی	۳۹/۹	۴۱/۱	۴۰/۰	۴۴/۴	۵۲/۴	۵۲/۱
گاز طبیعی	۵۳/۷	۶۰/۰	۶۲/۲	۶۸/۷	۷۹/۰	۸۴/۸
انرژی آبی	۹/۵	۱۱/۰	۱۴/۶	۱۵/۳	۱۱/۶	۱۱/۳
کل مصرف انرژی	۱۰۳/۱	۱۱۲/۱	۱۱۶/۷	۱۲۸/۴	۱۴۳/۰	۱۴۸/۳
پالایشگاهها						
فراآورده‌های نفتی	۱۱/۵	۱۱/۵	۱۲/۵	۱۲/۳	۱۴/۷	۱۵/۸
گاز طبیعی	۳/۹	۶/۵	۷/۵	۹/۵	۱۱/۹	۱۳/۳
برق	۰/۵	۰/۵	۱/۴	۰/۷	۰/۸	۰/۷
کل مصرف انرژی	۱۵/۹	۱۸/۵	۲۱/۴	۲۲/۵	۲۷/۴	۲۹/۸

■ ارقام مقدماتی است.

جدول (۷-۷): سهم انواع حاملهای انرژی در عرضه انرژی اولیه

(درصد)

۱۳۶۸	۱۳۶۷	۱۳۶۶	۱۳۶۵	۱۳۶۰	۱۳۵۵	شرح
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
۸۹/۷۲	۹۰/۹۹	۹۰/۷۶	۹۱/۳۹	۹۱/۴۸	۹۵/۴۲	نفت خام
۸/۷۱	۷/۰۷	۷/۰۸	۶/۳۳	۵/۵۱	۳/۹۶	گاز طبیعی
۰/۳۲	۰/۵۰	۰/۴۹	۰/۵۴	۰/۷۰	۰/۲۰	سوختهای جامد
۰/۹۸	۱/۱۱	۱/۳۳	۱/۳۴	۱/۶۹	۰/۲۷	برق آبی
۰/۲۷	۰/۳۳	۰/۳۴	۰/۴۰	۰/۶۳	۰/۱۵	سوختهای غیرتجاری
۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	کل تولید انرژی اولیه
نسبت واردات به عرضه کل انرژی اولیه						
۱۰/۵۰	۱۶/۹۶	۱۷/۹۷	۱۶/۳۹	۸/۱۷	۰/۱۸	فراآوردههای نفتی
۰/۲۰	۰/۳۲	۰/۳۵	۰/۴۳	۱/۰۱	۱/۸۳	سوختهای جامد
۱۰/۷۰	۱۷/۲۸	۱۸/۳۲	۱۶/۸۲	۹/۱۸	۲/۰۱	کل واردات
نسبت صادرات به تولید انرژی اولیه						
۶۳/۹۰	۶۶/۵۵	۶۴/۶۳	۶۵/۰۶	۵۹/۱۰	۸۷/۸۰	نفت خام و فراآوردههای نفتی
—	—	—	—	—	۲/۵۹	گاز طبیعی
۶۳/۹۰	۶۶/۵۵	۶۴/۶۳	۶۵/۰۶	۵۹/۱۰	۹۰/۳۹	کل صادرات
۲- نسبت بخش تبدیلات به عرضه کل انرژی اولیه						
۱۴/۸۸	۱۴/۱۲	۱۳/۹۵	۱۳/۹۴	۱۱/۷۰	۷/۶۰	تلفات تبدیل
۵/۶۴	۳/۴۸	۳/۷۲	۴/۳۵	۵/۱۵	۱۰/۹۹	مصرف بخش انرژی
۲۰/۵۱	۱۷/۶۱	۱۷/۶۷	۱۸/۲۹	۱۶/۸۵	۱۸/۵۹	کل مصرف در بخش انرژی
۳- نسبت مصرف نهایی به عرضه کل انرژی اولیه						
۷۹/۴۹	۸۲/۳۹	۸۲/۳۲	۸۱/۷۱	۸۳/۱۵	۸۱/۴۱	

جدول (۷-۷): سهم انواع حاملهای انرژی در عرضه انرژی اولیه ... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	۸۷/۵۵	۸۵/۶۰	۸۶/۶۲	۸۴/۳۹	۸۳/۵۳	۸۲/۴۳
گاز طبیعی	۱۱/۲۴	۱۳/۱۶	۱۲/۰	۱۴/۳۰	۱۵/۳۳	۱۶/۴۷
سوختهای جامد	۰/۲۷	۰/۲۵	۰/۲۱	۰/۲۲	۰/۲۵	۰/۲۹
برق آبی	۰/۷۰	۰/۷۶	۰/۹۴	۰/۹۱	۰/۶۹	۰/۶۵
سوختهای غیرتجاری	۰/۲۴	۰/۲۳	۰/۲۳	۰/۱۸	۰/۲۰	۰/۱۶
کل تولید انرژی اولیه	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
نسبت واردات به عرضه کل انرژی اولیه						
فراآوردههای نفتی	۸/۷۰	۷/۹۴	۱۰/۰۱	۷/۸۸	۵/۴۱	۳/۴۳
سوختهای جامد	۰/۲۰	۰/۵۱	۰/۴۴	۰/۵۲	۰/۳۷	۰/۵۲
کل واردات	۸/۹۰	۸/۴۵	۱۰/۴۵	۸/۴۰	۵/۷۸	۳/۹۶
نسبت صادرات به تولید انرژی اولیه						
نفت خام و فراآوردههای نفتی	۶۶/۵۰	۶۵/۱۰	۶۵/۲۲	۶۲/۴۵	۵۸/۴۷	۵۷/۵۸
گاز طبیعی	۱/۰۰	۱/۲۳	۰/۱۷	۰/۰۰	۰/۰۵	۰/۰۰
کل صادرات	۶۷/۵۰	۶۶/۳۳	۶۵/۳۹	۶۲/۴۵	۵۸/۵۲	۵۷/۵۸
۲- نسبت بخشی تبدیلات به عرضه کل انرژی اولیه						
تلفات تبدیل	۱۵/۴۸	۱۵/۶۵	۱۴/۹۶	۱۳/۷۶	۱۴/۵۰	۱۵/۳۲
مصرف بخش انرژی	۶/۱۰	۶/۰۲	۶/۱۶	۶/۳۰	۶/۷۴	۷/۰۷
کل مصرف در بخش انرژی	۲۱/۵۹	۲۱/۶۷	۲۱/۱۲	۲۰/۰۷	۲۱/۲۴	۲۲/۳۹
۳- نسبت مصرف نهایی به عرضه کل انرژی اولیه						
	۷۸/۴۱	۷۸/۳۳	۷۸/۸۶	۷۹/۹۳	۷۸/۷۶	۷۷/۶۱

■ ارقام مقدماتی است.

جدول (۷-۸): سهم مصرف کنندگان نهایی در کل مصرف حامل‌های انرژی

(درصد)

شرح	۱۳۵۵	۱۳۶۰	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸
۴- مصرف نهائی انرژی						
فرآورده‌های نفتی						
خانگی و تجاری	۳۱/۸۷	۳۰/۱۰	۲۸/۴۵	۲۹/۰۹	۲۸/۹۵	۳۰/۸۹
صنعت	۲۱/۵۵	۲۵/۱۶	۲۴/۵۰	۲۳/۷۸	۲۳/۶۰	۲۳/۲۵
حمل و نقل	۳۳/۴۷	۳۰/۴۰	۳۲/۶۵	۳۲/۲۰	۳۱/۵۵	۳۲/۱۸
کشاورزی	۷/۰۵	۷/۷۰	۹/۳۸	۹/۵۶	۹/۴۴	۹/۴۲
مصارف غیرانرژی	۶/۰۵	۶/۶۴	۵/۰۲	۵/۳۶	۶/۴۷	۴/۲۵
کل مصرف فرآورده‌های نفتی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۲/۹۹	۶۲/۲۶	۷۳/۱۷	۵۰/۷۶	۴۹/۱۲	۳۱/۱۷
صنعت	۴۱/۳۲	۳۶/۴۸	۲۶/۱۳	۴۷/۱۱	۴۵/۵۹	۵۲/۳۳
مصارف غیر انرژی	۵۵/۶۹	۱/۲۶	۰/۷۰	۲/۱۳	۵/۲۹	۱۶/۵۱
کل مصرف گاز طبیعی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
سوخت‌های جامد						
خانگی و تجاری	۲۸/۸۱	۳۵/۲۹	۳۵/۷۱	۳۴/۷۴	۳۴/۶۹	۴۰/۵۱
صنعت	۷۱/۱۹	۶۴/۷۱	۶۴/۲۹	۶۵/۲۶	۶۵/۳۱	۵۹/۴۹
کل مصرف سوخت‌های جامد	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
برق						
خانگی و تجاری	۳۹/۷۷	۵۴/۰۳	۶۲/۰۹	۶۳/۲۳	۶۲/۷۷	۶۰/۶۱
صنعت	۵۷/۹۵	۴۱/۹۴	۳۱/۷۵	۲۷/۸۰	۲۶/۸۴	۲۸/۴۱
کشاورزی	۲/۲۷	۴/۰۳	۶/۱۶	۶/۷۳	۷/۷۹	۷/۵۸
سایر مصارف	—	—	—	۲/۲۴	۲/۶۰	۳/۴۱
کل مصرف برق	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

جدول (۷-۸): سهم مصرف کنندگان نهایی در کل مصرف حامل‌های انرژی ... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
۴- مصرف نهایی انرژی						
فرآورده‌های نفتی						
خانگی و تجاری	۲۸/۲۶	۲۷/۷۱	۲۸/۸۰	۳۱/۱۳	۳۳/۳۴	۳۲/۸۸
صنعت	۲۳/۳۸	۲۳/۱۰	۲۱/۸۵	۱۶/۸۴	۱۲/۶۷	۱۳/۵۴
حمل و نقل	۳۳/۸۰	۳۳/۹۷	۳۳/۴۵	۳۴/۷۵	۳۶/۲۳	۳۸/۷۴
کشاورزی	۹/۶۷	۹/۶۶	۹/۳۷	۸/۱۲	۸/۲۷	۷/۸۱
مصارف غیرانرژی	۴/۸۸	۵/۵۵	۶/۵۳	۹/۱۶	۹/۴۹	۷/۰۳
کل مصرف فرآورده‌های نفتی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۲۷/۹۰	۳۰/۸۲	۴۳/۰۰	۳۵/۳۰	۴۰/۰۶	۳۹/۹۵
صنعت	۴۶/۷۳	۴۴/۴۹	۴۰/۲۶	۵۷/۱۲	۵۲/۳۴	۴۷/۸۱
مصارف غیر انرژی	۲۵/۳۷	۲۴/۶۹	۱۶/۷۴	۷/۵۸	۷/۶۰	۱۲/۲۴
کل مصرف گاز طبیعی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
سوخت‌های جامد						
خانگی و تجاری	۴۰/۵۱	۳۳/۳۳	۳۵/۰۰	۲۹/۷۴	۳۲/۵۶	۲۳/۵۹
صنعت	۵۹/۴۹	۶۶/۶۷	۶۵/۰۰	۷۰/۲۶	۶۷/۴۴	۷۶/۴۱
کل مصرف سوخت‌های جامد	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
برق						
خانگی و تجاری	۵۹/۴۶	۶۱/۰۶	۵۸/۷۷	۵۸/۹۵	۵۳/۰۸	۵۲/۲۸
صنعت	۲۹/۳۹	۲۸/۰۴	۳۱/۲۹	۳۲/۴۵	۳۷/۲۲	۳۷/۵۷
کشاورزی	۷/۴۳	۷/۱۷	۶/۱۴	۶/۳۹	۷/۵۲	۷/۵۸
سایر مصارف	۳/۷۲	۳/۷۴	۳/۵۱	۲/۲۱	۲/۱۸	۲/۵۷
کل مصرف برق	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

■ ارقام مقدماتی است.

جدول (۷-۹): سهم بخشها در کل مصرف نهایی انرژی

(درصد)

شرح	۱۳۵۵	۱۳۶۰	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸
۴- مصرف نهایی انرژی						
فرآورده‌های نفتی	۲۵/۱۹	۲۴/۷۰	۲۲/۸۱	۲۳/۳۴	۲۳/۱۰	۲۳/۵۰
خانگی و تجاری	۱۷/۰۳	۲۰/۶۵	۱۹/۶۵	۱۹/۰۸	۱۸/۸۳	۱۷/۶۸
صنعت	۲۶/۴۵	۲۴/۹۵	۲۶/۱۸	۲۵/۸۴	۲۵/۱۸	۲۴/۴۸
حمل و نقل	۵/۵۷	۶/۳۲	۷/۵۲	۷/۶۷	۷/۵۳	۷/۱۷
کشاورزی	۴/۷۸	۵/۴۵	۴/۰۳	۴/۳۰	۵/۱۶	۳/۲۳
مصارف غیرانرژی						
کل مصرف فرآورده‌های نفتی	۷۹/۰۲	۸۲/۰۷	۸۰/۱۸	۸۰/۲۵	۷۹/۸۱	۷۶/۰۵
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۰/۲۸	۴/۶۱	۶/۹۹	۵/۱۰	۵/۰۴	۴/۵۶
صنعت	۳/۸۸	۲/۷۰	۲/۵۰	۴/۷۳	۴/۶۸	۷/۶۶
مصارف غیر انرژی	۵/۲۳	۰/۰۹	۰/۰۷	۰/۲۱	۰/۵۴	۲/۴۲
کل مصرف گاز طبیعی	۹/۳۹	۷/۴۱	۹/۵۵	۱۰/۰۴	۱۰/۲۶	۱۴/۶۴
سوخت‌های جامد						
خانگی و تجاری	۱/۹۱	۱/۶۸	۱/۱۶	۱/۰۱	۱/۰۳	۰/۸۷
صنعت	۴/۷۲	۳/۰۷	۲/۱۰	۱/۸۹	۱/۹۳	۱/۲۸
کل مصرف سوخت‌های جامد	۶/۶۴	۴/۷۵	۳/۲۶	۲/۹۰	۲/۹۶	۲/۱۵
برق						
خانگی و تجاری	۱/۹۷	۳/۱۲	۴/۳۶	۴/۳۰	۴/۳۸	۴/۳۵
صنعت	۲/۸۷	۲/۴۲	۲/۲۳	۱/۸۹	۱/۸۷	۲/۰۴
کشاورزی	۰/۱۱	۰/۲۳	۰/۴۳	۰/۴۶	۰/۵۴	۰/۵۴
سایر مصارف	—	—	—	۰/۱۵	۰/۱۸	۰/۲۴
کل مصرف برق	۴/۹۵	۵/۷۸	۷/۰۲	۶/۸۱	۶/۹۷	۷/۱۷
جمع	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

جدول (۹-۷): سهم بخشها در کل مصرف نهایی انرژی ... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
۴- مصرف نهایی انرژی						
فرآورده‌های نفتی						
خانگی و تجاری	۲۰/۲۶	۱۹/۰۱	۱۹/۶۸	۱۹/۸۵	۲۱/۵۰	۱۹/۹۴
صنعت	۱۶/۷۶	۱۵/۸۵	۱۴/۹۳	۱۰/۷۴	۸/۱۷	۸/۲۱
حمل و نقل	۲۴/۲۳	۲۳/۳۱	۲۲/۸۶	۲۲/۱۶	۲۳/۳۷	۲۳/۴۹
کشاورزی	۶/۹۳	۶/۶۳	۶/۴۰	۵/۱۸	۵/۳۴	۴/۷۴
مصارف غیرانرژی	۳/۵۰	۳/۸۱	۴/۴۶	۵/۸۴	۶/۱۲	۴/۲۶
کل مصرف فرآورده‌های نفتی	۷۱/۶۹	۶۸/۶۲	۶۸/۳۳	۶۳/۷۷	۶۴/۴۹	۶۰/۶۵
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۵/۲۶	۶/۷۷	۹/۷۰	۹/۷۱	۱۰/۶۷	۱۲/۰۰
صنعت	۸/۸۲	۹/۷۷	۹/۰۹	۱۵/۷۱	۱۳/۹۴	۱۴/۳۶
مصارف غیر انرژی	۴/۷۹	۵/۴۲	۳/۷۸	۲/۰۸	۲/۰۲	۳/۶۸
کل مصرف گاز طبیعی	۱۸/۸۷	۲۱/۹۷	۲۲/۵۷	۲۷/۵۰	۲۶/۶۳	۳۰/۰۴
سوخته‌های جامد						
خانگی و تجاری	۰/۸۱	۰/۷۴	۰/۷۲	۰/۵۶	۰/۵۸	۰/۴۷
صنعت	۱/۱۸	۱/۴۸	۱/۳۴	۱/۳۲	۱/۲۱	۱/۵۲
کل مصرف سوخته‌های جامد	۱/۹۹	۲/۲۲	۲/۰۶	۱/۸۸	۱/۷۹	۱/۹۹
برق						
خانگی و تجاری	۴/۴۳	۴/۳۹	۴/۱۵	۴/۰۴	۳/۷۶	۳/۸۳
صنعت	۲/۱۹	۲/۰۲	۲/۲۱	۲/۲۲	۲/۶۴	۲/۷۵
کشاورزی	۰/۵۵	۰/۵۲	۰/۴۳	۰/۴۴	۰/۵۳	۰/۵۶
سایر مصارف	۰/۲۸	۰/۲۷	۰/۲۵	۰/۱۵	۰/۱۵	۰/۱۹
کل مصرف برق	۷/۴۶	۷/۲۰	۷/۰۴	۶/۸۵	۷/۰۹	۷/۳۲
جمع	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

■ ارقام مقدماتی است.

جدول (۱۰-۷): سهم حامل‌های مختلف انرژی در تأمین انرژی بخشها

(درصد)

شرح	۱۳۵۵	۱۳۶۰	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸
خانگی و تجاری						
فراآورده‌های نفتی	۸۵/۸۲	۷۲/۴۲	۶۴/۵۹	۶۹/۱۶	۶۸/۸۷	۷۰/۶۱
گاز طبیعی	۰/۹۶	۱۳/۵۲	۱۹/۷۸	۱۵/۱۰	۱۵/۰۲	۱۳/۷۲
سوخت‌های جامد	۶/۵۲	۴/۹۲	۳/۳۰	۲/۹۸	۳/۰۶	۲/۶۱
برق	۶/۷۱	۹/۱۵	۱۲/۳۴	۱۲/۵۷	۱۳/۰۴	۱۳/۰۶
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
صنعت						
فراآورده‌های نفتی	۵۹/۷۵	۷۱/۵۹	۷۴/۲۳	۶۹/۱۴	۶۸/۹۵	۶۱/۷۰
گاز طبیعی	۱۳/۶۱	۹/۳۶	۹/۴۳	۱۷/۱۴	۱۷/۱۳	۲۶/۷۳
سوخت‌های جامد	۱۶/۵۷	۱۰/۶۶	۷/۹۲	۶/۸۶	۷/۰۷	۴/۴۶
برق	۱۰/۰۶	۸/۴۰	۸/۴۲	۶/۸۶	۶/۸۵	۷/۱۱
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
حمل و نقل						
فراآورده‌های نفتی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
کشاورزی						
فراآورده‌های نفتی	۹۸/۰۲	۹۶/۴۵	۹۴/۵۶	۹۴/۳۷	۹۳/۲۷	۹۲/۹۵
برق	۱/۹۸	۳/۵۵	۵/۴۴	۵/۶۳	۶/۷۳	۷/۰۵
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
نیروگاهها						
فراآورده‌های نفتی	۴۸/۲۴	۴۲/۲۵	۵۰/۳۴	۴۱/۳۶	۴۲/۸۴	۳۹/۴۷
گاز طبیعی	۲۷/۴۵	۳۴/۹۸	۳۳/۵۲	۴۲/۴۷	۴۳/۴۴	۴۷/۶۳
انرژی آبی	۲۴/۳۱	۲۲/۷۷	۱۶/۱۴	۱۶/۱۷	۱۳/۷۲	۱۲/۹۰
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
پالایشگاهها						
فراآورده‌های نفتی	۶۷/۵۰	۸۸/۷۲	۸۳/۹۵	۸۳/۶۲	۸۳/۸۳	۸۲/۷۳
گاز طبیعی	۳۰/۰۰	۷/۵۲	۱۴/۲۰	۱۳/۵۶	۱۴/۳۷	۱۴/۳۹
برق	۲/۵۰	۳/۷۶	۱/۸۵	۲/۸۲	۱/۸۰	۲/۸۸
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

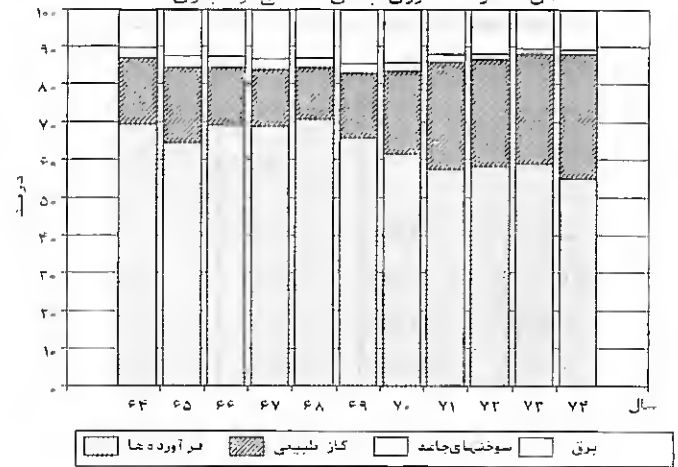
جدول (۷-۱۰): سهم حاملهای مختلف انرژی در تأمین انرژی بخشها ... ادامه

(درصد)

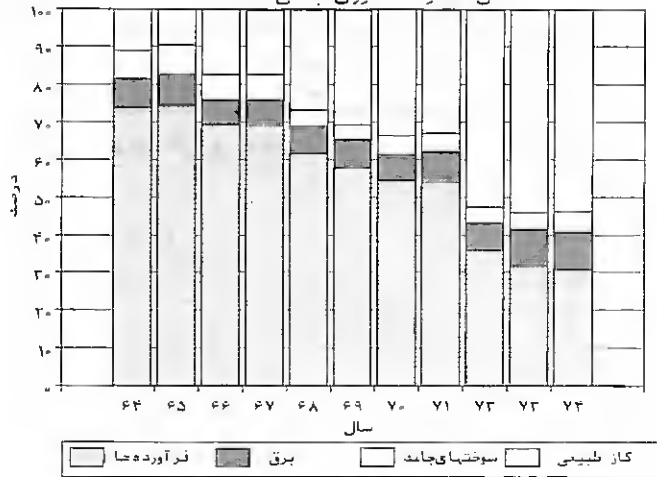
شرح	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
خانگی و تجاری						
فراآورده‌های نفتی	۶۵/۸۵	۶۱/۵۰	۵۷/۴۴	۵۸/۱۲	۵۸/۸۸	۵۵/۰۳
گاز طبیعی	۱۷/۱۱	۲۱/۹۰	۲۸/۳۳	۲۸/۴۲	۲۹/۲۲	۲۳/۱۲
سوخته‌های جامد	۲/۶۲	۲/۳۹	۲/۱۱	۱/۶۴	۱/۵۹	۱/۳۰
برق	۱۴/۴۱	۱۴/۲۱	۱۲/۱۲	۱۱/۸۲	۱۰/۳۱	۱۰/۵۶
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
صنعت						
فراآورده‌های نفتی	۵۷/۸۹	۵۴/۴۳	۵۴/۱۶	۳۵/۸۰	۳۱/۴۸	۳۰/۵۸
گاز طبیعی	۳۰/۴۵	۳۳/۵۶	۳۲/۹۶	۵۲/۳۷	۵۳/۷۱	۵۳/۵۰
سوخته‌های جامد	۴/۰۹	۵/۰۸	۴/۸۷	۴/۴۱	۴/۶۵	۵/۶۷
برق	۷/۵۷	۶/۹۳	۸/۰۱	۷/۴۱	۱۰/۱۶	۱۰/۲۴
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
حمل و نقل						
فراآورده‌های نفتی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
کشاورزی						
فراآورده‌های نفتی	۹۲/۶۰	۹۲/۷۸	۹۳/۶۶	۹۲/۲۱	۹۰/۹۲	۸۹/۵۲
برق	۷/۴۰	۷/۲۲	۶/۳۴	۷/۷۹	۹/۰۸	۱۰/۴۸
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
نیروگاهها						
فراآورده‌های نفتی	۳۸/۷۰	۳۶/۶۶	۳۴/۲۵	۳۴/۵۵	۳۶/۶۵	۳۵/۱۵
گاز طبیعی	۵۲/۰۹	۵۳/۵۲	۵۳/۲۵	۵۳/۵۲	۵۵/۲۳	۵۷/۲۰
انرژی آبی	۹/۲۱	۹/۸۱	۱۲/۵۱	۱۱/۹۳	۸/۱۲	۷/۶۵
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
پالایشگاهها						
فراآورده‌های نفتی	۷۲/۳۳	۶۲/۱۶	۵۸/۴۱	۵۴/۵۷	۵۳/۸۶	۵۳/۰۶
گاز طبیعی	۲۴/۵۳	۳۵/۱۴	۳۵/۰۵	۴۲/۲۰	۴۳/۲۹	۴۴/۵۵
برق	۳/۱۴	۲/۷۰	۶/۵۴	۳/۲۳	۲/۸۵	۲/۳۹
کل مصرف انرژی	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

■ ارقام مقدماتی است.

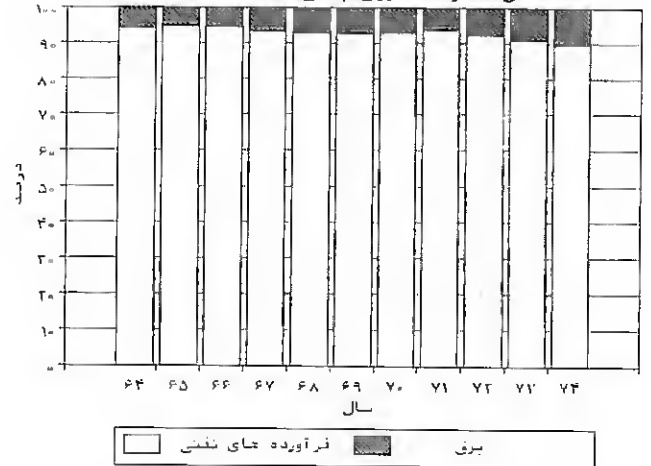
نمودار ۱۶: سهم حاملهای انرژی در کل مصرف انرژی بخش خانگی و تجاری



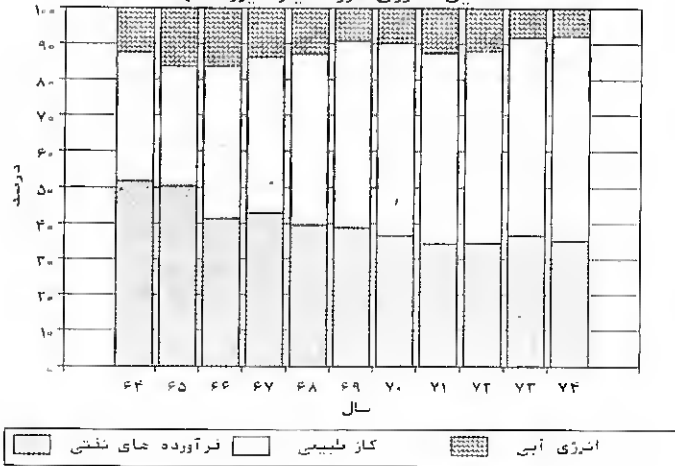
نمودار ۱۷: سهم حاملهای انرژی در کل مصرف انرژی بخش صنعت



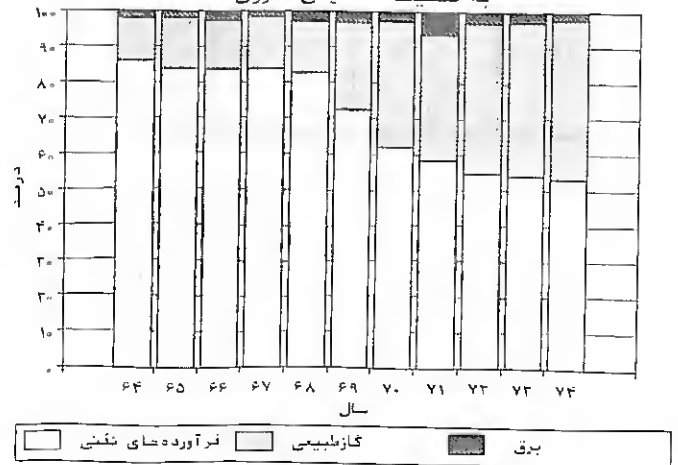
نمودار ۱۸: سهم حاملهای انرژی در کل مصرف انرژی بخش کشاورزی



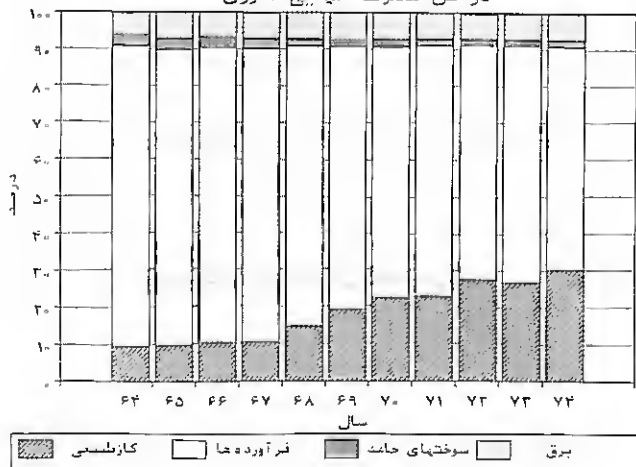
نمودار ۱۹: سهم منابع مختلف در تأمین انرژی مورد نیاز نیروگاهها



نمودار ۲۰: مصرف سوخت پالایشگاهها به تنگیک حاملهای انرژی



نمودار ۲۱: سهم حاملهای انرژی در کل مصرف نهایی انرژی



جدول (۱-۷): رشد سالانه عرضه انرژی اولیه و بخش تبدیلات به تفکیک اجزاء

(درصد)

شرح	*۱۳۵۵	*۱۳۶۰	*۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	۹/۵۱	-۲/۸۱	-۱۲/۹۷	۱۲/۰۶	۴/۶۵	۱۵/۲۱
گاز طبیعی	۱/۷۱	۸/۱۹	-۴/۳۴	۲۶/۳۲	۴/۱۷	۴۴/۰۰
سوختهای جامد	۴/۷۶	-۲/۴۴	-۴/۰۸	۲/۱۳	۶/۲۵	-۲۵/۴۹
برق آبی	۱۴/۸۱	۱۰/۲۳	۳۴/۴۸	۱۱/۹۷	-۱۲/۹۸	۲/۶۳
سوختهای غیرتجاری	۰/۰۰	۵/۸۸	۰/۰۰	-۵/۷۱	۳/۰۳	-۵/۸۸
کل تولید	۹/۱۷	-۲/۰۱	-۱۱/۹۶	۱۲/۸۴	۴/۳۹	۱۶/۸۳
واردات						
فرآوردههای نفتی	۰/۰۰	۵۵۹/۳۸	-۵/۶۳	۱۸/۵۷	-۴/۶۲	-۲۸/۸۹
سوختهای جامد	-۶/۹۸	-۳۱/۵۸	۶/۶۷	-۱۲/۵۰	-۷/۱۴	-۳۰/۷۷
کل واردات	۲/۳۳	۲۳۸/۵۷	-۵/۳۵	۱۷/۷۷	-۴/۶۶	-۲۸/۹۲
صادرات						
نفت خام و فرآوردههای نفتی	۹/۳۹	۳/۶۰	-۱۳/۱۵	۱۲/۰۹	۷/۴۸	۱۲/۱۵
گاز طبیعی	-۳/۱۵	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰
کل صادرات	۸/۹۹	۳/۶۰	-۱۳/۱۵	۱۲/۰۹	۷/۴۸	۱۲/۱۵
سوخت کشتیهای بین‌المللی	-۲۵/۰۰	۰/۰۰	۳۵/۰۰	۵۵/۵۶	۷/۱۴	۸۰/۰۰
عرضه کل انرژی اولیه	۱۴/۴۹	۴/۸۰	-۶/۳۴	۸/۱۳	۱/۰۸	۱۵/۱۶
۲- بخش تبدیلات						
تلفات تبدیل	۱۰/۶۷	۱۰/۶۲	۲/۱۹	۸/۱۹	۲/۳۴	۲۱/۳۰
مصارف بخش انرژی	۷/۱۴	۹/۹۲	-۱۰/۶۱	-۷/۵۰	-۵/۴۱	۸۶/۴۳
کل مصرف در بخش انرژی	۸/۵۶	۱۰/۴۱	-۱/۱۷	۴/۴۶	۰/۷۱	۳۴/۱۸
۳- مصرف نهائی انرژی	۱۵/۹۴	۳/۷۳	-۷/۴۳	۸/۹۵	۱/۱۶	۱۱/۰۹

* رشد محاسبه شده نسبت به سال گذشته می‌باشد.

جدول (۱-۷): رشد سالانه عرضه انرژی اولیه و بخش تبدیلات به تفکیک اجزاء ... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
۱- عرضه انرژی اولیه						
تولید						
نفت خام	۱۰/۸۹	۴/۴۳	۸/۲۷	۵/۸۴	-۱/۰۷	۱/۵۶
گاز طبیعی	۴۶/۶۵	۲۵/۰۸	-۲/۴۵	۲۹/۳۹	۷/۱۸	۱۰/۵۴
سوختهای جامد	-۲/۶۳	۰/۰۰	-۱۰/۸۱	۱۲/۷۳	۱۴/۳۰	۱۷/۰۴
برق آبی	-۱۸/۸۰	۱۵/۷۹	۳۲/۷۳	۴/۹۶	-۲۴/۲۱	-۲/۲۸
سوختهای غیرتجاری	۰/۰۰	۳/۱۲	۶/۰۶	-۱۱/۷۱	۹/۷۹	-۱۸/۹۰
کل تولید	۱۳/۶۵	۶/۸۲	۶/۹۹	۸/۶۳	-۰/۰۵	۲/۹۰
واردات						
فرآوردههای نفتی	-۸/۲۵	۱/۵۷	۳۶/۰۶	-۱۱/۵۲	-۲۶/۶۱	-۳۵/۳۰
سوختهای جامد	۱۱/۱۱	۱۹/۰۰	-۶/۹۰	۳۲/۵۹	-۲۲/۸۳	۴۱/۸۹
کل واردات	-۷/۸۹	۵/۷۱	۳۳/۴۷	-۹/۶۶	-۲۶/۳۷	-۳۰/۳۱
صادرات						
نفت خام و فرآوردههای نفتی	۱۸/۴۰	۴/۴۹	۷/۷۷	۳/۴۶	-۶/۴۳	۱/۳۳
گاز طبیعی	—	۳۶/۶۴	-۸۵/۴۷	-۱۰۰/۰۰	—	-۱۰۰/۰۰
کل صادرات	۲۰/۱۱	۴/۹۵	۶/۰۴	۳/۲۰	-۶/۳۵	۱/۲۴
سوخت کشتیهای بین‌المللی	-۲۹/۶۳	۲۶/۳۲	-۲۹/۱۷	۷۱/۷۶	-۰/۳۸	۱۳/۹۹
عرضه کل انرژی اولیه	۹/۳۳	۱۲/۴۸	۷/۸۳	۱۲/۴۳	۷/۰۱	۱/۸۶
۲- بخش تبدیلات						
تلفات تبدیل	۱۳/۷۹	۱۳/۶۵	۳/۱۴	۳/۳۹	۱۲/۷۴	۷/۶۲
مصارف بخش انرژی	۱۸/۳۹	۱۱/۰۰	۱۰/۲۰	۱۵/۱۴	۱۴/۳۳	۶/۹۷
کل مصرف در بخش انرژی	۱۵/۰۵	۱۲/۹۰	۵/۱۱	۶/۸۱	۱۳/۲۴	۷/۴۱
۳- مصرف نهانی انرژی	۷/۸۵	۱۲/۳۷	۸/۵۶	۱۳/۹۴	۵/۴۴	۰/۳۷

■ ارقام مقدماتی است.

جدول (۷-۱۲): رشد سالانه مصرف نهایی حاملهای انرژی در بخشهای مختلف

(درصد)

شرح	*۱۳۵۵	*۱۳۶۰	*۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸
۴- مصرف نهایی انرژی						
فرآوردههای نفتی						
خانگی و تجاری	۱۷/۳۵	-۲/۳۹	-۱۶/۱۴	۱۱/۵۲	۰/۱۲	۱۲/۹۷
صنعت	۱۴/۷۸	۷/۹۱	-۶/۳۳	۵/۸۴	-۰/۱۸	۴/۲۹
حمل و نقل	۲۱/۰۳	-۰/۸۰	-۴/۹۹	۷/۵۵	-۱/۴۳	۷/۹۹
کشاورزی	۱۸/۵۴	۸/۸۲	-۴/۲۴	۱۱/۱۵	-۰/۶۸	۵/۶۹
مصارف غیرانرژی	۲۶/۸۷	۲۱/۸۷	-۹/۰۲	۱۶/۵۳	۲۱/۲۸	-۳۰/۴۱
کل مصرف نهایی	۱۸/۶۱	۲/۷۵	-۸/۸۹	۹/۰۵	۰/۶۱	۵/۸۶
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۱۵۰/۰۰	۸۳/۳۳	۱/۴۵	-۲۰/۴۸	۰/۰۰	۰/۶۰
صنعت	۳۰/۱۹	۷۵/۷۶	-۲۰/۲۱	۱۰۶/۶۷	۰/۰۰	۸۱/۹۴
مصارف غیر انرژی	-۲/۱۱	-۹۵/۲۴	۰/۰۰	۲۵۰/۰۰	۱۵۷/۱۴	۳۹۴/۴۴
کل مصرف نهایی	۱۱/۳۳	۲۳/۲۶	-۵/۲۸	۱۴/۶۳	۳/۲۴	۵۸/۵۳
سوختهای جامد						
خانگی و تجاری	۰/۰۰	۵/۸۸	۰/۰۰	-۵/۷۱	۳/۰۳	-۵/۸۸
صنعت	-۱/۱۸	-۱۶/۴۶	-۱/۵۶	-۱/۵۹	۳/۲۳	-۲۶/۵۶
کل مصرف نهایی	-۰/۸۴	-۹/۷۳	-۱/۰۱	-۳/۰۶	۳/۱۶	-۱۹/۳۹
برق						
خانگی و تجاری	۱۶/۶۷	۱۳/۵۶	۱۱/۰۲	۷/۶۳	۲/۸۴	۱۰/۳۴
صنعت	۶/۲۵	۴/۰۰	۰/۰۰	-۷/۴۶	۰/۰۰	۲۰/۹۷
کشاورزی	۰/۰۰	۲۵/۰۰	-۱۳/۳۳	۱۵/۳۸	۲۰/۰۰	۱۱/۱۱
سایر مصارف	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۲۰/۰۰	۵۰/۰۰
کل مصرف نهایی برق	۱۰/۰۰	۹/۷۳	۵/۵۰	۵/۶۹	۳/۵۹	۱۴/۲۹
کل مصرف نهایی انرژی	۱۵/۹۴	۳/۷۳	-۷/۴۳	۸/۹۵	۱/۱۶	۱۱/۱۱

* رشد محاسبه شده نسبت به سال گذشته می باشد.

جدول (۱۲-۷): رشد سالانه مصرف نهایی حامل انرژی در بخشهای مختلف ... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
۴- مصرف نهایی انرژی						
فرآوردههای نفتی	-۷/۰۲	۵/۴۷	۱۲/۳۶	۱۴/۹۳	۱۴/۲۰	-۶/۸۹
خانگی و تجاری	۲/۲۴	۶/۲۸	۲/۲۳	-۱۸/۰۴	-۱۹/۷۸	۰/۸۶
صنعت	۶/۷۷	۸/۱۱	۶/۴۴	۱۰/۴۶	۱۱/۱۷	۰/۹۲
حمل و نقل	۴/۳۶	۷/۴۱	۴/۸۴	-۷/۸۷	۸/۶۹	-۱۰/۸۴
کشاورزی	۱۶/۸۱	۲۲/۳۰	۲۷/۰۶	۴۹/۳۰	۱۰/۴۳	-۳۰/۱۱
مصارف غیرانرژی						
کل مصرف نهایی	۱/۶۶	۷/۵۶	۸/۱۰	۶/۳۴	۶/۶۳	-۵/۶۱
گاز طبیعی						
خانگی و تجاری	۲۴/۴۰	۴۴/۵۰	۵۵/۶۳	۱۳/۹۶	۱۵/۸۹	۱۲/۹۲
صنعت	۲۴/۱۱	۲۴/۵۷	۰/۹۲	۹۷/۰۰	-۶/۴۳	۳/۴۱
مصارف غیر انرژی	۱۱۳/۴۸	۲۷/۳۷	-۲۴/۳۸	-۳۷/۱۷	۲/۴۷	۸۲/۱۹
کل مصرف نهایی	۳۸/۹۶	۳۰/۸۴	۱۱/۵۳	۳۸/۸۳	۲/۱۲	۱۳/۲۱
سوختهای جامد						
خانگی و تجاری	۰/۰۰	۳/۱۲	۶/۰۶	-۱۱/۷۱	۹/۷۹	-۱۸/۹۰
صنعت	۰/۰۰	۴۰/۴۳	-۱/۵۲	۱۲/۳۱	-۳/۹۱	۲۶/۸۳
کل مصرف نهایی	۰/۰۰	۲۵/۳۲	۱/۰۱	۳/۹۰	۰/۱۶	۱۱/۹۴
برق						
خانگی و تجاری	۱۰/۰۰	۱۱/۳۶	۲/۵۵	۱۰/۸۳	-۱/۷۲	۲/۰۴
صنعت	۱۶/۰۰	۳/۴۵	۱۸/۸۹	۱۴/۶۲	۲۵/۱۶	۴/۵۹
کشاورزی	۱۰/۰۰	۴/۵۵	-۸/۷۰	۱۴/۹۴	۲۸/۴۹	۴/۵۰
سایر مصارف	۲۲/۲۲	۹/۰۹	۰/۰۰	-۳۰/۴۰	۷/۶۰	۲۲/۱۸
کل مصرف نهایی برق	۱۲/۲۲	۸/۴۵	۶/۵۴	۱۰/۸۲	۹/۱۴	۳/۶۱
کل مصرف نهایی انرژی	۷/۸۳	۱۲/۳۷	۸/۵۸	۱۳/۹۴	۵/۴۴	۰/۳۷

■ ارقام مقدماتی است.

جدول (۷-۱۳): رشد سالانه عرضه برق شاخصهای جانشینی فرآوردههای نفتی

(درصد)

شرح	*۱۳۵۵	*۱۳۶۰	*۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸
۵- عرضه برق کل کشور						
نفت و گاز	۸/۸۲	۱۱/۴۳	۱/۱۴	۱۱/۰۲	۶/۵۶	۱۲/۱۶
برق آبی	۱۵/۳۸	۱۰/۸۶	۳۵/۴۴	۱۱/۶۱	-۱۲/۸۶	۲/۸۹
کل عرضه برق شامل:	۱۰/۲۶	۱۱/۲۹	۵/۹۹	۱۱/۱۳	۳/۰۴	۱۰/۷۴
وزارت نیرو	۱۱/۲۱	۱۲/۷۱	۶/۳۳	۸/۹۹	۲/۸۷	۱۱/۳۱
سایر	۶/۰۹	۰/۰۰	۱/۰۴	۴۴/۲۲	۵/۰۰	۴/۲۴
۶- شاخصهای جانشینی						
فرآوردههای نفتی						
الف: نسبت مصرف فرآوردههای نفتی در بخشها						
به عرضه داخلی نفت						
خانگی و تجاری	-۱/۷۰	-۵/۰۷	-۷/۱۹	۶/۳۰	-۰/۷۸	۲/۷۰
صنعت	-۲/۴۳	۱/۹۲	۲/۳۳	۰/۸۰	-۱/۰۷	-۵/۱۲
حمل و نقل	۲/۲۵	-۲/۷۳	۲/۱۰	۲/۴۷	-۲/۳۱	-۱/۷۵
کشاورزی	۱/۷۲	۶/۱۵	۳/۶۶	۵/۸۷	-۱/۳۰	-۳/۹۶
نیروگاهها	۱۵/۷۱	۱۱/۹۰	۱۰/۰۰	-۱۲/۵۱	۵/۳۰	-۸/۵۴
ب: سهم فرآوردههای نفتی در کل انرژی						
مصرفی بخشها						
خانگی و تجاری	۰/۳۵	-۷/۷۵	-۶/۰۶	۷/۰۸	-۰/۴۱	۲/۵۱
صنعت	۱/۳۴	-۰/۷۱	۱/۰۰	-۶/۸۸	-۰/۲۷	-۱۰/۵۱
حمل و نقل	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰
کشاورزی	۰/۴۱	-۰/۴۱	۰/۵۳	-۰/۲۱	-۱/۱۴	-۰/۳۵
نیروگاهها	۳/۶۶	۵/۲۲	-۲/۷۱	-۱۷/۸۵	۳/۵۸	-۷/۸۶

* رشد محاسبه شده نسبت به سال گذشته می باشد.

جدول (۱۳-۷): رشد سالانه عرضه برق شاخصهای جانشینی فرآوردههای نفتی ... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴ ■
۵- عرضه برق کل کشور						
نفت و گاز	۱۷/۳۲	۷/۶۴	۳/۵۴	۱۲/۳۴	۱۲/۶۱	۴/۵۳
برق آبی	-۱۹/۱۳	۱۶/۰۰	۳۲/۲۳	۵/۲۹	-۲۴/۲۱	-۲/۲۸
کل عرضه برق شامل:	۱۲/۱۲	۸/۵۰	۶/۶۹	۱۱/۳۸	۷/۸۷	۳/۹۱
وزارت نیرو	۱۲/۶۶	۸/۷۷	۶/۸۲	۱۱/۸۴	۸/۰۶	۳/۸۴
سایر	۵/۴۹	۴/۹۹	۵/۰۰	۵/۰۰	۵/۰۰	۵/۰۰
۶- شاخصهای جانشینی						
فرآوردههای نفتی						
الف: نسبت مصرف فرآوردههای نفتی در بخشها						
به عرضه داخلی نفت	-۹/۶۶	-۱/۸۷	۳/۸۵	۱۰/۲۸	۵/۳۴	-۳/۶۶
خانگی و تجاری	-۰/۷۲	-۱/۰۸	-۵/۵۰	-۲۱/۳۶	-۲۶/۰۰	۴/۳۶
صنعت	۳/۷۷	۰/۵۸	-۱/۶۴	۵/۹۹	۲/۵۵	۴/۴۲
حمل و نقل	۱/۲۴	۰/۱۴	-۳/۲۲	-۱۱/۶۰	۰/۲۶	-۷/۷۵
کشاورزی	۸/۳۲	-۴/۱۶	-۱۰/۰۶	۶/۴۳	۹/۰۰	۲/۹۱
نیروگاهها						
ب: سهم فرآوردههای نفتی در کل انرژی						
مصرفی بخشها	-۶/۷۵	-۶/۶۱	-۶/۵۹	۱/۱۸	۱/۳۱	-۶/۵۴
خانگی و تجاری	-۶/۲۱	-۵/۹۶	-۰/۴۹	-۳۳/۸۹	-۱۲/۰۸	-۲/۸۴
صنعت	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰
حمل و نقل	۰/۳۹	۰/۲۱	۰/۹۳	-۱/۵۵	-۱/۴۰	-۱/۵۴
کشاورزی	-۱/۹۵	-۵/۲۶	-۶/۵۹	۰/۸۹	۶/۰۸	-۴/۰۹
نیروگاهها						

■ ارقام مقدماتی است.

جدول (۷-۱۴): رشد سالانه مصرف انرژی در بخشهای مختلف

(درصد)

شرح	*۱۳۵۵	*۱۳۶۰	*۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸
خانگی و تجاری						
فرآورده‌های نفتی	۱۷/۳۵	-۲/۳۹	-۱۶/۱۴	۱۱/۵۲	۰/۱۲	۱۲/۹۷
گاز طبیعی	۱۵۰/۰۰	۸۳/۳۳	۱/۴۵	-۲۰/۴۸	۰/۰۰	۰/۶۰
سوختهای جامد	—	۵/۸۸	۰/۰۰	-۵/۷۱	۳/۰۳	-۵/۸۸
برق	۱۶/۶۷	۱۳/۵۶	۱۱/۰۲	۷/۶۳	۲/۸۴	۱۰/۳۴
کل مصرف انرژی	۱۶/۵۸	۶/۰۸	-۹/۸۵	۴/۱۴	۰/۵۳	۱۰/۱۹
صنعت						
فرآورده‌های نفتی	۱۴/۷۸	۷/۹۱	-۶/۳۳	۵/۸۴	-۰/۱۸	۴/۲۹
گاز طبیعی	۳۰/۱۹	۷۵/۷۶	-۲۰/۲۱	۱۰۶/۶۷	۰/۰۰	۸۱/۹۴
سوختهای جامد	-۱/۱۸	-۱۶/۴۶	-۱/۵۶	-۱/۵۹	۳/۲۳	-۲۶/۵۶
برق	۶/۲۵	۴/۰۰	۰/۰۰	-۷/۴۶	۰/۰۰	۲۰/۹۷
کل مصرف انرژی	۱۲/۶۷	۸/۱۲	-۷/۰۰	۱۳/۶۴	۰/۱۰	۱۶/۵۵
حمل و نقل						
فرآورده‌های نفتی	۲۱/۰۳	-۰/۸۰	-۴/۹۹	۷/۵۵	-۱/۴۳	۷/۹۹
کشاورزی						
فرآورده‌های نفتی	۱۸/۵۴	۸/۸۲	-۴/۲۴	۱۱/۱۵	-۰/۶۸	۵/۶۹
برق	—	۲۵/۰۰	-۱۳/۳۳	۱۵/۳۸	۲۰/۰۰	۱۱/۱۱
کل مصرف انرژی	۱۸/۱۱	۹/۳۲	-۴/۷۸	۱۱/۳۸	۰/۴۹	۶/۰۵
نیروگاهها						
فرآورده‌های نفتی	۱۴/۹۵	۱۶/۱۳	۰/۸۳	-۸/۲۲	۶/۲۷	۰/۵۶
گاز طبیعی	۱/۴۵	۴/۲۰	-۳/۵۷	۴۱/۵۶	۴/۹۴	۱۹/۶۷
انرژی آبی	۱۴/۸۱	۱۰/۲۳	۳۴/۴۸	۱۱/۹۷	-۱۲/۹۸	۲/۶۳
کل مصرف انرژی	۱۰/۸۷	۱۰/۳۶	۳/۴۲	۱۱/۷۲	۲/۵۹	۹/۱۵
پالایشگاهها						
فرآورده‌های نفتی	۰/۶۲	۲۱/۶۵	-۱۱/۶۹	۸/۸۲	-۵/۴۱	-۱۷/۸۶
گاز طبیعی	۲۶/۳۲	-۵۰/۰۰	۹/۵۲	۴/۳۵	۰/۰۰	-۱۶/۶۷
برق	۰/۰۰	۲۵/۰۰	-۲۵/۰۰	۶۶/۶۷	-۴۰/۰۰	۳۳/۳۳
کل مصرف انرژی	۷/۱۴	۹/۹۲	-۹/۵۰	۹/۲۶	-۵/۶۵	۱۶/۷۷

* رشد محاسبه شده نسبت به سال گذشته می‌باشد.

جدول (۷-۱۴): رشد سالانه مصرف انرژی در بخشهای مختلف ... ادامه

(درصد)

شرح	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
خانگی و تجاری						
فراآورده‌های نفتی	-۷/۰۲	۵/۴۷	۱۶/۳۶	۱۴/۹۳	۱۴/۲۰	-۶/۸۹
گاز طبیعی	۲۴/۴۰	۴۴/۵۰	۵۵/۶۳	۱۳/۹۶	۱۵/۸۹	۱۲/۹۲
سوختهای جامد	۰/۰۰	۳/۱۲	۶/۰۶	-۱۱/۷۱	۹/۷۹	-۱۸/۹۰
برق	۱۰/۰۰	۱۱/۳۶	۲/۵۵	۱۰/۸۳	-۱/۷۲	۲/۰۴
کل مصرف انرژی	-۰/۳۰	۱۲/۹۴	۲۰/۳۰	۱۳/۶۰	۱۲/۷۲	-۰/۳۷
صنعت						
فراآورده‌های نفتی	۲/۲۴	۶/۲۸	۲/۲۳	-۱۸/۰۴	-۱۹/۷۸	۰/۸۶
گاز طبیعی	۲۴/۱۱	۲۴/۵۷	۰/۹۲	۹۷/۰۰	-۶/۴۳	۳/۴۱
سوختهای جامد	۰/۰۰	۴۰/۴۳	-۱/۵۲	۱۲/۳۱	-۳/۹۱	۲۶/۸۳
برق	۱۶/۰۰	۳/۴۵	۱۸/۸۹	۱۴/۶۲	۲۵/۱۶	۴/۵۹
کل مصرف انرژی	۸/۹۷	۱۳/۰۳	۲/۷۷	۲۳/۹۷	-۸/۷۶	۳/۸۱
حمل و نقل						
فراآورده‌های نفتی	۶/۷۷	۸/۱۱	۶/۴۴	۱۰/۴۶	۱۱/۱۷	۰/۹۲
کشاورزی						
فراآورده‌های نفتی	۴/۳۶	۷/۴۱	۴/۸۴	-۷/۸۷	۸/۶۹	-۱۰/۸۴
برق	۱۰/۰۰	۴/۵۵	-۸/۷۰	۱۴/۹۴	۲۸/۴۹	۴/۵۰
کل مصرف انرژی	۴/۷۶	۷/۲۰	۳/۷۶	-۶/۴۲	۱۰/۲۳	-۹/۴۵
نیروگاهها						
فراآورده‌های نفتی	۱۱/۴۵	۳/۰۱	-۲/۶۸	۱۰/۹۳	۱۸/۱۶	-۰/۵۴
گاز طبیعی	۲۴/۳۱	۱۱/۷۳	۳/۶۷	۱۰/۵۰	۱۴/۹۵	۷/۳۹
انرژی آبی	-۱۸/۸۰	۱۵/۷۹	۳۲/۷۳	۴/۹۶	-۲۴/۲۱	-۲/۲۸
کل مصرف انرژی	۱۳/۶۷	۸/۷۳	۴/۱۹	۹/۹۵	۱۱/۳۹	۳/۷۰
پالایشگاهها						
فراآورده‌های نفتی	۰/۰۰	۰/۰۰	۸/۷۰	-۱/۷۸	۲۰/۱۱	۷/۳۷
گاز طبیعی	۹۵/۰۰	۶۶/۶۷	۱۵/۳۸	۲۶/۶۰	۲۴/۸۱	۱۲/۱۹
برق	۲۵/۰۰	۰/۰۰	۱۸۰/۰۰	-۴۸/۱۰	۷/۳۴	-۸/۵۴
کل مصرف انرژی	۱۴/۳۹	۱۶/۳۵	۱۵/۶۸	۵/۱۴	۲۱/۶۸	۹/۰۱

ارقام مقدماتی است.

جدول (۷-۱۵): میزان انتشار انواع آلاینده‌های ناشی از احتراق سوخت‌های فسیلی در بخشهای مختلف

(هزار تن)

شرح	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
NO_x								
فرآورده‌های نفتی	۳۹/۹	۴۱/۹	۳۸/۰	۳۹/۸	۴۳/۴	۵۵/۳	۵۳/۶	۶۲/۶
خانگی و تجاری	۷۶/۸	۷۹/۵	۸۱/۰	۸۵/۷	۸۷/۲	۷۰/۰	۶۹/۱	۵۹/۸
صنعت	۲۸۶/۱	۲۹۸/۰	۳۱۵/۶	۳۴۰/۰	۳۶۲/۳	۳۹۸/۵	۴۶۷/۵	۴۴۹/۳
حمل و نقل	۱۰۰/۹	۱۰۵/۵	۱۱۱/۱	۱۱۹/۴	۱۴۴/۵	۱۱۵/۹	۱۰۱/۰	۱۱۱/۵
کشاورزی	۵۵/۵	۵۵/۵	۶۱/۷	۶۳/۳	۶۱/۷	۶۸/۲	۷۰/۳	۸۳/۴
نیروگاهها	۵۵۹/۱	۵۸۰/۴	۶۰۷/۴	۶۴۸/۲	۶۹۹/۱	۷۰۷/۹	۷۶۱/۵	۷۶۶/۶
جمع								
گاز طبیعی	۵/۰	۵/۰	۶/۳	۱۲/۲	۱۴/۲	۱۶/۱	۱۸/۷	۲۱/۱
خانگی و تجاری	۸/۴	۱۵/۲	۱۸/۹	۱۸/۰	۲۳/۷	۳۹/۰	۲۶/۴	۲۸/۸
صنعت	۳۵/۷	۴۲/۸	۵۱/۹	۵۹/۴	۶۱/۶	۶۸/۱	۷۸/۲	۸۴/۰
نیروگاهها	۴۹/۱	۶۳/۰	۷۷/۱	۸۹/۶	۹۹/۵	۱۲۳/۲	۱۲۳/۳	۱۳۳/۹
جمع								
جمع کل	۶۰۸/۲	۶۴۳/۴	۶۸۴/۵	۷۳۷/۸	۷۹۸/۶	۸۳۱/۱	۸۸۴/۸	۹۰۰/۵
SO_x								
فرآورده‌های نفتی	۲۴۴/۷	۲۵۱/۱	۲۱۵/۲	۲۲۲/۸	۲۵۰/۵	۲۵۸/۳	۲۶۶/۷	۳۰۵/۳
خانگی و تجاری	۴۵۸/۹	۴۷۵/۵	۴۶۷/۲	۴۷۵/۲	۴۸۳/۲	۳۹۵/۷	۴۲۴/۷	۴۱۰/۳
صنعت	۱۲۹/۶	۱۳۳/۶	۱۴۰/۹	۱۵۱/۵	۱۵۹/۰	۱۷۵/۹	۲۱۳/۴	۲۰۱/۸
حمل و نقل	۶۲/۸	۶۵/۷	۶۹/۲	۷۴/۳	۸۹/۹	۷۲/۱	۶۲/۸	۶۹/۳
کشاورزی	۲۵۵/۲	۲۵۵/۴	۲۸۳/۶	۲۹۱/۱	۲۸۳/۸	۳۱۳/۴	۳۲۳/۳	۳۸۳/۵
نیروگاهها	۱۱۵۱/۲	۱۱۸۱/۳	۱۱۷۶/۱	۱۲۱۴/۹	۱۲۶۶/۴	۱۲۱۵/۴	۱۲۹۰/۹	۱۳۷۰/۲
جمع								
گاز طبیعی	.	.	.	.	.	.	.	.
خانگی و تجاری	.	.	.	.	.	.	.	.
صنعت	.	.	.	.	.	.	.	.
نیروگاهها	.	.	.	.	.	.	.	.
جمع								
جمع کل	۱۱۵۱/۲	۱۱۸۱/۳	۱۱۷۶/۱	۱۲۱۴/۹	۱۲۶۶/۴	۱۲۱۵/۵	۱۲۹۱/۰	۱۳۷۰/۳

• : صفر یا کمتر از ۱/۱

• : عدم وجود اطلاعات

جدول (۷-۱۵): میزان انتشار انواع آلاینده‌های فسیلی در بخشهای مختلف ... ادامه

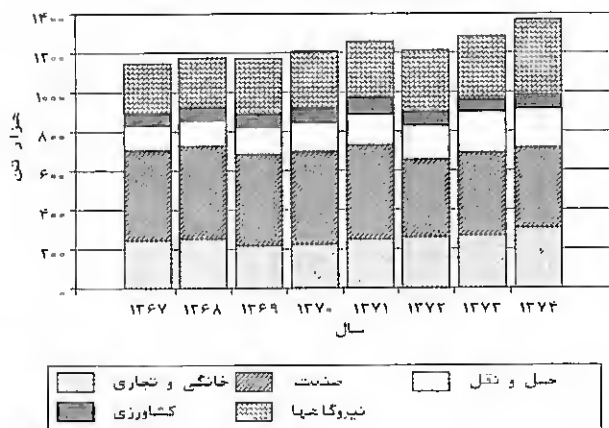
(هزار تن)

شرح	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴
CO								
فرآورده‌های نفتی	۶/۲	۷/۲	۶/۷	۷/۱	۷/۲	۹/۱	۹/۱	۹/۴
خانگی و تجاری	۲/۱	۲/۲	۲/۳	۲/۴	۲/۴	۱/۹	۱/۹	۱/۷
صنعت	۲۵۰۷/۷	۲۶۷۹/۷	۲۸۶۷/۵	۳۱۰۳/۵	۳۴۲۹/۸	۳۷۲۲/۳	۴۰۱۱/۳	۴۰۲۲/۲
حمل و نقل	۲۶/۹	۲۸/۱	۲۹/۶	۳۱/۸	۳۸/۵	۳۰/۹	۲۶/۹	۲۹/۷
کشاورزی	.	.	.	.	.	.	.	.
نیروگاهها	۲۵۴۲/۹	۲۷۱۷/۸	۲۹۰۶/۱	۳۱۴۴/۹	۳۴۷۷/۹	۳۷۶۴/۲	۴۰۴۹/۲	۴۰۶۳/۰
جمع								
گاز طبیعی	۱/۷	۱/۷	۲/۱	۴/۱	۴/۸	۵/۴	۶/۳	۷/۱
خانگی و تجاری	۱/۶	۲/۹	۳/۵	۳/۴	۴/۵	۷/۳	۵/۰	۵/۴
صنعت	—	—	—	—	—	—	—	—
نیروگاهها	۳/۳	۴/۶	۵/۶	۷/۵	۹/۳	۱۲/۷	۱۱/۳	۱۲/۵
جمع								
جمع کل	۲۵۴۶/۲	۲۷۲۱/۸	۲۹۱۱/۷	۳۱۵۲/۳	۳۴۸۷/۲	۳۷۷۶/۹	۴۰۶۰/۵	۴۰۷۵/۵
SPM								
فرآورده‌های نفتی	۹/۳	۹/۵	۸/۳	۸/۶	۹/۶	۱۰/۳	۱۰/۵	۱۲/۱
خانگی و تجاری	۲۱/۰	۲۱/۷	۲۱/۸	۲۲/۸	۲۳/۲	۱۸/۷	۱۹/۱	۱۷/۲
صنعت	۱۰۳/۴	۱۰۶/۶	۱۱۲/۵	۱۲۱/۰	۱۲۷/۰	۱۴۰/۴	۱۷۰/۲	۱۶۱/۱
حمل و نقل	۴۹/۷	۵۲/۰	۵۴/۷	۵۸/۸	۷۱/۲	۵۷/۱	۴۹/۷	۵۴/۹
کشاورزی	۵/۳	۵/۳	۵/۹	۶/۱	۵/۹	۶/۵	۶/۸	۸/۰
نیروگاهها	۱۸۸/۷	۱۹۵/۱	۲۰۳/۲	۲۱۷/۳	۲۳۶/۹	۲۳۳/۰	۲۵۶/۳	۲۵۳/۳
جمع								
گاز طبیعی	۰/۸	۰/۸	۱/۰	۱/۹	۲/۲	۲/۵	۲/۸	۳/۲
خانگی و تجاری	۰/۷	۱/۳	۱/۶	۱/۵	۲/۰	۳/۳	۲/۲	۲/۴
صنعت	۱/۴	۱/۶	۲/۰	۲/۳	۲/۴	۲/۶	۳/۰	۳/۲
نیروگاهها	۲/۹	۳/۷	۴/۶	۵/۷	۶/۶	۸/۴	۸/۰	۸/۸
جمع								
جمع کل	۱۹۱/۶	۱۹۸/۸	۲۰۷/۸	۲۲۳/۰	۲۴۳/۵	۲۴۱/۴	۲۶۴/۳	۲۶۲/۱

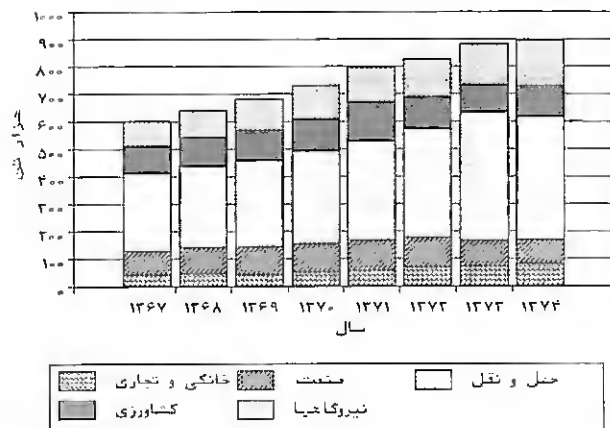
۰ : منفی یا کمتر از ۱/۰

.. : عدم وجود اطلاعات

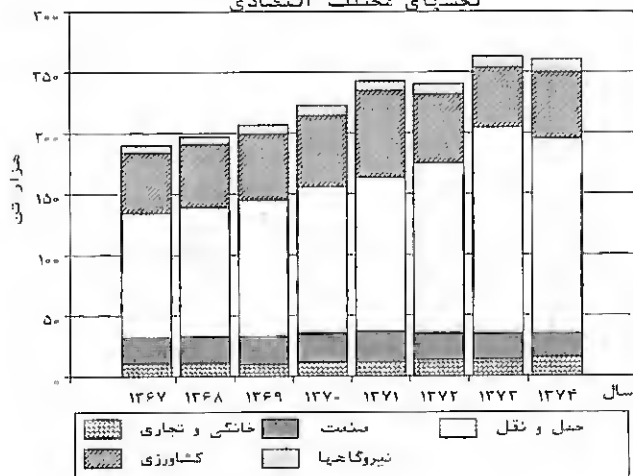
شماره ۲۳: میزان انتشار SOx در بخشهای مختلف اقتصادی



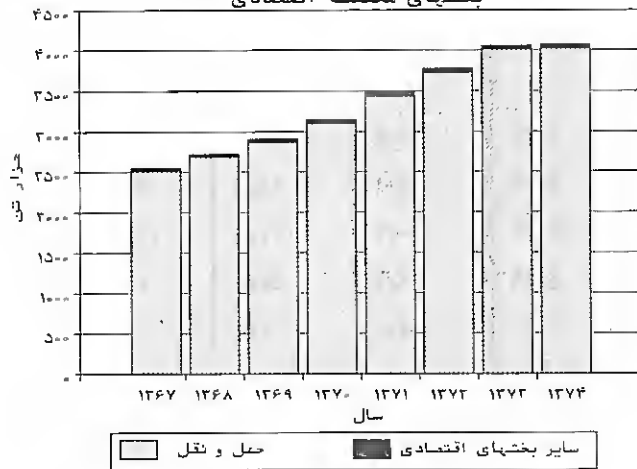
شماره ۲۳: میزان انتشار NOx در بخشهای مختلف اقتصادی



شماره ۲۵: میزان انتشار SPM در بخشهای مختلف اقتصادی



شماره ۲۴: میزان انتشار CO در بخشهای مختلف اقتصادی



ضرایب تبدیل واحدهای متعارف انرژی

معدل تن زغال سنگ	کیلوکالری	کواد	بی تی یو	زول	
$34/14 \times 10^{-12}$	239×10^{-6}	$947/9 \times 10^{-11}$	$947/9 \times 10^{-6}$	۱	ژول
$36/02 \times 10^{-9}$	۰/۲۵۲۴	1×10^{-15}	۱	۱۰۵۵	بی تی یو
$36/02 \times 10^{-6}$	252×10^{-12}	۱	1×10^{-15}	1055×10^{-15}	کواد
$142/9 \times 10^{-9}$	۱	3966×10^{-18}	۳/۹۶۶	۴۱۸۴	کیلوکالری
۱	7×10^{-6}	$27/76 \times 10^{-9}$	$27/76 \times 10^{-6}$	$29/29 \times 10^{-9}$	معدل تن زغال سنگ
1×10^{-6}	7×10^{-12}	$27/76 \times 10^{-3}$	$27/76 \times 10^{-12}$	$29/29 \times 10^{-15}$	معدل 10^{-6} تن زغال سنگ
۰/۲۰۸۹	1462×10^{-3}	$5/8 \times 10^{-9}$	$5/8 \times 10^{-6}$	6119×10^{-6}	معدل بشکه نفت خام
$208/9 \times 10^{-3}$	1462×10^{-9}	$5/8 \times 10^{-3}$	$5/8 \times 10^{-12}$	6119×10^{-12}	معدل 10^{-6} بشکه نفت خام
۱/۵۲۸	$10/7 \times 10^{-6}$	$42/43 \times 10^{-9}$	$42/43 \times 10^{-6}$	$44/76 \times 10^{-9}$	معدل تن نفت خام
1528×10^{-3}	$10/7 \times 10^{-12}$	$42/43 \times 10^{-3}$	$42/43 \times 10^{-12}$	$44/76 \times 10^{-15}$	معدل 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}	۲۵۲/۲	1×10^{-12}	۱۰۰۰	1055×10^{-3}	فوت مکعب گاز طبیعی
۱/۰۷۶	7537×10^{-3}	$29/89 \times 10^{-9}$	$29/89 \times 10^{-6}$	$31/54 \times 10^{-9}$	کیلووات در سال
1076×10^{-3}	7537×10^{-9}	$29/89 \times 10^{-3}$	$29/89 \times 10^{-12}$	$31/54 \times 10^{-15}$	گیگاوات در سال
1076×10^{-6}	7537×10^{-12}	۲۹/۸۹	$29/89 \times 10^{-15}$	$31/54 \times 10^{-18}$	تراوات در سال

ضرایب تبدیل واحدهای متعارف انرژی

کیلووات در سال	فوت مکعب گاز طبیعی	مترمکعب گاز طبیعی	معدل تن نفت خام	معدل 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
$33/45 \times 10^{-9}$	۰/۰۰۱	$28/32 \times 10^{-6}$	$23/57 \times 10^{-9}$	$172/4 \times 10^{-9}$	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
۰/۹۲۸۷	$27/76 \times 10^{-3}$	۷۸۶/۱	۰/۶۵۴۳	۴/۷۸۶	معدل تن زغال سنگ
$928/7 \times 10^{-3}$	$27/76 \times 10^{-9}$	$786/1 \times 10^{-6}$	$654/3 \times 10^{-3}$	$4/786 \times 10^{-6}$	معدل 10^{-6} تن زغال سنگ
۰/۱۹۴	۵۸۰۰	۱۶۴/۲	۰/۱۳۶۷	۱	معدل بشکه نفت خام
194×10^{-3}	$5/8 \times 10^{-9}$	$164/2 \times 10^{-6}$	$136/7 \times 10^{-3}$	1×10^{-6}	معدل 10^{-6} بشکه نفت خام
۱/۴۱۹	$42/43 \times 10^{-3}$	۱۲۰۱	۱	۷/۱۳۵	معدل تن نفت خام
1419×10^{-3}	$42/43 \times 10^{-9}$	1201×10^{-6}	1×10^{-6}	7315×10^{-3}	معدل 10^{-6} تن نفت خام
1181×10^{-6}	۳۵/۳۱	۱	$832/3 \times 10^{-6}$	$6/089 \times 10^{-3}$	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	$29/89 \times 10^{-3}$	۸۴۶/۴	۰/۷۰۴۵	۵/۱۵۴	کیلووات در سال
1×10^{-6}	$29/89 \times 10^{-9}$	$846/4 \times 10^{-6}$	7045×10^{-3}	5154×10^{-3}	گیگاوات در سال
1×10^{-9}	$29/89 \times 10^{-12}$	$846/4 \times 10^{-9}$	7045×10^{-6}	5154×10^{-6}	تراوات در سال

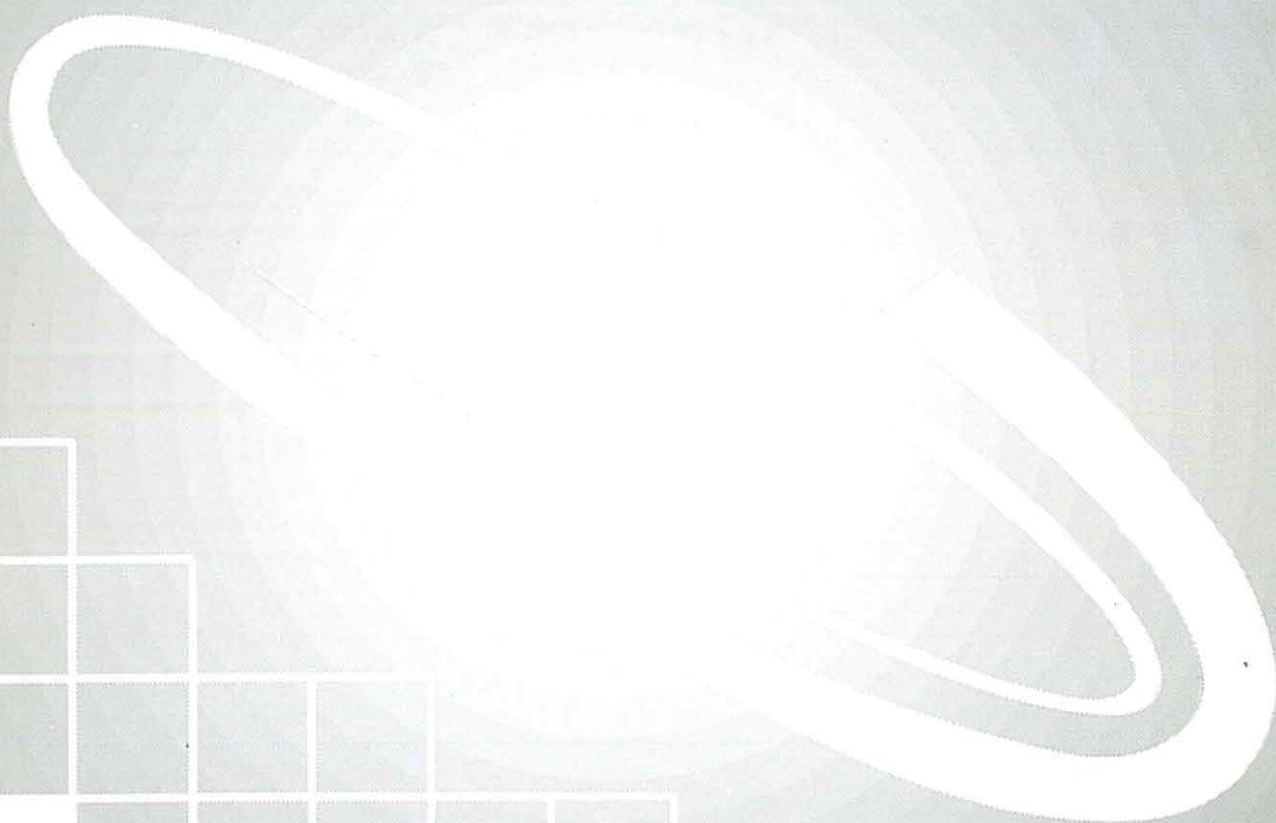


جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
امور انرژی

ترازنامه انرژی

سال ۱۳۷۴

تحولات جهانی بخش انرژی



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

جمهوری اسلامی ایران

وزارت نیرو

امور انرژی

توازن انرژی سال ۱۳۷۴

تحولات جهانی بخش انرژی

دفتر برنامه ریزی انرژی

دی ماه ۱۳۷۵

تارزنامه انرژي سال ۱۳۷۴	:	نام نشریه
وزارت نیرو - معاونت انرژي	:	ناشر
دفتر برنامه‌ريزي انرژي	:	تهیه و تدوین
بهمن ماه ۱۳۷۵	:	تاریخ چاپ
۱۰۰۰ جلد	:	تیراژ
نیرو چاپ	:	چاپ

فهرست مطالب

شماره	عنوان	صفحه
	مقدمه	۱
۱	وضعیت بخش انرژی در جهان	۳
۱-۱	مصرف انرژی اولیه	۳
۱-۲	نفت	۵
۱-۲-۱	ذخایر نفت خام	۶
۱-۲-۲	تولید نفت خام	۷
۱-۲-۳	مصرف نفت خام	۸
۱-۲-۴	فرآورده‌های نفتی	۹
۱-۲-۵	صادرات و واردات نفت خام و فرآورده‌های نفتی	۱۱
۱-۳	گاز طبیعی	۱۳
۱-۳-۱	ذخایر تثبیت شده	۱۳
۱-۳-۲	تولید گاز طبیعی	۱۴
۱-۳-۳	مصرف گاز طبیعی	۱۵
۱-۳-۴	تجارت جهانی گاز طبیعی	۱۵
۱-۴	زغال سنگ	۱۸
۱-۴-۱	ذخایر زغال سنگ	۱۸
۱-۴-۲	تولید زغال سنگ	۱۹
۱-۴-۳	مصرف زغال سنگ	۱۹
۱-۵	سایر منابع انرژی	۲۰
۱-۶	دورنمای عرضه و تقاضای انرژی در جهان	۲۲
۱-۷	انرژی و محیط زیست	۲۳
۲	آمارهای بین‌المللی	۲۶
	ضمیمه	۶۹
	ضرایب تبدیل واحدهای متعارف انرژی	۸۶

فهرست جداول

شماره	عنوان	صفحه
۱-۱	تولید انرژی تجاری در جهان در سال ۱۹۹۳	۵
۱-۲	مصرف انرژی در جهان در سال ۱۹۹۳	۵
۱-۳	کشورهای تولید کننده عمده نفت خام جهان در سال ۱۹۹۵	۸
۱-۴	کشورهای عمده مصرف کننده نفت خام جهان در سال ۱۹۹۵	۸
۱-۵	صادرکنندگان عمده نفت خام جهان در سال ۱۹۹۵	۱۲
۱-۶	واردکنندگان عمده نفت خام جهان در سال ۱۹۹۵	۱۳
۱-۷	حجم صادرات و واردات گاز طبیعی در سال ۱۹۹۵ بوسیله خط لوله	۱۷
۲-۱	ذخایر تثبیت شده نفت جهان	۲۷
۲-۲	تولید نفت در جهان	۲۹
۲-۳	مصرف نفت در جهان	۳۱
۲-۴	مصرف فرآورده‌های عمده نفتی در مناطق مختلف جهان	۳۴
۲-۵	ظرفیت پالایشگاههای نفت جهان	۳۶
۲-۶	خوراک پالایشگاههای نفت جهان	۳۹
۲-۷	واردات و صادرات نفت در سال ۱۹۹۵	۴۰
۲-۸	قیمت فروش تک محموله نفت خام در بازارهای منطقه‌ای تولید (اسپات)	۴۱
۲-۹	ذخایر تثبیت شده گاز طبیعی	۴۲
۲-۱۰	تولید گاز طبیعی در جهان	۴۵
۲-۱۱	مصرف گاز طبیعی در جهان	۴۷
۲-۱۲	قیمت‌های گاز طبیعی و نفت خام	۴۹
۲-۱۳	ذخایر تثبیت شده زغال سنگ جهان در پایان سال ۱۹۹۵	۵۰
۲-۱۴	تولید زغال سنگ در جهان	۵۱
۲-۱۵	مصرف زغال سنگ در جهان	۵۴
۲-۱۶	مصرف انرژی هسته‌ای در جهان	۵۶
۲-۱۷	مصرف برق آبی در جهان	۵۸
۲-۱۸	مصرف انرژی اولیه تجاری در جهان	۶۰

فهرست جداول

<u>شماره</u>	<u>عنوان</u>	<u>صفحه</u>
۲-۱۹ :	مصرف انرژی اولیه تجاری در سال ۱۹۹۵	۶۲
۲-۲۰ :	قیمت و درصد مالیات در قیمت گاز طبیعی در کشورهای OECD در سال ۱۹۹۵	۶۵
۲-۲۱ :	قیمت بنزین و درصد مالیات دریافتی در کشورهای OECD در سال ۱۹۹۵	۶۶
۲-۲۲ :	قیمت و درصد مالیات دریافتی برق در کشورهای OECD در سال ۱۹۹۵	۶۷

فهرست نمودارها

شماره	عنوان	صفحه
۱	ذخایر تثبیت شده نفت در مناطق مختلف جهان	۳۳
۲	توزیع ذخایر تثبیت شده نفت خاورمیانه در سال ۱۹۹۵	۳۳
۳	تولید نفت در جهان به تفکیک مناطق مختلف	۳۳
۴	سهم کشورهای خاورمیانه در تولید نفت منطقه در سال ۱۹۹۵	۳۳
۵	مصرف نفت در جهان به تفکیک مناطق مختلف	۳۳
۶	توزیع مصرف نفت خاورمیانه در سال ۱۹۹۵	۳۳
۷	مصرف بنزین موتور در مناطق مختلف جهان	۳۸
۸	مصرف فرآورده‌های میان تقطیر در مناطق مختلف جهان	۳۸
۹	مصرف نفت کوره در مناطق مختلف جهان	۳۸
۱۰	مصرف سایر فرآورده‌های نفتی در مناطق مختلف جهان	۳۸
۱۱	ظرفیت پالایشگاههای نفت جهان به تفکیک مناطق مختلف	۳۸
۱۲	ظرفیت پالایشگاههای نفت منطقه خاورمیانه در سال ۱۹۹۵	۳۸
۱۳	خوراک پالایشگاههای نفت جهان به تفکیک مناطق مختلف	۴۴
۱۴	واردات و صادرات نفت خام و فرآورده‌های نفتی در سال ۱۹۹۵	۴۴
۱۵	قیمت‌های اسپات نفت خام در بازارهای منطقه‌ای تولید	۴۴
۱۶	ذخایر تثبیت شده گاز طبیعی در مناطق مختلف جهان	۴۴
۱۷	توزیع ذخایر تثبیت شده گاز طبیعی منطقه خاورمیانه در سال ۱۹۹۵	۴۴
۱۸	تولید گاز طبیعی در جهان به تفکیک مناطق مختلف	۵۳
۱۹	سهم کشورهای خاورمیانه در تولید گاز طبیعی منطقه در سال ۱۹۹۵	۵۳
۲۰	مصرف گاز طبیعی در جهان به تفکیک مناطق مختلف	۵۳
۲۱	توزیع مصرف گاز طبیعی منطقه خاورمیانه در سال ۱۹۹۵	۵۳
۲۲	ذخایر زغال سنگ جهان در پایان سال ۱۹۹۵	۵۳
۲۳	تولید زغال سنگ در جهان به تفکیک مناطق مختلف	۵۳
۲۴	مصرف زغال سنگ در جهان به تفکیک مناطق مختلف	۶۴
۲۵	مصرف انرژی هسته‌ای در جهان به تفکیک مناطق مختلف	۶۴

فهرست نمودارها

<u>شماره</u>	<u>عنوان</u>	<u>صفحه</u>
۲۶ :	مصرف انرژی برق آبی در جهان به تفکیک مناطق مختلف	۶۴
۲۷ :	مصرف انرژی اولیه در جهان به تفکیک مناطق مختلف	۶۴
۲۸ :	مصرف انرژی اولیه به تفکیک مناطق مختلف جهان در سال ۱۹۹۵	۶۴
۲۹ :	توزیع مصرف انرژی اولیه منطقه خاورمیانه در سال ۱۹۹۵	۶۴
۳۰ :	قیمت و مالیات گاز طبیعی در بخش صنعت کشورهای منتخب OECD	۶۸
۳۱ :	قیمت و مالیات گاز طبیعی در بخش خانگی کشورهای منتخب OECD	۶۸
۳۲ :	قیمت و مالیات هر لیتر بنزین سربدار در کشورهای منتخب OECD	۶۸
۳۳ :	قیمت و مالیات هر لیتر بنزین بدون سرب در کشورهای منتخب OECD	۶۸
۳۴ :	قیمت و مالیات هر کیلووات ساعت برق در بخش صنعت کشورهای منتخب OECD	۶۸
۳۵ :	قیمت و مالیات هر کیلووات ساعت برق در بخش خانگی کشورهای منتخب OECD	۶۸

مقدمه

نشریه "ترازنامه انرژی سال ۱۳۷۴" در قالب ۳ مجموعه جداگانه تدارک دیده شده است که مشتمل بر تجزیه و تحلیل اطلاعات مربوط به جداول اصلی ترازنامه انرژی، تحولات بخش انرژی در داخل کشور، و تحولات و دورنمای جهانی بخش انرژی است. مجموعه حاضر به بخش جهانی اختصاص دارد و در تهیه آن آخرین اطلاعات مربوط به ذخایر، تولید و مصرف انرژی در جهان مورد استفاده قرار گرفته است. در این مجموعه به منظور ارائه تصویری از وضعیت انرژی در سالهای آتی، خلاصه یافته‌های شورای جهانی انرژی (WEC)، آژانس بین‌المللی انرژی (IEA) و دپارتمان انرژی آمریکا (DOE) در قالب سناریوهای مختلف بطور مختصر ارائه شده است. در انتهای گزارش با بهره‌برداری از نتایج مطالعات سازمانهای معتبری نظیر (IPCC) مسائل زیست‌محیطی انرژی مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته است.

در بخش مربوط به جداول آماری این مجموعه سعی شده است تا علاوه بر اطلاعات فیزیکی بخش انرژی، آخرین آمارهای اقتصادی و تعرفه‌ها در کشورهای مختلف ارائه

گردد. و بالاخره بخشی از گزارش نیز به تعاریف و اصطلاحات مهم اختصاص دارد.

چنانچه کیفیت گزارش حاضر ارتقاء پیدا کرده باشد قطعاً حاصل انتقادات و رهنمودهای

محققین و کارشناسان بخش انرژی کشور است. در این زمینه بخصوص از راهنمائی‌های

اساتید و محققین محترم عضو کمیته‌های فنی کمیته ملی انرژی جمهوری اسلامی ایران

صمیمانه سپاسگزاری می‌نماید.

توفیق کلیه خدمتگزاران به جمهوری اسلامی ایران را از درگاه خداوند مسئلت داریم.

۱- وضعیت بخش انرژی در جهان

مهمترین تحولاتی که در سال ۱۹۹۵ در بخش انرژی رخ داد به شرح زیر می‌باشد:

- در این سال مرکز ثقل بازار جهانی انرژی به نفع کشورهای آسیایی تغییر وضعیت داد و طی آن بازار انرژی در کشورهای فیلیپین و مالزی با نرخ بالاتر از ۱۲ درصد رشد یافت. همچنین هندوستان با پیشی گرفتن بر انگلستان و کانادا، در رده هفتمین بازار بزرگ انرژی قرار گرفت.
- در منطقه اروپا رشد سریع بازار انرژی به کشور ترکیه اختصاص داشت.
- در آفریقا بازار انرژی کشور آفریقای جنوبی دارای بیشترین رشد بوده است.

۱-۱- مصرف انرژی اولیه

مصرف انرژی اولیه در سال ۱۹۹۵ در کل دنیا معادل ۸۱۳۵/۸ میلیون تن نفت خام بود که ۳۹/۷ درصد آن از نفت خام، ۲۳/۱ درصد از گاز طبیعی، ۲۷/۲ درصد از زغال سنگ، ۷/۳ درصد از انرژی هسته‌ای و ۲/۷ درصد از برق آبی تأمین شد. در این سال سهم مناطق مختلف جهان در کل مصرف انرژی اولیه به این ترتیب بود: آمریکای شمالی ۲۹/۵ درصد، آسیا و اقیانوسیه ۲۶/۹ درصد، اروپا ۲۱/۲ درصد، شوروی سابق ۱۱/۶ درصد، آمریکای مرکزی و جنوبی ۴ درصد، خاورمیانه ۳/۸ درصد و آفریقا ۲/۹ درصد.

همچنین سهم منابع مختلف در تأمین انرژی مصرفی مناطق مختلف جهان به ترتیب زیر بود:

- آمریکای شمالی: ۳۹/۹ درصد نفت، ۲۷/۲ درصد گاز طبیعی، ۲۱/۸ درصد زغال سنگ، ۸/۷ درصد انرژی هسته‌ای و ۲/۳ درصد برق آبی.
- آسیا و اقیانوسیه: ۳۸/۶ درصد نفت، ۸/۸ درصد گاز طبیعی، ۴۵/۷ درصد زغال سنگ، ۴/۸ درصد انرژی هسته‌ای و ۲/۱ درصد برق آبی.
- اروپا: ۴۲/۱ درصد نفت، ۱۹/۷ درصد گاز طبیعی، ۲۲/۲ درصد زغال سنگ، ۱۳/۳ درصد انرژی هسته‌ای و ۲/۷ درصد برق آبی.
- شوروی سابق: ۲۲/۸ درصد نفت، ۴۹/۸ درصد گاز طبیعی، ۲۰/۳ درصد زغال سنگ، ۴/۸ درصد

انرژی هسته‌ای و ۲/۳ درصد برق آبی.

- آمریکای مرکزی و جنوبی: ۵۹/۷ درصد نفت، ۲۱/۷ درصد گاز طبیعی، ۵/۵ درصد زغال سنگ، ۰/۸ درصد انرژی هسته‌ای و ۱۲/۴ درصد برق آبی.

- خاورمیانه: ۵۹/۸ درصد نفت، ۳۸ درصد گاز طبیعی، ۱/۸ درصد زغال سنگ و ۰/۴ درصد برق آبی.

- آفریقا: ۴۳/۲ درصد نفت، ۱۵/۹ درصد گاز طبیعی، ۳۶/۹ درصد زغال سنگ، ۱/۳ درصد انرژی هسته‌ای و ۲/۶ درصد برق آبی.

مصرف انرژی جهان در سال ۱۹۹۵ از رشد ۱/۸ درصدی نسبت به سال گذشته برخوردار بود که این میزان بالاترین نرخ رشد سالانه از سال ۱۹۸۹ به بعد می‌باشد. اطلاعات موجود نشان‌دهنده این مطلب است که مصرف انرژی در آمریکای جنوبی و مرکزی در طی سال ۱۹۹۵ دارای بیشترین رشد بوده و ۵/۲ درصد نسبت به سال گذشته افزایش داشته است. پس از این منطقه آسیا و اقیانوسیه با رشدی معادل ۴/۹ درصد در رتبه دوم قرار گرفته است. مناطق آفریقا، خاورمیانه، اروپا و آمریکای شمالی از این نظر در مراتب بعدی قرار دارند، در حالیکه مصرف انرژی در کشورهای شوروی سابق کاهش نشان می‌دهد. قابل ذکر است با وجود اینکه مصرف انرژی در کشورهای در حال توسعه به شدت افزایش یافته است، رشد سریع جمعیت سبب گردیده که مصرف سرانه انرژی در این کشورها در مقایسه با کشورهای پیشرفته پایین باشد. در برخی از کشورهای در حال توسعه بخش اعظم مصرف اضافی انرژی جذب نیازهای ضروری صنعتی و تأمین خدمات مورد نیاز مردم می‌گردد. علیرغم اینکه مصرف سرانه انرژی از کشوری به کشور دیگر متفاوت می‌باشد، اما بطور متوسط هنوز مصرف سرانه در کشورهای پیشرفته نسبت به کشورهای در حال توسعه بیش از ۹ برابر می‌باشد. ترکیب تولید و مصرف انرژی در مناطق مختلف جهان در سال ۱۹۹۳ در جداول (۱-۱) و (۱-۲) ارائه گردیده است.

جدول (۱-۱): تولید انرژی تجاری در جهان
در سال ۱۹۹۳

(پتاژول)

منطقه	سوختهای جامد	سوختهای مایع	گاز طبیعی	انرژی برق اولیه			کل
				رژوترمال و باد	انرژی برق آبی	هسته‌ای	
آفریقا	۴۲۵۹	۱۳۸۳۵	۲۹۴۱	۱۳	۱۸۲	۷۹	۲۱۳۰۸
اروپا	۲۲۰۹۱	۲۵۷۰۰	۳۰۷۰۲	۱۶۷	۲۵۵۱	۱۱۸۵۵	۹۲۹۳۸
آمریکای شمالی و مرکزی	۲۱۹۴۸	۲۸۰۲۹	۲۶۴۵۴	۹۴۷	۲۳۰۷	۷۷۴۶	۸۷۴۲۷
آمریکای جنوبی	۸۴۴	۱۰۴۶۸	۲۴۷۵	۰	۱۴۷۸	۸۹	۱۵۳۵۵
آسیا	۳۷۸۹۷	۵۴۹۳۶	۱۴۴۱۲	۳۳۷	۱۸۹۴	۳۸۳۵	۱۱۳۳۳۲
اقیانوسیه	۴۷۰۷	۱۰۹۱	۱۱۶۲	۵۷	۱۴۱	۰	۷۱۵۹
کل جهان	۹۱۷۴۸	۱۳۴۰۶۰	۷۸۱۴۶	۱۴۶۳	۸۵۵۴	۲۳۶۴۶	۳۳۷۵۱۸

جدول (۱-۲): مصرف انرژی در جهان
در سال ۱۹۹۳

منطقه	انرژی تجاری			انرژی غیر تجاری		
	کل مصرف (پتاژول)	مصرف سرانه (گیگاژول)	سهم خالص واردات از مصرف* (درصد)	کل (پتاژول)	مصرف سرانه (مگاژول)	سهم از کل مصرف انرژی (درصد)
آفریقا	۸۸۰۵	۱۳	(۱۳۴)	۴۸۱۵	۶۹۹۱	۳۵
اروپا	۱۰۸۵۲۳	۱۴۸	۱۸	۵۵۲	۷۶۱	۱
آمریکای شمالی و مرکزی	۹۷۱۵۴	۲۲۰	۱۱	۱۸۲۵	۴۱۳۰	۲
آمریکای جنوبی	۱۰۰۹۵	۳۳	(۴۳)	۲۷۴۸	۸۸۸۸	۲۱
آسیا	۹۵۶۷۹	۲۸	(۹)	۹۰۰۹	۲۶۹۰	۹
اقیانوسیه	۴۵۹۵	۱۶۶	(۶۱)	۱۸۵	۶۶۹۳	۴
کل جهان	۳۲۵۲۹۵	۵۹	-	۱۹۹۲۶	۳۵۹۴	۶

* اعداد داخل پرانتز منفی می‌باشند.

۱-۲. نفت

مهمترین رخدادهای نفتی در طی سال ۱۹۹۵ به شرح زیر می‌باشد:

- مصرف نفت خام در جهان ۱/۲ درصد افزایش یافت در عین حال تغییرات آب و هوایی در این سال سبب کاهش مصرف نفت خام آمریکا و ژاپن به میزان ۰/۴ درصد گردید. همچنین مصرف نفت در شوروی سابق روند کاهشی داشت. این در حالی است که رشد سریع بازار مصرف چین باعث شد که این کشور در جایگاه سومین مصرف کننده نفت دنیا قرار گیرد.

- رشد بالای مصرف نفت در کشورهای خاور دور نشان دهنده وابستگی بیشتر این کشورها به مصرف نفت در بین سایر حاملهای انرژی می باشد. لذا انتظار می رود که کاهش مصرف نفت خام در کشورهای پیشرفته، به وسیله افزایش مصرف انرژی در کشورهای آسیایی و خاور دور جبران گردد. همچنین آمار و اطلاعات موجود بیانگر فزونی مصرف نفت کره جنوبی بر مصرف کشورهای انگلستان و فرانسه است.
- علیرغم کاهش تولید نفت در شوروی سابق، در این سال رشد تولید نفت در سایر کشورهای تولیدکننده اوپک و غیر اوپک افزایش داشت. رشد تولید در کشورهای غیر عضو اوپک بیش از تولیدکنندگان اوپک بوده است. بیشترین افزایش تولید در کشورهای غیر عضو اوپک در کشورهای کلمبیا، آنگولا، نروژ، کانادا و انگلستان صورت گرفته است.
- عامل اصلی کاهش تولید نفت خام شوروی، تهی شدن ۶۰ تا ۹۰ درصد از ذخایر با بازدهی بالا در جمهوری فدراسیون روسیه بوده است.
- رشد چشمگیر ذخایر نفت در منطقه خاورمیانه، عمدتاً ناشی از کشف منابع جدید در فلات قاره می باشد. عربستان سعودی در این منطقه دارای بزرگترین ذخایر جهان است.
- در این سال حدود ۴۱ درصد از کل تولید نفت خام دنیا در کشورهای عضو اوپک و مابقی در سایر کشورهای جهان صورت گرفته است.

۱-۲-۱. ذخایر نفت خام:

حجم ذخایر تثبیت شده نفت خام دنیا طی سالهای ۱۹۸۵-۹۵ با رشدی معادل ۴۳/۴ درصد از ۷۰۸/۹ به ۱۰۱۶/۹ میلیارد بشکه افزایش یافت. این تحول عمدتاً ناشی از کشف میادین جدید و بازنگری ذخایر در طی سالهای ۱۹۸۷-۸۹ در منطقه خاورمیانه و سایر کشورهای عضو اوپک بوده است. با توجه به حجم ذخایر و میزان برداشت از آنها در سال ۱۹۹۵، عمر این ذخایر ۴۲/۸ سال برآورد شد. سهم مناطق مختلف در ذخایر تثبیت شده دنیا به شرح زیر است:

آمریکای شمالی ۸/۵ درصد، آمریکای جنوبی و مرکزی ۷/۸ درصد، اروپا ۱/۷ درصد، شوروی سابق ۵/۵ درصد، خاورمیانه ۶۴/۹ درصد، آفریقا ۷/۲ درصد و آسیا و اقیانوسیه ۴/۴ درصد.

در طی دهه ۱۹۸۵-۹۵ حجم ذخایر تثبیت شده نفت دنیا در مناطق مختلف دچار تغییراتی شده است

که درصد تغییرات به قرار ذیل است:

آمریکای شمالی ۶/۵ درصد کاهش، آمریکای جنوبی و مرکزی ۱۲۶ درصد افزایش، اروپا ۳۷/۷ درصد کاهش، شوروی سابق ۶/۶ درصد کاهش، خاورمیانه ۶۵/۷ درصد افزایش، آفریقا ۲۸/۹ درصد افزایش و آسیا و اقیانوسیه ۱۸/۲ درصد افزایش.

با توجه به روند فعلی تولید در هر یک از مناطق عمر ذخایر در سال ۱۹۹۵ در آمریکای شمالی ۱۸/۸ سال، آمریکای جنوبی و مرکزی ۳۹/۳ سال، اروپا ۶/۹ سال، شوروی سابق ۲۲ سال، خاورمیانه ۹۲/۳ سال، آفریقا ۲۹/۲ سال و آسیا و اقیانوسیه ۱۷ سال است.

کشورهای دارای ذخایر غنی در مناطق مختلف به ترتیب عبارتند از: مکزیک در آمریکای شمالی، ونزوئلا در آمریکای مرکزی و جنوبی، انگلستان در اروپا، روسیه در شوروی سابق، عربستان در خاورمیانه، لیبی در قاره آفریقا و چین در آسیا و اقیانوسیه.

۱-۲-۲. تولید نفت خام:

۴۸/۲ درصد از کل تولید نفت جهان در سال ۱۹۹۵ به کشورهای غیر اوپک و ۴۰/۹ درصد به کشورهای عضو اوپک اختصاص داشت. سهم مناطق مختلف در تولید نفت خام جهان در سال ۱۹۹۵ به این ترتیب است:

آمریکای شمالی ۱۹/۸ درصد، آمریکای جنوبی و مرکزی ۸/۹ درصد، اروپا ۹/۶ درصد، شوروی سابق ۱۰/۹ درصد، خاورمیانه ۲۹/۷ درصد، آفریقا ۱۰/۳ درصد، آسیا و اقیانوسیه ۱۰/۸ درصد.

در طی سالهای ۱۹۸۵-۹۵ تولید نفت خام در دنیا ۱۶/۶ درصد رشد داشت و از ۲۷۹۰/۲ به ۳۲۵۲/۴ میلیون تن بالغ گردید. نرخ تغییرات تولید در طی این سالها در مناطق مختلف بدین ترتیب است: آمریکای شمالی ۱۱/۸- درصد، آمریکای جنوبی و مرکزی ۵۱/۶ درصد، اروپا ۴۹/۲ درصد، شوروی سابق ۴۰- درصد، خاورمیانه ۸۸/۲ درصد، قاره آفریقا ۲۶/۹ درصد و آسیا و اقیانوسیه ۲۲/۷ درصد. بزرگترین تولیدکنندگان نفت دنیا در سال ۱۹۹۵ به ترتیب عبارتند از عربستان سعودی، ایالات متحده آمریکا، فدراسیون روسیه، ایران و مکزیک.

جدول (۱-۳): کشورهای تولیدکننده عمده نفت خام جهان
در سال ۱۹۹۵

نام کشور	تولید (هزار بشکه در روز)	سهم از کل تولید جهان (درصد)
عربستان سعودی	۸۸۸۵	۱۳/۱
آمریکا	۸۲۹۰	۱۱/۸
فدراسیون روسیه	۶۲۰۰	۹/۴
ایران	۳۷۰۵	۵/۶
مکزیک	۳۰۶۵	۴/۷

از طرف دیگر در این سال ایالات متحده آمریکا، ونزوئلا، نروژ، فدراسیون روسیه، عربستان سعودی و چین عمده‌ترین تولیدکنندگان نفت خام در مناطق مختلف بودند.

۱-۲-۳. مصرف نفت خام:

مصرف نفت خام جهان در طی دوره ۹۵-۱۹۸۵ به علت افزایش جمعیت و رشد اقتصادی ۱۵/۱ درصد رشد داشت و از ۲۸۰۲/۵ به ۳۲۲۶/۹ میلیون تن بالغ گردید. در طی همین دوره رشد مصرف نفت خام در مناطق مختلف به قرار زیر بود:

آمریکای جنوبی و مرکزی ۳۱/۶ درصد، اروپا ۹/۴ درصد، شوروی سابق ۴۸/۴- درصد، خاورمیانه ۲۸/۷ درصد، آمریکای شمالی ۱۳/۲ درصد، آفریقا ۲۴/۶ درصد و آسیا و اقیانوسیه ۲۳/۴ درصد.

بزرگترین کشورهای مصرف‌کننده نفت خام جهان در سال ۱۹۹۵ به ترتیب عبارت بودند از: ایالات متحده آمریکا، ژاپن، چین، فدراسیون روسیه و آلمان.

جدول (۱-۴): کشورهای عمده مصرف‌کننده نفت خام جهان
در سال ۱۹۹۵

نام کشور	مصرف (هزار بشکه در روز)	سهم از کل مصرف جهان (درصد)
آمریکا	۱۶۹۳۵	۲۵/۰
ژاپن	۵۷۸۰	۸/۳
چین	۳۳۱۰	۴/۹
فدراسیون روسیه	۲۹۳۵	۴/۵
آلمان	۲۸۸۰	۴/۲

ایالات متحده آمریکا، برزیل، آلمان، فدراسیون روسیه، ایران، مصر و ژاپن عمده‌ترین مصرف‌کنندگان نفت خام مناطق مربوطه در سال ۱۹۹۵ می‌باشند.

۱-۲-۴- فرآورده‌های نفتی

مهمترین تحولاتی که در سال ۱۹۹۵ در زمینه ظرفیت تولید و مصرف فرآورده‌های نفتی رخ داد بدین قرار بود:

- ظرفیت تولید فرآورده‌های نفتی کشورهای صنعتی در جهت کاهش آلودگی محیط زیست نقصان یافت. در عوض در کشورهای در حال توسعه این ظرفیت افزایش یافت که حکایت از انتقال اینگونه صنایع به کشورهای در حال توسعه دارد به نحوی که کشورهای چین، سنگاپور، اندونزی، کره جنوبی و ایران به ترتیب دارای بیشترین رشد ظرفیت تولید بوده‌اند.
- رشد مصرف خوراک پالایشگاهها بیش از رشد ظرفیت ایجاد شده در سطح دنیا بود که نشانگر استفاده بیشتر از ظرفیتهای موجود می‌باشد.
- رشد مصرف فرآورده‌های نفتی در این سال نسبت به سال قبل در دنیا حدود ۱/۸ درصد بود در حالیکه رشد مصرف فرآورده‌های نفتی در کشورهای عضو EMES آسیایی تقریباً ۴ برابر رشد مصرف فرآورده‌های نفتی جهان می‌باشد.

● ظرفیت تولید فرآورده‌های نفتی

سهم ظرفیت تولید فرآورده‌های نفتی در هر یک از مناطق دنیا در سال ۱۹۹۵ بدین ترتیب بود:

آمریکای شمالی ۲۴/۳ درصد، آمریکای مرکزی و جنوبی ۸/۲ درصد، اروپا ۲۱/۷ درصد، شوروی سابق ۱۳/۵ درصد، خاورمیانه ۷ درصد، آفریقا ۳/۷ درصد و آسیا و اقیانوسیه ۲۱/۶ درصد.

در سالهای ۹۵-۱۹۸۵ ظرفیت تولید نفت خام دنیا با ۴/۶ درصد رشد از ۷۳ به ۷۶/۴ میلیون بشکه در روز رسید. در همین دوره درصد رشد ظرفیت تولید فرآورده‌های نفتی در مناطق مختلف به شرح زیر بود:

آمریکای شمالی ۱/۵- درصد، آمریکای جنوبی ۹/۶ درصد، اروپا ۴/۸- درصد، شوروی سابق ۱۳/۹- درصد، خاورمیانه ۳۹/۵ درصد، آفریقا ۱۱/۹ درصد و آسیا و اقیانوسیه ۳۰/۸ درصد.

با توجه به آمار و اطلاعات موجود بیشترین ظرفیت تولید فرآورده‌های نفتی به کشورهای زیر

تعلق دارد:

ایالات متحده آمریکا، ژاپن، چین، ایتالیا و آلمان.

● مصرف فرآورده‌های نفتی

مصرف فرآورده‌های نفتی ایالات متحده آمریکا در سال ۱۹۹۵ نسبت به سال قبل ۰/۴ درصد کاهش یافت. البته مصرف بنزین موتور و فرآورده‌های میان تقطیر همچنان از رشد اندکی برخوردار بوده است. قابل ذکر است که ایالات متحده آمریکا به تنهایی ۲۷ درصد از کل مصرف فرآورده‌های نفتی دنیا (بجز شوروی سابق و اروپای مرکزی) را بخود اختصاص داده است.

مصرف فرآورده‌های نفتی در همین سال در کانادا ۱/۶ درصد افزایش داشت. در مقابل مصرف کلیه فرآورده‌های نفتی در مکزیک کاهش یافت و در مجموع ۷/۸ درصد از کل مصرف فرآورده‌های نفتی در این کشور کاسته شد.

مصرف فرآورده‌های نفتی در سال ۱۹۹۵ در کشورهای اروپایی عضو OECD نسبت به سال ۱۹۹۴، ۱/۲ درصد تنزل یافت. این در حالی است که این منطقه ۲۲/۳ درصد از کل مصرف فرآورده‌های دنیا (بجز شوروی سابق و اروپای مرکزی) را بخود اختصاص داده است.

در کشور ژاپن مصرف کل فرآورده‌های نفتی نسبت به رقم مشابه سال قبل اندکی کاهش یافت اما در عین حال مصرف بنزین و فرآورده‌های میان تقطیر به ترتیب از افزایش معادل ۷/۶ و ۳/۶ درصد برخوردار بود. با توجه به آمار موجود رشد مصرف فرآورده‌ها در ژاپن نسبت به سایر کشورها از نوسانات بیشتری برخوردار می‌باشد که این امر نشان‌دهنده تغییرات اساسی در الگوی مصرف فرآورده‌های نفتی است. در سال ۱۹۹۵، ۹/۱ درصد از مصرف فرآورده‌های نفتی دنیا به کشور ژاپن اختصاص داشت.

در همین سال مصرف کلیه فرآورده‌های نفتی در استرالیا افزایش داشت و در مجموع از رشد ۳/۳ درصدی برخوردار بود. در این منطقه مصرف فرآورده‌های میان تقطیر بیش از سایر فرآورده‌های نفتی رشد داشته است.

در سال ۱۹۹۵ مصرف فرآورده‌های نفتی در کشورهای آسیایی EMES از رشدی معادل ۷/۳ درصد برخوردار بود و در مقایسه با سایر مناطق مورد بررسی بالاترین رقم را داشت و ۱۸/۲ درصد از کل

مصرف فرآورده‌های نفتی دنیا به بازار این کشورها اختصاص یافت. رشد مصرف در بازارهای EMES غیر آسیایی نیز در همین سال برای تمام فرآورده‌های نفتی به طور متوسط تقریباً ۳ درصد بود.

۱-۲-۵. صادرات و واردات نفت خام و فرآورده‌های نفتی:

در حال حاضر نفت خام به دلیل سهولت حمل و نقل، بر بازار جهانی انرژی تسلط دارد. اما شدت وابستگی به نفت و به طبع آن گسترش تجارت جهانی آن در کشورهای مختلف متفاوت است و از ۱۰۰ درصد در برخی از کشورهای آفریقایی نظیر بوركینافاسو، گامبیا، سنگال و سیرالئون گرفته تا ۳۵/۵ درصد در کانادا و ۱۸/۹ درصد در چین متغیر می‌باشد. میزان واردات و صادرات نفت خام و فرآورده‌های نفتی جهان در سال ۱۹۹۵ معادل ۱۷۸۸/۸ میلیون تن بوده که ۱۴۰۳/۴ میلیون تن آن به نفت خام و ۳۸۵/۴ میلیون تن آن به فرآورده‌های نفتی تعلق داشت. کشورهای اروپای غربی، ایالات متحده آمریکا و ژاپن از عمده‌ترین واردکنندگان نفتی و کشورهای منطقه خاورمیانه، آفریقا و آمریکای مرکزی و جنوبی در شمار بزرگترین صادرکنندگان نفتی می‌باشند.

کل واردات منطقه آمریکای شمالی در سال ۱۹۹۵ حدود ۳۴۹/۶ میلیون تن بوده که ۲۳/۸ درصد از این میزان توسط کشورهای خاورمیانه تأمین گردیده است. همچنین ۳۳/۷ درصد از کل واردات این منطقه توسط آمریکای مرکزی و جنوبی، ۱۸/۸ درصد از آفریقای غربی و ۱۵/۲ درصد نیز از اروپای غربی تأمین می‌شود. میزان وابستگی آمریکا به واردات نفت از خاورمیانه از ۳۶۶/۴ میلیون تن در سال ۱۹۹۴ به ۳۴۹/۶ میلیون تن در سال ۱۹۹۵ کاهش یافته و بدین ترتیب سهم خاورمیانه در تأمین نفت آمریکای شمالی از ۲۶/۱ به ۲۳/۸ درصد تنزل پیدا کرده است.

آمریکای مرکزی و جنوبی با صادرات ۱۳۷/۶ میلیون تن نفت جزو بزرگترین صادرکنندگان نفت خام و فرآورده‌های نفتی می‌باشند. بیشترین حجم صادرات این منطقه به آمریکای شمالی و بخصوص به ایالات متحده آمریکا تعلق دارد که ۸۲ درصد از صادرات این منطقه را به خود جذب نموده است. چنین وضعیتی نشان‌دهنده موقعیت انحصاری ایالات متحده آمریکا در مقابل کشورهای این منطقه است. از طرف دیگر کشورهای این منطقه واردکننده ۷۲/۶ میلیون تن نفت می‌باشند که ۴۵/۶ درصد از واردات این منطقه از خاورمیانه و پس از آن از ایالات متحده آمریکا و آفریقای غربی تأمین می‌شود.

قاره اروپا بزرگترین واردکننده نفت جهان در سال ۱۹۹۵ بوده است. البته کشورهایی نظیر انگلستان

و نروژ به عنوان صادرکنندگان عمده مواد نفتی این قاره مطرح می‌باشند. در مجموع اروپا به عنوان منطقه وارد کننده نفت محسوب می‌شود. از کل احتیاجات این قاره ۲۰/۷ درصد آن از کشورهای شوروی سابق، ۳۷/۸ درصد از خاورمیانه و ۲۰/۳ درصد از آفریقای شمالی و ۸/۲ درصد از آفریقای غربی تأمین می‌شود.

در سال مورد بررسی میزان تولید نفت در کشورهای شوروی سابق بر مصرف فزونی داشت و این کشورها همچنان موقعیت خود را به عنوان صادرکننده نفت حفظ نمودند. در این سال کشورهای عضو شوروی سابق ۵۹/۷ درصد از نفت خود را به اروپای غربی صادر نمودند و اروپای مرکزی دومین واردکننده مهم نفت (پس از اروپای غربی) از این منطقه بودند.

کشورهای خاورمیانه در مجموع عمده‌ترین صادر کنندگان نفت می‌باشند به نحوی که ۴۵/۴ درصد از کل صادرات نفت جهان به این کشورها تعلق دارد. از کل صادرات نفت خاورمیانه، ۲۵/۱ درصد به ژاپن، ۲۱/۶ درصد به اروپای غربی، ۹/۷ درصد به ایالات متحده آمریکا، ۴/۱ درصد به آفریقا و ۳۰/۸ درصد به سایر کشورهای آسیایی صادر می‌گردد.

قاره آفریقا نیز به عنوان یکی از صادرکنندگان نفت خام و فرآورده‌های نفتی ۵۳/۶ درصد از صادرات خود را به اروپای غربی، ۲۸/۵ درصد به ایالات متحده آمریکا، ۵/۳ درصد به آمریکای جنوبی، ۱/۹ درصد به اروپای مرکزی، ۱/۸ درصد به کانادا و ۵/۷ درصد را به مناطق آسیایی صادر می‌نماید. منطقه آسیا و اقیانوسیه وارد کننده نفت خام و فرآورده‌های نفتی می‌باشد. حدود ۹۰ درصد از واردات این منطقه از خاورمیانه است و بقیه واردات این منطقه به آفریقای غربی تعلق دارد. همانطور که مشاهده می‌گردد اقتصاد این منطقه بشدت وابسته به نفت خاورمیانه است. این امر عمدتاً ناشی از کوتاه بودن مسافت و پایین بودن هزینه حمل و نقل می‌باشد.

جدول (۵-۱): صادرکنندگان عمده نفت خام جهان
در سال ۱۹۹۵

نام منطقه	صادرات (هزار بشکه در روز)	سهم از کل صادرات جهان (درصد)
خاورمیانه	۱۶۶۵۱	۴۵/۴
آمریکای مرکزی و جنوبی	۲۷۹۷	۷/۷
آفریقای غربی	۲۷۲۳	۷/۵

جدول (۱-۶): واردکنندگان عمده نفت خام جهان
در سال ۱۹۹۵

نام منطقه	واردات (هزار بشکه در روز)	سهم از کل صادرات جهان (درصد)
اروپای غربی	۹۵۶۷	۲۶/۴
آمریکا	۸۸۳۱	۲۴/۴
ژاپن	۵۵۸۱	۱۵/۴

۱-۳. گاز طبیعی

مهمترین تحولات بخش گاز طبیعی در سال ۱۹۹۵ به شرح زیر می باشد:

- میزان ذخایر تثبیت شده گاز طبیعی جهان نسبت به سال گذشته به علت افزایش برداشت و عدم کشف مخازن جدید اندکی کاهش نشان می دهد.
- هر چند ذخایر گاز طبیعی در دنیا طی سالهای اخیر به سرعت افزایش یافته است ولی هنوز ذخایر تثبیت شده گاز دنیا نسبت به نفت کمتر است.
- تولید گاز طبیعی جهان روند صعودی را طی کرده که این امر عمدتاً ناشی از جایگزینی گاز طبیعی با مواد نفتی می باشد.
- در سال مورد بررسی قیمت های گاز طبیعی روندهای متفاوتی داشتند. از جمله در این سال قیمت های سر چاهی در آمریکا ۱۵ درصد کاهش یافتند. در صورتی که قیمت های گاز مایع (LNG) در ژاپن به میزان ۸ درصد و قیمت های مرزی در اروپا به میزان ۴/۲ درصد افزایش یافت.
- افزایش تقاضای گاز طبیعی در اتحادیه اروپا عمدتاً ناشی از تغییرات آب و هوایی و همچنین جایگزینی گاز به جای فرآورده های نفتی می باشد. همچنین کاهش مصرف گاز طبیعی در شوروی نسبت به سال ۱۹۹۴ ناشی از کاهش تولید و افزایش سهم صادرات است.

۱-۳-۱. ذخایر تثبیت شده:

میزان ذخایر تثبیت شده گاز جهان طی سالهای ۱۹۸۵-۹۵ با رشدی معادل ۴۱/۵ درصد از ۹۸/۷ به ۱۳۹/۷ تریلیون مترمکعب افزایش یافت. البته این میزان ذخایر در سال ۱۹۹۵ نسبت به سال قبل اندکی کاهش نشان می دهد. با توجه به حجم ذخایر موجود و میزان برداشت آنها در این سال، کفایت

ذخایر جهان به ۶۴/۷ سال می‌رسد. عمده‌ترین ذخایر گاز جهان به کشورهای فدراسیون روسیه، ایران، قطر، امارات متحده عربی و عربستان سعودی تعلق دارد. این پنج کشور حدود ۶۲/۵ درصد از کل ذخایر گاز جهان را در اختیار دارند.

بر اساس تقسیم‌بندی منطقه‌ای، ۴۰ درصد از ذخایر گاز جهان در کشورهای شوروی سابق، ۳۲/۴ درصد در خاورمیانه، ۶/۷ درصد در آفریقا و آسیا و اقیانوسیه، ۶/۱ درصد در آمریکای شمالی، ۴/۱ درصد در آمریکای مرکزی و جنوبی و ۴/۰ درصد در اروپا قرار دارد.

طی سالهای ۱۹۸۵-۹۵ میزان ذخایر گاز طبیعی منطقه خاورمیانه ۸۶/۸ درصد، آمریکای مرکزی و جنوبی ۷۸/۱ درصد، آفریقا ۶۷/۹ درصد، آسیا و اقیانوسیه ۶۶/۷ درصد و کشورهای شوروی سابق ۳۱/۸ درصد افزایش یافته است. در این دوره زمانی از میزان ذخایر گاز طبیعی مناطق آمریکای شمالی و اروپا به ترتیب ۲۰/۳ و ۲۰/۸ درصد کاسته شده است.

عمر ذخایر مناطق مختلف جهان با توجه به سطح برداشت از این منابع در سال ۱۹۹۵ بدین ترتیب می‌باشد: آفریقا و خاورمیانه بیش از ۱۰۰ سال، کشورهای شوروی سابق ۸۰/۴ سال، آمریکای مرکزی و جنوبی ۷۳/۹ سال، آسیا و اقیانوسیه ۴۵/۸ سال، اروپا ۲۱/۵ سال و آمریکای شمالی ۱۲ سال.

۱-۳-۲. تولید گاز طبیعی:

تولید گاز طبیعی در سالهای ۱۹۸۵-۹۵ با نرخ ۲۷/۰ درصد افزایش یافت و از ۱۵۰۲/۹ به ۱۹۰۸/۰ میلیون تن معادل نفت خام رسید. قابل ذکر است که ۴۵/۵ درصد از گاز تولیدی در کشورهای عضو OECD صورت گرفته است. عمده‌ترین تولیدکنندگان گاز طبیعی جهان، کشورهای فدراسیون روسیه، ایالات متحده آمریکا، کانادا، هلند و اندونزی می‌باشند. بالغ بر ۶۴ درصد از کل تولید گاز طبیعی جهان به این پنج کشور تعلق دارد. در سال ۱۹۹۵، آمریکای شمالی ۳۳/۷ درصد، کشورهای شوروی سابق ۳۱/۱ درصد، اروپا ۱۱/۵ درصد، آسیا و اقیانوسیه ۹/۵ درصد، خاورمیانه ۶/۶ درصد، آفریقا ۴/۰ درصد و آمریکای مرکزی و جنوبی ۳/۶ درصد از کل تولید جهانی را در اختیار داشته‌اند.

تولید منطقه خاورمیانه طی سالهای ۱۹۸۵-۹۵ بیش از ۲ برابر گردید. همچنین تولید آسیا و اقیانوسیه با نرخ ۹۴/۱ درصد، آفریقا ۷۵/۳ درصد، آمریکای مرکزی و جنوبی ۶۹/۸ درصد، آمریکای شمالی ۲۲/۶ درصد، کشورهای شوروی سابق ۱۰/۰ درصد و اروپا ۷/۵ درصد افزایش یافت. تولید سال ۱۹۹۵ تمامی

مناطق به استثنای کشورهای شوروی سابق نسبت به سال گذشته سیر صعودی را طی نموده که این کاهش تولید عمدتاً در کشورهای فدراسیون روسیه، ترکمنستان و اوکراین بوده است.

۱-۳-۳. مصرف گاز طبیعی:

در دهه ۹۵-۱۹۸۵ مصرف گاز طبیعی جهان ۲۶/۴ درصد رشد یافت و از ۱۴۹۰/۵ به ۱۸۸۳/۶ میلیون تن معادل نفت خام رسید. قابل توجه است که ۵۳/۸ درصد از مصرف گاز در سال ۱۹۹۵ متعلق به کشورهای عضو OECD بوده است. در طی دوره دهساله مورد بررسی مصرف گاز در کشورهای عضو OECD، حدود ۳۱/۴ درصد رشد داشته است که این نشان‌دهنده تمایل زیاد کشورهای صنعتی به استفاده از گاز و جانشینی آن به جای سایر حامل‌های انرژی آلوده‌کننده می‌باشد.

عمده‌ترین کشورهای مصرف‌کننده گاز جهان به ترتیب ایالات متحده آمریکا، فدراسیون روسیه، اوکراین، آلمان، کانادا، انگلستان و ژاپن هستند که در مجموع حدود ۶۴/۰ درصد از کل مصرف جهان را در اختیار دارند.

در سال ۱۹۹۵ سهم مناطق مختلف در کل مصرف گاز طبیعی از این قرار بود: آمریکای شمالی ۳۴/۷ درصد، کشورهای شوروی سابق ۲۵ درصد، اروپا ۱۸/۱ درصد، آسیا و اقیانوسیه ۱۰/۳ درصد، خاورمیانه ۶/۳ درصد، آمریکای مرکزی و جنوبی ۳/۶ درصد و آفریقا ۲/۰ درصد.

طی دهه ۹۵-۱۹۸۵ مصرف گاز طبیعی منطقه خاورمیانه و آسیا و اقیانوسیه حدود ۲ برابر گردید. همچنین مصرف گاز آفریقا، آمریکای مرکزی و جنوبی، اروپا و آمریکای شمالی به ترتیب ۷۱/۵، ۶۹/۸، ۲۸/۰ و ۲۵/۶ درصد افزایش یافت. در کشورهای شوروی سابق مصرف گاز طبیعی روند نزولی داشته و ۴/۰ درصد کاهش نشان داده است. این کاهش عمدتاً ناشی از کاهش مصرف فدراسیون روسیه، ترکمنستان و اوکراین می‌باشد.

۱-۳-۴. تجارت جهانی گاز طبیعی:

در طی سال ۱۹۹۵ تجارت جهانی گاز طبیعی توسط خطوط لوله ۱۰/۹ درصد رشد داشته است. وارد کنندگان عمده گاز طبیعی در این سال از این قرار بودند: آمریکا ۷۹/۳ میلیارد مترمکعب، آلمان ۶۹/۵ میلیارد مترمکعب، ایتالیا ۳۵/۳ میلیارد مترمکعب، فرانسه ۲۵/۹ میلیارد مترمکعب و چکسلواکی

۱۴/۹ میلیارد مترمکعب. بدین ترتیب رشد واردات گاز طبیعی نسبت به سال قبل در آمریکا ۱۲ درصد، آلمان ۴/۳ درصد، ایتالیا ۲۰/۱ درصد، فرانسه ۱۰/۲ درصد و چکسلواکی ۱۴/۶ درصد بود.

در همین سال بزرگترین صادرکنندگان گاز طبیعی از طریق خطوط لوله به ترتیب عبارت بودند از روسیه ۱۱۷/۴ میلیارد مترمکعب، کانادا ۷۹/۱ میلیارد مترمکعب، هلند ۴۱ میلیارد مترمکعب، نروژ ۲۷/۶ میلیارد مترمکعب و الجزایر ۱۹/۴ میلیارد مترمکعب. رشد صادرات گاز طبیعی نسبت به سال ۱۹۹۵ برای روسیه ۱۰/۸ درصد، کانادا ۱۳ درصد، هلند ۱/۲ درصد، نروژ ۳/۷ درصد و الجزایر ۴۳ درصد می باشد.

همچنین در سال ۱۹۹۵، تجارت جهانی گاز طبیعی مایع*، ۵/۳ درصد رشد داشت. کشور ژاپن با حجم واردات ۵۷/۹ میلیارد مترمکعب در سال بزرگترین وارد کننده محسوب می شود. این کشور به تنهایی ۶۲/۶ درصد از واردات دنیا را به خود اختصاص داده است. پس از ژاپن، کشورهای کره جنوبی، فرانسه و اسپانیا به ترتیب جزو بزرگترین واردکنندگان گاز طبیعی مایع می باشند.

بزرگترین صادرکنندگان این محصول به ترتیب اندونزی، الجزایر، مالزی و استرالیا می باشند. کشور اندونزی ۳۵/۸، الجزایر ۱۹/۸، مالزی ۱۳/۹ و استرالیا ۱۰/۶ درصد از کل صادرات گاز طبیعی مایع دنیا را بخود اختصاص داده اند. این ارقام نشان می دهد که آسیای جنوب شرقی، بزرگترین بازار برای تجارت گاز طبیعی مایع است و بزرگترین واردکنندگان و صادرکنندگان در این منطقه قرار دارند. زیرا بیش از ۷۶ درصد از کل واردات دنیا به سه کشور ژاپن، کره جنوبی و تایوان و بیش از ۵۸/۸ درصد از کل صادرات دنیا به سه کشور اندونزی، مالزی و برونئی تعلق دارد.

* Liquid Natural Gas

جدول (۷-۱): حجم صادرات و واردات گاز طبیعی در سال ۱۹۹۵ بوسیله خطوط لوله
(میلیارد مترمکعب)

صادرات	واردات	منطقه
		آمریکای شمالی:
۲/۵	۷۹/۳	آمریکا
۷۹/۱	۰/۸	کانادا
۰/۲	۱/۷	مکزیک
		آمریکای جنوبی و مرکزی:
—	۲	آرژانتین
۲	—	بولیوی
		اروپا:
—	۶/۹	اتریش
—	۸/۷	بلژیک
—	۵/۸	بلغارستان
—	۱۴/۹	چک و اسلواکی
—	۳/۶	فنلاند
—	۲۵/۹	فرانسه
۲/۴	۶۹/۵	آلمان
—	۶/۳	مجارستان
—	۳۵/۳	ایتالیا
—	۰/۷	لوگزامبورگ
۴۱	۳/۵	هلند
—	۷/۲	لهستان
—	۶/۱	رومانی
—	۱/۵	اسپانیا
—	۰/۸	سوئد
—	۲/۶	سوئیس
—	۵/۷	ترکیه
۱/۰	۱/۷	انگلستان
۱/۷	—	دانمارک
۲۷/۶	—	نروژ
—	۲/۴	سایر
		کشورهای شوروی سابق:
۱۱۷/۴	—	روسیه
		خاورمیانه:
—	*	امارات متحده عربی
*	—	عمان
		آفریقا:
—	۱/۵	تونس
۱/۵	—	الجزایر
		آسیا:
—	۱/۵	سنگاپور
۱/۵	—	مالزی

* کمتر از ۰/۰۵ می باشد.

۱-۴. زغال سنگ

مهمترین ملاحظات بخش زغال سنگ در سال ۱۹۹۵ به شرح زیر می باشد:

- عرضه و تقاضای زغال سنگ در جهان نشان می دهد که به دلیل بالا بودن هزینه حمل و نقل و تأمین تقاضای داخلی معمولاً بیشترین زغال سنگ تولیدی در کشورهایی مصرف می شود که خود تولید کننده آن می باشند.
- کشور چین در لوای یکی از تولیدکنندگان بزرگ زغال سنگ به عنوان یکی از مصرف کنندگان عمده این انرژی در جهان جایگاه ویژه ای را به خود اختصاص داده است.
- قیمت هر تن زغال سنگ نسبت به سال ۱۹۹۴ از ۲۰ درصد رشد برخوردار بوده و به بالاترین سطح خود طی ده سال اخیر رسیده است.
- افزایش تولید زغال سنگ در آسیا و اقیانوسیه به علت افزایش مصرف، تأمین احتیاجات انرژی و افزایش تقاضای صادراتی بوده است. در این منطقه کشور چین بزرگترین تولیدکننده زغال سنگ جهان به شمار می رود. در قاره آفریقا نیز تولید زغال سنگ به علت افزایش تولید در آفریقای جنوبی، صادرات و افزایش مصرف داخلی به منظور جایگزینی نفت خام و گاز طبیعی افزایش نشان داده است.
- در کشورهای شوروی سابق به دلیل تغییرات ساختاری و کاهش سرمایه گذاری در بخش زغال سنگ، و در قاره اروپا به علت افزایش قیمت تمام شده داخلی و مقرون به صرفه بودن واردات زغال سنگ، تولید کاهش یافته است.

۱-۴-۱. ذخایر زغال سنگ:

میزان ذخایر زغال سنگ جهان در سال ۱۹۹۵ بالغ بر ۱۰۳۱/۶ میلیارد تن و کفایت ذخایر آن ۲۲۸ سال بوده است. بنابراین انتظار می رود که بخش عمده ای از تقاضای انرژی جهان در آینده را تأمین نماید. بر اساس تقسیم بندی قاره ای، ۳۰/۲ درصد از کل ذخایر زغال سنگ موجود در جهان در کشورهای آسیایی و اقیانوسیه، ۲۴/۲ درصد در آمریکای شمالی، ۲۳/۴ درصد در کشورهای شوروی سابق، ۱۵/۲ درصد در قاره اروپا، ۶/۰ درصد در آفریقا و خاورمیانه و مابقی ذخایر آن در آمریکای مرکزی و جنوبی قرار دارد. عمده ترین ذخایر زغال سنگ جهان در کشورهای شوروی سابق و ایالات متحده آمریکا قرار دارد.

با توجه به سطح برداشت فعلی، عمر ذخایر زغال سنگ کشورهای شوروی سابق بیش از ۵۰۰ سال، در خاورمیانه و آفریقا ۲۸۹ سال، آمریکای مرکزی و جنوبی ۲۶۸ سال، آمریکای شمالی ۲۴۶ سال، اروپا ۱۸۳ سال و آسیا و اقیانوسیه ۱۵۸ سال برآورد می‌گردد.

۱-۴-۲. تولید زغال سنگ:

تولید زغال سنگ جهان در سال ۱۹۹۵ معادل ۲۲۲۵/۱ میلیون تن معادل نفت خام بود. در این سال سهم مناطق مختلف در تولید بدین ترتیب بود: آسیا و اقیانوسیه ۴۴/۷ درصد، آمریکای شمالی ۲۶/۶ درصد، اروپا ۱۳/۳ درصد و سایر مناطق جهان ۱۰ درصد. در این سال تولید زغال سنگ نسبت به سال قبل رشدی معادل ۱/۳ درصد داشت که عمدتاً ناشی از افزایش تولید در آمریکای مرکزی و جنوبی، قاره آفریقا، آسیا و اقیانوسیه و همچنین کاهش برداشت در سایر مناطق جهان بود.

۱-۴-۳. مصرف زغال سنگ:

مصرف زغال سنگ جهان طی سالهای ۱۹۸۵-۹۵ با رشدی بالغ بر ۵/۳ درصد از ۲۰۹۹/۹ به ۲۲۱۰/۷ میلیون تن معادل نفت خام رسید. در سال ۱۹۹۵ سهم مناطق مختلف جهان در مصرف زغال سنگ به قرار زیر بوده است:

آسیا و اقیانوسیه ۴۵/۴ درصد، آمریکای شمالی ۲۳/۷ درصد، اروپا ۱۷/۳ درصد، کشورهای شوروی سابق ۸/۶ درصد و سایر مناطق جهان ۵/۰ درصد. عمده‌ترین مصرف‌کنندگان زغال سنگ دنیا به ترتیب عبارتند از: چین، ایالات متحده آمریکا، هندوستان و قدراسیون روسیه. این کشورها به تنهایی ۶۳ درصد از کل مصرف جهان را به خود اختصاص داده‌اند.

طی سالهای ۱۹۸۵-۹۵ مصرف زغال سنگ در آسیا و اقیانوسیه با ۴۴/۳ درصد افزایش به ۱۰۰۱/۰ میلیون تن معادل نفت خام رسید. بخش اعظم این افزایش ناشی از تأمین احتیاجات کشورهای چین و هندوستان بود. در سال ۱۹۹۵ مصرف زغال سنگ آفریقا، آمریکای مرکزی و جنوبی و آمریکای شمالی نسبت به سال ۱۹۸۵ به ترتیب ۲۳/۸، ۱۶/۲ و ۱۰/۷ درصد افزایش داشت و به ۸۷/۸، ۱۷/۹ و ۵۲۳/۷ میلیون تن معادل نفت خام بالغ گردید.

از سوی دیگر میزان زغال سنگ مصرفی کشورهای شوروی سابق طی دوره موردنظر با ۴۰/۶ درصد

کاهش به ۱۹۱/۷ میلیون تن معادل نفت خام رسید که این کاهش عمدتاً ناشی از کاهش مصرف در فدراسیون روسیه، اوکراین و قزاقستان می‌باشد. همچنین مصرف زغال سنگ قاره اروپا نیز با ۲۶/۶ درصد کاهش به ۳۸۳/۰ میلیون تن معادل نفت خام تنزل یافت که ناشی از کاهش تقاضای کشورهای آلمان، لهستان و انگلستان بوده است.

۱-۵. سایر منابع انرژی

انرژی برق آبی یکی از عمده‌ترین منابع عمده تولید برق اولیه می‌باشد. تولید برق آبی طی سالهای ۱۹۸۵-۹۵ رشدی معادل ۲۵/۴ درصد را داشت و از ۱۷۴/۲ به ۲۱۸/۵ میلیون تن معادل نفت خام رسید. عمده‌ترین کشورهای تولیدکننده برق آبی عبارتند از: کانادا، ایالات متحده آمریکا، برزیل، چین، فدراسیون روسیه و نروژ. شش کشور اخیر به تنهایی بیش از نیمی از تولید برق آبی جهان را به خود اختصاص داده‌اند. سهم هر یک از مناطق مختلف جهان در تولید این انرژی بدین ترتیب می‌باشد: آمریکای شمالی ۲۵/۸ درصد، اروپا ۲۲/۰ درصد، آسیا و اقیانوسیه ۲۰/۵ درصد، آمریکای مرکزی و جنوبی ۱۸/۵ درصد، کشورهای شوروی سابق ۹/۸ درصد، آفریقا ۲/۹ درصد و خاورمیانه ۰/۵ درصد. در بخش انرژی هسته‌ای، بالاترین ذخایر اورانیوم به کشورهای چین، استرالیا، قزاقستان، کانادا، ازبکستان، برزیل، نیجریه، آفریقای جنوبی، روسیه و آمریکا تعلق دارد. کل ذخایر موجود اورانیوم جهان در حال حاضر ۲/۶ میلیون تن برآورد می‌گردد که برای تأمین احتیاجات ۴۰ سال آینده کفایت می‌نماید. این شاخص در مورد نفت خام و گاز طبیعی به ترتیب ۴۲ و ۶۴ سال برآورد می‌شود. با پیشرفت تکنولوژی و بهره‌برداری از راکتورهای سریع زاینده، عمر این ذخایر به بیش از ۲۰۰۰ سال افزایش می‌یابد.

تولیدکنندگان عمده اورانیوم در جهان عبارتند از: کانادا، نیجریه، روسیه، قزاقستان، استرالیا و ازبکستان که مجموعاً ۷۰ درصد تولید اورانیوم جهان را به خود اختصاص داده‌اند.

بخش عمده اورانیوم مصرفی در راکتورهای هسته‌ای جهت تولید انرژی الکتریسته بکار گرفته می‌شود. در حال حاضر ۴۳۶ راکتور هسته‌ای در دست بهره‌برداری و ۳۲ راکتور دیگر در دست ساخت قرار دارد. این راکتورها با مصرف بیش از ۶۰۰۰۰ تن اورانیوم در سال، ۱۷ درصد از انرژی الکتریسته جهان را تأمین می‌نمایند.

در سال ۱۹۹۵ ظرفیت تولید برق نیروگاههای هسته‌ای در حال بهره‌برداری، ۳۴۵ گیگاوات بود که در سال ۱۹۹۶ به ۳۵۰ گیگاوات افزایش یافت. در حال حاضر ۶۵ درصد از کل ظرفیت نیروگاههای هسته‌ای به آمریکای شمالی و اروپای غربی اختصاص دارد. این در حالی است که مجموع ظرفیت نیروگاههای هسته‌ای کشورهای خاور دور (نظیر ژاپن، تایوان، کره جنوبی و کره شمالی) تنها معادل ۵۴ گیگاوات می‌باشد.

در طی دوره ۹۵-۱۹۸۵ تولید انرژی هسته‌ای جهان با ۵۶ درصد رشد از ۳۸۲/۲ به ۵۹۶/۴ میلیون تن معادل نفت خام افزایش یافت. در سال ۱۹۹۵، ۸۳/۵ درصد از کل تولید انرژی هسته‌ای، به کشورهای عضو OECD تعلق داشت. بر اساس تقسیم‌بندی منطقه‌ای، اروپا ۳۸/۴ درصد، آمریکای شمالی ۳۵/۳ درصد، آسیا و اقیانوسیه ۱۷/۸ درصد و سایر مناطق ۸/۵ درصد از کل تولید این انرژی را به خود اختصاص داده‌اند. عمده‌ترین کشورهای تولید کننده انرژی هسته‌ای عبارتند از: ایالات متحده آمریکا، فرانسه، ژاپن، آلمان، فدراسیون روسیه، کانادا و انگلستان.

طی سالهای ۹۵-۱۹۸۵ میزان مصرف انرژی هسته‌ای در منطقه آسیا و اقیانوسیه و همچنین آفریقا بیش از ۲ برابر گردید و به ترتیب به ۱۰۶/۱ و ۳/۱ میلیون تن معادل نفت خام رسید. طی همین دوره میزان مصرف این انرژی در آمریکای شمالی ۷۵/۵ درصد، اروپا ۴۰/۴ درصد، آمریکای جنوبی و مرکزی ۸/۳ درصد و کشورهای شوروی سابق ۴/۶ درصد رشد یافت. لازم به ذکر است که در این دوره زمانی منطقه خاورمیانه از انرژی هسته‌ای استفاده ننموده است.

برآورد می‌شود که ظرفیت نیروگاههای هسته‌ای جهان در سال ۲۰۰۵ به ۴۰۵ گیگاوات بالغ گردد و ۵۴ درصد از کل این ظرفیت به آمریکای شمالی و اروپای غربی اختصاص داشته باشد. بر اساس این پیش‌بینی ظرفیت نیروگاههای هسته‌ای در کشورهای خاور دور بیش از ۷۰ درصد رشد خواهد نمود که عمدتاً ناشی از اجرای پروژه‌های عظیم نیروگاههای هسته‌ای در کشورهای ژاپن و کره جنوبی خواهد بود. این دو کشور در حال حاضر ۹۱ درصد از ظرفیت تولیدی خاور دور را به خود اختصاص داده‌اند.

قابل ذکر است به دلیل آنکه دوره زمانی کارکرد برخی از راکتورها تا سال ۲۰۰۵ به پایان خواهد رسید، بنابراین پیش‌بینی می‌گردد که ظرفیت نیروگاههای هسته‌ای در جهان بعد از سال ۲۰۰۵ روند کاهشی پیموده و در سال ۲۰۱۰ به ۳۷۲ گیگاوات برسد. بیشترین میزان کاهش در ایالت متحده آمریکا

بوده و در طی دوره ۲۰۱۰-۲۰۰۵ از ۹۷ به ۶۲ گیگاوات خواهد رسید.

همچنین بر اساس پیش‌بینی‌های انجام شده تقاضای اورانیوم در جهان به طبع افزایش ظرفیت طراحی شده در آینده افزایش یابد و از ۶۰۹۰۰ تن اورانیوم در سال ۱۹۹۶ به ۶۹۸۰۰ تن اورانیوم در سال ۲۰۰۳ افزایش خواهد یافت. بعد از این دوره زمانی به دلیل پایان یافتن دوره کارکرد راکتورها، تقاضای اورانیوم کاهش می‌یابد. این شاخص در مورد کشورهای خاور دور از ۱۰۹۰۰ تن اورانیوم در سال ۱۹۹۶ به حدود ۱۶۲۰۰ تن اورانیوم در سال ۲۰۰۵ خواهد رسید، بطوریکه ۲۵ درصد از تقاضای سالانه اورانیوم را به خود اختصاص خواهد داد.

۱-۶. دورنمای عرضه و تقاضای انرژی در جهان

در مورد پیش‌بینی عرضه و تقاضای انرژی در جهان سناریوهای مختلفی از طرف سازمانهای مختلف جهانی نظیر شورای جهانی انرژی (WEC) و آژانس بین‌المللی انرژی (IEA) و دبیرتمان انرژی آمریکا (DOE) ارائه گردیده است. در سناریوهای مذکور سعی شده است که با در نظر گرفتن پیش‌فرضهایی در زمینه نرخ رشد اقتصادی، نرخ رشد آتی جمعیت، تحولات مربوط به کارایی انرژی، ابداع و نوآوری تکنولوژی، میزان ذخایر قابل استحصال و قیمت‌گذاری انرژی، تصویر جامعی از تحولات آتی بخش انرژی ارائه شود.

در چارچوب سناریوهای مورد بحث در طی ۲۰ تا ۳۰ سال آینده افزایش قابل توجهی در مصرف انرژی پیش‌بینی می‌گردد. در این زمینه بر اساس سناریوی پایه WEC افزایش مصرف انرژی تا سال ۲۰۲۰ بیش از ۵۰ درصد و بر اساس سناریوهای IEA و DOE افزایش مذکور در دوره منتهی به سال ۲۰۱۰ بین ۳۴ الی ۴۴ درصد برآورد شده است.

در کلیه موارد فوق بالاترین رشد مصرف انرژی به منطقه آسیا و آمریکای لاتین اختصاص دارد. سناریوهای IEA و DOE نشان می‌دهند که مصرف انرژی در طی سالهای ۲۰۱۰-۱۹۹۰ در منطقه آسیا حداقل دو برابر می‌شود و در منطقه آمریکای لاتین طی همین دوره بین ۵۵ الی ۷۷ درصد افزایش خواهد داشت.

افزایش قابل ملاحظه تقاضای آتی انرژی در آسیا می‌تواند ناشی از تداوم رشد اقتصادی مورد انتظار در بخش وسیعی از منطقه شامل کشورهایی نظیر هند، چین و جنوب شرقی آسیا باشد. در حقیقت، برخی

شواهد موجود گویای این مسئله است که تقاضای انرژی در آسیا می‌تواند حتی بیش از نرخ رشدی باشد که در سناریوهای فوق پیش‌بینی گردیده است.

همچنین بر اساس سناریوهای مذکور انتظار می‌رود که در سالهای آتی تقاضای انرژی کشورهای OECD نسبت به سطح قابل توجه فعلی کاهش یابد و در عوض تقاضای کشورهای در حال توسعه رو به تزاید گذارد. بطوریکه پیش‌بینی می‌گردد سهم تقاضای انرژی کشورهای غیر OECD از یک سوم کل تقاضای جهانی در سال ۱۹۷۰ به بیش از یک دوم در سال ۲۰۱۰ افزایش خواهد یافت.

همچنین انتظار می‌رود که طی سه تا چهار دهه آینده نفت خام همچنان به عنوان منبع اصلی تأمین انرژی جهان باقی بماند. بر این اساس زغال سنگ، گاز طبیعی، منابع انرژی تجدیدپذیر و انرژی هسته‌ای به ترتیب در مراتب بعدی قرار خواهند داشت. در طی سالهای آتی انتظار می‌رود که سهم گاز طبیعی و منابع تجدیدپذیر در ترکیب سبد انرژی افزایش یابد. به هر حال با یک دید خوش‌بینانه، تولید و عرضه سوختهای فسیلی حداقل به میزان سه چهارم مصرف فعلی انرژی افزایش خواهد یافت.

در حال حاضر عرضه انرژی از منابع تجدیدپذیر سستی تحول قابل توجهی نداشته است. بطوریکه سهم بیوماس-چوب، زغال چوب، کود حیوانی و امثالهم در تأمین احتیاجات انرژی جهان به ۱۰ درصد محدود می‌گردد. از طرف دیگر هم‌اکنون از پتانسیل‌های برق آبی جهان بهره‌برداری کامل بعمل نمی‌آید در صورتی که ظرفیت‌های قابل توجهی در مناطقی نظیر چین، برزیل و کشورهای مستقل مشترک‌المنافع وجود دارد.

همچنین در شرایط کنونی سهم منابع انرژی تجدیدپذیر جدید در تأمین انرژی جهان کمتر از ۲ درصد است، بر اساس پیش‌بینی‌های WEC این سهم در سال ۲۰۲۰ به ۴ درصد افزایش خواهد یافت. شورای جهانی انرژی پیش‌بینی می‌کند که اگر توسعه منابع انرژی تجدیدپذیر جدید از حمایت‌های سیاسی دولت‌ها برخوردار باشد، سهم اخیر تا میزان ۱۲ درصد قابل افزایش خواهد بود.

۱-۷. انرژی و محیط زیست

افزایش گازهای گلخانه‌ای در جو سبب گردیده که به منظور تثبیت غلظت آن چاره‌اندیشی شود. از همین رو در سال ۱۹۹۲ قرارداد تغییرات آب و هوایی (UNCED) به وسیله کشورهای بسیاری به امضاء رسید. هدف از عقد این قرارداد تثبیت غلظت گازهای گلخانه‌ای نظیر دی‌اکسید کربن، متان، اکسیدهای

نیترژن و در سطحی بود که اثرات مخربی بر سیستم اقلیمی نداشته باشد.

قسمت اعظم گازهای گلخانه‌ای از دی‌اکسیدکربن تشکیل می‌شود که در واقع بیشتر ناشی از فعالیت‌های روزمره بشر است. غلظت دی‌اکسیدکربن در سال ۱۹۹۲، ۳۶۰ قسمت در میلیون واحد حجمی بود. میزان این آلاینده در همین سال به ۲۶/۴ میلیارد تن رسید که ۸۴ درصد (۲۲/۳ میلیارد تن) آن ناشی از فعالیت‌های صنعتی است. آلودگی‌های ناشی از فعالیت صنعتی در این سال نسبت به ۲۰ سال گذشته ۳۸ درصد افزایش نشان می‌دهد.

بزرگترین کشورهای تولیدکننده آلاینده دی‌اکسیدکربن در سال ۱۹۹۲ عبارتند از ایالات متحده آمریکا، چین و ژاپن که سهم آنها به ترتیب ۲۲ درصد، ۱۱/۹ درصد و ۵ درصد می‌باشد. همچنین کشورهای عضو اتحادیه اروپا ۱۳ درصد و کشورهای عضو OECD، ۴۴/۷ درصد از کل دی‌اکسیدکربن را در این سال تولید نمودند. مقایسه میزان آلودگی سرانه تولید شده در کشورها نشان می‌دهد که آلودگی سرانه در سال ۱۹۹۲ در ایالات متحده آمریکا با ۱۹/۱ تن در سال برای هر فرد بیش از سایر کشورهاست. در حالی که آلودگی سرانه در کشورهای هندوستان و چین به ترتیب فقط ۴/۶، ۱۱/۹ درصد از آلودگی سرانه آمریکاست. متوسط آلودگی سرانه در کشورهای OECD در همین سال ۱۱/۵ تن بود.

در طی سالهای ۱۹۹۵ و ۱۹۹۶ رخدادهای مهمی در جهت حفظ محیط زیست صورت گرفت که به این شرح است:

- از اول ژانویه ۱۹۹۶ تولید صنعتی مواد شیمیایی خانواده کلروفلورکربنها (CFC's) در کشورهای پیشرفته بر اساس موافقتنامه وین متوقف شد. البته کشورهای در حال توسعه نیز با یک وقفه ۱۰ ساله نسبت به این امر اقدام خواهند نمود.

- در اواخر سال ۱۹۹۵، جایزه نوبل در رشته شیمی به سه دانشمند اعطاء گردید. مطالعات آنها پیرامون اثرات گازهایی بود که وضعیت شیمیایی لایه بالایی اتمسفر (لایه ازن) را به نحوی تغییر می‌دهند. این مطالعه که در اوائل دهه ۱۹۷۰ صورت گرفته نشان می‌دهد که اکسیدهای نیترژن و فرآورده‌های شیمیایی صنعتی نظیر کلروفلورکربنها (CFC's) می‌توانند به لایه‌های بالایی اتمسفر رسیده و در اثر اشعه ماوراء بنفش مواد فعالی نظیر کلرین تولید نمایند که می‌تواند مولکولهای ازن را تجزیه نماید. اعطای این جایزه نشان‌دهنده اهمیت بسیار زیاد مسائل محیط زیست جهانی است.

- بر اساس نتایج مدل‌های کامپیوتری IPCC، در صورتیکه غلظت دی‌اکسیدکربن در اتمسفر از ۲۸۰ قسمت در میلیون (مرحله پیش صنعتی) به ۵۶۰ قسمت در میلیون برسد (دو برابر شود) حرارت سطح زمین بین ۱/۵ تا ۴ درجه سانتیگراد افزایش خواهد یافت. بر این اساس درجه حرارت متوسط سطحی زمین در طی قرن گذشته بین ۰/۳ تا ۰/۶ درجه سانتیگراد اضافه گردید و سطح دریاها نیز بطور متوسط ۱ تا ۲/۵ میلیمتر در سال گسترش یافته است.
- نتایج حاصل از برآورد جدید IPCC بر اساس کاهش میزان کلروفلوروکربن‌ها (CFC's) و اثرات آتروسول‌ها نشان می‌دهد که در قرن آینده دمای زمین حدود ۲ درجه سانتیگراد اضافه خواهد شد و سطح آب دریا نیز تا سال ۲۱۰۰، نیم متر بالا خواهد رفت.
- در ماه مارس سال ۱۹۹۵، نتایج حاصل از کنفرانس سال ۱۹۹۲ ریودوژانیرو در اجلاس برلین مورد تأیید قرار گرفت. در این اجلاس بر ضرورت همکاری مشترک کشورهای توسعه یافته و در حال توسعه در جهت کاهش آلاینده‌ها تأکید شد. همچنین در مورد آن دسته از گازهای گلخانه‌ای که در چارچوب پروتکل مونترال کنترل نمی‌شوند، کشورهای توسعه یافته ملزم شدند که سطح انتشار آنها را در سال ۲۰۰۰ به میزان مشابه سال ۱۹۹۰ تقلیل دهند.
- در اجلاس برلین، ۳۷ کشور که بیشترین زیان را از بالا آمدن سطح آب دریاها می‌دیدند (کشورهای AOSIS*) خواستار آن بودند که اقدامات شدیدتری در جهت کاهش آلودگی ناشی از دی‌اکسیدکربن در کشورهای پیشرفته صورت گیرد. این کشورها تأکید داشتند که میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای در سال ۲۰۰۵ به میزان ۲۰ درصد پایین‌تر از سطح ۱۹۹۰ تقلیل یابد. این پیشنهاد از سوی کشورهای پیشرفته مورد پذیرش قرار نگرفت.

* اتحادیه کشورهای جزیره‌ای کوچک

۲- آمارهای بین‌المللی

جدول (۱-۲): ذخایر تثبیت شده نفت جهان

در پایان سال ۱۹۹۵				در پایان سال ۱۹۹۴	در پایان سال ۱۹۸۵	در پایان سال ۱۹۷۵	نام مناطق و کشورها
نسبت ذخایر به تولید	سهم در کل (درصد)	میلیارد تن	میلیارد بشکه	(میلیاردبشکه)	(میلیارد بشکه)	(میلیارد بشکه)	
آمریکای شمالی							
۹/۷	۲/۹	۳/۷	۲۹/۶	۳۰/۱	۳۵/۹	۳۹/۳	ایالات متحده آمریکا
۱۰/۰	۰/۷	۰/۹	۷/۲	۷/۳	۷/۴	۸/۲	کانادا
۴۷/۱	۴/۹	۷/۱	۴۹/۸	۵۰/۸	۴۹/۳	۹/۵	مکزیک
۱۸/۸	۸/۵	۱۱/۷	۸۶/۶	۸۸/۲	۹۲/۶	۵۷/۰	جمع آمریکای شمالی
آمریکای مرکزی و جنوبی							
۸/۳	۰/۲	۰/۳	۲/۲	۲/۲	۲/۳	۲/۵	آرژانتین
۱۶/۳	۰/۴	۰/۶	۴/۲	۳/۸	۲/۱	۰/۸	برزیل
۱۶/۳	۰/۴	۰/۵	۳/۵	۳/۴	۱/۲	۰/۶	کلمبیا
۱۴/۸	۰/۲	۰/۳	۲/۱	۲/۰	۱/۷	۲/۵	اکوادور
۱۸/۰	۰/۱	۰/۱	۰/۸	۰/۸	۰/۶	۰/۸	پرو
۹/۷	۰/۱	۰/۱	۰/۵	۰/۵	۰/۵	۰/۷	ترینیداد و توباگو
۶۳/۵	۶/۳	۹/۳	۶۴/۵	۶۴/۵	۲۵/۶	۱۷/۷	ونزوئلا
۳۴/۹	۰/۱	۰/۲	۱/۱	۱/۱	۰/۹	۰/۴	سایر
۳۹/۳	۷/۸	۱۱/۴	۷۸/۹	۷۸/۳	۳۴/۹	۲۵/۹	جمع آمریکای مرکزی و جنوبی
اروپا							
۱۴/۸	۰/۱	۰/۱	۱/۰	۰/۷	۰/۵	۰/۲	دانمارک
۷/۸	۰/۸	۱/۱	۸/۴	۹/۴	۱۰/۹	۷/۰	نروژ
۳۱/۵	۰/۲	۰/۲	۱/۶	۱/۶	•	•	رومانی
۴/۴	۰/۴	۰/۶	۴/۳	۴/۵	۱۳/۰	۱۶/۰	انگلستان
۱۲/۸	۰/۲	۰/۳	۲/۴	۲/۵	۴/۰	۵/۳	سایر
۶/۹	۱/۷	۲/۳	۱۷/۷	۱۸/۸	۲۸/۴	۲۸/۶	جمع اروپا
شوروی سابق							
۱۷/۲	۰/۱	۰/۲	۱/۲	۱/۲	•	•	آذربایجان
۳۵/۵	۰/۵	۰/۷	۵/۳	۵/۳	•	•	قزاقستان
۲۱/۹	۴/۸	۶/۷	۴۹/۰	۴۹/۰	•	•	فدراسیون روسیه
۴/۵	♦	♦	۰/۳	۰/۳	•	•	ازبکستان
۱۵/۲	۰/۱	۰/۲	۱/۲	۱/۲	•	•	سایر
۲۲/۰	۵/۵	۷/۸	۵۷/۰	۵۷/۰	۶۱/۰	۸۰/۴	جمع شوروی سابق
خاورمیانه							
۶۵/۹	۸/۷	۱۲/۰	۸۸/۲	۸۹/۳	۴۷/۹	۶۴/۵	ایران
*	۹/۸	۱۳/۴	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۴۴/۱	۳۴/۳	عراق
*	۹/۵	۱۳/۳	۹۶/۵	۹۶/۵	۹۲/۵	۷۱/۲	کویت
۱۶/۲	۰/۵	۰/۷	۵/۱	۴/۸	۴/۰	۵/۹	عمان

جدول (۱-۲): ذخایر تثبیت شده نفت جهان ... ادامه

در پایان سال ۱۹۹۵				در پایان سال ۱۹۹۴	در پایان سال ۱۹۸۵	در پایان سال ۱۹۷۵	نام مناطق و کشورها
نسبت ذخایر به تولید	سهم در کل (درصد)	میلیارد تن	میلیارد بشکه	(میلیارد بشکه)	(میلیارد بشکه)	(میلیارد بشکه)	
۲۳/۱	۰/۴	۰/۵	۳/۷	۳/۷	۳/۳	۵/۹	قطر
۸۳/۸	۲۵/۷	۳۵/۷	۲۶۱/۲	۲۶۱/۲	۱۷۱/۵	۱۵۱/۸	عربستان سعودی
۱۱/۲	۰/۲	۰/۴	۲/۵	۲/۵	۱/۴	۲/۲	سوریه
*	۹/۷	۱۲/۷	۹۸/۱	۹۸/۱	۳۳/۰	۳۲/۲	امارات متحده عربی
۳۲/۹	۰/۴	۰/۵	۴/۰	۴/۰	۰/۲	—	یمن
۱۲/۰	♦	♦	۰/۲	۰/۲	۰/۲	۰/۳	سایر
۹۲/۳	۶۴/۹	۸۹/۲	۶۵۹/۵	۶۶۰/۳	۳۹۸/۰	۳۶۸/۳	جمع خاورمیانه
آفریقا							
۲۰/۵	۰/۹	۱/۲	۹/۲	۹/۲	۸/۸	۷/۴	الجزایر
۲۳/۶	۰/۵	۰/۷	۵/۴	۵/۴	۲/۰	۱/۳	آنگولا
۱۰/۵	♦	۰/۱	۰/۴	۰/۴	۰/۶	—	کامرون
۲۲/۵	۰/۲	۰/۲	۱/۵	۰/۸	۰/۷	۲/۵	کنگو
۱۱/۸	۰/۴	۰/۵	۳/۹	۳/۳	۳/۹	۳/۹	مصر
۱۰/۳	۰/۱	۰/۲	۱/۳	۱/۳	۰/۵	۲/۲	گابن
۵۷/۵	۲/۹	۳/۹	۲۹/۵	۲۲/۸	۲۱/۳	۲۶/۱	لیبی
۳۰/۲	۲/۱	۲/۸	۲۰/۸	۱۷/۹	۱۶/۶	۲۰/۲	نیجریه
۱۲/۷	♦	۰/۱	۰/۴	۰/۴	۱/۸	۱/۱	تانزانیا
۳۳/۹	۰/۱	۰/۱	۰/۷	۰/۶	۰/۶	۰/۵	سایر
۲۹/۲	۷/۲	۹/۸	۷۳/۱	۶۲/۲	۵۶/۷	۶۵/۱	جمع آفریقا
آسیا و اقیانوسیه							
۷/۹	۰/۲	۰/۲	۱/۶	۱/۶	۱/۴	۱/۷	استرالیا
۲۱/۸	۰/۱	۰/۲	۱/۴	۱/۴	۱/۵	۲/۰	برونی
۲۲/۰	۲/۴	۳/۳	۲۴/۰	۲۴/۰	۱۸/۴	۲۰/۰	چین
۲۰/۹	۰/۶	۰/۸	۵/۸	۵/۸	۳/۷	۰/۹	هندوستان
۹/۳	۰/۵	۰/۷	۵/۲	۵/۸	۸/۵	۱۴/۰	اندونزی
۱۶/۱	۰/۴	۰/۶	۴/۳	۴/۳	۳/۱	۲/۵	مالزی
۱۱/۰	♦	۰/۱	۰/۴	۰/۲	۰/۱	—	پاپوآی گینه نو
۹/۲	۰/۱	۰/۱	۰/۵	۰/۵	•	•	ویتنام
۱۳/۴	۰/۱	۰/۱	۰/۹	۰/۹	۰/۵	۰/۳	سایر
۱۷/۰	۴/۴	۶/۱	۴۴/۱	۴۴/۵	۳۷/۳	۴۱/۴	جمع آسیا و اقیانوسیه
کل جهان							
۴۲/۸	۱۰۰/۰	۱۳۸/۳	۱۰۱۶/۹	۱۰۰۹/۲	۷۰۸/۹	۶۶۶/۷	شامل: کشورهای OECD
۱۴/۷	۱۰/۲	۱۴/۰	۱۰۳/۹	۱۰۶/۶	۱۲۰/۷	۸۴/۰	کشورهای OPEC
۷۹/۵	۷۶/۵	۱۰۵/۸	۷۷۸/۲	۷۷۰/۲	۴۷۳/۶	۴۴۷/۴	کشورهای غیر OPEC □
۱۵/۹	۱۷/۹	۲۴/۶	۱۸۱/۷	۱۸۲/۰	۱۷۴/۴	۱۳۸/۸	

* نسبت ذخایر به تولید بیش از ۱۰۰ سال است.

♦ رقم کمتر از ۰/۵ می باشد.

• ارقام در دسترس نیست.

□ به استثنای شوروی سابق.

جدول (۲-۲): تولید نفت در جهان □

(میلیون تن)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
آمریکای شمالی						
ایالات متحده آمریکا	۴۹۹/۳	۴۱۷/۱	۳۸۸/۰	۳۸۲/۵	- ۱/۴	۱۱/۸
کانادا	۸۵/۳	۹۲/۳	۱۰۶/۱	۱۱۰/۹	+ ۴/۶	۳/۴
مکزیک	۱۴۶/۶	۱۴۷/۱	۱۵۵/۲	۱۵۱/۳	- ۲/۵	۴/۷
جمع آمریکای شمالی	۷۳۱/۲	۶۵۶/۵	۶۴۹/۲	۶۴۴/۷	- ۰/۷	۱۹/۸
آمریکای مرکزی و جنوبی						
آرژانتین	۲۴/۶	۲۵/۹	۳۵/۳	۳۷/۷	+ ۷/۰	۱/۲
برزیل	۲۸/۲	۳۲/۶	۳۴/۷	۳۵/۸	+ ۳/۳	۱/۱
کلمبیا	۹/۳	۲۲/۷	۲۳/۴	۳۰/۱	+ ۲۸/۷	۰/۹
اکوادور	۱۴/۶	۱۴/۹	۱۹/۸	۲۰/۱	+ ۱/۷	۰/۶
پرو	۹/۶	۶/۵	۶/۴	۶/۲	- ۳/۱	۰/۲
ترینیداد و توباگو	۹/۰	۷/۷	۷/۰	۷/۱	+ ۲/۰	۰/۲
ونزوئلا	۹۰/۵	۱۱۵/۸	۱۳۸/۰	۱۴۶/۴	+ ۶/۱	۴/۵
سایر	۴/۳	۳/۶	۴/۲	۴/۴	+ ۴/۹	۰/۱
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۱۸۹/۹	۲۲۹/۷	۲۶۸/۷	۲۸۷/۹	+ ۷/۱	۸/۹
اروپا						
دانمارک	۲/۹	۶/۰	۹/۱	۹/۲	+ ۰/۶	۰/۳
نروژ	۳۸/۳	۸۱/۷	۱۲۹/۴	۱۳۹/۹	+ ۸/۲	۴/۳
رومانی	۱۱/۳	۸/۱	۷/۰	۷/۰	- ۰/۴	۰/۲
انگلستان	۱۲۷/۶	۹۱/۶	۱۲۶/۹	۱۳۰/۳	+ ۲/۶	۴/۰
سایر	۲۹/۵	۳۰/۰	۲۸/۲	۲۶/۴	- ۶/۲	۰/۸
جمع اروپا	۲۰۹/۶	۲۱۷/۵	۳۰۰/۶	۳۱۲/۸	+ ۴/۱	۹/۶
شوروی سابق						
آذربایجان	۱۳/۲	۱۲/۵	۹/۶	۹/۲	- ۴/۲	۰/۳
قزاقستان	۲۲/۷	۲۵/۸	۲۰/۳	۲۰/۵	+ ۱/۰	۰/۶
فدراسیون روسیه	۵۴۲/۳	۵۱۶/۰	۳۱۷/۸	۳۰۶/۸	- ۳/۵	۹/۴
ازبکستان	۲/۳	۲/۸	۵/۵	۷/۹	+ ۴۳/۶	۰/۲
سایر	۱۶/۲	۳۱/۶	۱۰/۵	۱۰/۹	+ ۴/۱	۰/۳
جمع شوروی سابق	۵۹۶/۷	۵۷۰/۷	۳۶۳/۷	۳۵۵/۳	- ۲/۳	۱۰/۹
خاورمیانه						
ایران	۱۱۰/۲	۱۶۱/۴	۱۸۳/۱	۱۸۲/۸	- ۰/۲	۵/۶
عراق	۶۹/۲	۱۰۵/۱	۲۵/۱	۲۶/۴	+ ۵/۱	۰/۸
کویت	۵۵/۶	۶۲/۱	۱۰۴/۰	۱۰۴/۴	+ ۰/۴	۳/۲
عمان	۲۴/۹	۳۴/۴	۴۰/۶	۴۳/۲	+ ۶/۴	۱/۳

□ شامل نفت خام، شیل، شنهای قیردار و NGLs (مایعات گاز طبیعی که قابل تفکیک می‌باشند) می‌شود و سوخت‌های مایعی را که از سایر منابع نظیر مشتقات زغال‌سنگ بدست آمده را در بر نمی‌گیرد.

جدول (۲-۲): تولید نفت در جهان ... ادامه

(میلیون تن)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
قطر	۱۴/۹	۲۰/۶	۲۰/۸	۲۱/۳	+ ۲/۲	۰/۷
عربستان سعودی	۱۷۱/۴	۳۴۱/۳	۴۲۶/۱	۴۲۶/۵	+ ۰/۱	۱۳/۱
سوریه	۸/۳	۲۱/۱	۲۹/۳	۳۱/۷	+ ۸/۱	۱/۰
امارات متحده عربی	۵۷/۳	۱۰۴/۹	۱۱۳/۲	۱۱۲/۸	- ۰/۴	۳/۵
یمن	—	۸/۷	۱۶/۰	۱۶/۰	- ۰/۳	۰/۵
سایر	۲/۴	۲/۴	۲/۴	۲/۴	—	۰/۱
جمع خاورمیانه	۵۱۴/۱	۸۶۱/۹	۹۶۰/۷	۹۶۷/۴	+ ۰/۷	۲۹/۷
آفریقا						
الجزایر	۵۰/۰	۵۷/۵	۵۶/۰	۵۶/۸	+ ۱/۴	۱/۸
آنگولا	۱۱/۵	۲۳/۶	۲۶/۱	۳۱/۰	+ ۱۸/۷	۱/۰
کامرون	۹/۲	۷/۸	۵/۸	۵/۳	- ۸/۶	۰/۲
کنگو	۵/۹	۸/۰	۹/۶	۹/۱	- ۴/۸	۰/۳
مصر	۴۵/۱	۴۵/۵	۴۶/۵	۴۶/۰	- ۱/۰	۱/۴
گابن	۸/۶	۱۳/۵	۱۶/۸	۱۷/۸	+ ۵/۷	۰/۶
لیبی	۵۰/۷	۶۸/۷	۶۸/۱	۶۷/۹	- ۰/۴	۲/۱
نیجریه	۷۴/۳	۸۹/۸	۹۳/۱	۹۳/۸	+ ۰/۷	۲/۹
تانزانیا	۵/۴	۴/۵	۴/۴	۴/۳	- ۳/۳	۰/۱
سایر	۳/۰	۱/۹	۲/۰	۲/۷	+ ۳۲/۹	۰/۱
جمع آفریقا	۲۶۳/۸	۳۲۰/۷	۳۲۸/۵	۳۳۴/۷	+ ۱/۹	۱۰/۳
آسیا و اقیانوسیه						
استرالیا	۲۸/۸	۲۸/۴	۲۶/۹	۲۵/۱	- ۶/۸	۰/۸
برونی	۸/۲	۷/۴	۸/۸	۸/۶	- ۲/۵	۰/۳
چین	۱۲۴/۹	۱۳۸/۳	۱۴۶/۱	۱۴۹/۰	+ ۲/۰	۴/۶
هندوستان	۳۰/۲	۳۴/۸	۳۳/۲	۳۷/۱	+ ۱۱/۷	۱/۱
اندونزی	۶۴/۰	۷۱/۹	۷۴/۳	۷۳/۸	- ۰/۷	۲/۳
مالزی	۲۱/۲	۲۹/۶	۳۱/۱	۳۴/۹	+ ۱۲/۱	۱/۱
پاپوآی گینه نو	—	—	۵/۷	۴/۷	- ۱۷/۴	۰/۱
ویتنام	—	۲/۷	۶/۹	۷/۶	+ ۱۰/۹	۰/۲
سایر	۷/۶	۸/۸	۹/۱	۸/۸	- ۳/۳	۰/۳
جمع آسیا و اقیانوسیه	۲۸۴/۹	۳۲۱/۹	۳۴۲/۱	۳۴۹/۶	+ ۲/۲	۱۰/۸
کل جهان						
شامل: کشورهای OECD	۲۷۹۰/۲	۳۱۷۸/۹	۳۲۱۳/۴	۳۲۵۲/۴	+ ۱/۲	۱۰۰/۰
کشورهای OPEC	۹۵۱/۷	۸۸۹/۳	۹۶۵/۸	۹۷۲/۱	+ ۰/۶	۲۹/۹
کشورهای غیر OPEC	۸۱۶/۷	۱۲۱۲/۴	۱۳۱۸/۷	۱۳۳۰/۶	+ ۰/۹	۴۰/۹
	۱۳۷۶/۸	۱۳۹۵/۸	۱۵۳۱/۰	۱۵۶۶/۵	+ ۲/۳	۴۸/۲

□ به استثنای شوروی سابق.

جدول (۲-۳): مصرف نفت در جهان

(میلیون تن)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
آمریکای شمالی						
ایالات متحده آمریکا	۷۲۰/۲	۷۸۱/۸	۸۰۹/۸	۸۰۶/۸	- ۰/۴	۲۵/۰
کانادا	۶۸/۵	۷۷/۷	۷۸/۷	۸۰/۰	+ ۱/۶	۲/۵
مکزیک	۵۷/۸	۶۷/۸	۷۷/۶	۷۱/۶	- ۷/۸	۲/۲
جمع آمریکای شمالی	۸۴۶/۵	۹۲۷/۳	۹۶۶/۱	۹۵۸/۴	- ۰/۸	۲۹/۷
آمریکای مرکزی و جنوبی						
آرژانتین	۱۹/۰	۱۸/۵	۲۰/۴	۲۰/۶	+ ۱/۲	۰/۶
برزیل	۵۱/۷	۵۸/۴	۶۵/۷	۶۹/۹	+ ۶/۴	۲/۲
شیلی	۴/۵	۶/۵	۸/۸	۹/۷	+ ۱۰/۲	۰/۳
کلمبیا	۷/۷	۹/۵	۱۱/۴	۱۲/۱	+ ۶/۲	۰/۴
ونزوئلا	۱۷/۲	۱۸/۳	۱۹/۶	۱۹/۱	- ۲/۸	۰/۶
سایر	۴۸/۷	۵۵/۳	۶۰/۵	۶۲/۴	+ ۳/۱	۱/۹
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۱۴۸/۸	۱۶۶/۵	۱۸۶/۴	۱۹۳/۸	+ ۳/۹	۶/۰
اروپا						
اتریش	۹/۸	۱۰/۸	۱۱/۳	۱۱/۱	- ۱/۲	۰/۳
بلژیک و لوکزامبورگ	۲۰/۸	۲۴/۸	۲۷/۰	۲۵/۹	- ۴/۰	۰/۸
جمهوری چک	۱۰/۶	۸/۴	۶/۹	۷/۵	+ ۸/۷	۰/۲
دانمارک	۱۰/۷	۹/۰	۱۰/۱	۱۰/۶	+ ۴/۴	۰/۳
فنلاند	۱۰/۸	۱۱/۰	۱۰/۴	۱۰/۰	- ۳/۸	۰/۳
فرانسه	۸۴/۳	۸۹/۴	۸۸/۲	۸۹/۰	+ ۰/۹	۲/۸
آلمان	۱۲۶/۳	۱۲۷/۳	۱۳۵/۱	۱۳۵/۱	♦	۴/۲
یونان	۱۲/۰	۱۵/۷	۱۶/۹	۱۷/۰	+ ۰/۷	۰/۵
مجارستان	۱۰/۳	۹/۳	۸/۵	۸/۱	- ۳/۶	۰/۳
ایسلند	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۸	+ ۳/۴	♦
جمهوری ایرلند	۳/۹	۴/۴	۵/۶	۵/۸	+ ۳/۳	۰/۲
ایتالیا	۸۴/۴	۹۳/۶	۹۲/۳	۹۴/۹	+ ۲/۸	۲/۹
هلند	۲۹/۲	۳۵/۰	۳۶/۴	۳۸/۰	+ ۴/۴	۱/۲
نروژ	۹/۰	۹/۲	۹/۶	۹/۶	+ ۰/۲	۰/۳
لهستان	۱۶/۴	۱۵/۸	۱۴/۸	۱۵/۴	+ ۴/۳	۰/۵
پرتغال	۸/۸	۱۱/۱	۱۲/۰	۱۲/۹	+ ۷/۴	۰/۴
رومانی	۱۵/۰	۱۸/۷	۱۱/۲	۱۳/۰	+ ۱۵/۳	۰/۴
اسلواکی	۶/۲	۴/۷	۴/۰	۴/۳	+ ۷/۵	۰/۱
اسپانیا	۴۲/۹	۴۸/۷	۵۳/۵	۵۶/۱	+ ۵/۰	۱/۷
سوئد	۱۸/۴	۱۶/۴	۱۷/۰	۱۷/۱	+ ۰/۴	۰/۵
سوئیس	۱۲/۰	۱۲/۸	۱۲/۷	۱۱/۸	- ۷/۳	۰/۴
ترکیه	۱۶/۸	۲۲/۱	۲۵/۸	۲۸/۴	+ ۱۰/۰	۰/۹
انگلستان	۷۷/۴	۸۲/۹	۸۳/۴	۸۱/۷	- ۲/۰	۲/۵
سایر	۲۶/۹	۲۸/۹	۱۹/۳	۲۱/۵	+ ۱۱/۲	۰/۷
جمع اروپا	۶۶۳/۴	۷۱۰/۶	۷۱۲/۷	۷۲۵/۶	+ ۱/۸	۲۲/۴
شوروی سابق						
آذربایجان	۸/۲	۸/۵	۸/۱	۸/۵	+ ۴/۹	۰/۳
روسیه سفید	۲۵/۲	۲۴/۸	۱۲/۸	۱۲/۳	- ۴/۰	۰/۴

مصرف از مجموع تقاضای داخلی، سوخت کشتیها و هواپیماهای بین‌المللی، سوخت پالایشگاهها و تلفات حاصل گردیده است.

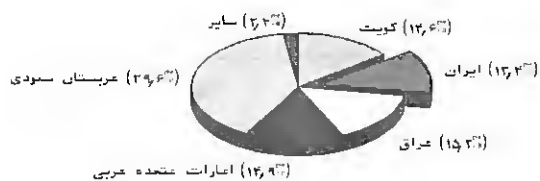
جدول (۲-۳): مصرف نفت در جهان ... ادامه

(میلیون تن)

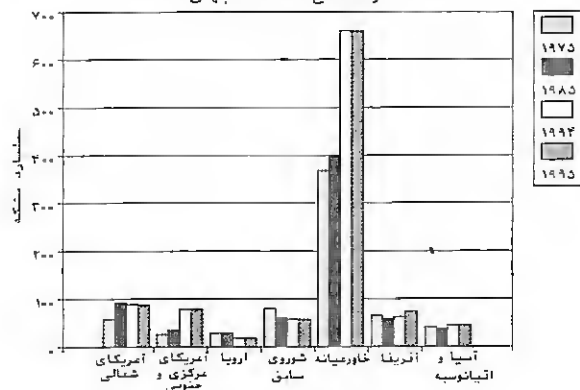
نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
قزاقستان	۲۰/۵	۲۱/۵	۱۲/۳	۱۲/۰	- ۲/۲	۰/۴
فدراسیون روسیه	۲۴۴/۵	۲۴۹/۷	۱۶۲/۷	۱۴۶/۱	- ۱۰/۲	۴/۵
ترکمنستان	۴/۸	۴/۴	۳/۷	۳/۹	+ ۵/۱	۰/۱
اوکراین	۶۳/۰	۶۳/۰	۱۹/۸	۱۸/۹	- ۴/۵	۰/۶
ازبکستان	۱۱/۴	۱۲/۶	۷/۲	۶/۷	- ۷/۱	۰/۲
سایر	۳۸/۹	۳۵/۶	۶/۰	۶/۳	+ ۵/۳	۰/۲
جمع شوروی سابق	۴۱۶/۵	۴۲۰/۱	۲۳۲/۶	۲۱۴/۷	- ۷/۷	۶/۷
خاورمیانه						
ایران	۴۳/۶	۴۷/۱	۵۵/۳	۵۸/۰	+ ۴/۹	۱/۸
عربستان سعودی	۴۷/۲	۵۱/۲	۵۳/۵	۵۱/۶	- ۳/۵	۱/۶
امارات متحده عربی	۷/۴	۱۲/۱	۱۶/۴	۱۶/۵	+ ۰/۷	۰/۵
سایر	۴۶/۷	۵۳/۸	۵۷/۴	۶۰/۴	+ ۵/۳	۱/۹
جمع خاورمیانه	۱۴۴/۹	۱۶۴/۲	۱۸۲/۶	۱۸۶/۵	+ ۲/۲	۵/۸
آفریقا						
مصر	۲۰/۸	۲۳/۸	۲۱/۵	۲۱/۷	+ ۱/۳	۰/۷
آفریقای جنوبی	۱۴/۱	۱۶/۶	۱۸/۸	۲۰/۰	+ ۶/۳	۰/۶
سایر	۴۷/۵	۵۵/۰	۵۹/۹	۶۱/۰	+ ۱/۸	۱/۹
جمع آفریقا	۸۲/۴	۹۵/۴	۱۰۰/۲	۱۰۲/۷	+ ۲/۶	۳/۲
آسیا و اقیانوسیه						
استرالیا	۲۷/۰	۳۱/۶	۳۴/۰	۳۵/۲	+ ۳/۴	۱/۱
بنگلادش	۱/۷	۲/۱	۲/۲	۲/۳	+ ۵/۷	۰/۱
چین	۹۰/۳	۱۱۰/۳	۱۴۹/۶	۱۵۷/۵	+ ۵/۳	۴/۹
هندوستان	۴۳/۳	۵۷/۹	۶۷/۴	۷۲/۵	+ ۷/۶	۲/۳
اندونزی	۲۲/۰	۳۱/۰	۳۷/۰	۳۸/۶	+ ۴/۵	۱/۲
ژاپن	۲۰۶/۳	۲۴۷/۷	۲۶۸/۴	۲۶۷/۳	- ۰/۴	۸/۳
مالزی	۹/۴	۱۳/۰	۱۷/۴	۲۰/۱	+ ۱۵/۵	۰/۶
زلاند نو	۳/۸	۴/۸	۵/۴	۵/۶	+ ۳/۱	۰/۲
پاکستان	۷/۷	۱۰/۷	۱۴/۸	۱۵/۳	+ ۳/۸	۰/۵
فیلیپین	۷/۴	۱۱/۵	۱۴/۹	۱۶/۸	+ ۱۲/۸	۰/۵
سنگاپور	۱۱/۸	۱۹/۵	۲۶/۰	۲۶/۹	+ ۳/۴	۰/۸
کره جنوبی	۲۶/۱	۴۹/۵	۸۷/۰	۹۴/۸	+ ۹/۰	۲/۹
تایوان	۱۷/۲	۲۶/۹	۳۲/۴	۳۵/۴	+ ۹/۳	۱/۱
تایلند	۱۱/۰	۱۹/۶	۲۹/۸	۳۳/۳	+ ۱۱/۹	۱/۰
سایر آسیا	۱۵/۰	۱۷/۱	۲۲/۲	۲۳/۶	+ ۶/۴	۰/۷
جمع آسیا و اقیانوسیه	۵۰۰/۰	۶۵۳/۲	۸۰۸/۵	۸۴۵/۲	+ ۴/۶	۲۶/۲
کل جهان	۲۸۰۲/۵	۳۱۳۷/۳	۳۱۸۹/۱	۳۲۲۶/۹	+ ۱/۲	۱۰۰/۰
شامل: کشورهای OECD	۱۶۶۱/۶	۱۸۳۶/۲	۱۹۲۱/۹	۱۹۲۲/۳	♦	۵۹/۶
اتحادیه اروپا	۵۳۹/۷	۵۸۰/۱	۵۹۹/۲	۶۰۵/۲	+ ۱/۰	۱۸/۸
سایر کشورهای EME _s	۶۳۸/۹	۷۹۵/۴	۹۶۹/۸	۱۰۲۰/۳	+ ۵/۲	۳۱/۶

♦ رقم کمتر از ۰/۵۰۰ می باشد.
□ به استثنای شوروی سابق.

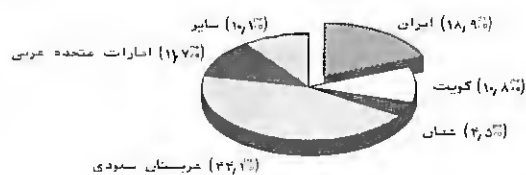
نمودار ۳: توزیع ذخایر تثبیت شده نفت
خاورمیانه در سال ۱۹۹۵



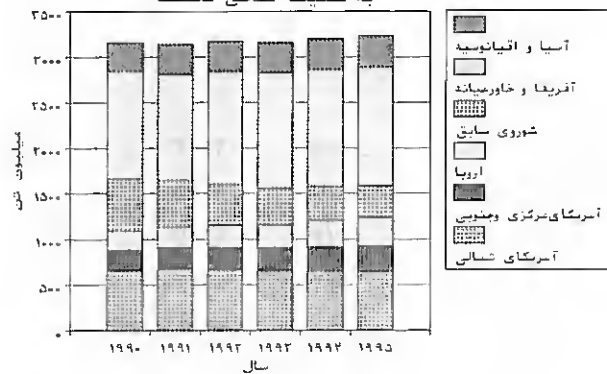
نمودار ۱: ذخایر تثبیت شده نفت
در مناطق مختلف جهان



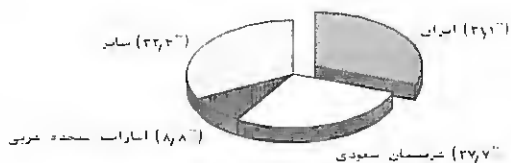
نمودار ۴: سهم کشورهای خاورمیانه در
تولید نفت خام منطقه در سال ۱۹۹۵



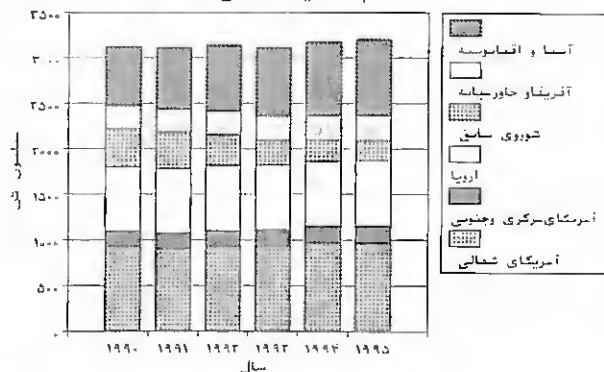
نمودار ۳: تولید نفت در جهان
به تنگیک مناطق مختلف



نمودار ۶: توزیع مصرف نفت خاورمیانه
در سال ۱۹۹۵



نمودار ۵: مصرف نفت در جهان
به تنگیک مناطق مختلف



جدول (۴-۲): مصرف فرآورده‌های عمده نفتی در مناطق مختلف جهان

(میلیون تن)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
ایالات متحده آمریکا						
انواع بنزین	۳۰۵/۴	۳۲۹/۵	۳۳۹/۳	۳۴۴/۸	+ ۱/۶	۴۲/۷
میان تقطیرها	۲۰۴/۸	۲۳۰/۵	۲۴۶/۳	۲۴۸/۴	+ ۰/۸	۳۰/۸
نفت کوره	۶۷/۳	۶۷/۲	۵۵/۱	۴۵/۶	- ۱۷/۲	۵/۷
سایر	۱۴۲/۶	۱۵۴/۶	۱۶۹/۱	۱۶۸/۱	- ۰/۶	۲۰/۸
جمع ایالات متحده آمریکا	۷۲۰/۱	۷۸۱/۸	۸۰۹/۸	۸۰۶/۹	- ۰/۴	۱۰۰/۰
کانادا						
انواع بنزین	۲۷/۷	۲۸/۴	۲۵/۸	۲۵/۸	+ ۰/۱	۳۲/۳
میان تقطیرها	۲۲/۲	۲۴/۰	۲۶/۰	۲۶/۹	+ ۳/۳	۳۳/۶
نفت کوره	۵/۶	۸/۷	۶/۸	۶/۷	- ۱/۵	۸/۴
سایر	۱۳/۰	۱۶/۶	۲۰/۱	۲۰/۶	+ ۲/۵	۲۵/۷
جمع کانادا	۶۸/۵	۷۷/۷	۷۸/۷	۸۰/۰	+ ۱/۶	۱۰۰/۰
مکزیک						
انواع بنزین	۱۵/۳	۲۰/۶	۲۳/۳	۲۲/۲	- ۴/۸	۳۱/۰
میان تقطیرها	۱۲/۲	۱۲/۳	۱۴/۸	۱۳/۵	- ۸/۳	۱۸/۹
نفت کوره	۱۹/۴	۲۳/۵	۲۵/۱	۲۱/۷	- ۱۳/۶	۳۰/۳
سایر	۱۰/۹	۱۱/۴	۱۴/۵	۱۴/۲	- ۲/۲	۱۹/۸
جمع مکزیک	۵۷/۸	۶۷/۸	۷۷/۷	۷۱/۶	- ۷/۸	۱۰۰/۰
کشورهای اروپایی OECD						
انواع بنزین	۱۳۹/۵	۱۶۳/۰	۱۶۱/۸	۱۶۲/۳	+ ۰/۳	۲۴/۷
میان تقطیرها	۲۲۸/۰	۲۴۷/۹	۲۶۵/۳	۲۷۱/۴	+ ۲/۳	۴۱/۴
نفت کوره	۱۲۰/۷	۱۱۰/۳	۱۰۷/۸	۱۰۷/۷	- ۰/۱	۱۶/۴
سایر	۸۹/۷	۱۰۳/۴	۱۱۳/۲	۱۱۴/۵	+ ۱/۱	۱۷/۵
جمع کشورهای اروپایی OECD	۵۷۷/۹	۶۲۴/۶	۶۴۸/۱	۶۵۵/۹	+ ۱/۲	۱۰۰/۰
ژاپن						
انواع بنزین	۴۱/۵	۵۱/۰	۶۰/۱	۶۴/۶	+ ۷/۶	۲۴/۲
میان تقطیرها	۶۳/۶	۸۳/۱	۹۲/۱	۹۵/۴	+ ۳/۶	۳۵/۷
نفت کوره	۶۲/۴	۷۱/۰	۶۹/۷	۶۰/۸	- ۱۲/۸	۲۲/۸
سایر	۳۸/۸	۴۲/۶	۴۶/۵	۴۶/۴	♦	۱۷/۳
جمع ژاپن	۲۰۶/۳	۲۴۷/۷	۲۶۸/۴	۲۶۷/۲	- ۰/۴	۱۰۰/۰

جدول (۴-۲): مصرف فرآورده‌های عمده نفتی در مناطق مختلف جهان ... ادامه

(میلیون تن)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
اقیانوسیه						
انواع بنزین	۱۳/۵	۱۴/۷	۱۵/۲	۱۵/۴	+۱/۶	۳۷/۸
میان تقطیرها	۱۰/۴	۱۲/۹	۱۴/۹	۱۵/۸	+۶/۱	۳۸/۸
نفت کوره	۲/۹	۲/۴	۲/۳	۲/۴	+۱/۷	۵/۸
سایر	۳/۹	۶/۴	۷/۱	۷/۲	+۱/۹	۱۷/۶
جمع اقیانوسیه	۳۰/۷	۳۶/۴	۳۹/۵	۴۰/۸	+۳/۳	۱۰۰/۰
کشورهای آسیایی EME						
انواع بنزین	۳۷/۶	۶۴/۵	۹۹/۳	۱۰۷/۲	+۸/۰	۲۰/۰
میان تقطیرها	۱۰۳/۸	۱۴۲/۷	۱۹۹/۱	۲۱۵/۴	+۸/۲	۴۰/۱
نفت کوره	۸۶/۱	۱۱۱/۸	۱۳۷/۶	۱۴۶/۱	+۶/۲	۲۷/۲
سایر	۳۵/۳	۵۰/۴	۶۴/۶	۶۸/۴	+۶/۰	۱۲/۷
جمع کشورهای آسیایی EME	۲۶۲/۸	۳۶۹/۴	۵۰۰/۶	۵۳۷/۱	+۷/۳	۱۰۰/۰
کشورهای غیر آسیایی EME						
انواع بنزین	۷۶/۲	۸۶/۴	۱۰۰/۹	۱۰۵/۲	+۴/۳	۲۱/۶
میان تقطیرها	۱۳۸/۴	۱۵۲/۳	۱۷۲/۲	۱۷۷/۳	+۳/۰	۳۶/۴
نفت کوره	۱۰۸/۸	۱۲۲/۸	۱۲۵/۸	۱۲۸/۷	+۲/۳	۲۶/۴
سایر	۵۴/۵	۶۷/۳	۷۳/۹	۷۵/۷	+۲/۴	۱۵/۶
جمع کشورهای غیر آسیایی EME	۳۷۷/۹	۴۲۸/۸	۴۷۲/۸	۴۸۶/۹	+۳/۰	۱۰۰/۰
کشورهای OECD و EME						
انواع بنزین	۶۵۶/۸	۷۵۸/۱	۸۲۵/۶	۸۴۷/۶	+۲/۷	۲۸/۸
میان تقطیرها	۷۸۳/۳	۹۰۵/۶	۱۰۳۰/۷	۱۰۶۴/۱	+۳/۲	۳۶/۱
نفت کوره	۴۷۳/۲	۵۱۷/۷	۵۳۰/۲	۵۱۹/۷	-۲/۰	۱۷/۶
سایر	۳۸۸/۶	۴۵۲/۷	۵۰۸/۹	۵۱۵/۰	+۱/۲	۱۷/۵
جمع کشورهای OECD و EME*	۲۳۰۱/۹	۲۶۳۴/۱	۲۸۹۵/۴	۲۹۴۶/۴	+۱/۸	۱۰۰/۰

* کشورهای EME شامل آمریکای مرکزی و جنوبی، اروپای شرقی، کشورهای شوروی سابق، آفریقا، خاورمیانه و کشورهای آسیایی غیر OECD می‌باشد.

** کشورهای غیر آسیایی EME، اروپای مرکزی و شوروی سابق را در بر نمی‌گیرد.

♦ رقم کمتر از ۰/۵ می‌باشد.

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 کشتی‌ها را نیز در بر دارد).

- نفت کوره: شامل سوخت کشتی‌ها می‌گردد.

- سایر: شامل گاز پالایشگاهی، گاز مایع، حلال‌ها، کک نفتی، روغن‌ها، قیر، واکس و سوخت و تلفات پالایشگاهی می‌باشد.

جدول (۲-۵): ظرفیت پالایشگاههای نفت جهان

(هزار بشکه در روز)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
آمریکای شمالی						
ایالات متحده آمریکا	۱۵۴۶۰	۱۵۶۷۵	۱۵۴۳۵	۱۵۲۳۵	-۱/۳	۱۹/۹
کانادا	۲۰۷۵	۱۸۸۰	۱۸۱۰	۱۸۳۵	+۱/۵	۲/۴
مکزیک	۱۳۵۰	۱۶۸۰	۱۵۲۰	۱۵۲۰	—	۲/۰
جمع آمریکای شمالی	۱۸۸۸۵	۱۹۲۳۵	۱۸۷۶۵	۱۸۵۹۰	-۰/۹	۲۴/۳
آمریکای مرکزی و جنوبی						
آرژانتین	۶۶۵	۶۹۵	۶۶۵	۶۶۰	-۰/۶	۰/۹
برزیل	۱۳۶۰	۱۳۷۵	۱۵۳۰	۱۵۴۰	+۰/۶	۲/۰
جزایر آنتیل هلند	۳۲۰	۳۲۰	۴۹۰	۴۹۰	—	۰/۷
ترینیداد و توباگو	۲۶۰	۲۴۵	۲۶۰	۲۶۰	—	۰/۳
ونزوئلا	۱۲۳۰	۱۲۲۵	۱۱۸۰	۱۱۷۵	-۰/۳	۱/۵
سایر	۱۸۵۵	۲۰۶۵	۲۰۲۰	۲۱۱۰	+۴/۵	۲/۸
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۵۶۹۰	۵۹۲۵	۶۱۴۵	۶۲۳۵	+۱/۵	۸/۲
اروپا						
بلژیک	۷۲۰	۷۰۵	۶۹۰	۶۹۰	—	۰/۹
فرانسه	۲۱۷۵	۱۷۰۰	۱۶۹۵	۱۷۳۰	+۱/۸	۲/۳
آلمان	۲۲۸۵	۲۰۲۵	۲۲۷۰	۲۱۰۵	-۷/۴	۲/۸
ایتالیا	۲۵۸۵	۲۳۰۰	۲۳۳۰	۲۳۳۰	—	۳/۱
هلند	۱۳۸۰	۱۲۵۵	۱۲۵۵	۱۲۵۵	—	۱/۶
اسپانیا	۱۲۴۵	۱۲۴۵	۱۲۴۵	۱۲۴۵	—	۱/۶
انگلستان	۱۸۶۵	۱۸۵۰	۱۸۶۰	۱۸۶۰	—	۲/۴
سایر	۵۱۸۵	۵۸۶۵	۵۵۲۰	۵۳۸۰	-۲/۶	۷/۰
جمع اروپا	۱۷۴۴۰	۱۶۹۴۵	۱۶۸۶۵	۱۶۵۹۵	-۱/۷	۲۱/۷
شوروی سابق						
جمع شوروی سابق	۱۲۰۰۰	۱۲۳۰۰	۱۰۲۴۰	۱۰۳۲۵	+۰/۸	۱۳/۵

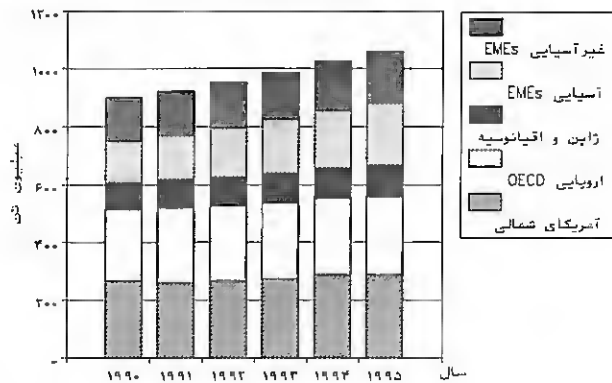
جدول (۵-۲): ظرفیت پالایشگاههای نفت جهان ... ادامه

(هزار بشکه در روز)

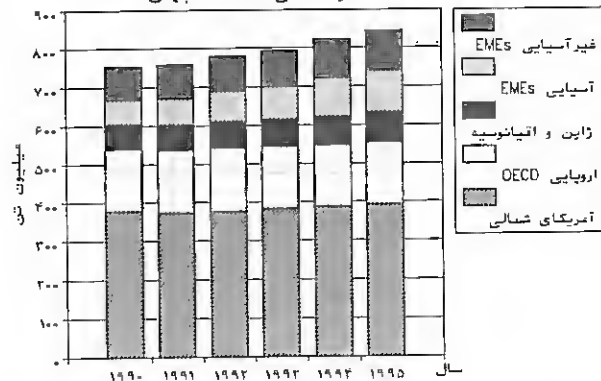
نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
خاورمیانه						
بحرین	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰	—	۰/۳
ایران	۵۳۰	۷۲۰	۱۰۶۵	۱۱۲۰	+ ۵/۲	۱/۵
عراق	۳۲۰	۳۲۰	۵۲۵	۵۲۵	—	۰/۷
کویت	۶۳۰	۸۲۰	۷۴۰	۷۴۰	+ ۰/۳	۱/۰
عربستان سعودی	۱۱۱۵	۱۸۶۰	۱۶۳۰	۱۶۳۰	—	۲/۱
سایر	۹۶۵	۱۰۵۵	۱۰۳۰	۱۰۵۰	+ ۱/۹	۱/۴
جمع خاورمیانه	۳۸۱۰	۵۰۲۵	۵۲۴۰	۵۳۱۵	+ ۱/۵	۷/۰
آفریقا						
جمع آفریقا	۲۵۵۵	۲۸۶۰	۲۸۵۵	۲۸۶۰	+ ۰/۱	۳/۷
آسیا و اقیانوسیه						
اقیانوسیه	۷۰۵	۷۳۵	۷۶۵	۷۸۰	+ ۲/۴	۱/۰
چین	۲۱۵۰	۲۸۹۰	۳۵۶۵	۴۰۱۵	+ ۱۲/۵	۵/۳
اندونزی	۷۳۵	۷۴۵	۷۸۰	۸۴۵	+ ۸/۷	۱/۱
ژاپن	۴۹۷۵	۴۳۸۵	۴۸۴۵	۴۸۶۵	+ ۰/۴	۶/۴
سنگاپور	۱۰۲۰	۱۰۶۰	۱۱۶۰	۱۲۷۵	+ ۹/۹	۱/۷
کره جنوبی	۷۱۰	۷۵۵	۱۵۳۰	۱۶۳۵	+ ۶/۹	۲/۱
آسیای جنوبی	۱۱۵۰	۱۳۵۵	۱۳۲۰	۱۳۸۰	+ ۴/۵	۱/۸
سایر آسیا	۱۱۷۰	۱۲۹۵	۱۵۷۰	۱۷۱۰	+ ۹/۰	۲/۲
جمع آسیا و اقیانوسیه	۱۲۶۱۵	۱۳۲۲۰	۱۵۵۳۵	۱۶۵۰۵	+ ۶/۳	۲۱/۶
کل جهان	۷۲۹۹۵	۷۵۵۱۰	۷۵۶۴۵	۷۶۴۲۵	+ ۱/۰	۱۰۰/۰
شامل: کشورهای OECD	۳۹۵۶۰	۳۸۳۱۵	۳۸۶۵۰	۳۸۴۲۵	- ۰/۶	۵۰/۳
سایر کشورهای EME _s □	۱۸۹۹۵	۲۱۹۱۵	۲۴۱۶۰	۲۵۲۷۰	+ ۴/۶	۳۳/۱

□ کشورهای اروپای مرکزی و شوروی سابق را در بر نمی‌گیرد.

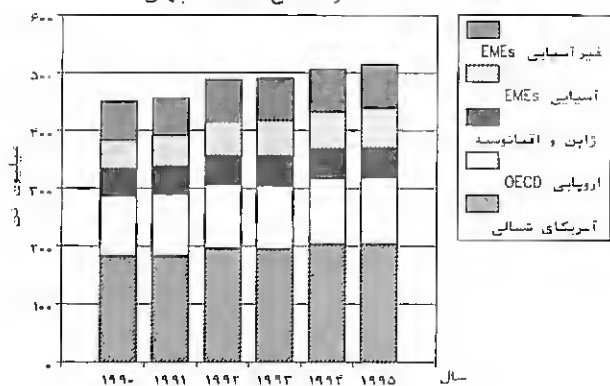
نمودار ۸: مصرف فرآورده‌های عیان تقطیر
در مناطق مختلف جهان



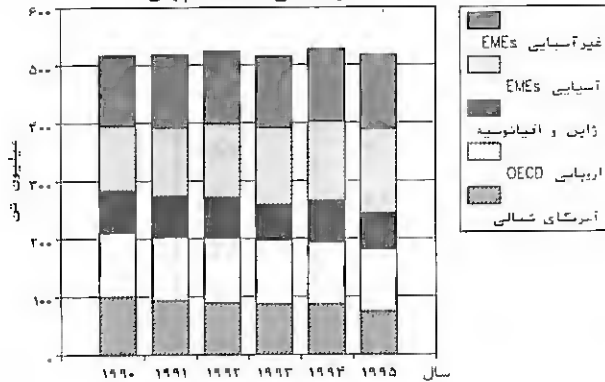
نمودار ۷: مصرف بنزین موتور
در مناطق مختلف جهان



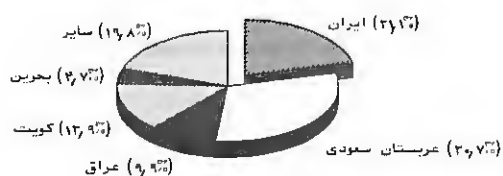
نمودار ۱۰: مصرف سایر فرآورده‌های نفتی
در مناطق مختلف جهان



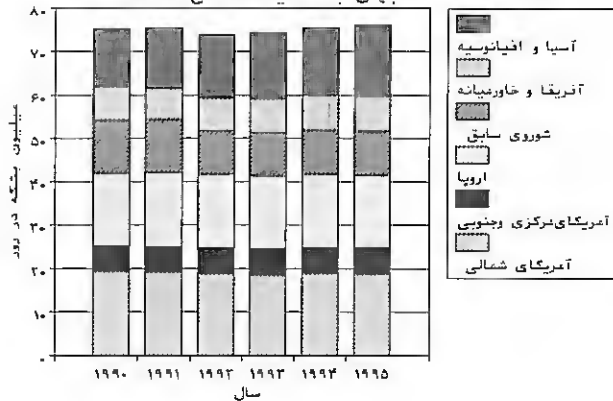
نمودار ۹: مصرف نفت کوره
در مناطق مختلف جهان



نمودار ۱۲: ظرفیت پالایشگاههای نفت
منطقه خاورمیانه در سال ۱۹۹۵



نمودار ۱۱: ظرفیت پالایشگاههای نفت
جهان به تفکیک مناطق مختلف



جدول (۶-۲): خوراک پالایشگاههای نفت جهان

(هزار بشکه در روز تقویمی)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
ایالات متحده آمریکا	۱۲۰۰۰	۱۳۴۱۰	۱۳۸۶۵	۱۳۹۷۰	+۰/۸	۲۲/۲
کانادا	۱۳۹۵	۱۶۰۰	۱۵۶۰	۱۵۶۰	-۰/۱	۲/۵
مکزیک	۱۲۹۵	۱۴۹۰	۱۴۲۵	۱۳۱۵	-۷/۹	۲/۱
آمریکای مرکزی و جنوبی	۴۲۸۵	۴۸۰۰	۴۹۱۵	۴۸۳۵	-۱/۶	۷/۷
اروپا	۱۱۸۰۵	۱۳۵۷۰	۱۴۳۳۵	۱۴۳۹۵	+۰/۴	۲۲/۹
شوروی سابق	۹۵۱۵	۹۱۷۵	۵۰۹۰	۴۹۰۰	-۳/۷	۷/۸
خاورمیانه	۳۶۶۵	۴۳۴۰	۴۹۳۵	۵۱۴۵	+۴/۲	۸/۲
آفریقا	۱۸۵۰	۲۳۵۵	۲۲۷۰	۲۳۱۵	+۲/۰	۳/۷
اقیانوسیه	۵۸۰	۷۱۵	۷۸۵	۸۰۵	+۲/۵	۱/۳
چین	۱۷۸۵	۲۱۵۵	۲۵۴۵	۲۷۱۰	+۶/۵	۴/۳
ژاپن	۳۱۲۰	۳۴۳۵	۴۱۶۵	۴۱۷۰	♦	۶/۶
آسیای جنوبی	۱۰۲۰	۱۲۳۵	۱۳۴۵	۱۳۶۵	+۱/۳	۲/۱
سایر آسیا	۲۶۸۵	۳۶۴۵	۴۹۷۰	۵۴۳۰	+۹/۳	۸/۶
جمع جهان	۵۵۰۰۰	۶۱۹۲۵	۶۲۲۰۵	۶۲۹۱۵	+۱/۱	۱۰۰/۰
شامل: کشورهای OECD	۲۸۳۴۰	۳۲۵۴۰	۳۴۸۹۰	۳۴۹۱۵	+۰/۱	۵۵/۵
سایر کشورهای EME _s □	۱۵۲۹۰	۱۸۵۳۰	۲۰۹۸۰	۲۱۸۰۰	+۳/۹	۳۴/۶

♦ رقم کمتر از ۰/۵۵ می باشد.

□ کشورهای اروپای مرکزی و شوروی سابق را در بر نمی گیرد.

جدول (۷-۲): واردات و صادرات نفت در سال ۱۹۹۵

(میلیون تن)

نام مناطق و کشورها	واردات نفت خام	واردات فرآورده های نفتی	صادرات نفت خام	صادرات فرآورده های نفتی
ایالات متحده آمریکا	۳۶۰/۵	۷۶/۱	۴/۸	۴۰/۸
کانادا	۲۹/۴	۸/۲	۵۴/۹	۱۴/۳
مکزیک	—	۶/۴	۶۵/۲	۵/۴
آمریکای مرکزی و جنوبی	۵۹/۴	۱۳/۲	۹۶/۷	۴۰/۹
اروپای غربی	۳۹۰/۱	۸۲/۹	۵۵/۰	۲۹/۵
شوروی سابق و اروپای مرکزی	۲۶/۶	۹/۹	۷۰/۴	۴۳/۰
خاورمیانه	۴/۵	۳/۳	۷۱۸/۱	۱۰۶/۷
آفریقای شمالی	۶/۹	۴/۹	۱۰۲/۳	۳۰/۷
آفریقای غربی	۱/۹	۵/۶	۱۳۳/۵	۲/۰
آفریقای جنوبی و شرقی	۲۴/۶	۳/۷	—	۰/۳
اقیانوسیه	۲۱/۵	۳/۰	۸/۷	۴/۰
چین	۱۷/۱	۱۴/۴	۱۸/۸	۳/۳
ژاپن	۲۲۹/۱	۴۶/۹	—	۷/۵
آسیای جنوبی	۳۴/۱	۲۸/۹	—	۱/۵
سایر آسیا	۱۸۷/۷	۶۶/۰	۵۱/۶	۳۸/۴
مقصد نامعلوم*	۱۰/۰	۱۲/۰	۲۳/۴	۱۷/۱
کل جهان	۱۴۰۳/۴	۳۸۵/۴	۱۴۰۳/۴	۳۸۵/۴

* شامل تغییر در مقدار نفت در حال حمل، سایر نقل و انتقالات، مصارف نظامی نامعلوم و امثالهم می باشد.

یادآوری:

ارقام فوق شامل سوخت کشتی های بین المللی و نقل و انتقالات منطقه ای نفت خام (نظیر جابجایی نفت خام بین کشورهای اروپای غربی) نمی باشد.

جدول (۲-۸): 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	۱/۹۰	—	—	—
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	۱۸/۲۰	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

* ارقام سالهای ۱۹۷۲ (توامبر) الی ۱۹۸۶ مربوط به نفت سبک عربی و ارقام سالهای ۱۹۸۶ (دسامبر) الی ۱۹۹۵ مربوط به نفت سبک دویی است.
 ♦ ارقام سالهای ۱۹۷۶-۸۳ مربوط به نفت فورتیز و ارقام سالهای ۱۹۸۵-۹۵ مربوط به نفت برنت می‌باشد.
 ♦ ارقام سالهای ۱۹۷۶-۸۳ مربوط به قیمت‌های اعلان شده و ارقام سالهای ۱۹۸۴-۹۵ مربوط به قیمت‌های اسپات است.

جدول (۹-۲): ذخایر تثبیت شده گاز طبیعی

نام مناطق و کشورهای	در پایان سال ۱۹۷۵	در پایان سال ۱۹۸۵	در پایان سال ۱۹۹۴	در پایان سال ۱۹۹۵		
	تریلیون مترمکعب	تریلیون مترمکعب	تریلیون مترمکعب	تریلیون فوت مکعب	تریلیون متر مکعب	نسبت ذخایر به تولید
آمریکای شمالی						
ایالات متحده آمریکا	۶/۱	۵/۶	۴/۶	۱۶۳/۸	۴/۶	۸/۸
کانادا	۱/۵	۲/۸	۲/۲	۶۷/۰	۱/۹	۱۳/۰
مکزیک	۰/۳	۲/۲	۲/۰	۶۸/۴	۱/۹	۶۶/۸
جمع آمریکای شمالی	۷/۹	۱۰/۶	۸/۸	۲۹۹/۲	۸/۴	۱۲/۰
آمریکای مرکزی و جنوبی						
آرژانتین	۰/۲	۰/۷	۰/۵	۱۸/۶	۰/۵	۲۰/۸
بولیوی	۰/۳	۰/۱	۰/۱	۴/۵	۰/۱	۳۸/۳
برزیل	♦	۰/۱	۰/۱	۵/۲	۰/۱	۳۰/۲
کلمبیا	۰/۱	۰/۱	۰/۲	۱۰/۰	۰/۳	۵۸/۳
اکوادور	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۳/۸	۰/۱	*
ترینیداد و توباگو	۰/۱	۰/۳	۰/۲	۱۰/۶	۰/۳	۴۱/۴
ونزوئلا	۱/۲	۱/۷	۳/۷	۱۳۹/۹	۴/۰	*
سایر	۰/۱	۰/۱	۰/۳	۱۱/۰	۰/۳	*
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۲/۲	۳/۲	۵/۴	۲۰۳/۶	۵/۷	۷۳/۹
اروپا						
دانمارک	♦	۰/۱	۰/۱	۴/۰	۰/۱	۲۲/۷
آلمان	۰/۲	۰/۲	۰/۳	۱۱/۳	۰/۳	۱۹/۹
مجارستان	•	•	۰/۱	۳/۴	۰/۱	۱۹/۸
ایتالیا	۰/۳	۰/۱	۰/۴	۱۳/۲	۰/۴	۲۰/۷
هلند	۲/۰	۱/۹	۱/۹	۶۵/۲	۱/۸	۲۴/۲
نروژ	۰/۷	۲/۹	۲/۰	۴۷/۵	۱/۳	۴۳/۰
رومانی	•	•	۰/۳	۱۳/۰	۰/۴	۲۰/۵
انگلستان	۱/۴	۰/۹	۰/۶	۲۳/۳	۰/۷	۹/۲
سایر	۰/۸	۰/۷	۰/۴	۱۲/۵	۰/۴	۲۶/۰
جمع اروپا	۵/۴	۶/۹	۶/۱	۱۹۳/۴	۵/۵	۲۱/۵
شوروی سابق						
آذربایجان	•	•	۰/۱	۴/۳	۰/۱	۱۸/۹
قزاقستان	•	•	۱/۸	۶۵/۰	۱/۸	*
فدراسیون روسیه	•	•	۴۸/۱	۱۷۰۰/۰	۴۸/۱	۸۲/۱
ترکمنستان	•	•	۲/۹	۱۰۱/۰	۲/۹	۸۹/۹
اوکراین	•	•	۱/۱	۴۰/۰	۱/۱	۶۳/۵
ازبکستان	•	•	۱/۹	۶۶/۰	۱/۹	۳۹/۰
سایر	•	•	♦	۰/۷	•	۶۲/۳
جمع شوروی سابق	۲۲/۷	۴۲/۵	۵۶/۰	۱۹۷۷/۰	۵۶/۰	۸۰/۴
خاورمیانه						
بحرین	۰/۲	۰/۲	۰/۱	۵/۳	۰/۱	۲۲/۳
ایران	۹/۳	۱۳/۳	۲۱/۰	۷۴۱/۶	۲۱/۰	*

جدول (۹-۲): ذخایر تثبیت شده گاز طبیعی ... ۱۳۸۵ هـ

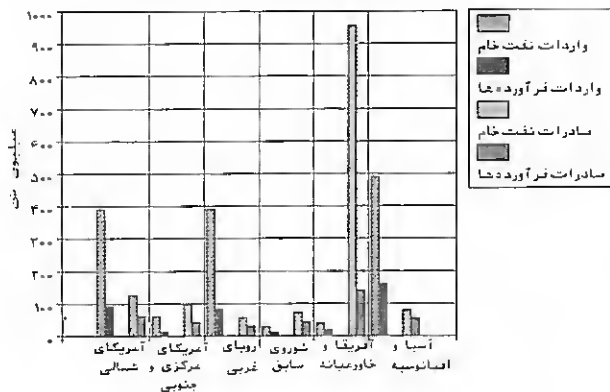
نام مناطق و کشورهای	در پایان سال ۱۹۷۵	در پایان سال ۱۹۸۵	در پایان سال ۱۹۹۴	در پایان سال ۱۹۹۵		
	تریلیون مترمکعب	تریلیون مترمکعب	تریلیون مترمکعب	تریلیون فوت مکعب	تریلیون متر مکعب	نسبت ذخایر به تولید
عراق	۰/۸	۰/۸	۳/۱	۱۰۹/۵	۳/۱	*
کویت	۱/۰	۱/۰	۱/۵	۵۲/۹	۱/۵	*
عمان	۰/۱	۰/۲	۰/۶	۲۵/۲	۰/۷	*
قطر	۰/۲	۴/۲	۷/۱	۲۵۰/۰	۷/۱	*
عربستان سعودی	۳/۰	۳/۵	۵/۳	۱۸۵/۹	۵/۳	*
امارات متحده عربی	۰/۶	۰/۹	۵/۸	۲۰۴/۶	۵/۸	*
یمن	-	-	۰/۴	۱۵/۰	۰/۴	*
سایر	♦	♦	۰/۲	۷/۲	۰/۲	*
جمع خاورمیانه	۱۵/۲	۲۴/۲	۴۵/۱	۱۵۹۷/۲	۴۵/۲	*
آفریقا						
الجزایر	۳/۶	۳/۰	۳/۶	۱۲۸/۰	۳/۶	۵۹/۸
مصر	۰/۱	۰/۲	۰/۵	۲۲/۱	۰/۶	۵۷/۱
لیبی	۰/۷	۰/۶	۱/۳	۴۵/۸	۱/۳	*
نیجریه	۱/۳	۱/۳	۳/۴	۱۰۹/۷	۳/۱	*
سایر	۰/۲	۰/۴	۰/۸	۲۹/۰	۰/۸	*
جمع آفریقا	۵/۹	۵/۶	۹/۷	۳۳۴/۶	۹/۴	*
آسیا و اقیانوسیه						
استرالیا	۰/۹	۰/۵	۰/۶	۲۰/۱	۰/۶	۱۹/۲
بنگلادش	۰/۳	۰/۳	۰/۷	۱۰/۱	۰/۳	۳۸/۹
برونی	۰/۲	۰/۲	۰/۴	۱۴/۰	۰/۴	۳۸/۴
چین	۰/۷	۰/۸	۱/۷	۵۹/۰	۱/۷	۹۴/۹
هندوستان	۰/۱	۰/۵	۰/۷	۲۵/۰	۰/۷	۳۷/۸
اندونزی	۰/۴	۱/۰	۱/۸	۶۸/۹	۲/۰	۳۳/۴
مالزی	۰/۴	۱/۵	۱/۹	۶۸/۰	۱/۹	۶۶/۵
پاکستان	۰/۵	۰/۴	۰/۸	۲۷/۰	۰/۸	۵۶/۹
پاپوآی گینه نو	-	♦	۰/۴	۳/۰	۰/۱	*
تایلند	-	۰/۲	۰/۲	۵/۹	۰/۲	۱۸/۱
ویتنام	•	•	۰/۱	۴/۰	۰/۱	*
سایر	۰/۳	۰/۲	۰/۷	۲۳/۶	۰/۷	۷۳/۴
جمع آسیا و اقیانوسیه	۳/۹	۵/۷	۹/۹	۳۲۸/۶	۹/۵	۴۵/۸
کل جهان						
شامل: کشورهای OECD	۶۳/۲	۹۸/۷	۱۴۱/۰	۴۹۳۳/۶	۱۳۹/۷	۶۴/۷
اتحادیه اروپا	۱۴/۲	۱۷/۷	۱۴/۹	۴۹۱/۲	۱۳/۹	۱۴/۴
	۴/۴	۳/۵	۳/۴	۱۲۰/۲	۳/۴	۱۷/۶

* نسبت ذخایر به تولید بیش از ۱۰۰ سال است.

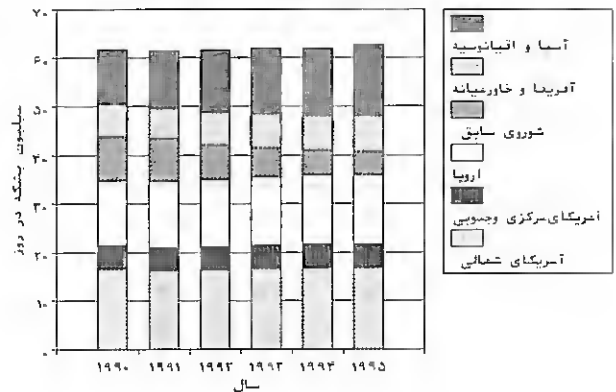
♦ رقم کمتر از ۰/۰۵ هـ می‌باشد.

• ارقام در دسترس نمی‌باشد.

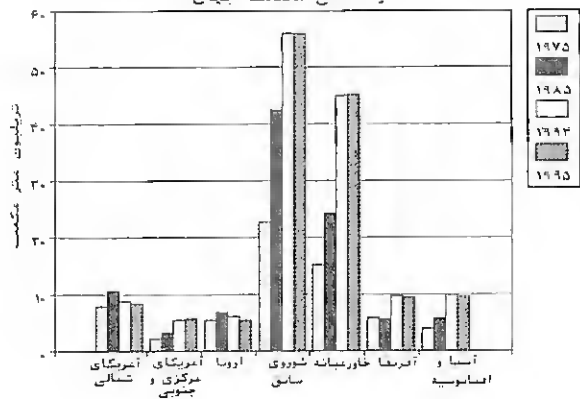
شماره ۱۴: واردات و صادرات نفت خام و فرآورده‌های نفتی در سال ۱۹۹۵



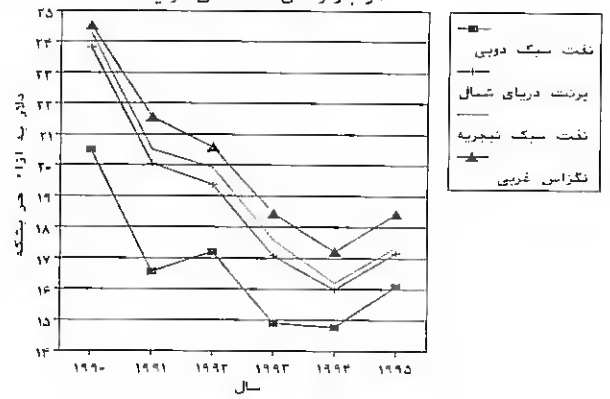
شماره ۱۳: خوراک پالایشگاه‌های نفت جهان به تفکیک مناطق مختلف



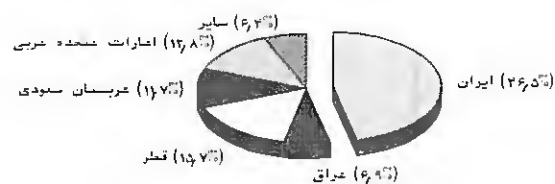
شماره ۱۶: ذخایر تثبیت شده گاز طبیعی در مناطق مختلف جهان



شماره ۱۵: قیمت های اسپات نفت خام در بازارهای منطقه‌ای تولید



شماره ۱۷: توزیع ذخایر تثبیت شده گاز طبیعی منطقه خاورمیانه در سال ۱۹۹۵



جدول (۱۰-۲): تولید گاز طبیعی در جهان □

(میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
آمریکای شمالی						
ایالات متحده آمریکا	۴۲۷/۹	۴۶۲/۸	۴۸۵/۷	۴۸۴/۶	- ۰/۲	۲۵/۴
کانادا	۶۸/۹	۸۹/۴	۱۲۲/۳	۱۳۱/۲	+ ۷/۳	۶/۹
مکزیک	۲۶/۸	۲۴/۷	۲۵/۳	۲۶/۱	+ ۳/۰	۱/۴
جمع آمریکای شمالی	۵۲۳/۶	۵۷۶/۹	۶۳۳/۳	۶۴۱/۹	+ ۱/۴	۳۳/۷
آمریکای مرکزی و جنوبی						
آرژانتین	۱۲/۵	۱۶/۱	۲۰/۰	۲۲/۸	+ ۱۳/۹	۱/۲
بولیوی	۲/۲	۲/۷	۳/۰	۳/۰	+ ۰/۵	۰/۲
برزیل	۲/۴	۳/۴	۴/۲	۴/۴	+ ۴/۲	۰/۲
کلمبیا	۳/۶	۳/۷	۴/۱	۴/۴	+ ۶/۰	۰/۲
ترینیداد و توباگو	۳/۷	۴/۷	۶/۱	۶/۵	+ ۷/۳	۰/۳
ونزوئلا	۱۵/۶	۱۹/۸	۲۴/۹	۲۷/۲	+ ۹/۲	۱/۴
سایر	۱/۴	۲/۱	۲/۱	۲/۰	- ۳/۲	۰/۱
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۴۱/۴	۵۲/۵	۶۴/۴	۷۰/۳	+ ۹/۲	۳/۶
اروپا						
دانمارک	۰/۹	۲/۷	۴/۲	۴/۵	+ ۸/۴	۰/۲
آلمان	۱۵/۷	۱۴/۳	۱۴/۰	۱۴/۵	+ ۳/۲	۰/۸
مجارستان	۵/۸	۳/۸	۴/۱	۴/۱	+ ۰/۷	۰/۲
ایتالیا	۱۲/۴	۱۵/۶	۱۸/۶	۱۶/۲	- ۱۲/۵	۰/۹
هلند	۶۴/۴	۵۴/۵	۵۹/۷	۵۹/۷	- ۰/۱	۳/۱
نروژ	۲۲/۸	۲۵/۰	۲۷/۷	۲۸/۲	+ ۱/۶	۱/۵
رومانی	۳۱/۳	۲۲/۸	۱۵/۷	۱۵/۳	- ۲/۵	۰/۸
انگلستان	۳۵/۷	۴۱/۰	۵۸/۹	۶۴/۴	+ ۹/۳	۳/۴
سایر	۱۴/۶	۱۲/۲	۱۲/۲	۱۲/۰	- ۱/۸	۰/۶
جمع اروپا	۲۰۳/۶	۱۹۱/۹	۲۱۵/۱	۲۱۸/۹	+ ۱/۷	۱۱/۵
شوروی سابق						
آذربایجان	۱۱/۸	۸/۳	۵/۴	۵/۵	+ ۳/۱	۰/۳
قزاقستان	۴/۶	۶/۰	۳/۸	۵/۰	+ ۳۱/۱	۰/۳
فدراسیون روسیه	۳۸۷/۹	۵۳۸/۲	۵۰۹/۸	۴۹۹/۹	- ۱/۹	۲۶/۲
ترکمنستان	۶۹/۸	۷۳/۷	۲۹/۹	۲۷/۱	- ۹/۳	۱/۴
اوکراین	۳۶/۰	۲۳/۶	۱۵/۳	۱۵/۲	- ۰/۵	۰/۸
ازبکستان	۲۹/۰	۳۴/۳	۳۹/۶	۴۰/۸	- ۳/۰	۲/۱
سایر	۰/۶	۰/۵	۰/۳	۰/۳	-	◆
جمع شوروی سابق	۵۳۹/۷	۶۸۴/۶	۶۰۴/۱	۵۹۳/۸	- ۱/۷	۳۱/۱

□ تولید گاز طبیعی ارقام گاز سوزانده شده و تزریق شده را شامل نمی‌شود.

جدول (۲۰-۱): تولید گاز طبیعی در جهان ... ادامه

(میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
خاورمیانه						
بحرین	۴/۱	۵/۲	۶/۱	۶/۰	- ۱/۱	۰/۳
ایران	۱۳/۱	۲۱/۸	۲۸/۶	۳۱/۸	+ ۱۱/۰	۱/۷
کویت	۳/۸	۳/۸	۵/۴	۵/۴	+ ۰/۳	۰/۳
عمان	۱/۶	۲/۳	۴/۷	۵/۰	+ ۴/۹	۰/۳
قطر	۴/۹	۵/۷	۱۲/۲	۱۲/۲	-	۰/۶
عربستان سعودی	۱۶/۹	۲۷/۵	۳۳/۹	۳۵/۶	+ ۵/۰	۱/۹
امارات متحده عربی	۱۱/۹	۱۸/۱	۲۲/۵	۲۴/۵	+ ۹/۰	۱/۳
سایر	۰/۹	۵/۰	۴/۴	۴/۰	- ۸/۸	۰/۲
جمع خاورمیانه	۵۷/۲	۸۹/۴	۱۱۷/۸	۱۲۴/۵	+ ۵/۷	۶/۶
آفریقا						
الجزایر	۳۲/۱	۴۴/۳	۴۸/۰	۵۴/۵	+ ۱۳/۶	۲/۹
مصر	۳/۷	۶/۱	۹/۵	۹/۹	+ ۳/۷	۰/۵
لیبی	۴/۴	۵/۲	۵/۶	۵/۶	- ۰/۵	۰/۳
نیجریه	۲/۴	۳/۶	۴/۰	۳/۶	- ۹/۵	۰/۲
سایر	۰/۷	۰/۷	۲/۳	۲/۳	+ ۱/۳	۰/۱
جمع آفریقا	۴۳/۳	۵۹/۹	۶۹/۴	۷۵/۹	+ ۹/۳	۴/۰
آسیا و اقیانوسیه						
استرالیا	۱۲/۱	۱۸/۶	۲۵/۳	۲۶/۷	+ ۵/۲	۱/۴
بنگلادش	۲/۶	۴/۳	۶/۰	۶/۶	+ ۱۰/۵	۰/۳
برونی	۷/۳	۷/۶	۸/۴	۹/۳	+ ۱۰/۸	۰/۵
چین	۱۰/۸	۱۲/۸	۱۴/۹	۱۵/۸	+ ۶/۱	۰/۸
هندوستان	۴/۳	۱۱/۱	۱۵/۶	۱۶/۸	+ ۸/۰	۰/۹
اندونزی	۲۷/۷	۴۰/۸	۵۲/۱	۵۲/۶	+ ۱/۰	۲/۸
مالزی	۹/۲	۱۶/۰	۲۳/۵	۲۶/۱	+ ۱۰/۸	۱/۴
پاکستان	۷/۳	۱۰/۴	۱۱/۹	۱۲/۱	+ ۱/۷	۰/۶
تایلند	۲/۸	۴/۹	۸/۶	۸/۳	- ۳/۰	۰/۴
سایر	۱۰/۰	۸/۳	۸/۵	۸/۴	- ۱/۴	۰/۴
جمع آسیا و اقیانوسیه	۹۴/۱	۱۳۴/۸	۱۷۴/۸	۱۸۲/۷	+ ۴/۵	۹/۵
کل جهان						
شامل: کشورهای OECD	۱۵۰۲/۹	۱۷۹۰/۰	۱۸۷۸/۹	۱۹۰۸/۰	+ ۱/۵	۱۰۰/۰
اتحادیه اروپا	۷۰۰/۴	۷۶۱/۴	۸۵۴/۴	۸۶۸/۱	+ ۱/۶	۴۵/۵
سایر کشورهای EME _s □	۱۳۶/۶	۱۳۴/۹	۱۶۱/۸	۱۶۵/۳	+ ۲/۲	۸/۷
	۲۱۸/۸	۳۱۲/۱	۳۹۵/۰	۴۲۰/۸	+ ۶/۵	۲۲/۱

♦ رقم کمتر از ۰/۵ می باشد.
□ به استثنای شوروی سابق.

جدول (۱-۲): مصرف گاز طبیعی در جهان

(میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
آمریکای شمالی						
ایالات متحده آمریکا	۴۴۹/۴	۴۸۶/۳	۵۳۷/۷	۵۵۹/۵	+ ۴/۱	۲۹/۷
کانادا	۴۴/۸	۵۵/۶	۶۳/۸	۶۶/۸	+ ۴/۸	۳/۵
مکزیک	۲۶/۶	۲۵/۰	۲۶/۷	۲۷/۹	+ ۴/۴	۱/۵
جمع آمریکای شمالی	۵۲۰/۸	۵۶۶/۹	۶۲۸/۲	۶۵۴/۲	+ ۴/۱	۳۴/۷
آمریکای مرکزی و جنوبی						
آرژانتین	۱۴/۴	۱۸/۳	۲۱/۸	۲۴/۶	+ ۱۲/۹	۱/۳
برزیل	۲/۴	۳/۴	۴/۲	۴/۴	+ ۴/۲	۰/۲
شیلی	۰/۷	۱/۵	۱/۵	۱/۵	- ۲/۶	۰/۱
کلمبیا	۳/۶	۳/۷	۴/۱	۴/۴	+ ۶/۰	۰/۲
ونزوئلا	۱۵/۶	۱۹/۸	۲۴/۹	۲۷/۲	+ ۹/۲	۱/۴
سایر	۴/۷	۵/۹	۷/۶	۸/۲	+ ۷/۱	۰/۴
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۴۱/۴	۵۲/۶	۶۴/۱	۷۰/۳	+ ۹/۴	۳/۶
اروپا						
اتریش	۴/۵	۵/۲	۵/۸	۶/۰	+ ۳/۲	۰/۳
بلژیک و لوکزامبورگ	۸/۴	۹/۵	۹/۷	۱۰/۷	+ ۱۰/۴	۰/۶
جمهوری چک	۳/۷	۴/۹	۵/۵	۵/۹	+ ۷/۳	۰/۳
دانمارک	۰/۶	۱/۸	۲/۵	۲/۹	+ ۱۵/۴	۰/۲
فنلاند	۰/۸	۲/۳	۲/۸	۲/۹	+ ۳/۶	۰/۲
فرانسه	۲۳/۳	۲۶/۴	۲۷/۸	۲۹/۶	+ ۶/۴	۱/۶
آلمان	۴۹/۲	۵۳/۹	۶۱/۱	۶۷/۰	+ ۹/۶	۳/۶
یونان	۰/۱	۰/۱	◆	◆	+ ۵۰/۰	◆
مجارستان	۸/۶	۸/۷	۸/۱	۹/۰	+ ۱۰/۲	۰/۵
ایسلند	—	—	—	—	—	—
جمهوری ایرلند	۲/۰	۱/۹	۲/۲	۲/۱	- ۳/۱	۰/۱
ایتالیا	۲۷/۲	۳۹/۱	۴۰/۸	۴۳/۰	+ ۵/۶	۲/۳
هلند	۳۲/۵	۳۱/۰	۳۳/۲	۳۳/۴	+ ۰/۶	۱/۸
نروژ	—	—	◆	◆	> ۱۰۰	◆
لهستان	۸/۹	۸/۹	۸/۲	۸/۹	+ ۸/۱	۰/۵
پرتغال	—	—	—	—	—	—
رومانی	۳۱/۹	۲۷/۷	۲۰/۳	۲۱/۲	+ ۴/۴	۱/۱
اسلواکی	۳/۷	۴/۸	۴/۲	۴/۶	+ ۹/۵	۰/۲
اسپانیا	۲/۱	۵/۰	۶/۵	۷/۴	+ ۱۴/۵	۰/۴
سوئد	۰/۱	۰/۶	۰/۷	۰/۷	+ ۰/۴	◆
سوئیس	۱/۰	۱/۳	۲/۰	۲/۰	+ ۰/۴	۰/۱
ترکیه	◆	۳/۰	۵/۹	۷/۷	+ ۳۲/۳	۰/۴
انگلستان	۲۶/۶	۴۷/۴	۶۰/۹	۶۵/۸	+ ۸/۰	۳/۵
سایر	۹/۷	۱۰/۳	۷/۶	۸/۳	+ ۹/۷	۰/۴
جمع اروپا	۲۶۴/۹	۲۹۳/۸	۳۱۵/۸	۳۳۹/۱	+ ۷/۴	۱۸/۱
شوروی سابق						
آذربایجان	۱۲/۲	۱۴/۲	۷/۳	۷/۲	- ۱/۲	۰/۴
روسیه سفید	۸/۳	۱۲/۴	۱۲/۳	۱۱/۱	- ۹/۶	۰/۶

جدول (۱-۲): مصرف گاز طبیعی در جهان ... ادامه

(میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
قزاقستان	۷/۸	۱۱/۳	۹/۲	۹/۷	+ ۵/۵	۰/۵
فدراسیون روسیه	۳۲۵/۱	۳۷۸/۱	۳۳۵/۰	۳۱۷/۹	- ۵/۱	۱۶/۹
ترکمنستان	۷/۸	۸/۸	۹/۲	۷/۲	- ۲۱/۱	۰/۴
اوکراین	۸۰/۸	۱۱۵/۰	۷۳/۲	۶۸/۶	- ۶/۳	۳/۶
ازبکستان	۲۹/۶	۳۳/۲	۳۷/۲	۳۸/۱	+ ۲/۵	۲/۰
سایر	۱۸/۰	۲۳/۵	۱۰/۲	۱۰/۳	+ ۱/۶	۰/۶
جمع شوروی سابق	۴۸۹/۶	۵۹۶/۵	۴۹۳/۶	۴۷۰/۱	- ۴/۷	۲۵/۰
خاورمیانه						
ایران	۱۳/۱	۲۰/۴	۲۸/۶	۳۱/۸	+ ۱۱/۰	۱/۷
عربستان سعودی	۱۶/۹	۲۷/۵	۳۳/۹	۳۵/۶	+ ۵/۰	۱/۹
امارات متحده عربی	۹/۱	۱۵/۲	۱۸/۶	۱۸/۴	- ۱/۳	۱/۰
سایر	۱۵/۳	۲۲/۰	۳۲/۸	۳۲/۶	- ۰/۶	۱/۷
جمع خاورمیانه	۵۴/۴	۸۵/۱	۱۱۳/۹	۱۱۸/۴	+ ۳/۹	۶/۳
آفریقا						
مصر	۳/۷	۶/۱	۹/۴	۹/۷	+ ۳/۷	۰/۵
آفریقای جنوبی	-	-	-	-	-	-
سایر	۱۸/۴	۲۳/۹	۲۷/۹	۲۸/۲	+ ۱/۱	۱/۵
جمع آفریقا	۲۲/۱	۳۰/۰	۳۷/۳	۳۷/۹	+ ۱/۷	۲/۰
آسیا و اقیانوسیه						
استرالیا	۱۲/۴	۱۶/۵	۱۷/۵	۱۸/۰	+ ۳/۱	۱/۰
بنگلادش	۲/۶	۴/۳	۶/۰	۶/۶	+ ۱۰/۵	۰/۴
چین	۱۱/۵	۱۳/۲	۱۴/۹	۱۵/۸	+ ۶/۱	۰/۸
هندوستان	۳/۵	۱۱/۲	۱۵/۷	۱۷/۰	+ ۸/۵	۰/۹
اندونزی	۱۲/۳	۱۸/۰	۲۴/۰	۲۶/۳	+ ۹/۶	۱/۴
ژاپن	۳۵/۹	۴۶/۱	۵۴/۳	۵۵/۰	+ ۱/۴	۲/۹
مالزی	۲/۴	۶/۸	۱۲/۳	۱۳/۱	+ ۶/۵	۰/۷
زلاندر نو	۲/۹	۳/۹	۴/۰	۳/۹	- ۳/۲	۰/۲
پاکستان	۷/۳	۱۰/۴	۱۱/۹	۱۲/۱	+ ۱/۷	۰/۶
فیلیپین	-	-	-	-	-	-
سنگاپور	-	-	۱/۴	۱/۴	-	۰/۱
کره جنوبی	-	۳/۰	۷/۶	۹/۲	+ ۲۰/۳	۰/۵
تایوان	۱/۰	۱/۷	۳/۶	۳/۹	+ ۷/۵	۰/۲
تایلند	۲/۸	۴/۹	۸/۶	۸/۳	- ۳/۰	۰/۴
سایر آسیا	۲/۷	۲/۴	۲/۹	۳/۰	+ ۱/۶	۰/۲
جمع آسیا و اقیانوسیه	۹۷/۳	۱۴۲/۴	۱۸۴/۷	۱۹۳/۶	+ ۴/۸	۱۰/۳
کل جهان						
شامل: کشورهای OECD	۱۴۹۰/۵	۱۷۶۷/۳	۱۸۳۷/۶	۱۸۸۳/۶	+ ۲/۵	۱۰۰/۰
اتحادیه اروپا	۷۷۰/۴	۸۶۱/۹	۹۶۵/۹	۱۰۱۲/۳	+ ۴/۸	۵۳/۸
سایر کشورهای EME _s □	۱۹۷/۴	۲۲۴/۲	۲۵۴/۰	۲۷۱/۵	+ ۶/۹	۱۴/۴
	۱۶۴/۱	۲۴۳/۸	۳۲۴/۲	۳۴۳/۰	+ ۵/۸	۱۸/۲

♦ رقم کمتر از ۰/۵ می باشد.
□ کشورهای اروپای شرقی و شوروی سابق را در بر نمی گیرد.

جدول (۱۲-۲): قیمت‌های گاز طبیعی و نفت خام

(دلار برای هر میلیون بی تی یو)

عنوان	گاز طبیعی مایع				نفت خام
	ژاپن ■ CIF	اتحادیه اروپا ■ CIF	ایالات متحده آمریکا (سر چاه)	ایالات متحده آمریکا (واردات)	کشورهای OECD ■ 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	۲/۴	۱/۸	۱/۸	۲/۷
۱۹۹۵	۳/۵	۲/۵	۱/۵	۱/۴	۳/۰

■ CIF = هزینه + بیمه + حمل (قیمت‌های متوسط)

* تخمین بر اساس اطلاعات استراتژی گاز

جدول (۱۳-۲): ذخایر تثبیت شده زغال سنگ جهان در پایان سال ۱۹۹۵

(میلیون تن)

نسبت ذخایر به تولید	سهم در کل (درصد)	جمع	لیگنیت و نیمه بیتومینه	آتراسیت و بیتومینه	نام مناطق و کشورها
۲۵۸	۲۳/۳	۲۴۰۵۵۸	۱۳۴۰۶۳	۱۰۶۴۹۵	آمریکای شمالی
۱۱۵	۰/۸	۸۶۲۳	۴۱۱۴	۴۵۰۹	ایالات متحده آمریکا
۱۲۹	۰/۱	۱۲۱۱	۳۵۱	۸۶۰	کانادا
					مکزیک
۲۴۶	۲۴/۲	۲۵۰۳۹۲	۱۳۸۵۲۸	۱۱۱۸۶۴	جمع آمریکای شمالی
					آمریکای مرکزی و جنوبی
#	۰/۳	۲۸۴۵	۲۸۴۵	—	برزیل
۱۷۴	۰/۴	۴۵۳۹	۲۹۹	۴۲۴۰	کلمبیا
۸۳	♦	۴۱۷	—	۴۱۷	ونزوئلا
#	۰/۲	۲۳۹۶	۱۴۰۴	۹۹۲	سایر
۲۶۸	۱/۰	۱۰۱۹۷	۴۵۴۸	۵۶۴۹	جمع آمریکای مرکزی و جنوبی
					اروپا
۱۷	♦	۱۳۹	۲۶	۱۱۳	فرانسه
۲۷۳	۶/۵	۶۷۳۰۰	۴۳۳۰۰	۲۴۰۰۰	آلمان
۵۲	۰/۳	۳۰۰۰	۳۰۰۰	—	یونان
۲۱۲	۴/۱	۴۲۱۰۰	۱۳۰۰۰	۲۹۱۰۰	لهستان
۱۵۵	۰/۷	۷۱۴۸	۶۹۸۶	۱۶۲	ترکیه
۴۸	۰/۲	۲۵۰۰	۵۰۰	۲۰۰۰	انگلستان
۱۴۰	۳/۳	۳۴۴۸۰	۳۰۷۹۴	۳۶۸۶	سایر
۱۸۳	۱۵/۲	۱۵۶۶۶۷	۹۷۶۰۶	۵۹۰۶۱	جمع اروپا
					شوروی سابق
*	۲۳/۴	۲۴۱۰۰۰	۱۳۷۰۰۰	۱۰۴۰۰۰	جمع شوروی سابق
					آفریقا و خاورمیانه
۲۷۲	۵/۴	۵۵۳۳۳	—	۵۵۳۳۳	آفریقای جنوبی
۱۱۸	۰/۱	۷۳۴	—	۷۳۴	زیمبابوه
*	۰/۵	۵۶۰۵	۱۲۶۷	۴۳۳۸	سایر آفریقا
۱۲۹	♦	۱۹۳	—	۱۹۳	خاورمیانه
۲۸۹	۶/۰	۶۱۸۶۵	۱۲۶۷	۶۰۵۹۸	جمع آفریقا و خاورمیانه
					آسیا و اقیانوسیه
۳۷۵	۸/۸	۹۰۹۴۰	۴۵۶۰۰	۴۵۳۴۰	استرالیا
۸۸	۱۱/۱	۱۱۴۵۰۰	۵۲۳۰۰	۶۲۲۰۰	چین
۲۴۵	۶/۸	۶۹۹۴۷	۱۹۰۰	۶۸۰۴۷	هندوستان
*	۳/۱	۳۲۰۶۳	۳۱۱۰۱	۹۶۲	اندونزی
۱۳۰	۰/۱	۸۲۱	۱۷	۸۰۴	ژاپن
۳۳	♦	۱۱۷	۹۰	۲۷	ژلاندنو
۱۱	۰/۱	۶۰۰	۳۰۰	۳۰۰	کره شمالی
۳۲	♦	۱۸۳	—	۱۸۳	کره جنوبی
۴۱۳	♦	۹۹	—	۹۹	تایوان
۶۱	۰/۲	۲۲۲۰	۱۹۹۵	۲۲۵	سایر آسیا
۱۵۸	۳۰/۲	۳۱۱۴۹۰	۱۳۳۳۰۳	۱۷۸۱۸۷	جمع آسیا و اقیانوسیه
					کل جهان
۲۲۸	۱۰۰/۰	۱۰۳۱۶۱۰	۵۱۲۲۵۲	۵۱۹۳۵۸	شامل: کشورهای OECD
۲۴۸	۴۱/۱	۴۲۴۴۲۴	۲۳۸۷۵۰	۱۸۵۶۷۴	سایر کشورهای EME _s □
۱۴۸	۲۸/۳	۲۹۱۶۷۴	۹۳۴۱۱	۱۹۸۲۶۳	

* 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 (۲-۱۴): تولید زغال سنگ در جهان

(میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۹	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
آمریکای شمالی						
ایالات متحده آمریکا	۵۳۳/۶	۵۶۱/۴	۵۵۱/۷	۵۴۷/۸	- ۰/۷	۲۴/۶
کانادا	۳۹/۴	۳۸/۲	۳۹/۵	۴۱/۰	+ ۳/۸	۱/۸
مکزیک	۳/۶	۳/۶	۴/۷	۴/۹	+ ۴/۳	۰/۲
جمع آمریکای شمالی	۵۷۶/۶	۶۰۳/۲	۵۹۵/۹	۵۹۳/۷	- ۰/۴	۲۶/۶
آمریکای مرکزی و جنوبی						
برزیل	۳/۷	۲/۶	۲/۹	۳/۱	+ ۶/۹	۰/۱
کلمبیا	۱۳/۶	۱۴/۸	۱۶/۲	۱۸/۸	+ ۱۶/۰	۰/۸
سایر	۱/۹	۳/۴	۴/۱	۴/۳	+ ۴/۹	۰/۲
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۱۹/۲	۲۰/۸	۲۳/۲	۲۶/۲	+ ۱۲/۹	۱/۱
اروپا						
اتریش	۰/۷	۰/۸	۰/۵	۰/۴	- ۲۰/۰	♦
بلژیک	۱/۴	۰/۷	—	—	—	—
بلغارستان	۵/۹	۵/۴	۴/۹	۴/۹	—	۰/۲
جمهوری چک	۴۰/۴	۳۶/۲	۲۷/۶	۲۶/۴	- ۴/۳	۱/۲
فرانسه	۸/۴	۷/۸	۵/۵	۵/۱	- ۷/۳	۰/۲
آلمان	۱۳۳/۶	۱۲۱/۲	۷۶/۸	۷۴/۶	- ۲/۹	۳/۴
یونان	۷/۱	۷/۱	۷/۸	۷/۹	+ ۱/۳	۰/۴
مجارستان	۵/۶	۴/۹	۳/۷	۳/۹	+ ۵/۴	۰/۲
ایتالیا	۰/۲	۰/۲	۰/۱	۰/۱	—	♦
لهستان	۱۱۱/۷	۹۴/۲	۸۶/۶	۸۶/۸	+ ۰/۲	۳/۹
رومانی	۱۱/۷	۷/۱	۷/۶	۷/۷	+ ۱/۳	۰/۳
اسلواکی	۱/۵	۱/۵	۱/۰	۰/۹	- ۱۰/۰	♦
اسپانیا	۱۶/۴	۱۶/۳	۱۳/۵	۱۳/۰	- ۳/۷	۰/۶
ترکیه	۲۲/۶	۲۰/۳	۱۹/۱	۱۸/۰	- ۵/۸	۰/۸
انگلستان	۶۰/۷	۵۶/۵	۲۹/۸	۳۲/۰	+ ۷/۴	۱/۴
سایر	۲۰/۵	۲۰/۶	۱۵/۰	۱۴/۵	- ۳/۳	۰/۷
جمع اروپا	۴۴۸/۴	۴۰۰/۸	۲۹۹/۵	۲۹۶/۲	- ۱/۱	۱۳/۳

□ ارقام تولید سوختهای تجاری شامل: زغال سنگ بیتومینه و آنتراسیت (زغال سنگ سخت)، لیگنیت و زغال سنگ قهوه‌ای (نیمه بیتومینه) می باشد.

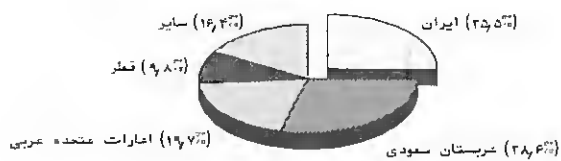
جدول (۱۴-۲): تولید زغال سنگ در جهان ... ادامه

(میلیون تن معادل نفت خام)

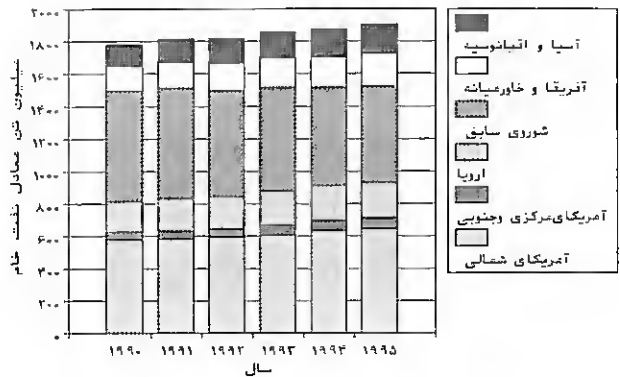
نام مناطق و کشورها	۱۹۸۹	۱۹۹۰	۱۹۹۲	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۲ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
شوروی سابق						
تراقستان	۷۱/۴	۶۷/۷	۵۳/۶	۴۲/۹	-۲۰/۰	۱/۹
فدراسیون روسیه	۱۸۳/۱	۱۷۶/۲	۱۲۱/۳	۱۱۶/۹	-۳/۶	۵/۳
اوکراین	۹۱/۷	۸۳/۹	۴۸/۶	۴۲/۸	-۱۱/۹	۱/۹
سایر	۴/۳	۴/۲	۱/۶	۱/۲	-۲۵/۰	۰/۱
جمع شوروی سابق	۳۵۰/۵	۳۳۲/۰	۲۲۵/۱	۲۰۳/۸	-۹/۵	۹/۲
خاورمیانه						
جمع خاورمیانه	۰/۹	۰/۹	۱/۱	۱/۱	—	♦
آفریقا						
آفریقای جنوبی	۹۳/۴	۹۲/۶	۱۰۳/۷	۱۰۷/۸	+۴/۰	۴/۸
سایر	۴/۶	۴/۷	۵/۰	۵/۵	+۱۰/۰	۰/۳
جمع آفریقا	۹۸/۰	۹۷/۳	۱۰۸/۷	۱۱۳/۳	+۴/۲	۵/۱
آسیا و اقیانوسیه						
استرالیا	۹۸/۹	۱۰۶/۶	۱۱۹/۱	۱۲۵/۹	+۵/۷	۵/۷
چین	۵۳۰/۲	۵۴۲/۳	۶۲۵/۶	۶۵۵/۵	+۴/۸	۲۹/۵
هندوستان	۹۷/۰	۱۰۳/۳	۱۲۴/۶	۱۳۱/۰	+۵/۱	۵/۹
اندونزی	۵/۷	۶/۵	۱۸/۸	۲۴/۰	+۲۷/۷	۱/۱
ژاپن	۶/۸	۵/۵	۴/۶	۴/۲	-۸/۷	۰/۲
زلاندنو	۱/۶	۱/۶	۲/۲	۲/۳	+۴/۵	۰/۱
پاکستان	۱/۳	۱/۳	۱/۴	۱/۳	-۷/۱	۰/۱
کره جنوبی	۱۱/۱	۹/۱	۳/۹	۳/۰	-۲۳/۱	۰/۱
سایر آسیا	۴۶/۷	۴۲/۰	۴۳/۴	۴۳/۶	+۰/۵	۲/۰
جمع آسیا و اقیانوسیه	۷۹۹/۳	۸۱۸/۲	۹۴۳/۶	۹۹۰/۸	+۵/۰	۴۴/۷
کل جهان	۲۲۹۲/۹	۲۲۷۳/۲	۲۱۹۷/۱	۲۲۲۵/۱	+۱/۳	۱۰۰/۰
شامل: کشورهای OECD	۹۳۵/۷	۹۴۸/۲	۸۷۵/۲	۸۷۷/۵	+۰/۳	۳۹/۴
□ کشورهای EME _s	۸۱۰/۱	۸۲۳/۵	۹۵۰/۹	۹۹۹/۱	+۵/۱	۴۴/۹

♦ رقم کمتر از ۰/۵۰ می باشد.
□ به استثنای شوروی سابق.

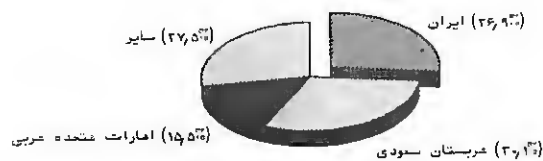
شماره ۱۹: سهم کشورهای خاورمیانه در تولید گاز طبیعی منطقه در سال ۱۹۹۵



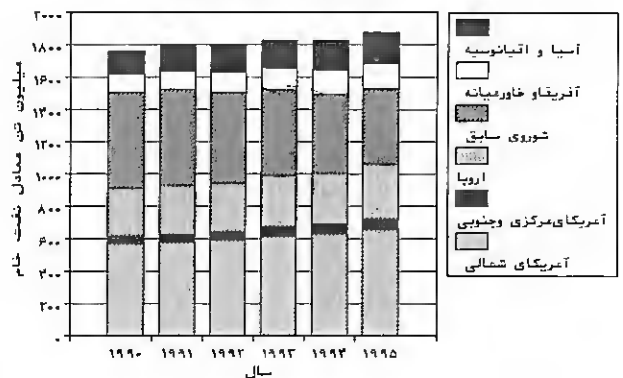
شماره ۱۸: تولید گاز طبیعی در جهان به تفکیک مناطق مختلف



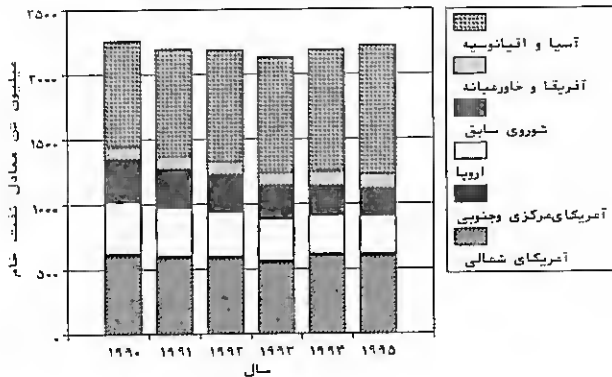
شماره ۲۱: توزیع مصرف گاز طبیعی منطقه خاورمیانه در سال ۱۹۹۵



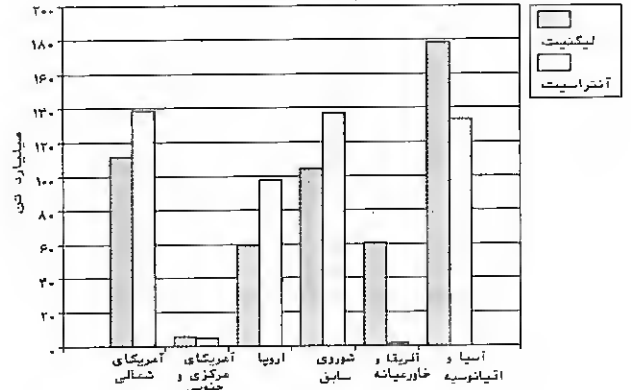
شماره ۲۰: مصرف گاز طبیعی در جهان به تفکیک مناطق مختلف



شماره ۲۳: تولید زغال سنگ در جهان به تفکیک مناطق مختلف



شماره ۲۲: ذخایر زغال سنگ جهان در پایان سال ۱۹۹۵



جدول (۱۵-۲): مصرف زغال سنگ در جهان

(میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
آمریکای شمالی						
ایالات متحده آمریکا	۴۴۰/۵	۴۸۱/۴	۴۹۲/۵	۴۹۴/۴	+ ۰/۴	۲۲/۴
کانادا	۲۹/۳	۲۴/۴	۲۴/۵	۲۴/۷	+ ۱/۱	۱/۱
مکزیک	۳/۱	۳/۴	۴/۴	۴/۶	+ ۳/۷	۰/۲
جمع آمریکای شمالی	۴۷۲/۹	۵۰۹/۲	۵۲۱/۴	۵۲۳/۷	+ ۰/۴	۲۳/۷
آمریکای مرکزی و جنوبی						
آرژانتین	۰/۹	۱/۰	۰/۹	۰/۹	—	♦
برزیل	۹/۹	۹/۵	۱۰/۲	۱۰/۵	+ ۲/۷	۰/۵
شیلی	۱/۲	۲/۴	۲/۰	۱/۹	- ۲/۶	۰/۱
کلمبیا	۲/۹	۳/۵	۳/۷	۴/۰	+ ۷/۰	۰/۲
ونزوئلا	۰/۲	۰/۳	۰/۱	۰/۱	—	♦
سایر	۰/۳	۰/۴	۰/۵	۰/۵	—	♦
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۱۵/۴	۱۷/۱	۱۷/۴	۱۷/۹	+ ۲/۸	۰/۸
اروپا						
اتریش	۳/۵	۳/۶	۲/۵	۲/۵	+ ۰/۳	۰/۱
بلژیک و لوکزامبورگ	۱۰/۹	۱۰/۴	۸/۵	۹/۳	+ ۱۰/۲	۰/۴
جمهوری چک	۳۸/۲	۳۳/۵	۲۲/۲	۲۱/۱	- ۵/۰	۱/۰
دانمارک	۷/۱	۶/۰	۷/۸	۶/۶	- ۱۵/۶	۰/۳
فنلاند	۳/۵	۳/۳	۴/۱	۴/۱	- ۰/۳	۰/۲
فرانسه	۲۳/۰	۱۹/۱	۱۳/۸	۱۳/۰	- ۵/۸	۰/۶
آلمان	۱۴۷/۶	۱۲۹/۶	۹۵/۶	۹۲/۵	- ۳/۲	۴/۲
یونان	۶/۰	۸/۰	۸/۴	۸/۵	+ ۱/۶	۰/۴
مجارستان	۷/۶	۵/۶	۳/۲	۳/۲	- ۰/۲	۰/۱
ایسلند	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۱	- ۱۸/۶	♦
جمهوری ایرلند	۱/۱	۲/۲	۱/۹	۲/۰	+ ۴/۰	۰/۱
ایتالیا	۱۵/۱	۱۵/۸	۱۱/۳	۱۱/۱	- ۱/۸	۰/۵
هلند	۷/۰	۹/۵	۹/۰	۹/۷	+ ۷/۸	۰/۴
نروژ	۰/۵	۰/۵	۰/۶	۰/۷	+ ۱۰/۶	♦
لهستان	۹۹/۹	۸۰/۲	۷۲/۳	۷۰/۰	- ۳/۲	۳/۲
پرتغال	۰/۸	۲/۸	۳/۴	۳/۹	+ ۱۴/۴	۰/۲
رومانی	۱۶/۹	۱۱/۷	۹/۴	۹/۷	+ ۲/۶	۰/۴
اسلواکی	۷/۲	۶/۲	۵/۳	۵/۰	- ۵/۷	۰/۲
اسپانیا	۱۹/۲	۱۹/۰	۱۸/۰	۱۸/۹	+ ۴/۹	۰/۸
سوئد	۲/۹	۲/۲	۲/۱	۲/۱	- ۰/۵	۰/۱
سوئیس	۰/۴	۰/۴	۰/۲	۰/۲	—	♦
ترکیه	۱۰/۶	۲۲/۳	۲۰/۶	۲۱/۲	+ ۲/۹	۱/۰
انگلستان	۶۲/۹	۶۵/۴	۵۰/۶	۴۷/۸	- ۵/۶	۲/۲
سایر	۲۹/۷	۲۸/۲	۲۰/۶	۱۹/۸	- ۳/۶	۰/۹
جمع اروپا	۵۲۱/۷	۴۸۵/۶	۳۹۱/۵	۳۸۳/۰	- ۲/۲	۱۷/۳
شوروی سابق						
آذربایجان	۰/۱	۰/۱	—	—	—	—
روسیه سفید	۱/۱	۱/۲	۰/۲	۰/۳	+ ۲/۰	♦

ارقام مصرف سوختهای تجاری شامل: زغال سنگ بیتومینه و آنتراسیت (زغال سنگ سخت) و زغال سنگ قهوه‌ای (نیمه بیتومینه) می‌باشد.

جدول (۱۵-۲): مصرف زغال سنگ در جهان ... ادامه

(میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
قزاقستان	۳۸/۱	۴۰/۲	۳۴/۵	۲۷/۵	-۲۰/۳	۱/۲
فدراسیون روسیه	۱۹۵/۶	۱۸۰/۶	۱۲۶/۴	۱۱۹/۴	-۵/۶	۵/۴
ترکمنستان	۰/۳	۰/۴	♦	♦	-	♦
اوکراین	۷۶/۵	۷۴/۸	۴۶/۳	۴۲/۱	-۹/۱	۱/۹
ازبکستان	۳/۵	۴/۱	۱/۸	۱/۴	-۲۱/۲	۰/۱
سایر	۷/۴	۶/۶	۱/۴	۱/۰	-۲۸/۲	♦
جمع شوروی سابق	۳۲۲/۶	۳۰۸/۰	۲۱۰/۶	۱۹۱/۷	-۹/۱	۸/۶
خاورمیانه						
ایران	۰/۹	۱/۱	۱/۳	۱/۴	+۳/۸	۰/۱
عربستان سعودی	-	-	-	-	-	-
امارات متحده عربی	-	-	-	-	-	-
سایر	۱/۸	۲/۳	۳/۸	۴/۲	+۱۱/۸	۰/۲
جمع خاورمیانه	۲/۷	۳/۴	۵/۱	۵/۶	+۹/۸	۰/۳
آفریقا						
مصر	۰/۷	۰/۸	۰/۹	۰/۹	-	♦
آفریقای جنوبی	۶۶/۲	۷۱/۳	۷۳/۶	۸۰/۳	+۹/۲	۳/۶
سایر	۴/۰	۶/۷	۶/۵	۶/۶	+۰/۶	۰/۳
جمع آفریقا	۷۰/۹	۷۸/۸	۸۱/۰	۸۷/۸	+۸/۴	۳/۹
آسیا و اقیانوسیه						
استرالیا	۳۵/۳	۳۹/۵	۳۸/۷	۴۱/۹	+۸/۴	۱/۹
بنگلادش	۰/۱	۰/۳	۰/۲	۰/۲	+۷/۱	♦
چین	۴۳۶/۵	۵۳۳/۶	۶۱۲/۶	۶۴۰/۳	+۴/۵	۲۹/۰
هندوستان	۷۶/۴	۱۰۳/۱	۱۲۳/۶	۱۲۸/۳	+۳/۸	۵/۸
اندونزی	۰/۹	۳/۵	۴/۰	۴/۲	+۵/۰	۰/۲
ژاپن	۷۳/۷	۷۶/۰	۸۲/۰	۸۵/۹	+۴/۷	۳/۹
مالزی	۰/۳	۱/۳	۱/۱	۱/۴	+۲۳/۳	۰/۱
زلاتند نو	۰/۹	۱/۲	۱/۲	۱/۲	+۳/۲	۰/۱
پاکستان	۱/۳	۲/۱	۲/۲	۲/۲	-	۰/۱
فیلیپین	۱/۲	۱/۰	۱/۳	۱/۵	+۱۱/۱	۰/۱
سنگاپور	-	-	-	-	-	-
کره جنوبی	۲۲/۰	۲۴/۴	۲۶/۷	۲۷/۳	+۲/۱	۱/۲
تایوان	۷/۱	۱۱/۱	۱۶/۶	۱۷/۰	+۲/۶	۰/۸
تایلند	۱/۶	۳/۷	۶/۱	۷/۰	+۱۴/۱	۰/۳
سایر آسیا	۳۶/۴	۴۱/۴	۴۱/۶	۴۲/۶	+۲/۴	۱/۹
جمع آسیا و اقیانوسیه	۶۹۳/۷	۸۴۲/۲	۹۵۷/۹	۱۰۰۱/۰	+۴/۵	۴۵/۴
کل جهان	۲۰۹۹/۹	۲۲۴۴/۳	۲۱۸۴/۹	۲۲۱۰/۷	+۱/۲	۱۰۰/۰
شامل: کشورهای OECD	۹۰۵/۰	۹۴۶/۱	۹۰۱/۸	۹۰۶/۹	+۰/۶	۴۱/۰
اتحادیه اروپا	۳۱۰/۶	۲۹۶/۹	۲۳۷/۰	۲۳۲/۰	-۲/۱	۱۰/۵
سایر کشورهای EME _s □	۶۷۲/۷	۸۲۵/۱	۹۳۹/۴	۹۸۳/۱	+۴/۶	۴۴/۵

♦ رقم کمتر از ۰.۵ می باشد.
□ کشورهای اروپای مرکزی و شوروی سابق را در بر نمی گیرد.

جدول (۲-۱۶): مصرف انرژی هسته‌ای در جهان □

(میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
آمریکای شمالی						
ایالات متحده آمریکا	۱۰۴/۲	۱۵۶/۷	۱۷۳/۹	۱۸۲/۹	+ ۵/۱	۳۰/۷
کانادا	۱۵/۶	۱۸/۸	۲۷/۸	۲۵/۰	- ۱۰/۰	۴/۲
مکزیک	—	۰/۸	۱/۱	۲/۳	> ۱۰۰	۰/۴
جمع آمریکای شمالی	۱۱۹/۸	۱۷۶/۳	۲۰۲/۸	۲۱۰/۲	+ ۳/۶	۳۵/۳
آمریکای مرکزی و جنوبی						
آرژانتین	۱/۵	۱/۹	۲/۱	۱/۹	- ۸/۰	۰/۳
برزیل	۰/۹	۰/۶	♦	۰/۷	> ۱۰۰	۰/۱
شیلی	—	—	—	—	—	—
کلمبیا	—	—	—	—	—	—
ونزوئلا	—	—	—	—	—	—
سایر	—	—	—	—	—	—
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۲/۴	۲/۵	۲/۱	۲/۶	+ ۲۳/۹	۰/۴
اروپا						
اتریش	—	—	—	—	—	—
بلژیک و لوکزامبورگ	۸/۹	۱۱/۰	۹/۹	۱۰/۱	+ ۱/۴	۱/۷
جمهوری چک	۰/۶	۳/۲	۳/۳	۳/۳	—	۰/۵
دانمارک	—	—	—	—	—	—
فنلاند	۴/۹	۴/۹	۵/۰	۴/۹	- ۱/۱	۰/۸
فرانسه	۵۷/۸	۸۱/۰	۹۲/۷	۹۷/۳	+ ۵/۰	۱۶/۳
آلمان	۳۵/۸	۳۹/۳	۳۹/۰	۳۹/۸	+ ۲/۱	۶/۷
یونان	—	—	—	—	—	—
مجارستان	۱/۷	۳/۵	۳/۶	۳/۶	- ۰/۲	۰/۶
ایسلند	—	—	—	—	—	—
جمهوری ایرلند	—	—	—	—	—	—
ایتالیا	۱/۸	—	—	—	—	—
هلند	۱/۰	۰/۹	۱/۰	۱/۰	- ۰/۱	۰/۲
نروژ	—	—	—	—	—	—
لهستان	—	—	—	—	—	—
پرتغال	—	—	—	—	—	—
رومانی	—	—	—	—	—	—
اسلواکی	۲/۴	۳/۱	۳/۳	۳/۳	—	۰/۵
اسپانیا	۷/۲	۱۴/۰	۱۴/۳	۱۴/۳	+ ۰/۲	۲/۴
سوئد	۱۵/۱	۱۷/۶	۱۸/۹	۱۷/۳	- ۸/۵	۲/۹
سوئیس	۵/۸	۶/۱	۵/۹	۵/۹	+ ۰/۱	۱/۰
ترکیه	—	—	—	—	—	—
انگلستان	۱۵/۸	۱۷/۰	۲۲/۸	۲۳/۰	+ ۰/۸	۳/۹
سایر	۴/۴	۵/۰	۵/۴	۵/۴	+ ۰/۹	۰/۹
جمع اروپا	۱۶۳/۲	۲۰۶/۶	۲۲۵/۱	۲۲۹/۲	+ ۱/۸	۳۸/۴
شوروی سابق						
آذربایجان	—	—	—	—	—	—
روسیه سفید	—	—	—	—	—	—

□ ارقام بر اساس راندمان حرارتی متوسط یک نیروگاه هسته‌ای جدید (۳۳٪) محاسبه شده است.

جدول (۲-۱۶): مصرف انرژی هسته‌ای در جهان ... ادامه

(میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
قزاقستان	—	—	۰/۱	♦	-۷۸/۶	—
فدراسیون روسیه	۲۵/۶	۳۰/۵	۲۵/۲	۲۵/۶	+ ۱/۶	۴/۳
ترکمنستان	—	—	—	—	—	—
اوکراین	۱۳/۸	۱۹/۷	۱۷/۸	۱۶/۹	- ۴/۷	۲/۸
ازبکستان	—	—	—	—	—	—
سایر	۳/۸	۴/۴	۱/۷	۲/۷	+۶۰/۴	۰/۵
جمع شوروی سابق	۴۳/۲	۵۴/۶	۴۴/۸	۴۵/۲	+ ۱/۲	۷/۶
خاورمیانه						
ایران	—	—	—	—	—	—
عربستان سعودی	—	—	—	—	—	—
امارات متحده عربی	—	—	—	—	—	—
سایر	—	—	—	—	—	—
جمع خاورمیانه	—	—	—	—	—	—
آفریقا						
مصر	—	—	—	—	—	—
آفریقای جنوبی	۱/۴	۲/۳	۲/۶	۳/۱	+۱۶/۵	۰/۵
سایر	—	—	—	—	—	—
جمع آفریقا	۱/۴	۲/۳	۲/۶	۳/۱	+۱۶/۵	۰/۵
آسیا و اقیانوسیه						
استرالیا	—	—	—	—	—	—
بنگلادش	—	—	—	—	—	—
چین	—	—	—	—	—	—
هندوستان	۱/۲	۱/۷	۱/۳	۲/۰	- ۷/۵	۰/۶
اندونزی	—	—	—	—	—	—
ژاپن	۳۹/۲	۵۰/۵	۶۶/۹	۷۴/۳	۱۱۱/۰	۱۲/۵
مالزی	—	—	—	—	—	—
زلانده نو	—	—	—	—	—	—
پاکستان	۰/۱	۰/۱	۰/۲	۰/۱	-۱۶/۱	♦
فیلیپین	—	—	—	—	—	—
سنگاپور	—	—	—	—	—	—
کره جنوبی	۴/۳	۱۳/۶	۱۵/۱	۱۷/۳	+۱۴/۳	۲/۹
تایوان	۷/۴	۸/۵	۹/۰	۹/۱	+ ۱/۳	۱/۵
تایلند	—	—	—	—	—	—
سایر آسیا	—	—	—	—	—	—
جمع آسیا و اقیانوسیه	۵۲/۲	۷۴/۴	۹۶/۱	۱۰۶/۱	+۱۰/۵	۱۷/۸
کل جهان	۳۸۲/۲	۵۱۶/۷	۵۷۳/۵	۵۹۶/۴	+ ۴/۰	۱۰۰/۰
شامل: کشورهای OECD	۳۱۳/۱	۴۱۸/۶	۴۷۹/۲	۴۹۸/۱	+ ۳/۹	۸۳/۵
اتحادیه اروپا	۱۴۸/۳	۱۸۵/۷	۲۰۳/۶	۲۰۷/۷	+ ۲/۰	۳۴/۸
سایر کشورهای EME □	۱۶/۸	۲۸/۶	۳۳/۹	۳۷/۵	+۱۰/۷	۶/۳

♦ رقم کمتر از ۰/۵ه می‌باشد.

□ کشورهای اروپای مرکزی و شوروی سابق را در بر نمی‌گیرد.

جدول (۱۷-۲): مصرف برق آبی در جهان □

(میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
آمریکای شمالی						
ایالات متحده آمریکا	۲۴/۷	۲۴/۶	۲۱/۴	۲۵/۸	+۲۰/۳	۱۱/۸
کانادا	۲۶/۱	۲۵/۵	۲۸/۲	۲۸/۷	+ ۱/۶	۱۳/۱
مکزیک	۲/۳	۲/۰	۱/۷	۱/۹	+ ۹/۰	۰/۹
جمع آمریکای شمالی	۵۳/۱	۵۲/۱	۵۱/۳	۵۶/۴	+ ۹/۶	۲۵/۸
آمریکای مرکزی و جنوبی						
آرژانتین	۱/۸	۱/۶	۲/۱	۲/۱	+ ۲/۴	۱/۰
برزیل	۱۵/۳	۱۷/۸	۲۰/۹	۲۲/۳	+ ۶/۵	۱۰/۲
شیلی	۰/۹	۰/۸	۱/۶	۱/۶	+ ۳/۸	۰/۸
کلمبیا	۱/۶	۲/۴	۲/۸	۲/۸	+ ۰/۶	۱/۳
ونزوئلا	۱/۹	۳/۲	۴/۴	۴/۷	+ ۶/۶	۲/۲
سایر	۳/۰	۵/۶	۶/۶	۶/۶	- ۰/۷	۳/۰
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۲۴/۵	۳۱/۴	۳۸/۴	۴۰/۱	+ ۴/۵	۱۸/۵
اروپا						
اتریش	۲/۷	۲/۸	۳/۳	۳/۴	+ ۵/۰	۱/۶
بلژیک و لوکزامبورگ	۰/۲	۰/۱	۰/۱	۰/۱	+ ۵/۰	♦
جمهوری چک	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۱	-	۰/۱
دانمارک	♦	♦	♦	♦	-	♦
فنلاند	۱/۱	۰/۹	۱/۰	۱/۱	+ ۹/۷	۰/۵
فرانسه	۵/۵	۴/۹	۷/۰	۶/۵	- ۶/۴	۳/۰
آلمان	۱/۷	۱/۷	۱/۶	۱/۸	+ ۹/۸	۰/۸
یونان	۰/۲	۰/۲	۰/۲	۰/۳	+ ۲/۸	۰/۱
مجارستان	♦	♦	♦	♦	-	♦
ایسلند	۰/۳	۰/۴	۰/۴	۰/۴	+ ۱۰/۳	۰/۲
جمهوری ایرلند	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۱	-۳۳/۰	♦
ایتالیا	۳/۸	۳/۰	۴/۱	۳/۶	-۱۲/۲	۱/۷
هلند	-	♦	♦	♦	-	♦
نروژ	۸/۹	۱۰/۴	۹/۷	۱۰/۵	+ ۸/۶	۴/۸
لهستان	۰/۳	۰/۳	۰/۳	۰/۳	+ ۵/۶	۰/۲
پرتغال	۰/۹	۰/۸	۰/۹	۰/۷	-۲۱/۶	۰/۳
رومانی	۱/۰	۰/۹	۱/۱	۱/۴	+۲۸/۱	۰/۷
اسلواکی	۰/۲	۰/۲	۰/۳	۰/۳	-	۰/۱
اسپانیا	۲/۸	۲/۳	۲/۵	۲/۱	-۱۶/۸	۰/۹
سوئد	۶/۲	۶/۳	۵/۱	۵/۸	+۱۴/۶	۲/۷
سوئیس	۲/۸	۲/۷	۳/۴	۳/۵	+ ۳/۶	۱/۶
ترکیه	۱/۰	۲/۰	۲/۶	۳/۰	+۱۲/۸	۱/۴
انگلستان	۰/۶	۰/۶	۰/۶	۰/۵	-۱۰/۰	۰/۲
سایر	۲/۵	۲/۱	۲/۴	۲/۴	+ ۰/۸	۱/۱
جمع اروپا	۴۲/۹	۴۲/۸	۴۶/۸	۴۷/۹	+ ۲/۶	۲۲/۰
شوروی سابق						
آذربایجان	۰/۱	۰/۱	۰/۲	۰/۲	-	۰/۱
روسیه سفید	♦	♦	♦	♦	-	♦

□ ارقام بر اساس معادل انرژی اولیه برق تولیدی محاسبه شده است.

جدول (۱۷-۲): مصرف برق آبی در جهان ... ادامه

(میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
قزاقستان	۰/۴	۰/۶	۰/۷	۰/۷	-	۰/۳
فدراسیون روسیه	۱۳/۷	۱۴/۳	۱۵/۱	۱۵/۲	+ ۰/۷	۷/۰
ترکمنستان	۰/۱	-	-	-	-	-
اوکراین	۰/۹	۰/۹	۱/۱	۱/۱	-	۰/۵
ازبکستان	۰/۵	۰/۶	۰/۶	۰/۶	-	۰/۳
سایر	۲/۸	۳/۴	۳/۶	۳/۶	-	۱/۶
جمع شوروی سابق	۱۸/۵	۱۹/۹	۲۱/۳	۲۱/۴	+ ۰/۵	۹/۸
خاورمیانه						
ایران	۰/۵	۰/۶	۰/۷	۰/۸	+ ۹/۶	۰/۳
عربستان سعودی	-	-	-	-	-	-
امارات متحده عربی	-	-	-	-	-	-
سایر	۰/۳	۰/۲	۰/۳	۰/۴	+ ۴/۳	۰/۲
جمع خاورمیانه	۰/۸	۰/۸	۱/۰	۱/۲	+ ۷/۸	۰/۵
آفریقا						
مصر	۰/۷	۰/۸	۱/۰	۱/۰	+ ۴/۰	۰/۵
آفریقای جنوبی	۰/۲	۰/۲	۰/۲	۰/۲	- ۲۱/۸	۰/۱
سایر	۴/۱	۴/۹	۵/۰	۵/۱	+ ۱/۴	۲/۳
جمع آفریقا	۵/۰	۵/۹	۶/۲	۶/۳	+ ۱/۰	۲/۹
آسیا و اقیانوسیه						
استرالیا	۱/۴	۱/۳	۱/۴	۱/۳	- ۵/۲	۰/۶
بنگلادش	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۱	+ ۲/۹	♦
چین	۷/۹	۱۰/۹	۱۴/۳	۱۶/۲	+ ۱۲/۷	۷/۴
هندوستان	۴/۵	۵/۷	۶/۹	۷/۵	+ ۸/۷	۳/۴
اندونزی	۰/۲	۰/۵	۰/۷	۰/۸	+ ۴/۲	۰/۳
ژاپن	۷/۵	۸/۱	۶/۶	۷/۷	+ ۱۶/۹	۳/۵
مالزی	۰/۳	۰/۳	۰/۵	۰/۵	+ ۵/۶	۰/۲
زلاند نو	۱/۷	۲/۰	۲/۲	۲/۳	+ ۶/۱	۱/۱
پاکستان	۱/۱	۱/۵	۱/۸	۱/۹	+ ۲/۸	۰/۸
فیلیپین	۰/۵	۰/۵	۰/۵	۰/۵	+ ۷/۵	۰/۲
سنگاپور	-	-	-	-	-	-
کره جنوبی	۰/۳	۰/۵	۰/۴	۰/۵	+ ۳۳/۸	۰/۲
تایوان	۰/۶	۰/۷	۰/۸	۰/۸	-	۰/۴
تایلند	۰/۳	۰/۴	۰/۴	۰/۶	+ ۴۸/۵	۰/۳
سایر آسیا	۳/۰	۳/۶	۴/۳	۴/۵	+ ۳/۳	۲/۱
جمع آسیا و اقیانوسیه	۲۹/۴	۳۶/۱	۴۰/۹	۴۵/۲	+ ۱۰/۳	۲۰/۵
کل جهان						
شامل: کشورهای OECD	۱۷۴/۲	۱۸۹/۰	۲۰۵/۹	۲۱۸/۵	+ ۶/۰	۱۰۰/۰
اتحادیه اروپا	۱۰۲/۵	۱۰۲/۷	۱۰۴/۱	۱۱۱/۱	+ ۶/۷	۵۱/۰
سایر کشورهای EME _s □	۲۵/۸	۲۳/۷	۲۶/۵	۲۶/۰	- ۱/۸	۱۱/۹
	۴۹/۲	۶۲/۹	۷۶/۲	۸۱/۱	+ ۶/۴	۳۷/۲

♦ رقم کمتر از ۰/۵۰ می باشد.
□ کشورهای اروپای مرکزی و شوروی سابق را در بر نمی گیرد.

جدول (۱۸-۲): مصرف انرژی اولیه تجاری در جهان □

(میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
آمریکای شمالی						
ایالات متحده آمریکا	۱۷۳۹/۰	۱۹۳۰/۷	۲۰۳۵/۴	۲۰۶۹/۴	+۱/۷	۲۵/۴
کانادا	۱۸۴/۴	۲۰۲/۱	۲۲۲/۹	۲۲۵/۲	+۱/۰	۲/۸
مکزیک	۸۹/۷	۹۹/۰	۱۱۱/۶	۱۰۸/۳	-۳/۰	۱/۳
جمع آمریکای شمالی	۲۰۱۳/۱	۲۲۳۱/۸	۲۳۶۹/۹	۲۴۰۲/۹	+۱/۴	۲۹/۵
آمریکای مرکزی و جنوبی						
آرژانتین	۳۷/۶	۴۱/۲	۴۷/۲	۵۰/۲	+۶/۲	۰/۶
برزیل	۸۰/۲	۸۹/۷	۱۰۱/۰	۱۰۷/۷	+۶/۶	۱/۳
شیلی	۷/۲	۱۱/۲	۱۳/۸	۱۴/۷	+۶/۳	۰/۲
کلمبیا	۱۵/۸	۱۹/۱	۲۲/۰	۲۳/۲	+۵/۶	۰/۳
ونزوئلا	۳۴/۹	۴۱/۶	۴۹/۱	۵۱/۱	+۴/۱	۰/۶
سایر	۵۶/۷	۶۷/۳	۷۵/۳	۷۶/۷	+۳/۲	۱/۰
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۲۳۲/۴	۲۷۰/۱	۳۰۸/۴	۳۲۴/۵	+۵/۲	۴/۰
اروپا						
اتریش	۲۰/۶	۲۲/۳	۲۲/۸	۲۳/۱	+۱/۰	۰/۳
بلژیک و لوکزامبورگ	۴۹/۲	۵۵/۸	۵۵/۱	۵۶/۱	+۱/۷	۰/۷
جمهوری چک	۵۳/۳	۵۰/۲	۳۸/۰	۳۷/۹	-۰/۳	۰/۵
دانمارک	۱۸/۴	۱۶/۸	۲۰/۴	۲۰/۰	-۱/۹	۰/۳
فنلاند	۲۱/۰	۲۲/۳	۲۳/۲	۲۳/۰	-۱/۲	۰/۳
فرانسه	۱۹۳/۹	۲۲۰/۹	۲۲۹/۵	۲۳۵/۴	+۲/۶	۲/۹
آلمان	۳۶۰/۶	۳۵۱/۸	۳۳۲/۴	۳۶/۲۳	+۱/۱	۴/۱
یونان	۱۸/۳	۲۴/۰	۲۵/۵	۲۵/۸	+۱/۱	۰/۳
مجارستان	۲۸/۲	۲۷/۱	۲۳/۵	۲۴/۰	+۲/۲	۰/۳
ایسلند	۰/۹	۱/۱	۱/۲	۱/۳	+۳/۸	♦
جمهوری ایرلند	۷/۰	۸/۵	۹/۸	۱۰/۰	+۱/۶	۰/۱
ایتالیا	۱۳۲/۳	۱۵۱/۵	۱۴۸/۵	۱۵۲/۶	+۲/۸	۱/۹
هلند	۶۹/۷	۷۶/۴	۷۹/۶	۸۲/۱	+۳/۲	۱/۰
نروژ	۱۸/۳	۲۰/۱	۱۹/۹	۲۰/۹	+۴/۷	۰/۳
لهستان	۱۲۵/۵	۱۰۵/۳	۹۵/۷	۹۴/۷	-۱/۱	۱/۲
پرتغال	۱۰/۵	۱۴/۷	۱۶/۴	۱۷/۶	+۷/۲	۰/۲
رومانی	۶۴/۹	۵۹/۰	۴۲/۱	۴۵/۳	+۷/۵	۰/۶
اسلواکی	۱۹/۷	۱۹/۰	۱۷/۱	۱۷/۵	+۲/۳	۰/۲
اسپانیا	۷۴/۳	۸۹/۰	۹۴/۷	۹۸/۸	+۴/۳	۱/۲
سوئد	۴۲/۶	۴۳/۱	۴۳/۸	۴۳/۰	-۱/۸	۰/۵
سوئیس	۲۲/۱	۲۳/۲	۲۴/۲	۲۳/۴	-۳/۳	۰/۳
ترکیه	۲۸/۴	۴۹/۵	۵۴/۹	۶۰/۳	+۹/۹	۰/۷
انگلستان	۲۰۳/۳	۲۱۳/۳	۲۱۸/۲	۲۱۸/۷	+۰/۲	۲/۷
سایر	۷۳/۲	۷۴/۴	۵۵/۲	۵۷/۵	+۴/۱	۰/۷
جمع اروپا	۱۶۵۶/۲	۱۷۳۹/۳	۱۶۹۱/۷	۱۷۲۵/۲	+۲/۰	۲۱/۳
شوروی سابق						
آذربایجان	۲۰/۶	۲۲/۹	۱۵/۶	۱۵/۹	+۲/۰	۰/۲
روسیه سفید	۳۴/۶	۳۸/۴	۲۵/۳	۲۳/۶	-۶/۶	۰/۳

□ شامل سوخت‌های نظیر زغال‌نارس (تورب)، چوب، قهولات دامی و گیاهی نمی‌باشد.

جدول (۲-۱۸): مصرف انرژی اولیه تجاری در جهان ... ادامه

(میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۴	۱۹۹۵	تغییرات ۱۹۹۵ نسبت به ۱۹۹۴ (درصد)	سهم در کل ۱۹۹۵ (درصد)
قزاقستان	۶۶/۸	۷۳/۶	۵۶/۸	۴۹/۹	-۱۲/۱	۰/۶
فدراسیون روسیه	۸۰۴/۵	۸۵۳/۳	۶۶۴/۵	۶۲۴/۲	-۶/۱	۷/۷
ترکمنستان	۱۲/۹	۱۳/۶	۱۲/۹	۱۱/۱	-۱۳/۵	۰/۱
اوکراین	۲۳۵/۰	۲۷۳/۴	۱۵۸/۱	۱۴۷/۶	-۶/۷	۱/۸
ازبکستان	۴۴/۹	۵۰/۵	۴۶/۸	۴۶/۸	+۰/۱	۰/۶
سایر	۷۰/۹	۷۳/۶	۲۲/۸	۲۴/۰	+۴/۹	۰/۳
جمع شوروی سابق	۱۲۹۰/۲	۱۳۹۹/۳	۱۰۰۲/۸	۹۴۳/۱	-۵/۹	۱۱/۶
خاورمیانه						
ایران	۵۸/۱	۶۹/۲	۸۵/۹	۹۱/۹	+۶/۹	۱/۱
عربستان سعودی	۶۴/۲	۷۸/۶	۸۷/۴	۸۷/۳	-۰/۲	۱/۱
امارات متحده عربی	۱۶/۵	۲۷/۳	۳۵/۱	۳۴/۹	-۰/۳	۰/۴
سایر	۶۴/۱	۷۸/۳	۹۴/۳	۹۷/۶	+۳/۵	۱/۲
جمع خاورمیانه	۲۰۲/۹	۲۵۳/۴	۳۰۲/۷	۳۱۱/۷	+۲/۹	۳/۸
آفریقا						
مصر	۲۶/۰	۳۱/۶	۳۲/۷	۳۳/۳	+۲/۰	۰/۴
آفریقای جنوبی	۸۲/۰	۹۰/۵	۹۵/۲	۱۰۳/۵	+۸/۷	۱/۳
سایر	۷۳/۹	۹۰/۵	۹۹/۳	۱۰۰/۸	+۱/۵	۱/۲
جمع آفریقا	۱۸۱/۹	۲۱۲/۶	۲۲۷/۲	۲۳۷/۶	+۴/۶	۲/۹
آسیا و اقیانوسیه						
استرالیا	۷۶/۱	۸۹/۰	۹۱/۶	۹۶/۵	+۵/۳	۱/۲
بنگلادش	۴/۴	۶/۸	۸/۵	۹/۲	+۹/۱	۰/۱
چین	۵۴۶/۲	۶۶۸/۰	۷۹۵/۰	۸۳۳/۱	+۴/۸	۱۰/۲
هندوستان	۱۲۸/۸	۱۷۹/۶	۲۱۴/۸	۲۲۷/۳	+۵/۸	۲/۸
اندونزی	۳۵/۴	۵۳/۱	۶۵/۷	۶۹/۹	+۶/۴	۰/۹
ژاپن	۳۶۲/۷	۴۲۸/۳	۴۷۸/۲	۴۹۰/۲	+۲/۵	۶/۰
مالزی	۱۲/۴	۲۱/۵	۳۱/۳	۳۵/۱	+۱۲/۱	۰/۴
زلانده نو	۹/۲	۱۱/۸	۱۲/۸	۱۳/۰	+۱/۶	۰/۲
پاکستان	۱۷/۵	۲۴/۸	۳۰/۸	۳۱/۶	+۲/۵	۰/۴
فیلیپین	۹/۱	۱۳/۰	۱۶/۷	۱۸/۸	+۱۲/۵	۰/۲
سنگاپور	۱۱/۸	۱۹/۵	۲۷/۴	۲۸/۲	+۳/۲	۰/۴
کره جنوبی	۵۲/۷	۹۱/۱	۱۳۶/۸	۱۴۹/۰	+۸/۹	۱/۸
تایوان	۳۳/۳	۴۸/۹	۶۲/۳	۶۶/۱	+۶/۲	۰/۸
ناروژ	۱۵/۷	۲۸/۸	۴۴/۸	۴۹/۲	+۹/۷	۰/۶
سایر آسیا	۵۷/۱	۶۴/۵	۷۱/۰	۷۳/۶	+۳/۷	۰/۹
جمع آسیا و اقیانوسیه	۱۳۷۲/۴	۱۷۴۸/۷	۲۰۸۷/۷	۲۱۹۰/۸	+۴/۹	۲۶/۹
کل جهان						
شامل: کشورهای OECD	۶۹۴۹/۱	۷۸۵۵/۲	۷۹۹۰/۴	۸۱۳۵/۸	+۱/۸	۱۰۰/۰
اتحادیه اروپا	۳۷۵۲/۵	۴۱۶۵/۲	۴۳۷۲/۶	۴۴۵۰/۹	+۱/۸	۵۴/۷
سایر کشورهای EME	۱۲۲۱/۷	۱۳۱۰/۴	۱۳۱۹/۹	۱۳۴۲/۴	+۱/۷	۱۶/۵
	۱۵۴۱/۷	۱۹۵۵/۸	۲۳۴۳/۴	۲۴۶۵/۰	+۵/۲	۳۰/۳

♦ رقم کمتر از ۰/۵۰ می باشد.
□ کشورهای اروپای مرکزی و شوروی سابق را در بر نمی گیرد.

جدول (۱۹-۲): مصرف انرژی اولیه تجاری در سال ۱۹۹۵

(میلیون تن معادل نفت خام)

نام مناطق و کشورها	نفت	گاز طبیعی	زغال سنگ	انرژی هسته‌ای	برق آبی	جمع
آمریکای شمالی						
ایالات متحده آمریکا	۸۰۶/۸	۵۵۹/۵	۴۹۴/۴	۱۸۲/۹	۲۵/۸	۲۰۶۹/۴
کانادا	۸۰/۰	۶۶/۸	۲۴/۷	۲۵/۰	۲۸/۷	۲۲۵/۲
مکزیک	۷۱/۶	۲۷/۹	۴/۶	۲/۳	۱/۹	۱۰۸/۳
جمع آمریکای شمالی	۹۵۸/۴	۶۵۴/۲	۵۲۳/۷	۲۱۰/۲	۵۶/۴	۲۴۰۲/۹
آمریکای مرکزی و جنوبی						
آرژانتین	۲۰/۶	۲۴/۶	۰/۹	۱/۹	۲/۱	۵۰/۲
برزیل	۶۹/۹	۴/۴	۱۰/۵	۰/۷	۲۲/۳	۱۰۷/۷
شیلی	۹/۷	۱/۵	۱/۹	—	۱/۶	۱۴/۷
کلمبیا	۱۲/۱	۴/۴	۴/۰	—	۲/۸	۲۳/۲
ونزوئلا	۱۹/۱	۲۷/۲	۰/۱	—	۴/۷	۵۱/۱
سایر	۶۲/۴	۸/۲	۰/۵	—	۶/۶	۷۷/۶
جمع آمریکای مرکزی و جنوبی	۱۹۳/۸۰	۷۰/۳	۱۷/۹	۲/۶	۴۰/۱	۳۲۴/۵
اروپا						
اتریش	۱۱/۱	۶/۰	۲/۵	—	۳/۴	۲۳/۱
بلژیک و لوکزامبورگ	۲۵/۹	۱۰/۷	۹/۳	۱۰/۱	۰/۱	۵۶/۱
جمهوری چک	۷/۵	۵/۹	۲۱/۱	۳/۳	۰/۱	۳۷/۹
دانمارک	۱۰/۶	۲/۹	۶/۶	—	♦	۲۰/۰
فنلاند	۱۰/۰	۲/۹	۴/۱	۴/۹	۱/۱	۲۳/۰
فرانسه	۸۹/۰	۲۹/۶	۱۳/۰	۹۷/۳	۶/۵	۲۳۵/۴
آلمان	۱۳۵/۱	۶۷/۰	۹۲/۵	۳۹/۸	۱/۸	۳۳۶/۲
یونان	۱۷/۰	♦	۸/۵	—	۰/۳	۲۵/۸
مجارستان	۸/۱	۹/۰	۳/۲	۳/۶	♦	۲۴/۰
ایسلند	۰/۸	—	۰/۱	—	۰/۴	۱/۳
جمهوری ایرلند	۵/۸	۲/۱	۲/۰	—	۰/۱	۱۰/۰
ایتالیا	۹۴/۹	۴۳/۰	۱۱/۱	—	۳/۶	۱۵۲/۶
هلند	۳۸/۰	۳۳/۴	۹/۷	۱/۰	♦	۸۲/۱
نروژ	۹/۶	♦	۰/۷	—	۱۰/۵	۲۰/۹
لهستان	۱۵/۴	۸/۹	۷۰/۰	—	۰/۳	۹۴/۷
پرتغال	۱۲/۹	—	۳/۹	—	۰/۷	۱۷/۶
رومانی	۱۳/۰	۲۱/۲	۹/۷	—	۱/۴	۴۵/۳
اسلواکی	۴/۳	۴/۶	۵/۰	۳/۳	۰/۳	۱۷/۵
اسپانیا	۵۶/۱	۷/۴	۱۸/۹	۱۴/۳	۲/۱	۹۸/۸
سوئد	۱۷/۱	۰/۷	۲/۱	۱۷/۲	۵/۸	۴۳/۰
سوئیس	۱۱/۸	۲/۰	۰/۲	۵/۹	۳/۵	۲۳/۴
ترکیه	۲۸/۴	۷/۷	۲۱/۲	—	۳/۰	۶۰/۳
انگلستان	۸۱/۷	۶۵/۸	۴۷/۸	۲۳/۰	۰/۵	۲۱۸/۷
سایر	۲۱/۵	۸/۳	۱۹/۸	۵/۴	۲/۴	۵۷/۵
جمع اروپا	۷۲۵/۶	۳۳۹/۱	۳۸۳/۰	۲۲۹/۲	۴۷/۹	۱۷۲۵/۲
شوروی سابق						
آذربایجان	۸/۵	۷/۲	—	—	۰/۲	۱۵/۹
روسیه سفید	۱۲/۳	۱۱/۱	۰/۳	—	♦	۲۳/۶

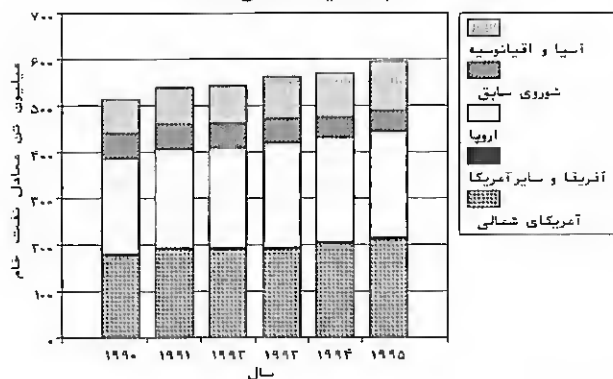
جدول (۱۹-۲): مصرف انرژی اولیه تجاری در سال ۱۹۹۵ ادامه

(میلیون تن معادل نفت خام)

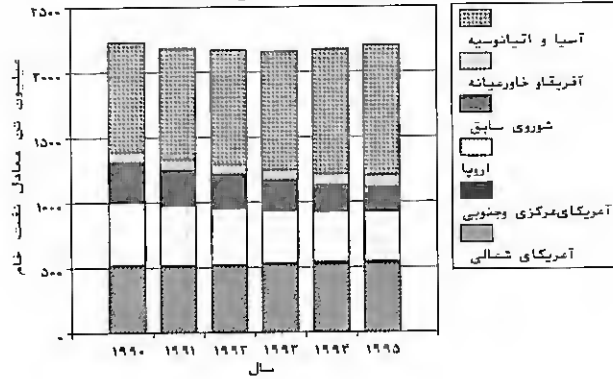
نام مناطق و کشورها	نفت	گاز طبیعی	زغال سنگ	انرژی هسته‌ای	برق آبی	جمع
قزاقستان	۱۲/۰	۹/۷	۲۷/۵	♦	۰/۷	۴۹/۹
فدراسیون روسیه	۱۴۶/۱	۳۱۷/۹	۱۱۹/۴	۲۵/۶	۱۵/۲	۶۲۴/۲
ترکمنستان	۳/۹	۷/۲	♦	—	—	۱۱/۱
اوکراین	۱۸/۹	۶۸/۶	۴۲/۱	۱۶/۹	۱/۱	۱۴۷/۶
ازبکستان	۶/۷	۳۸/۱	۱/۴	—	۰/۶	۴۶/۸
سایر	۶/۳	۱۰/۳	۱/۰	۲/۷	۳/۶	۲۴/۰
جمع شوروی سابق	۲۱۴/۷	۴۷۰/۱	۱۹۱/۷	۴۵/۲	۲۱/۴	۹۴۳/۱
خاورمیانه						
ایران	۵۸/۰	۳۱/۸	۱/۴	—	۰/۸	۹۱/۹
عربستان سعودی	۵۱/۶	۳۵/۶	—	—	—	۸۷/۳
امارات متحده عربی	۱۶/۵	۱۸/۴	—	—	—	۳۴/۹
سایر	۶۰/۴	۳۲/۶	۴/۲	—	۰/۴	۹۷/۶
جمع خاورمیانه	۱۸۶/۵	۱۱۸/۴	۵/۶	—	۱/۲	۳۱۱/۷
آفریقا						
مصر	۲۱/۷	۹/۷	۰/۹	—	۱/۰	۳۳/۳
آفریقای جنوبی	۲۰/۰	—	۸۰/۳	۳/۱	۰/۲	۱۰۳/۵
سایر	۶۱/۰	۲۸/۲	۶/۶	—	۵/۱	۱۰۰/۸
جمع آفریقا	۱۰۲/۷	۳۷/۹	۸۷/۸	۳/۱	۶/۳	۲۳۷/۶
آسیا و اقیانوسیه						
استرالیا	۳۵/۲	۱۸/۰	۴۱/۹	—	۱/۳	۹۶/۵
بنگلادش	۲/۳	۶/۶	۰/۲	—	۰/۱	۹/۲
چین	۱۵۷/۵	۱۵/۸	۶۴۰/۳	۳/۳	۱۶/۲	۸۳۳/۱
هندوستان	۷۲/۵	۱۷/۰	۱۲۸/۳	۲/۰	۷/۵	۲۲۷/۳
اندونزی	۳۸/۶	۲۶/۳	۴/۲	—	۰/۸	۶۹/۹
ژاپن	۲۶۷/۳	۵۵/۰	۸۵/۹	۷۴/۳	۷/۷	۴۹۰/۲
مالزی	۲۰/۱	۱۳/۱	۱/۴	—	۰/۵	۳۵/۱
زلاند نو	۵/۶	۳/۹	۱/۲	—	۲/۳	۱۳/۰
پاکستان	۱۵/۳	۱۲/۱	۲/۲	۰/۱	۱/۹	۳۱/۶
فیلیپین	۱۶/۸	♦	۱/۵	—	۰/۵	۱۸/۸
سنگاپور	۲۶/۹	۱/۴	—	—	—	۲۸/۲
کره جنوبی	۹۴/۸	۹/۲	۲۷/۳	۱۷/۳	۰/۵	۱۴۹/۰
تایوان	۳۵/۴	۳/۹	۱۷/۰	۹/۱	۰/۸	۶۶/۱
نابلدن	۳۳/۳	۸/۳	۷/۰	—	۰/۶	۴۹/۲
سایر آسیا	۲۳/۶	۳/۰	۴۲/۶	—	۴/۵	۷۳/۶
جمع آسیا و اقیانوسیه	۸۴۵/۲	۱۹۳/۶	۱۰۰۱/۰	۱۰۶/۱	۴۵/۲	۲۱۹۰/۸
کل جهان	۳۲۲۶/۹	۱۸۸۳/۶	۲۲۱۰/۷	۵۹۶/۴	۲۱۸/۵	۸۱۳۵/۸
شامل: کشورهای OECD	۱۹۲۲/۳	۱۰۱۲/۳	۹۰۶/۹	۴۹۸/۱	۱۱۱/۱	۴۴۵۰/۹
اتحادیه اروپا	۶۰۵/۲	۲۷۱/۵	۲۳۲/۰	۲۰۷/۷	۲۶/۰	۱۳۴۲/۴
سایر کشورهای EME	۱۰۲۰/۳	۳۴۳/۰	۹۸۳/۱	۳۷/۵	۸۱/۱	۲۴۶۵/۰

♦ رقم کمتر از ۰/۵ می باشد.
□ کشورهای اروپای مرکزی و شوروی سابق را در بر نمی گیرد.

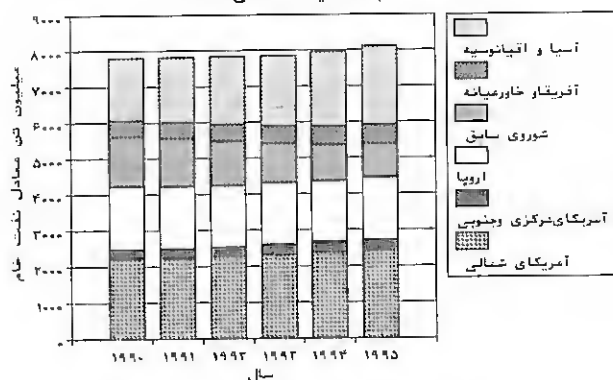
نمودار ۳۵: مصرف انرژی هسته‌ای در چین
به تفکیک مناطق مختلف



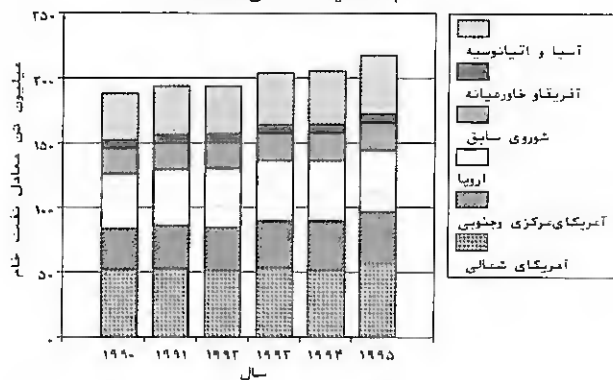
نمودار ۳۴: مصرف زغال سنگ در چین
به تفکیک مناطق مختلف



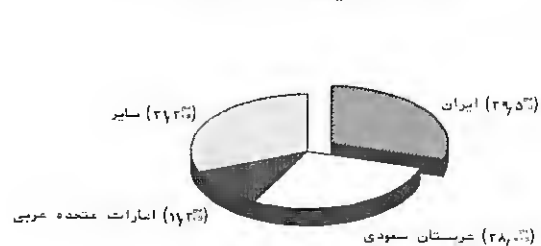
نمودار ۳۷: مصرف انرژی اولیه در چین
به تفکیک مناطق مختلف



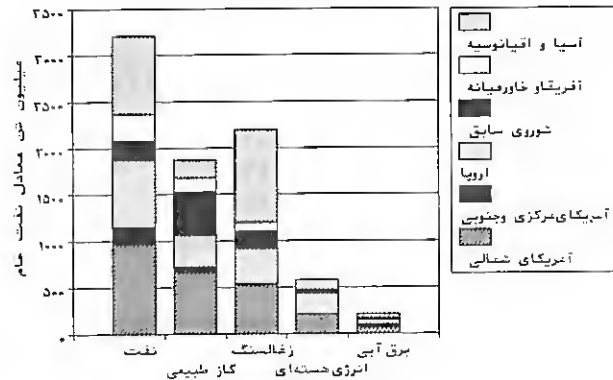
نمودار ۳۶: مصرف انرژی برق آبی در چین
به تفکیک مناطق مختلف



نمودار ۳۹: توزیع مصرف انرژی اولیه
منطقه خاورمیانه در سال ۱۹۹۵



نمودار ۳۸: مصرف انرژی اولیه به تفکیک
مناطق مختلف جهان : ۱۹۹۵



جدول (۲۰-۲): قیمت و درصد مالیات در قیمت گاز طبیعی در کشورهای OECD در سال ۱۹۹۵

(دلار آمریکا به ازاء ۱۰^۷ کیلو کالری)

کشور	صنعت		نیروگاههای برق		خانگی	
	قیمت	مالیات (درصد)	قیمت	مالیات (درصد)	قیمت	مالیات (درصد)
استرالیا	—	—	—	—	—	—
اتریش	۱۹۴/۵	۰/۰	—	—	۴۵۹/۸	۱۶/۷
بلژیک	۱۴۱/۵	۰/۰	۱۰۹/۷	۰/۰	۴۹۱/۵	۲۱/۰
کانادا	۶۹/۸	—	—	—	۱۶۲	—
دانمارک	—	—	—	—	۶۹۱/۶	۲۰/۰
فنلاند	۱۶۰/۷	۹/۴	—	—	۱۹۶/۱	۲۵/۷
فرانسه	۱۶۱/۰	۰/۰	—	—	۵۰۰/۵	۱۶/۴
آلمان	—	—	—	—	—	—
یونان	—	—	—	—	—	—
مجارستان	۲۹/۳	۰/۰	۲۴/۴	۰/۰	۳۸/۱	۱۰/۷
ایرلند	۳۱۸/۳	۰/۰	—	—	۴۷۳/۶	۱۱/۱
ایتالیا	۱۷۳/۷	۹/۶	۱۳۰/۲	—	—	—
ژاپن	—	—	—	—	—	—
لوکزامبورگ	—	—	—	—	۲۹۸	۵/۷
مکزیک	۷۰/۲	۱۲/۳	۷۰/۲	۱۲/۳	—	—
هلند	۱۴۸/۹	۷/۰	۱۴۳/۲	۷/۳	۲۶۰/۱	۱۹/۴
زلاندنو	۲۲۸/۰	۱۶/۶	—	—	۳۶۳/۱	۱۴/۵
نروژ	—	—	—	—	—	—
پرتغال	—	—	—	—	—	—
اسپانیا	—	—	—	—	—	—
سوئد	—	—	—	—	—	—
سوئیس	۲۹۶/۹	۱/۷	—	—	۵۳۷/۸	۷/۰
ترکیه	۱۵۷/۴	۷/۴	۱۶۱/۹	۷/۴	۲۱۰/۵	۷/۴
انگلستان	۱۲۷/۱	۰/۰	۱۱۸/۲	۰/۰	۳۱۱/۷	۷/۴
ایالات متحده آمریکا	۱۰۴/۱	—	۷۶/۹	—	۲۳۷/۶	—
کشورهای OECD اروپائی	—	—	—	—	—	—
کشورهای OECD	—	—	—	—	—	—

جدول (۲۱-۲): قیمت و درصد مالیات دریافتی بنزین در کشورهای OECD در سال ۱۹۹۵

(لیتر به دلار آمریکا)

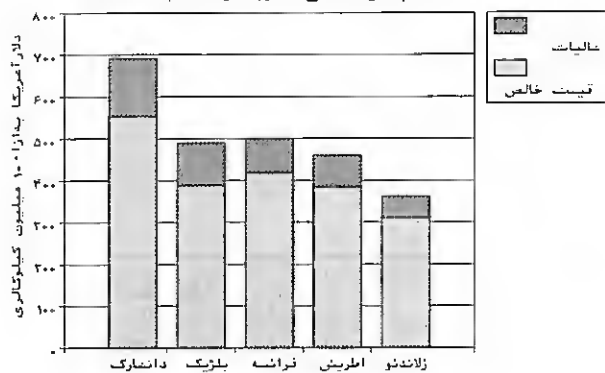
کشور	بنزین سرب‌دار		بنزین بدون سرب	
	قیمت	مالیات (درصد)	قیمت	مالیات (درصد)
استرالیا	۰/۵۲۹	۵۸/۱	۰/۵۳۴	۵۴/۶
اتریش	—	—	۱/۱۲۱	۶۷/۲
بلژیک	۱/۱۵۱	۷۴/۷	۱/۰۳۶	۷۲/۳
کانادا	—	—	—	—
دانمارک	۱/۰۸۶	۷۲/۲	۰/۵۲۹	۷۰/۵
فنلاند	—	—	۱/۱۱۲	۷۴/۲
فرانسه	۱/۱۷۵	۸۲/۲	۱/۱۲۶	۸۰/۲
آلمان	۱/۱۸۱	۷۷/۰	۱/۰۸۲	۷۶/۳
یونان	۰/۸۸۲	۷۴/۰	۰/۸۲۲	۶۹/۹
مجارستان	—	—	۰/۱۹۳	۶۷/۴
ایرلند	۰/۹۷۱	۶۷/۲	۰/۹۰۲	۶۶/۳
ایتالیا	۱/۱۲۴	۷۵/۸	۱/۰۵۷	۷۳/۲
ژاپن	—	—	—	—
لوکزامبورگ	۰/۹۵	۷۰/۵	۰/۸۴۱	۶۷/۲
مکزیک	—	—	—	—
هلند	۱/۲۸۴	۷۵/۹	۱/۱۷۸	۷۴/۱
زلاندنو	۰/۶۲۳	۴۷/۸	—	—
نروژ	۱/۳۸۴	۷۰/۲	۱/۲۷۹	۶۶/۴
پرتغال	۱/۰۳۹	۷۴/۰	۱/۰۲۶	۷۰/۹
اسپانیا	۰/۹۰۵	۶۹/۲	۰/۸۵۷	۶۷/۶
سوئد	۱/۱۰۶	۷۸/۳	۱/۰۵۲	۷۳/۵
سوئیس	۱/۰۴۱	۷۲/۶	۰/۹۶۶	۷۰/۸
ترکیه	۰/۶۳۸	۶۷/۸	۰/۶۳۸	۶۶/۶
انگلستان	۰/۹۴۶	۷۵/۵	۰/۸۵۸	۷۳/۰
ایالات متحده آمریکا	—	—	۰/۳۵۳	۲۸/۶
کشورهای OECD اروپایی	۱/۰۸۰	—	—	—
کشورهای OECD	—	—	—	—

جدول (۲-۲۲): قیمت و درصد مالیات دریافتی برق در کشورهای OECD در سال ۱۹۹۵

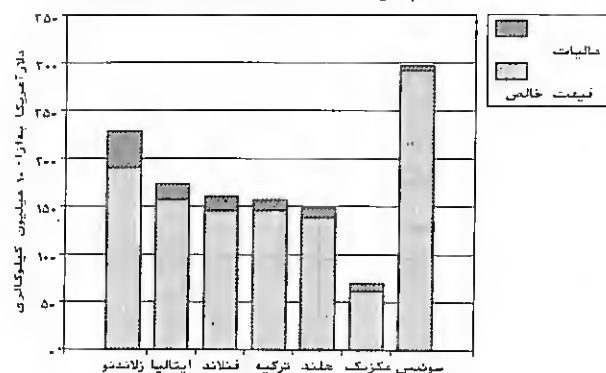
(کیلووات ساعت به دلار آمریکا)

خانگی		صنعت		کشور
مالیات (درصد)	قیمت	مالیات (درصد)	قیمت	
—	—	—	—	استرالیا
—	—	۰/۰	۰/۰۸۱	اتریش
—	—	—	—	بلژیک
—	—	—	—	کانادا
۵۶/۸	۰/۲۰۹	۱۲/۹	۰/۰۶۹	دانمارک
۱۸/۰	۰/۱۰۹	۰/۰	۰/۰۶۳	فنلاند
۲۱/۵	۰/۱۶۷	۰/۰	۰/۰۶	فرانسه
۱۹/۸	۰/۲۰۴	۷/۸	۰/۱۰۱	آلمان
۱۵/۳	۰/۱۱۳	۰/۰	۰/۰۶۲	یونان
۱۰/۷	۰/۰۱۵	۰/۰	۰/۰۱۱	مجارستان
۱۱/۲	۰/۱۳۲	۰/۰	۰/۰۶۶	ایرلند
۲۴/۰	۰/۱۶۹	۱۷/۸	۰/۰۹۳	ایتالیا
—	—	—	—	ژاپن
۵/۸	۰/۱۴۶	—	—	لوکزامبورگ
۱۲/۳	۰/۰۴۵	۱۲/۳	۰/۰۳۱	مکزیک
۱۷/۴	۰/۱۳۶	۰/۰	۰/۰۷	هلند
۱۱/۱	۰/۰۷۸	۰/۰	۰/۰۳۹	زلاتندو
۲۷/۲	۰/۰۷۸	—	—	نروژ
۸/۴	۰/۱۸۱	۰/۰	۰/۱۲۲	پرتغال
۱۳/۸	۰/۱۹۴	۰/۰	۰/۰۸۲	اسپانیا
۳۳/۴	۰/۰۹۴	۰/۰	۰/۰۳۹	سوئد
۶/۱	۰/۱۶۵	۰/۰	۰/۱۲۵	سوئیس
۱۷/۱	۰/۰۷۶	۱۳/۹	۰/۰۷۶	ترکیه
۷/۴	۰/۱۲۴	۰/۰	۰/۰۶۸	انگلستان
—	۰/۰۸۴	—	۰/۰۴۷	ایالات متحده آمریکا
—	—	—	—	کشورهای OECD اروپائی
—	—	—	—	OECD

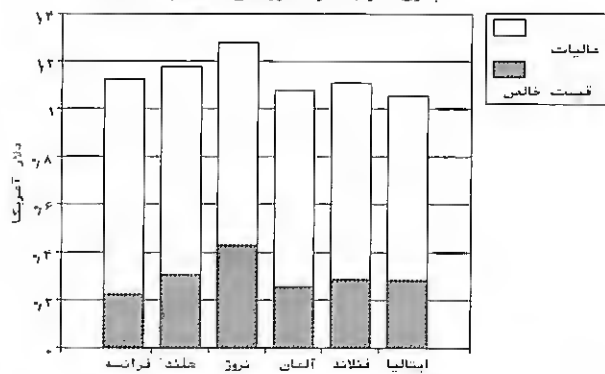
شماره ۳۱: قیمت و مالیات گاز طبیعی
در بخش خانگی کشورهای منتخب OECD



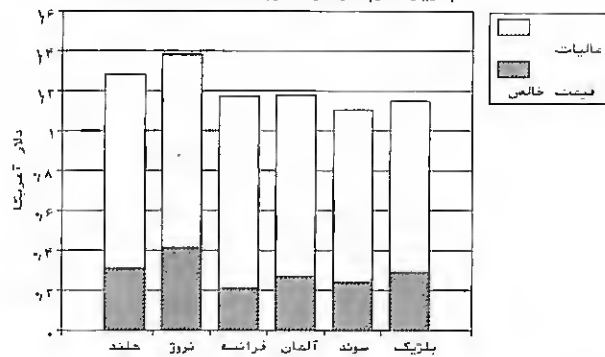
شماره ۳۰: قیمت و مالیات گاز طبیعی
در بخش صنعت کشورهای منتخب OECD



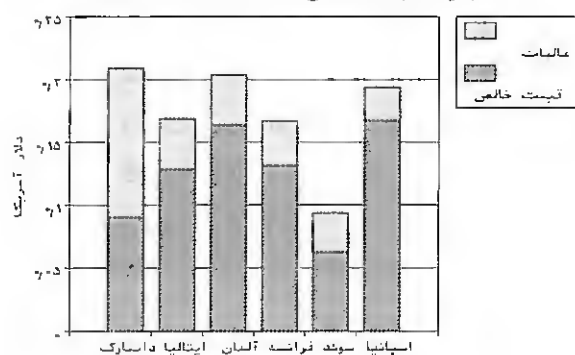
شماره ۳۳: قیمت و مالیات حرلیتر بنزین
بدون سرب در کشورهای منتخب OECD



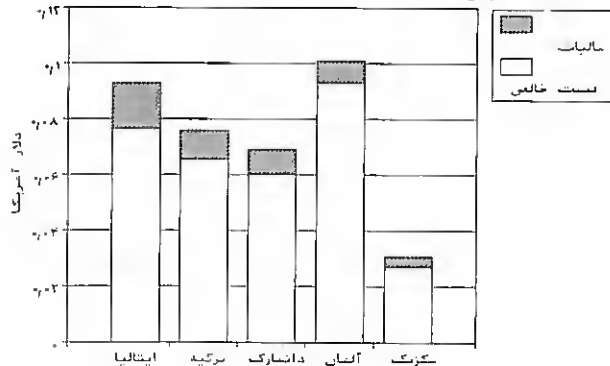
شماره ۳۲: قیمت و مالیات حرلیتر بنزین
سربدار در کشورهای منتخب OECD



شماره ۳۵: قیمت و مالیات حرکیلووات ساعت
برق در بخش خانگی کشورهای منتخب OECD



شماره ۳۴: قیمت و مالیات حرکیلووات ساعت
برق در بخش صنعت کشورهای منتخب OECD



ضمیمہ

- اصطلاحهای عمومی انرژی

General energy terms

نهاده می‌شود.

۱-۷ انرژی طبیعی:

Natural energy

همه شکلها با منابع طبیعی موجود انرژی هستند، بدون آنکه امکانات فنی یا اقتصادی بهره‌برداری از آنها به حساب آورده شده باشد.

۱-۸ سوختهای کانی و فسیلی:

Mineral and fossil fuels

مواد خام استخراج شده با قابل استخراج از منبع‌های کانی طبیعی دارای انرژی که بتوان انرژی آنها را از راه واکنشهای شیمیایی یا فیزیکی (یا واگردانی هسته‌ای) آزاد ساخت. موارد زیرین سوختهای کانی می‌باشند: سوختهای فسیلی جامد مایع - گازی و سوختهای هسته‌ای.

۱-۹ منابع سوختهای کانی و فسیلی:

Resources of mineral and fossil fuels

تجمع طبیعی سوختهای کانی و فسیلی شناخته شده و مفروضی که ارزش اقتصادی داشته یا آنکه ارزش اقتصادی‌شان در آینده نزدیکی قابل پیش‌بینی باشد.

۱-۱۰ ذخایر سوختهای کانی و فسیلی:

Reserves of mineral and fossil fuels

منبع‌های شناخته سوختهای کانی و فسیلی هستند که در شرایط محلی حاکم در زمان ارزیابی و بطور اقتصادی استخراج می‌باشند.

۱-۱۱ قیمت‌گذاری:

Pricing

تعریف نظامهای قیمت برای خرید و فروش کالاها و خدمات بر پایه شرایط داده شده فنی، اقتصادی و نهادی، می‌باشد.

۱-۱ کارزایی (انرژی زایا):

Exergy

معیار قابلیت تبدیل انرژی است. بیشترین میزان از یک مقدار مفروض انرژی که در شرایط ترمودینامیکی (گرما نیرو زایی) حاکم بر محیط می‌تواند به صورت دیگری از انرژی درآید.

۱-۲ ناکارزا:

Anergy

انرژی‌ای است که نتوان آن را به صورت دیگری تبدیل کرد (مانند گرمای محیط).

۱-۳ انرژی نخستین (اولیه):

Primary energy

انرژی‌ای است که در معرض هیچ فرآیند تبدیل یا واگردانی قرار نگرفته باشد.

۱-۴ انرژی دومین (ثانویه). انرژی اشتقاقی:

Derived energy (secondary energy)

انرژی‌ای است که از راه تبدیل یا واگردانی انرژی نخستین یا از تبدیل انرژی دومین به صورت دیگری از انرژی بدست می‌آید.

۱-۵ انرژی پایانی (انرژی عرضه شدنی)

Final energy (energy supplied)

انرژی‌ای است که پیش از کاربری پایانی (تبدیل یا واگردانی نهایی) در دسترس کاربر، گذارده می‌شود.

۱-۶ انرژی سودمند (مفید)

Useful energy

انرژی‌ای است که پس از تبدیل پایانی (یعنی در کاربری نهایی) به صورت مفید در دسترس کاربر

۱-۱۲ نظامهای تعرفه‌بندی:

Tariff systems

ساختار یکنواخت قیمتهای پیشنهادی در نواحی محدود برای گروههایی همانند از مصرف‌کنندگان (مانند: خانگی، کشاورزی، یا بخشهای خدمات) یا در زمینه‌های کاربری یکسان (مانند: ترابری، روشنایی، پخت و پز، گرماسانی) می‌باشد. شکل‌بندی ساختارهای تعرفه بر حسب کشور، نوع فرآورده یا خدمات فرق می‌کند. برای برق، گاز و گرماسانی ناحیه‌ای نرخ‌گذاری یا به تنهایی وابسته به انرژی است، مانند نرخ‌گذاری برای کاربران (مصرف‌کنندگان) کوچک، که می‌توانند متمایز شوند، و یا یک نرخ‌گذاری دو قیمته است، بدین معنا که در آن، یک بهر یا سهم ثابت (در رابطه با توان، شمار اتاقتها، زمینهای زیر کشت و موارد دیگر) در نظر گرفته می‌شود و سپس مقدار انرژی مصرفی که با مشخص ساختن زمانهای قله‌بار و زمانهای بیرون از ساعت قله بار و یا مصرف‌های فصلی محاسبه می‌گردند.

۱-۱۳ قیمت پایه:

Marker price

قیمت نفت‌خام مبنا که برپایه آن مابه‌التفاوت نفت‌های خام دیگر محاسبه می‌شود.

۱-۱۴ بازار درجا (بازار آزاد):

Spot market

بازاری است که در آن تحویل و فروش فرآورده‌ها در کوتاه‌مدت انجام می‌شود، یعنی مقادیر حاشیه‌ای (مازادی) که مشمول هیچ پیمانی نمی‌باشند.

۱-۱۵ قیمت درجا:

Spot price

قیمتی است که با آن فرآورده‌های نفتی در بازار

درجا داد و ستد می‌شوند. این قیمت نوسان بسیار دارد که نمایانگر روند کلی (حاکم بر این) بازار می‌باشد.

۱-۱۶ سقف فرآوری (تولید مجاز). سهمیه‌بندی تولید:

Production quota

مقدار یک فرآورده برای نمونه نفت‌خامی است که یک کشور با شرکت مجاز است در طی مدت معین تولید نماید.

۱-۱۷ سهمیه‌بندی واردات:

Import quota

نظامی است که معمولاً برای محدودیت واردات احتمالی مقادیری از یک فرآورده فرضی، توسط دولت اعمال می‌شود.

۱-۱۸ فلات قاره:

Continental shelf

فلات قاره به بستر دریا و خاکهای نواحی زیر آب نزدیک به (مجاور) ساحل گفته می‌شود که تا فراسوی حد آبهای مرزی، تا ژرفای ۲۰۰ متر و یا آن سوی حد تا جائیکه ژرفای آب مناسب برای استخراج منابع طبیعی از کف دریا در مناطق پیش گفته باشد، فرا می‌رود، کشورهای ساحلی بر روی فلات قاره به منظور اکتشاف و بهره‌برداری از منابع طبیعی، حق حاکمیت دارند.

۱-۱۹ ناحیه اقتصادی:

Economic zone

ناحیه‌ای فراسو و مجاور فلات قاره را گویند که کشور ساحلی بر روی آن به منظور اکتشاف، بهره‌برداری و حفاظت هر گونه منبعی، حق حاکمیت دارد. ناحیه اقتصادی می‌تواند تا حد ۲۰۰ مایل دریایی (۳۷۰ کیلومتر) از ساحل آن کشور ادامه

یابند.

۲-۲ ذخایر اثبات شده - انباشتگاههای مشخص شده:

Proven (proved) reserves

ذخایری از هیدروکربورها هستند که با بهره‌گیری از دانش فنی در دسترس و در شرایط اقتصادی موجود با ارائه دلایل قطعی در باره مخازن شناخته شده (در برخی از روش‌های رده‌بندی، مخازن حفاری شده را هم به حساب می‌آورند) میزان بازیابی از آنها با اطمینان کامل برآورد می‌شود.

۲-۳ افزایش بازیابی نفت:

Enhanced oil recovery (EOR)

روش‌هایی پیشرفته برای بازیابی نفت از انباشتگاهها افزون بر میزان برداشت اقتصادی از آنهاست، که با روش‌های بازیابی اولیه و ثانویه سنتی انجام می‌گیرد. پیشرفت و توسعه این روشها امکان می‌دهد تا از مخازن موجود در گسترده‌ای وسیعتر بهره‌برداری نمود. این روشهای فنی بازیابی شامل:

- روشهایی که مستلزم تزریق حلالهای قابل امتزاج به درون مخزن گازهای هیدروکربوری و گاز کربنیک می‌باشند، روشهای گرمایشی مستلزم تزریق بخار آب یا سوزاندن بخشی از هیدروکربورها در محل هستند.
- روشهای شیمیایی که مستلزم بهینه‌سازی تزریق آب، با افزودن مواد شیمیایی به آن است مانند بی‌کربنات سدیم، عاملهای ترساز، پلیمرهای (بسیارهای) محلول در آب.

۲-۴ پالایش:

Refining

فرآیندهای صنعتی است که برای تبدیل نفت خام به فرآورده‌های مناسب برای مصرف کاربران انجام می‌گیرد مانند: سوختهای موتور، سوختهای خانگی و صنعتی، حلالها، روان‌سازها، قیرها و دیگر موارد.

۱-۲۰ انرژی بازرگانی - انرژی تجاری

Commercial energy

صورتی از انرژی است که در معرض داد و ستدهای بازرگانی می‌باشد و بدین ترتیب مقدار آن آسانتر تعیین می‌گردد.

۱-۲۱ مصرف پایانی - مصرف نهایی:

Final consumption

مصرف انرژی اندازه‌گیری شده برای کاربریهای (پایانی) است. این مصرف نمایانگر مقدار انرژی واقعی عرضه شده به مصرف‌کننده می‌باشد.

۱-۲۲ مصرف بار قله:

Peak load

مصرف انرژی در یک شبکه است هنگامیکه درخواست بار از شبکه در بالاترین اندازه خود باشد.

۱-۲۳ مصرف بار پایه:

Base load

مصرف انرژی (ثابت) بدون وجود تغییرات ساعتی، روزانه یا هفتگی است که در یک دوره بلند که معمولاً یکسال می‌باشد در نظر گرفته می‌شود.

۲- سوختهای مایع

Liquid Fuels

۲-۱ ذخایر:

Reserve

قسمتی از منابع شناخته شده هیدروکربورهای مایع یا گازی موجود در زمین می‌باشند که برآورد یا اندازه‌گیری شده‌اند.

۲-۵ فرآورده‌های نفتی:

Petroleum products

فرآورده‌های نفتی به آن دسته از فرآورده‌ها گفته می‌شود که به طور مستقیم از راه چکیده‌گیری نفت بدست می‌آیند. هر پالایشگاه سه گونه فرآورده می‌سازد: فرآورده‌های پایانی که مستقیماً برای مصرف تحویل می‌شوند، فرآورده‌های نیمه آماده که به عنوان ماده اولیه برای تولید فرآورده‌های گوناگون هستند و پس از آنکه کیفیتشان با افزایش مواد افزودنی بهبود یافت، به کار می‌روند: فرآورده‌های جنبی یا فرآورده‌های میانی از قبیل نفتا که به عنوان مواد اولیه در پتروشیمی کاربرد دارند.

۲-۶ گاز نفت مایع شده (گاز مایع شده پالایشگاهی):

Liquefied petroleum gas (LPG)

liquefied refinery gas (LRG)

آمیزه‌ای است از هیدروکربورهای سبک، هیدروکربورهای گازی در شرایط عادی دما و فشار که با افزایش فشار و کاهش دما، به حالت مایع درآمده و نگهداری می‌شوند، اجزاء اصلی آن پروپان، پروپن، بوتان و بوتن می‌باشند. ترکیب ویژگی‌های آنها بستگی به ویژگیهای استاندارد ملی در هر کشور دارد.

۲-۷ سوخت موتور:

Motor fuel

یک فرآورده شیمیایی است که همراه هوا در یک موتور درون‌سوز می‌سوزد و تولید انرژی مکانیکی می‌کند. این اصطلاح در آغاز به فرآورده‌های مصرفی در موتورهای جرقه‌ای (درون‌سوز) گفته می‌شد ولی اینک به همه فرآورده‌هایی گفته می‌شود که در موتورهای گوناگون به کار می‌رود (موتورهای بنزینی،

موتورهای دیزلی، موتورهای جت و موارد همانند).

۲-۸ بنزین موتور:

Gasoline (petrol; motor spirit;

motor gasoline)

ماده نفتی تقطیری پالایش شده‌ای است که به طور معمول در دمای حدود ۳۰ تا ۲۲۰ درجه سلسیوس می‌جوشد و در اثر ترکیب با افزودنی‌های ویژه به عنوان سوخت موتورهای درون‌سوز جرقه‌زن به کار می‌رود. به سخن بیشتر این اصطلاح برای فرآورده‌های دیگری که در این حدود می‌جوشند نیز کاربرد دارد. ترکیب‌ها و ویژگیهای آن بستگی به ویژگیهای استاندارد ملی در هر کشور دارد.

۲-۹ سوخت‌های الکلی:

Alcohol fuels

آمیزه‌ای از ترکیب‌های آلی اکسیژنه شده (مانند الکله‌ها) با سوختهای نفتی است که همه کیفیت‌های ماده نفتی را حفظ می‌نماید.

۲-۱۰ بنزین هواپیما (بنزین سفید):

Aviation gasoline

بنزینی است که به طور اختصاصی برای موتورهای پستونی هواپیما تهیه می‌شود. این بنزین دارای اکتان مناسب برای این نوع موتورها بوده (تغییرات عدد اکتان ۸۰-۱۴۵) و نقطه انجماد (یخ‌بستگی) آن ۶۰- درجه سلسیوس می‌باشد.

۲-۱۱ نفت سفید:

Kerosene

نفت سفید شامل نفت تقطیری پالایش شده‌ایست که از ناپایداری (فرایت) متوسط میان بنزین و گازوئیل برخوردار است. نفت سفید از سوختهای میانی فرایند تقطیر در ۱۵۰ تا ۳۰۰ درجه سلسیوس می‌باشد که ۶۵ درصد آن در دمای ۲۵۰ درجه

سلسیوس تولید می‌شود. وزن مخصوص آن نزدیک به ۰/۸ و نقطه اشتعال آن فراتر از ۳۸ درجه سلسیوس می‌باشد. نفت سفید به عنوان یک سوخت گرمایشی، مصرف دارد و در برخی از انواع موتورهای درون‌سوز نیز به‌کار می‌رود.

۲-۱۲ سوخت جت (سوخت توربین هواپیما):

Jet fuel (aviation turbine fuel (ATF)

ماده نفتی تقطیر شده‌ای است که به عنوان منبع انرژی در موتورهای جت واکنشی کاربرد دارد. به سخن بیشتر این سوخت برای مصرف در توربین‌های گازی هواپیما مناسب است. ترکیب و ویژگیهای آن بستگی به استاندارد ملی در هر کشور دارد.

۲-۱۳ سوخت دیزل (نفت دیزل):

Diesel oil (diesel fuel; DERV fuel;

auto diesel oil)

آمیزه‌ای است از هیدروکربورهای مایع در رده گازوئیل (نفت‌گاز) که در موتورهای درون‌سوز تراکم - جرقه‌ای مصرف دارد. ترکیب ویژگیهای آن بستگی به مشخصات استاندارد ملی در هر کشور دارد.

۲-۱۴ سوخت سنگین - نفت‌های سوختنی:

Fuel oils

آمیزه‌ای است از هیدروکربورهاییکه به‌طور معمول بدون موادی هستند که به آسانی می‌جوشند (هیدروکربورهای مایع یا فرآورده‌های نفتی مایع شونده)، این ماده در مشعل‌ها و سوزانه‌ها مصرف می‌شود. ترکیب و ویژگیهای آن بستگی به مشخصات استاندارد ملی در هر کشور دارد.

۲-۱۵ بنزین ویژه - بنزین سفید:

petroleum Special gasolines and

فرآورده‌های تقطیری است که میان بنزین و نفت سفید قرار

دارد. سرعت تبخیر آنها، کاربردشان را مشخص می‌سازد. از این‌روی رده‌بندی این فرآورده طبق محدوده تقطیر یا چکیده‌گیری آن (۳۰ تا ۲۰۰ درجه سلسیوس) انجام می‌گیرد. بنزین‌های ویژه (سفید) به عنوان حلال‌های بسیار نیرومند با رده تقطیر از ۱۳۵ تا ۲۰۰ درجه سلسیوس تهیه می‌شوند.

۲-۱۶ نفتا:

Naphtha

فرآورده‌ای است میان گازوئیل و نفت سفید که در میان ۳۰ درجه سلسیوس و دمایی از ۱۰۰ تا ۲۰۰ درجه سلسیوس تقطیر یا چکیده‌گیری می‌گردد، این میزان بسته به آن است که نفتای سبک یا نفتای سنگین مورد نظر باشد. این فرآورده ماده اولیه صنعت پتروشیمی است و شکستن آن گستره‌ای گوناگون از فرآورده‌های مختلف را بدست می‌دهد.

۲-۱۷ قیر:

Bitumen

هیدروکربوریست جامد، نیمه جامد و یا سفت که ساختاری کلوییدی دارد، رنگش از قهوه‌ای تا سیاه است. این ماده پس‌ماند تقطیر نفت خامی است که پس از تقطیر در جو، تقطیر در خلاء نیز روی آن انجام شده است. در بی‌سولفیت کربن حل می‌شود، فرار نیست، در گرما خمیری است (میان ۱۰۰ تا ۲۰۰ درجه سلسیوس)، دارای ویژگی‌های عایقکاری و چسبندگی است. قیر بیشتر در جاده‌سازی به‌کار می‌رود.

۲-۱۸ کک نفت - زغال‌سنگ:

Petroleum coke

فرآورده‌ای است جامد - براق (درخشان) و سیاه که از شکستن مواد پس‌ماند سنگین به دست می‌آید. این ماده شامل ۹۰ تا ۹۵ درصد زغال‌سنگ است که بدون به جای‌گذاری خاکستر می‌سوزد. این ماده بهترین سوخت برای صنایع

چینی سازی (سرامیک) و تهیه و ذوب فلزات (متالوژی) می باشد. این ماده همچنین برای ساخت جاروهای زغالی مولدهای برق و تحریک کننده های آنها و مواد رنگی برای نقاشی، کاربرد دارد.

۲-۱۹ نقطه جوش آغازین تقطیر یا چکیده گیری:

Initial boiling point of distillation

دمای منظور شده هنگامیکه نخستین چکه از ماده تقطیر شونده در طی فرآیند چکیده گیری از انتهای چگالنده فرو می افتد، در صورتیکه تقطیر بر پایه روشهای استاندارد انجام می گیرد.

۲-۲۰ نقطه پایان کار تقطیر یا چکیده گیری:

End point of distillation

بیشینه (حداکثر) دمای اندازه گیری شده در روند فرآیند تقطیر می باشد، اگر تقطیر بر پایه روشهای استاندارد انجام گیرد.

۲-۲۱ شاخص اکتان:

Octane index

مقیاسی عددی و اختیاری است که برای تشخیص ارزش ویژگیهای ضد ضربه ای و یا ضد کوبشی بنزین به کار می رود. این شاخص درصد ایزو - اکتان در هپتان - نرمال - ایزو - اکتان مخلوط را ارائه می دهد که دارای همان واکنشی (رفتاری) است که در بنزین دیده می شود.

۲-۲۲ عدد ستان:

Cetane number

مقیاسی اختیاری است که برای بیان ظرفیت افروزش یک سوخت دیزلی به کار می رود. این شاخص درصد ستان موجود در یک مخلوط آلفا متیل نفتالین و ستان را ارائه می دهد. این ستان نمایانگر همان عملکردی است که به عنوان سوخت موتور دیزلی در

روند آزمون مقایسه ای بر روی یک موتور ویژه آزمایش، ارائه می شود.

۲-۲۳ نقطه شعله وری - نقطه اشتعال بخار گازها:

Flashpoint

کمترین دمایی است که در آن از یک فرآورده نفتی به اندازه کافی بخار و گاز متصاعد شده و مخلوط سوزایی (قابل اشتعالی) را در شرایط مفروض پدید می آورد.

۲-۲۴ نقطه ریزش:

Pour point

پایین ترین دمایی است که در آن یک فرآورده نفتی در شرایط آزمون سرد مفروض به اندازه کافی سیال می ماند.

۲-۲۵ شاخص گرانروی - شاخص غلظت:

Viscosity index

این شاخص اثر تغییرات دما را بر روی گرانروی یک روغن روانساز مشخص می سازد. شاخص گرانروی زیاد، نشان می دهد که تغییرات دما بر گرانروی اثر شدید نمی گذارد. یک روغن با شاخص گرانروی کم در حالت سرد بسیار سفت و سخت و در حالت گرم بسیار روان و سیال می باشد.

۲-۲۶ نقطه شبنم (زنی) هیدروکربور:

Hydrocarbon dewpoint

دمایی است که در آن دما و در یک فشار معین بخارهای هیدروکربور موجود در گاز به حالت مایع در می آید.

۲-۲۷ گازهای طبیعی:

Natural gases

این گازها به طور عمده متان هستند و به طور طبیعی در مخازن زیرزمینی موجودند.

۲.۲۸ گازهای همراه (گازهای سرچاهی):

Associated gases

گازهای طبیعی، همراه با انباشتگیهای نفتی، که می‌توانند دارای بخشهای بزرگی از هیدروکربورهای سنگین‌تر باشند. این گازها می‌توانند با توجه به دما و فشار موجود در مخازن زیرزمینی در نفت خام حل باشند (گازهای محلول) و یا می‌توانند همانند کلاهی از گازهای آزاد در بالای مخازن نفتی انباشته شوند (گازهای گبیدی).

۲.۲۹ گازتر - گاز خیس:

Wet gas

به گازهای طبیعی پالایش نشده‌ای گویند که دارای هیدروکربورهای مایع می‌باشند.

۲.۳۰ گاز خشک:

Dry gas

(۱) گازطبیعی است که آب محتوی آن در طی فرآیند نم‌زدایی کاهش یافته است. (۲) گازطبیعی است که یا هیدروکربورهایی را ندارد و یا آنکه هیدروکربورهای عادی را دارد که به‌طور بازرگانی به عنوان یک فرآورده مایع در شرایط عادی دما و فشار قابل بازیابی می‌باشد.

۲.۳۱ گاز ترش:

Sour gas

گازطبیعی است، که دارای اسید سولفیدریک (سولفید هیدروژن) و یا دیگر ترکیب‌های خورنده گوگردی می‌باشد به‌طوری که پیش از مصرف نیاز به پالایش دارد.

۲.۳۲ گاز شیرین:

Sweet gas

گازطبیعی است که دارای مقدار اندکی از ترکیب‌های گوگردی می‌باشد و می‌تواند بدون

آنکه از پیش پالایش شود به مصرف برسد.

۲.۳۳ گاز آبدار:

Gas hydrates

ترکیب‌های بلورینه‌ای (بلوری شکل) هستند که از گازطبیعی و آب در زیر فشار شکل می‌گیرند. این ترکیب‌ها در دماهای زیر صفر موجودند ولی می‌توانند در دماهای بالاتری نیز تشکیل شوند. این ترکیب ممکن است لوله‌های فشار قوی را مسدود سازند.

۲.۳۴ گازهای طبیعی مایع:

Natural gas liquids (NGL)

این گازها بخشهایی از گازطبیعی هستند که در دستگاههای جداساز وابسته به وسایل موجود در میدانهای نفتی یا پالایشگاههای گاز به صورت مایع بازیابی می‌شوند. گازهای طبیعی مایع تنها محدود به اتان، پروپان، بوتان، بنزین طبیعی و نفت میعانی (قطران) نیستند و می‌توانند شامل مقادیر اندکی از مایعات غیر هیدروکربوری نیز باشند.

۲.۳۵ نفت میعانی - گاز مایع - قطران گاز:

Condensates

هیدروکربورهایی هستند که در شرایط درونی مخازن زیرزمینی به صورت گازند ولی در شرایط عادی روی زمین به صورت مایع در می‌آیند و به‌طور عمده شامل پتان‌ها و فرآورده‌های سنگین‌ترند. نفت‌های میعانی بیشتر همچون مترادف‌های گازهای طبیعی مایع کاربرد دارند.

۲.۳۶ گازهای پالایشگاهی:

Refinery gases

این گازها در طی پالایش و فرآیند (پردازش) نفت خام و فرآورده‌های نفتی تولید می‌شوند و به‌طور عمده شامل هیدروکربورهای C_1 تا C_4 همراه

با مقادیر متغیر هیدروژن آزاد، نیتروژن و احتمالاً سولفید هیدروژن می‌باشند.

۲.۳۷ گازهای کوره کک:

Coke-oven gases

گازهایی هستند که در کوره‌های کک‌سازی تولید می‌شوند.

۲.۳۸ گازهای تولید شده با فشار زیاد - گازی شدن (کردن) زیر فشار:

High-pressure gasification gases

سوخته‌های گازی هستند که در اثر واکنش سوخته‌های مایع و جامد در کنار یک میانجی گازی‌کننده مانند (آمیخته‌ای از اکسیژن و بخار آب) در زیر فشار بالا، تولید می‌شوند، این سوخته‌ها همچنین می‌توانند از گروه سوخته‌های گازی تولیدی باشند که از راه تبدیل (واگردان) سوخته‌های مایع در اثر گرما و یا فرآیندهای کاتالیستی در فشار بالا پدید آمده‌اند.

۲.۳۹ گازهای کفیده - گازهای کراکینگ - گازهای سبک:

Cacked gases

سوخته‌های گازی هستند که از هیدروکربورهای گازی یا مایع به کمک گرما و یا تبدیل گرمایشی - کاتالیست تولید می‌شوند.

۲.۴۰ گاز شهری:

Towin gas (city gas)

گازهایی هستند که برای مصرف عمومی تولید می‌شوند، و دارای نمایه وب از ۲۴/۴ تا ۲۸/۸ مگاژول در هر مترمکعب می‌باشند. (برابر با ۷۸۵۰۰ پیکای گرمای انگلیسی در هر فوت مکعب در S.F.C)، این گازها در رده نخستین خانواده گازها جای می‌گیرند.

۲.۴۱ بیوگاز - گازسبز:

Biogas

سوخت گازی است که از راه تخمیر غیر هوازی بیوماس بدست می‌آید.

۲.۴۲ مخزن گاز طبیعی (انباشتگاه گاز طبیعی):

Natural gas deposit (natural gas pool)

انباشتگی طبیعی هیدروکربورهای گازی درون سنگهای پر سوراخ زیرزمینی می‌باشد.

۲.۴۳ میدان گاز طبیعی:

Natural gas field

یک یا چند مخزن گروهی در، با وابسته به یک ترکیب یا ریخت ساختاری زمین شناختی مجزا می‌باشد. در برخی از کشورها این اصطلاح به سطح زمین بالای مخزن گاز نیز اشاره دارد که بر روی آن تجهیزات استخراج، پالایش و جابجایی (انتقال) گاز طبیعی و موارد همانند جای گرفته‌اند.

۲.۴۴ کراکینگ - پیوند گسلی ملکولی:

Cracking

به تولید سوخته‌های گازی گفته می‌شود که از راه تبدیل سوخته‌های گازی (با ملکولهای سنگین‌تر) یا مایع به کمک گرما و یا گرمایشی - کاتالیستی انجام می‌گیرد.

۳- سوخته‌های جامد

Solid Fuels

۳.۱ زغال‌سخت:

Hard coal

ذخیره نه نشستی از سنگواره‌های کربنی، جامد، سیاه و آتش‌گیر با ارزش گرمایشی ناویژه بیش از ۲۴ مگاژول بر کیلوگرم (نزدیک به ۵۷۰۰ کیلوکالری بر

کیلوگرم و ۱۰۲۶۰ بی‌تی‌یو بر پوند (یکای انگلیسی) می‌باشد بدون خاکستر و رطوبت است، ارزش گرمایشی ناویژه (ناخالص) آن هنگام تبادل با هوای ۳۰ درجه سلسیوس و رطوبت نسبی ۹۶٪ بدون به جای ماندن خاکستر، محاسبه شده است.

۴- انرژی هسته‌ای

Nuclear Energy

۳-۲ زغال قهوه‌ای (لینیت):

Brown coal (lignite)

ذخیره ته نشستی از سنگواره‌های کربنی، جامد، سیاه مایل به قهوه‌ای و آتش‌گیر می‌باشد. تا رسیدن به فراسنجهای مورد اعتماد در شناسائی زغالهای سخت و قهوه‌ای و تأیید آن، باید زغالهای هر کشور را به عنوان زغال قهوه‌ای، در نظر گرفت و بر اساس ویژگیهای دیگری بدون در نظر گرفتن ارزش گرمایشی آن را با نام زغال قهوه‌ای رده‌بندی کرد. مانند مواردی که ارزش گرمایشی ناویژه زغال هنگام تعادل با هوا در ۳۰ درجه سلسیوس و ۹۶٪ رطوبت نسبی و بدون خاکستر بیش از ۲۴ مگاژول بر کیلوگرم به دست می‌آید.

۳-۳ زغال نارس:

Peat

ذخیره ته نشستی، سوزا، نرم، پر سوراخ یا فشرده با خاستگاه گیاهی و آب زیاد (در حال خام تا ۹۰ درصد) است که به آسانی بریده می‌شود و رنگش قهوه‌ای روشن تا قهوه‌ای تیره می‌باشد.

۳-۴ زغال شسته:

Washed coal

فرآورده‌ای است پایانی که به روش مکانیکی با شیوه تر یا خشک پاکسازی و به صورت زغالی غنی، خشک و بدون خاکستر در می‌آید.

۳-۵ کک:

Coke

سوختی است جامد که از گرم کردن زغال سنگ بدون

وجود هوا بدست می‌آید.

۴-۱ راکتور (واکنشگر) هسته‌ای:

Nuclear reactor

دستگاهی است که در آن یک واکنش زنجیری شکافت هسته خود پایدار بتواند در زیر کنترل و مهار برقرار بماند (راکتور شکافت هسته). گاهی این اصطلاح برای دستگاه گداخت - هسته نیز به کار می‌رود (راکتور گداخت - هسته). (راکتور هسته‌ای، راکتور یا پیل اتمی نیز نامیده می‌شود).

۴-۲ راکتور گرمایشی:

Thermal reactor

راکتوری است که در آن هسته بیشتر توسط نوترونهای گرم شکافته می‌شود.

۴-۳ راکتور همگن:

Homogeneous reactor

راکتوری است که در آن مواد قلب راکتور (میله‌های سوخت) به گونه‌ای همگن جدای از هم چیده می‌شوند، بطوریکه ویژگیهای نوترون در آن با فرض توزیع همگن مواد در قلب راکتور می‌تواند با دقت تشریح گردد.

۴-۴ راکتور ناهمگن:

Heterogeneous reactor

راکتوری است که در آن مواد قلب راکتور (میله‌های سوخت) به گونه‌ای ناهمگن جدای از هم چیده می‌شوند بطوریکه ویژگیهای نوترون در آن با فرض توزیع ناهمگن مواد در قلب راکتور

نمی‌تواند با دقت تشریح گردد.

۴-۹ ماده شکافت پذیر ویژه (ماده هسته‌ای ویژه):

Special fissionable material

(special nuclear material)

این مواد شامل اورانیوم غنی شده با ایزوتوپ‌های ۲۳۵ یا ۲۳۳، پلوتونیوم ۲۳۹، اورانیوم ۲۳۳ می‌باشند، هر ماده (سوخت هسته‌ای) دارای یک یا چند مورد از ایزوتوپ‌های گفته شده است، لیکن اصطلاح "ماده شکافت‌پذیر ویژه" ماده منبع (بارور) را شامل نمی‌گردد.

۴-۵ راکتور سریع:

Fast reactor

راکتوری است که در آن شکافت هسته بیشتر توسط نوترونهای سریع انجام می‌گیرد. این راکتور به نام راکتور نوترون سریع نیز نامیده می‌شود.

۴-۶ راکتور زاینده:

Breeder reactor (breeder)

راکتوری است که از یک ماده بارور یک ماده شکافت‌پذیر، همانند با آنچه که مصرف کرده است، تولید می‌نماید، بطوریکه مقدار ماده تولید شده افزونتر از مقدار ماده مصرف شده می‌باشد، یعنی اینکه این راکتور دارای نسبت واگردانی یا تبدیل بزرگتر از یک است.

۴-۱۰ شکافت هسته:

Nuclear fission

تقسیم یک هسته سنگین به دو بخش (یا به ندرت بیشتر از دو بخش) با جرمهایی نزدیک به هم است، که بطور معمول همراه با بیرون‌ریزی نوترونها، پرتوگاما و انرژی رها شده، می‌باشد.

۴-۷ سوخت هسته‌ای (سوخت اتمی):

Nuclear fuel

ماده‌ای است که دارای یک یا چند هسته ویژه (نوکلید) شکافت‌پذیر می‌باشد بطوریکه می‌تواند واکنش زنجیری را در راکتور پایدار نگه دارد، همچنین به ماده‌ای نیز گفته می‌شود که دارای یک یا چند هسته ویژه بارور می‌باشد که می‌توانند به آن دسته از هسته‌های ویژه شکافت‌پذیر تبدیل شوند.

۴-۱۱ انرژی شکافت:

Fission energy

انرژی رها شده پس از شکافت یک اتم را گویند.

۴-۱۲ گداخت هسته‌ای:

Nuclear fusion

واکنشی است میان هسته اتمهای سبک که در روند آن ترتیب هسته‌های آنها به هم می‌ریزد و به همراه رهاسازی ذرات بنیادین و انرژی، یک فرآورده هسته‌ای سنگین‌تر از هسته درگیر شونده شکل می‌گیرد. کاهش پدید آمده در جرم کلی به صورت انرژی نمایان می‌گردد. گداخت هسته‌ای با توجه به التهاب گرما در دمای رو به افزایش به وقوع می‌پیوندد و "گداخت هسته‌ای - گرماپشی" نامیده می‌شود.

۴-۸ ماده اولیه:

Source material (feed material)

اورانیوم شامل آمیزه‌ای از ایزوتوپهایی است که در طبیعت موجودند، مانند اورانیوم طبیعی که دارای مقدار کمی ایزوتوپ اورانیوم ۲۳۵ می‌باشد، و توریم. هر کدام از دو ماده فوق به شکل فلز، آلیاژ یا ترکیب‌های شیمیایی و یا متمرکز شده وجود دارند.

۴-۱۳ انرژی گداخت:

Fusion energy

انرژی است که در فرآیند گداخت هسته‌ای رها می‌شود.

Carbon cycle

زنجیره‌ای از واکنشهای گرمایشی - هسته‌ای است که در روند آن چهار هسته هیدروژن در کنار هسته C^{12} که به صورت کاتالیست عمل می‌نماید، همراه با رها ساختن انرژی، به هسته‌های هلیوم تبدیل می‌شوند.

Plasma

در فن شناختی گداخت هسته‌ای، هنگامیکه گازی واقعاً و بطور کامل در دمای بسیار زیاد یونیزه شود یک گاز نیمه خنثی از ذرات باردار و خنثی پدیدار می‌گردد که پلاسما نامیده می‌شود. پلاسما رفتار جامعی از خود نشان می‌دهد و هنگامیکه دارای حجم کافی باشد، از نظر الکتریکی خنثی است (بی‌بار) و رسانای خوبی برای برق می‌باشد. روش‌های فنی گوناگونی برای گرمادهی به پلاسما بکار گرفته می‌شوند، مانند:

- گرمادهی اهمی
- گرمادهی از راه تزریق اتمهای خنثی
- گرمادهی از راه فرکانس رادیویی
- گرمادهی از راه تراکم بی درو (آدیاباتیک)
- گرمادهی از راه امواج ضربه
- گرمادهی از راه اغتشاش یا آشفتنگی

۵. برق (الکتریسیته)**Electricity****Fossil-fuel(l)ed power station**

نیروگاهی است که در آن انرژی شیمیایی موجود در سوختهای جامد، مایع و گاز که دارای خاستگاه فسیلی هستند به انرژی برق برگردانده می‌شود.

Nuclear power station

نیروگاهی است که در آن انرژی رها شده از سوختهای هسته‌ای به انرژی برق برگردانده می‌شود.

Hydro-electric power station

نیروگاهی است که برای تبدیل (واگردانی) انرژی گرانشی آب به انرژی برق طراحی می‌شود.

Fuel cell

دستگاهی است که می‌تواند انرژی شیمیایی را بطور مستقیم به انرژی برق برگرداند، بدون آنکه به مداخله چرخه گرمایش در یک ماشین گرمایش نیاز باشد. در این دستگاه نیروی برق در پی یک واکنش مهار شده از سوختی که بیشتر هیدروژن، الکل (متانول) یا هیدروکربور می‌باشد، تولید می‌شود.

Heat rate

نسبت انرژی موجود در سوخت مصرفی به انرژی برق تولیدی در یک دوره معین است. این نسبت می‌تواند بر پایه برق تولیدی (ناخالص) یا برق عرضه شده (خالص) بیان شود. عکس میزان نرخ گرمایش، اگر به صورت درصد بیان شود، همان "بازده گرمایش" نیروگاه خواهد بود. در مورد تعیین "نرخ گرمایش" در نیروگاه یکاهای سنجش باید مشخص شوند. به هنگام تعیین "بازده گرمایش" انرژی موجود در سوخت، و انرژی برق می‌بایست دارای یکای یکسان باشند.

High voltage

ولتاژی برابر یا بالاتر از ولتاژ تعیین شده است که

الکتروموتوری در جریان واکنشی (راکتیو).

۵.۱۲ توان ظاهری:

Apparent power

برابر است با حاصلضرب جریان مؤثر (r.m.s) در نیروی الکتروموتوری یا ولتاژ (مؤثر) بدون در نظر گرفتن تناسب فاز (زاویه) میان ولتاژ جریان.

۵.۱۳ ضریب توان - ضریب قدرت:

Power factor

ضریب توان در اندازه‌گیری مصرف دستگاههای برقی که با جریان متناوب کار می‌کنند، برابر است با نسبت وات‌ها به ولت آمپر‌ها و یا نسبت توان حقیقی به توان ظاهری. این ضریب به صورت دهیمی (اعشاری) بیان می‌شود. به کمک این ضریب دامنه جذب توان واکنشی (راکتیو) و جذب توان حقیقی روشن می‌گردد.

۵.۱۴ گنجایش (ظرفیت) نصب شده (گنجایش

نصب ناخالص):

Installed capacity (gross installed capacity)

گنجایشی است که در سرهای خروجی (پایانه‌های برون‌داد) همه واحدهای موجود در یک نیروگاه اندازه‌گیری می‌شود و شامل بارهای داخلی نیروگاه نیز می‌باشد.

۶ انرژی‌های نو

انرژی خورشیدی:

۶.۱ قابلیت انتقال (ضریب انتقال):

Transmittance (transmission factor)

نسبت تابش گذرنده (عبوری) از درون یک ماده معین به پرتو تابیده بر سطح همان ماده را گویند.

میزان رسمی آن می‌تواند از یک کشور به کشور دیگر تغییر کند. (برای نمونه، در بیشتر کشورهای اروپایی، به ولتاژهای بالاتر از ۱۰۰۰ ولت در میان دو سیم رسانا گفته می‌شود).

۵.۷ فشار ضعیف - ولتاژ کم:

Low voltage

ولتاژی برابر یا کمتر از ولتاژ تعیین شده است که میزان رسمی آن می‌تواند از یک کشور به کشور دیگر تغییر کند (برای نمونه، در بیشتر کشورها به ولتاژ ۱۰۰۰ ولت یا کمتر در میان دو سیم رسانا گفته می‌شود).

۵.۸ گنجایش خط انتقال - قابلیت خط انتقال:

Transmission capacity/capability

بیشترین اندازه بارگذاری مجاز پیوسته بر روی تجهیزات یک خط انتقال است که بر حسب گرمایش، پایداری و افت ولتاژ تعیین می‌گردد.

۵.۹ مصرف داخلی شبکه/سیستم:

Network/system internal consumption

به آن نوع مصرف انرژی برق گفته می‌شود که توسط تجهیزات فرعی مورد نیاز بهره‌برداری از شبکه/سیستم مصرف می‌شود.

۵.۱۰ توان کنشی (اکتیو) توان حقیقی - توان عملی:

Active power

میانگین توان در یک مدار جریان متناوب را گویند. در یک جریان سینوسی اندازه توان حقیقی برابر است با حاصلضرب ولتاژ یا نیروی الکتروموتوری در جریان حقیقی.

۵.۱۱ توان واکنشی (راکتیو) - توان کور:

Reactive power

برابر است با حاصلضرب ولتاژ با نیروی

۶-۲ اثر گلخانه‌ای:

Greenhouse effect

اثری است که به موجب آن تابش پرتوهای فروسرخ (برای نمونه گرما) دریافتی از قرص خورشید توسط یک بدنه جذب شده و در زیر یک پوشش شیشه‌ای یا دیگر مواد که برای بازتابش‌های فرو سرخ با طول موج بزرگتر از $2/5$ میکرون کدر می‌باشد، به دام می‌افتند (بدین ترتیب از تلفات گرمای تابش جلوگیری می‌شود). این پوشش برای طول موج دیگر پرتوهای خورشیدی شفاف است. در خلا، نیمی از انرژی جذب شده دوباره به سوی فضای بسته بازتابیده می‌شود.

۶-۳ جمع‌کننده خورشیدی - کلکتور خورشیدی:

Solar collector

دستگاهی است که برای جذب تابش‌های خورشیدی، تبدیل (واگردانی) آنها به انرژی گرمایی و انتقال آن به یک میانجی مبدل گرما، طراحی شده است.

۶-۴ جمع‌کننده متمرکز ساز (همگرا):

Concentrating solar collector

یک جمع‌کننده خورشیدی است که شامل بازتاب دهنده‌ها (آینه‌ها)، عدسی‌ها، و دستگاه‌های دیگر نوری است و انرژی خورشیدی تابیده شده به درون روزن یا شکاف (مدخل) جمع‌کننده را بطور متمرکز بر روی یک جذب‌کننده که مساحت صفحه آن کوچکتر از سطح شکاف کلکتور است می‌اندازد.

بیوماس:

Biomass Energy

۶-۵ بیوماس (انبوهی از ریزنده‌های گیاهی و جانوری):

Biomass

به هر ماده آلی غیر فسیلی با خاستگاه حیاتی که

بخشی از آن یک منبع انرژی‌زای قابل بهره‌برداری را تشکیل دهد، بیوماس می‌گویند. هر چند اشکال گوناگون انرژی بدست آمده از بیوماس را همیشه به عنوان انرژی "تجدیدپذیر" بشمار می‌آورند ولی نرخ تجدیدپذیری آنها متفاوت است. این نرخ به چرخه‌های فصلی یا روزانه شار خورشیدی (میزان تابش آفتاب)، تغییرات ناگهانی آب و هوا (ویژگیهای اقلیمی)، روند یا چرخه رویش گیاه بستگی دارد و می‌تواند به علت بهره‌برداری گسترده دچار آسیب شود. بهر روی از دیدگاه آمار می‌توان آنها را در روندی سالیانه تجدیدپذیر بشمار آورد. در پاره‌ای از کشورها بیوماس به عنوان یک منبع انرژی‌زا به شاخه‌های بیشتری تقسیم می‌شود.

۶-۶ گاز سبز - بیوگاز:

Biogas

گازی است که بیشتر آمیزه‌ای از متان، گاز کربنیک تولید شده از راه گوارش غیر هوازی می‌باشد. متان جدا شده از این آمیزه را متان سبز (بیومتان) می‌نامند. گازهای بدست آمده از کود خشک، کود مایع، گاز مرداب، گاز زیاله‌های شهری و دیگر مواد، شکلهایی از گازهای سبزند که به صورت طبیعی (خود به خود) تولید می‌شوند و کمابیش مهار و بهره‌برداری می‌گردند.

انرژی باد:

۶-۷ بازده بتز:

Betz's efficiency

نسبت بازده توان در محور توربین بادی به بیشینه (ماکزیمم) توان موجود نظری است که بر طبق قانون بتز محاسبه می‌شود.

۶-۸ سرعت باد قطع، سرعت باد جدا سازنده، سرعت باد رها سازنده:

Cut-off wind velocity

در توربینی خاص سرعت بادی است که در آن بر

۶-۱۳ انرژی موج:

Wave energy

کل انرژی در یک موج برابر با جمع انرژی پتانسیل آب جابجا شده از یک سطح بی جنبش و آرام، و انرژی جنبشی ذرات آب متحرک می‌باشد. انرژی موج به نیروهای باد نسبت داده می‌شود که آن‌هم وابسته به انرژی خورشیدی است.

۷- صرفه‌جویی انرژی

Energy Conservation

۷-۱ صرفه‌جویی انرژی:

Energy saving

اقدامات یا اثرات انجام شده توسط عرضه‌کنندگان و کاربران انرژی برای محدود سازی اسراف در انرژی را در بر می‌گیرد. چنین اقداماتی می‌تواند به صورت نهایی (مانند بهره‌گیری از ضایعات گرما یا گاز که به هر حال سوزانده می‌شود)، یا به صورت سازمان یافته (مانند تغییر در نوع ترابری) انجام گیرند.

۷-۲ مصرف منطقی انرژی:

Rational use of energy

بهره‌گیری از انرژی توسط مصرف‌کنندگان است به شیوه‌ای که برای تحقق یافتن اهداف اقتصادی - با توجه به تنگنایهای اجتماعی، سیاسی، اقتصادی، شرایط زیست محیطی و دیگر موارد بهترین روش مناسب باشد.

۷-۳ گنجایش انرژی - حجم انرژی:

Energy content

مقدار انرژی (مستقیم و/ نامستقیم)ی است که برای ساخت یک فرآورده و یا انجام یک خدمات مصرف شده است و در محل تولید یا در محل ارائه خدمات اندازه‌گیری می‌شود.

مبنای سرعت ویژه نوک پره پروانه، توربین بادی از عرضه توان برون‌داد سودمند روی محور پروانه باز می‌ایستد.

۶-۹ سرعت باد قطع (سرعت فورلینگ)، سرعت بحرانی:

Cut-out wind velocity (furling speed)

سرعتی از باد است که در آن دستگاه حفاظت پیش‌بینی شده در توربین بادی برای جلوگیری از آسیب‌رسانی مکانیکی به ماشین بکار می‌افتد.

۶-۱۰ شدت باد - نیرومندی باد - توانمندی باد:

Wind strength

رده‌بندی دامنه یا گستره سرعت یک باد ویژه در یک مقیاس، برای نمونه مقیاس بوفور، را گویند.

۶-۱۱ کثرت شدت باد - فراوانی توانمندی باد - بسامد شدت باد:

Wind strength frequency

زمان غالب در یک دوره زمانی، بطور معمول در یک سال که در آن مدت، شدت یا توانمندی باد ویژه‌ای چیرگی داشته باشد.

جزر و مد:

۶-۱۲ انرژی جزر و مدی (کشندی و واکشندی):

Tidal energy

این انرژی از راه بهره‌وری سودمند از انرژی پتانسیل (نهادی یا جایگاهی) حاصل از جابجایی عمودی توده (حجم) آب ساکن و با انرژی جنبشی وابسته به شدت جریان (انرژی جریان جزر و مدی) که هر دو، بدلیل جزر و مد (فرود و فراز) امواج پدیدار می‌شوند، بازیابی می‌گردد. انرژی موجود در جزر و مد در اثر نیروهای گرانشی (جاذبه) ماده و خورشید به هنگام گردش زمین پدیدار می‌گردند.

بهره‌گیری از یک انرژی مرغوب مانند انرژی مکانیکی گرمای سیال را افزایش داده و یا به دمای بالاتر می‌رساند، پیش از آنکه سیال گرمای خود را برای بهره‌برداری آزاد سازد (سوی گرم).

Energy chain

جریان انرژی از تولید نخستین تا کاربری پایانی آن را در بر می‌گیرد. یک یا چند ارتباط از زنجیره انرژی، دوگیر تبدیل یک شکل از انرژی به شکل دیگر انرژی می‌باشد.

۸- محیط زیست - زیستگاه:

Environment

۸-۱ محیط زیست - زیستگاه:

Environment

همه کارگزاران (در فعالیتهای) فیزیکی، شیمیایی و زیست‌شناختی همراه با عوامل (نیروهای) اجتماعی را در بر می‌گیرد که اثری مستقیم یا نامستقیم، آتی یا درازمدت بر روی جانداران و فعالیت‌های انسانی در یک چارچوب زمانی مفروض، می‌گذارند.

۸-۲ بیوسفر - زیست کره - زیست سپهر:

Biosphere

بخشی از زمین است که زیستگاه جانداران می‌باشد (جایی که وجود گیاهان، جانوران زنده و جانداران ذره‌بینی در آن چیرگی دارد) زیست - کره شامل پایین‌ترین بخش هوا سپهر (اتمسفر یا جو)، آب - کره و بخشی از خاک سپهر یا سنگ - کره می‌باشد.

۸-۳ آلاینده:

Pollutant

ماده‌ای است که اثر ناهنجاری بر روی کیفیت یک منبع بگذارد.

۸-۴ دود (دود و بخار):

Smoke (fumes)

تمرکز از ذرات جامد و مایع و گازهای قابل دیدن در یک گاز حامل می‌باشد.

۷-۵ نیروگاه ترکیبی گرمایش و نیرو(نیروگاه دو منظوره):

Combined heat and power station (cogeneration plant)

یک نیروگاه گرمایشی است که در آن همه بخار تولیدی در دیگ بخار به توربین ژنراتور می‌رود تا برق تولید نماید، لیکن یک نیروگاه می‌تواند به روالی طراحی شود تا بتوان در آن از نقاطی از توربین و یا خروجیهای توربین، بخار را به شکل بخار پس فشار گرفت و برای تأمین گرما در فرآیندهای صنعتی یا گرمادهی منطقه‌ای و موارد همانند به کار برد.

۷-۶ نیروگاه سیکل ترکیبی - نیروگاه با چرخه دوگانه:

Combined cycle plant

یک نیروگاه برق است که در آن یک توربین گاز وجود دارد، گازهای خروجی این توربین برای تغذیه یک دیگ بخار فرستاده می‌شود که با گرمای پس‌ماند کار می‌کند. این دیگ بخار می‌تواند دارای مشعل مکمل هم باشد و یا نباشد، بخار تولیدی برای به چرخش در آوردن یک توربو ژنراتور به کار گرفته می‌شود.

۷-۷ پمپ گرمایش:

Heat pump

دستگاهی است که گرما را از یک منبع گرم با رده پایین (سوی سرد) مانند: آبهای زیرزمینی، آبهای سطحی، خاک، هوای گرم آزاد، هوای وزنده (از هواکشاها) گرفته به یک سیال می‌رساند و سپس با

۸.۵ اکسیدهای گوگرد:

Sulphur (sulfur) oxides

این اکسیدها بیشتر در اثر سوختن سوختهای فسیلی گوگرددار (به ویژه زغالسنگ و نفت) به وجود می‌آیند. متداولترین نوع اکسیدهای گوگرد (به هنگام پوزهش در باره آلودگی SO_x نامیده می‌شوند)، دی اکسید گوگرد است که گازی است بیرنگ با بوی بسیار زننده و اسیدی، در صورت داشتن تراکم زیاد سمی است و می‌تواند در دستگاه تنفس اختلال پدید آورد و به زیستگاه (محیط زیست) به ویژه گیاهان و ساختمانها زیان برساند. این اکسیدها در دشواری‌زایی بارانهای اسیدی سهیم هستند.

۸.۶ مونو اکسید کربن:

Carbon monoxide

گازی است بی بو، بی رنگ، زهرناک (سمی)، بخش بیشتر مونواکسید کربن موجود در جو از راه سوختن ناقص مواد آلی تولید شده است.

۸.۷ اکسیدهای نیتروژن (ازت):

Nitrogen oxides

این اکسیدها در هر احتراق و بیشتر در دماهای بالا پدیدار شده و در جو رها می‌شوند. اکسیدهای نیتروژن (در بررسیهای آلودگی با NO_x نشان داده می‌شوند) در نتیجه اکسیداسیون نیتروژن موجود در هوا و با احتمال کمتر نیتروژن موجود در سوخت تولید می‌شوند. اثر زیانبار مستقیم اکسیدهای نیتروژن (در بررسیهای آلودگی به شکل NO_x نشان داده می‌شوند) در تراکم بالا زیانبارند و می‌توانند باعث حساسیت دستگاه تنفسی شوند و به گیاهان نیز آسیب برسانند. اثر نامستقیم اکسیدهای نیتروژن را می‌توان در واکنشهای فتوشیمیایی دود مه و مشارکت در بارانهای اسیدی جستجو نمود.

۸.۸ لایه نفت - لکه نفت:

Oil slick

هنگامیکه نفت به درون آب دریا می‌ریزد در روی

سطح آب گسترده شده و به شکل یک لکه در می‌آید و در اثر باد، موجها و جریانهای دریایی به هر سو کشانده می‌شود. اگر این لکه به کرانه‌ها کشانده نشود بخش بزرگی از آن در اثر تبخیر، پراکنش و تلاشی (فساد و تجزیه) به آهستگی از بین می‌رود.

۸.۹ آلاینده‌های زمین (آلاینده‌های خاک):

Land pollutants (soil pollutants)

مواد جامد، مایع و یا گازی هستند که به طور زیانباری شرایط طبیعی زمین یا خاک را تغییر می‌دهند.

۸.۱۰ ضایعات گرما:

Waste heat

انرژی گرمایی است که در یک فرآیند گرماساز صنعتی مصرف نشده مانده و به هوا، خاک یا آب پیرامون نفوذ می‌کند.

ضرایب تبدیل واحدهای متعارف انرژی

معدل تن زغال سنگ	کیلوکالری	کواد	بی تی یو	زول	
$34/14 \times 10^{-12}$	239×10^{-6}	$947/9 \times 10^{-21}$	$947/9 \times 10^{-6}$	1	زول
$36/0.2 \times 10^{-9}$	0/2524	1×10^{-15}	1	1055	بی تی یو
$36/0.2 \times 10^{-6}$	252×10^{12}	1	1×10^{15}	1055×10^{15}	کواد
$142/9 \times 10^{-9}$	1	3966×10^{-18}	3/966	4184	کیلوکالری
1	7×10^{-6}	$27/76 \times 10^{-9}$	$27/76 \times 10^{-6}$	$29/29 \times 10^{-9}$	معدل تن زغال سنگ
1×10^{-6}	7×10^{12}	$27/76 \times 10^{-3}$	$27/76 \times 10^{12}$	$29/29 \times 10^{15}$	معدل 10^6 تن زغال سنگ
0/2089	1462×10^3	$5/8 \times 10^{-9}$	$5/8 \times 10^{-6}$	6119×10^{-6}	معدل بشکه نفت خام
$208/9 \times 10^3$	1462×10^9	$5/8 \times 10^{-3}$	$5/8 \times 10^{12}$	6119×10^{12}	معدل 10^6 بشکه نفت خام
1/528	$10/7 \times 10^{-6}$	$42/43 \times 10^{-9}$	$42/43 \times 10^{-6}$	$44/76 \times 10^{-9}$	معدل تن نفت خام
1528×10^3	$10/7 \times 10^{12}$	$42/43 \times 10^{-3}$	$42/43 \times 10^{12}$	$44/76 \times 10^{15}$	معدل 10^6 تن نفت خام
1272×10^{-6}	8905	$35/31 \times 10^{-12}$	$35/31 \times 10^3$	$37/26 \times 10^{-6}$	مترمکعب گاز طبیعی
36×10^{-6}	252/2	1×10^{-12}	1000	1055×10^3	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 در سال
1076×10^3	7537×10^9	$29/89 \times 10^{-3}$	$29/89 \times 10^{12}$	$31/54 \times 10^{15}$	گیگاوات در سال
1076×10^6	7537×10^{12}	29/89	$29/89 \times 10^{15}$	$31/54 \times 10^{18}$	تراوات در سال

ضرایب تبدیل واحدهای متعارف انرژی

کیلووات در سال	فوت مکعب گاز طبیعی	مترمکعب گاز طبیعی	معدل تن نفت خام	معدل بشکه نفت خام	
$31/71 \times 10^{-12}$	948×10^{-9}	$26/84 \times 10^{-9}$	$22/34 \times 10^{-12}$	$163/4 \times 10^{-12}$	زول
$33/45 \times 10^{-9}$	0/001	$28/32 \times 10^{-6}$	$23/57 \times 10^{-9}$	$172/4 \times 10^{-9}$	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	$27/76 \times 10^3$	786/1	0/6543	4/786	معدل تن زغال سنگ
$928/7 \times 10^3$	$27/76 \times 10^9$	$786/1 \times 10^{-6}$	$654/3 \times 10^3$	$4/786 \times 10^{-6}$	معدل 10^6 تن زغال سنگ
0/194	5800	164/2	0/1367	1	معدل بشکه نفت خام
194×10^3	$5/8 \times 10^{-9}$	$164/2 \times 10^{-6}$	$136/7 \times 10^3$	1×10^{-6}	معدل 10^6 بشکه نفت خام
1/419	$42/43 \times 10^3$	1201	1	7/135	معدل تن نفت خام
1419×10^3	$42/43 \times 10^9$	1201×10^{-6}	1×10^{-6}	7315×10^3	معدل 10^6 تن نفت خام
1181×10^{-6}	35/31	1	$832/3 \times 10^{-6}$	$6/089 \times 10^{-3}$	مترمکعب گاز طبیعی
$33/45 \times 10^{-6}$	1	$28/32 \times 10^{-3}$	$23/57 \times 10^{-6}$	$172/4 \times 10^{-6}$	فوت مکعب گاز طبیعی
1	$29/89 \times 10^3$	846/4	0/7045	5/154	کیلووات در سال
1×10^{-6}	$29/89 \times 10^9$	$846/4 \times 10^{-6}$	7045×10^3	5154×10^3	گیگاوات در سال
1×10^{-9}	$29/89 \times 10^{12}$	$846/4 \times 10^{-9}$	7045×10^{-6}	5154×10^{-6}	تراوات در سال