اقتصاد انرژی کارشناسی ارشد

استاد

دکتر علی امامی میبدی

دستیار

رباب اعلمی

انتشارات دانشکده اقتصاد

نیمسال دوم سال تحصیلی ۹۱-۱۳۹۰

اقتصاد انرژی

تعداد واحد: ۳

نوع واحد: نظری

روش نمره دهی:

- امتحان میان ترم (۲۰ درصد) – اردیبهشت ما ه ۱۳۹۱
- تهیه و ارائه یک سخنرانی " علمی مروری - یکی از موضوعات درسی" (۱۰ درصد)
- امتحان پایان ترم (۶۰ درصد) - ۱۰ تیر ماه ۱۳۹۱ ساعت ۱۴
- شرکت فعال در مباحث کلاس و ارائه یک پروژه تحقیقاتی"علمی- پژوهشی" تیرماه (۱۰ درصد)

هدف:

تأثیر انرژی بر رشد و توسعه اقتصادی کشورها موجب آن شده است که انرژی در مرکز و هسته اصلی مطالعات بسیاری از مجامع علمی و دانشگاهی قرار گیرد.

منابع پایان‌پذیر انرژی مانند سوخت‌های فسیلی (نفت، گاز،...) در تحولات زمین‌شناسی و طی سالیان دراز به وجود آمده و ذخائر آن ثابت است که پس از بهره‌برداری تجدید نخواهند شد. بنابراین یک سؤال کلیدی آن است که روش استخراج بهینه منابع پایان‌پذیر انرژی طی زمان بایستی چگونه باشد؟ همچنین در مباحث اقتصاد انرژی، چالش‌های اقتصادی و سیاستگذاری‌ها در رابطه با مسائل انرژی مورد مطالعه و بررسی علمی قرار می‌گیرد. افزایش روزافزون مصرف سوخت‌های فسیلی مسائل و مشکلات زیست محیطی را موجب شده است و بدین سبب اهمیت و نیاز به منابع دیگر انرژی مورد توجه قرار گرفته است. این انرژی‌ها که به انرژی‌های تجدیدپذیر و نوین معروفند برای استفاده بجای انرژی‌های فسیلی مطرح شده‌اند. بطور کلی در خصوص مسائل انرژی با استفاده از مدل‌ها و تجزیه و تحلیل اقتصادی[1] ،کاربرد سیاستی و راهکارهای عملی ارائه می‌شود.

[1] Economic Analysis

فهرست مطالب

پیشگفتار
عنوان
فصل اول – اقتصاد انرژی
مقدمه
۱-۱. مفاهیم اساسی و ابعاد مسائل اقتصاد انرژی
۱-۲. دلایل عمده اهمیت مباحث اقتصاد انرژی
۱-۳. الگوی مصرف انرژی در ایران
۱-۴. روند مصرف حامل‌های انرژی در ایران
۱-۴-۱. بررسی مقایسه‌ای مصرف فرآورده‌های نفتی در بخش‌های مختلف اقتصاد
۱-۴-۲. بررسی مقایسه‌ای مصرف گاز طبیعی در بخش‌های مختلف اقتصاد
۱-۴-۳. بررسی مقایسه‌ای مصرف برق در بخش‌های مختلف اقتصاد
۱-۴-۴. بررسی مقایسه‌ای مصرف نهایی انرژی در بخش‌های مختلف اقتصاد
۱-۴-۵.پیامدهای ادامه الگوی کنونی مصرف انرژی
۱-۵. الگوی مصرف انرژی سایر کشورها و مقایسه آن با الگوی ایران
۱-۶. راهکارهای رسیدن به الگوی مصرف بهینه انرژی
۱-۷. قیمت اسمی و واقعی حامل‌های انرژی در ایران
۱-۸. تاثیر قیمت انرژی روی مصرف انرژی
۱-۹. شدت انرژی
۱-۱۰. بررسی رابطه بین مصرف انرژی و رشد اقتصادی

فصل دوم – مبانی نظری منابع پایان‌پذیر
مقدمه
۲-۱. شرایط بهره‌برداری مطلوب از منابع پایان‌پذیر
۲-۲. مبانی نظری نحوه بهره‌برداری بهینه از منابع پایان‌پذیر
۲-۲-۱. مبانی نظری نوسان های قیمت نفت‌خام
۲-۳. آزمون پایداری رشد در مورد منابع تجدیدناپذیر(بازبینی مدل هتلینگ)

۲-۴. کارتل‌ها
۲-۵. اهمیت و ضرورت ارتقاء کارائی و بهره‌وری
۲-۶. بهره‌وری انرژی و مشکلات محاسبه شاخص‌های آن
۲-۷. مسائل فصل

فصل سوم –انرژی‌های تجدیدناپذیر (تاکیدی بر نفت خام)
مقدمه
۳-۱. سیر تاریخی مدیریت نفت و انرژی
۳-۱-۱. شرایط حاکم بر بازار بین‌المللی نفت قبل از دهه ۱۹۷۰
۳-۱-۲. شرایط حاکم بر بازار بین‌المللی نفت در دهه ۱۹۷۰
۳-۱-۳. شرایط حاکم بر بازار بین‌المللی نفت در دهه ۱۹۸۰
۳-۱-۴. شرایط حاکم بر بازار بین‌المللی نفت در دهه ۱۹۹۰
۳-۱-۵. شرایط جاری حاکم بر بازار بین‌المللی نفت
3-۱-۶. دلایل توجه به مدیریت نفت و انرژی از لحاظ بین‌المللی
۳-۲. توصیف بخش صنعت نفت و گاز کشور
۳-۳. ویژگی‌های اقتصادی نفت خام
۳-۴. انواع میادین مشترک نفت و گاز
۳-۵. کاربرد ابزارهای مالی در قراردادهای نفت و گاز
۳-۶. عناصر اساسی در یک قرارداد نفتی
۳-۷. روشی اجمالی در پیش‌بینی دریافت‌های ارزی حاصل از صادرات نفت خام

فصل چهارم –انرژی‌های تجدیدناپذیر (تاکیدی بر گازطبیعی)
مقدمه
۴-۱. چشم‌انداز آتی تقاضای گازطبیعی
۴-۲. تولید گازطبیعی
۴-۳. فرصت‌ها و چالش‌ها در تجارت جهانی گازطبیعی
۴-۴. گزینه‌های مختلف استفاده از منابع گازی
۴-۴-۱. تزریق گازطبیعی
۴-۴-۲. مصرف گازطبیعی
۴-۴-۳. صادرات گازطبیعی

۴-۴-۳-۱. فرآیند مدیریت پروژه‌های صادرات گاز طبیعی
۴-۴-۳-۲. بازارهای بالقوه گاز ایران
۴-۴-۳-۳. موانع و محدودیت‌های صادراتی گازطبیعی ایران
۴-۴-۳-۴. وضعیت آینده انرژی ایران در صورت ادامه صادرات گاز
۴-۴-۴. تبدیل به فرآورده های پتروشیمی

فصل پنجم –انرژی‌های تجدیدپذیر
مقدمه
۵-۱. ضرورت و اهمیت منابع انرژی تجدیدپذیر
۵-۲. انواع انرژی‌های تجدیدپذیر
۵-۲-۱. انرژی خورشیدی
۵-۲-۲. انرژی باد
۵-۲-۳. انرژی زمین گرمایی
۵-۲-۴. انرژی زیست‌توده
۵-۲-۵. انرژی برق آبی
۵-۲-۶. انرژی دریایی
۵-۳. تکنولوژی‌های مربوط به انرژی تجدیدپذیر
۵-۳-۱. موانع مشترک تکنولوژی‌های انرژی تجدیدپذیر
۵-۴. چشم‌انداز انرژی‌های تجدیدپذیر
۵-۵. سرمایه‌گذاری در انرژی تجدیدپذیر

فصل ششم –ارزیابی سرمایه‌گذاری پروژه
مقدمه
۶-۱. مفهوم طرح و منظور ازتجزیه و تحلیل طرح اقتصادی
۶-۲. هزینه‌های ثابت و متغیر
۶-۳. هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی
۶-۳-۱. هزینه‌های سرمایه‌گذاری
۶-۳-۲. هزینه‌های عملیاتی

۶-۴. نرخ‌های بهره
۶-۵. استهلاک
۶-۶. معیارهای ارزیابی
۶-۶-۱. زمان بازگشت سرمایه‌گذاری
۶-۶-۲. ارزش حال خالص
۶-۶-۳. شاخص سودآوری
۶-۶-۴. نرخ بازگشت داخلی
۶-۶-۵. نرخ بازگشت داخلی اصلاح شده
۶-۶-۶. روش نسبت منافع به مخارج

۶-۷. آنالیز حساسیت
۶-۸. نقطه سربه‌سر طرح‌ها

منابع

پیوست: اجزاء مقالهٔ علمی-پژوهشی

فصل اول

اقتصاد انرژی

فصل اول - اقتصاد انرژی

مقدمه

از انرژی به عنوان یکی از عوامل تولید نام برده می‌شود که در کنار سایر عوامل مثل کار و سرمایه و مواد اولیهمد نظر قرارمی گیرد. البته باید در نظر داشت که انرژی یک عامل سیاسی در روابط بین‌المللی می‌باشد که حتی کشورهای عمده صادرکننده آن، هرگز نتوانسته‌اند از تاثیر سیاسی آن بر وضعیت اقتصادی و اجتماعی خود بدور باشند. لذا اهمیت این مسئله برای کشورهای صاحب انرژی کشورهای در حال توسعه، دوچندان بوده و شناسایی انرژی و مسائل مربوط به آن از جمله تاثیرات انرژی در تولید و رشد اقتصادی کشورهای صنعتی، می‌تواند راهگشای برخی از مشکلات آنها باشد. در نتیجه مطالعات روند تحولات ساختار سیستم انرژی، بررسی نوسانات مصرف و قیمت انرژی و تاثیر آن بر رشد اقتصادی امری ضروری به نظر می‌رسد.

ساختار اقتصادی کشورها با یکدیگر متفاوت است. در کشورهای در حال توسعه، مصرف انرژی همچنان بالاست و سهم عمده مصرف انرژی، صرف بخش‌های غیرتولیدی می‌گردد.کشور ایران به عنوان یک کشور در حال‌توسعه و رو به رشد و برخوردار از منابع عظیم انرژی و مخازن بزرگ نفت و گاز و قابلیت دسترسی به نسبت آسان به این منابع، هزینه انرژی در ایران در مقایسه با سایر هزینه‌ها ناچیز بوده و از این نظر حساسیت و انگیزه زیادی برای صرفه جویی و استفاده معقول از این موهبت الهی وجود ندارد. این در حالی است که همواره قیمت حامل‌های انرژی نسبت به سایر کالاها پایین بوده و قیمت حامل‌های انرژی به عنوان علامت دهنده فعالیت اقتصادی عمل نکرده است. بلکه اقتصاد ایران را وابسته به درآمدهای انرژی کرده است. به همین دلیل نوسانات قیمت‌های جهانی و داخلی انرژی همواره اقتصاد ایران را با مشکلات زیادی مواجه ساخته و لذا تحقق برنامه‌های بلندمدت و بودجه‌های سالانه کشور مستلزم انجام پیش‌بینی‌های دقیق‌تر از مصرف انرژی می‌باشد، در این خصوص می‌توان با شناسایی عمیق‌تری از مسائل مربوط به انرژی، به لحاظ سیاسی و اقتصادی، برنامه‌ریزی بهتری انجام داد. با توسعه و پیشرفت اقتصادی، اهمیت انرژی نیز به طور فزاینده‌ای افزایش می‌یابد .

۱-۱. مفاهیم اساسی و ابعاد مسائل اقتصاد انرژی

الف: مفاهیم اساسی اقتصاد انرژی

در این بخش تعدادی از واژه‌ها و مفاهیمی که در متن کتاب مورد استفاده قرار گرفته توضیح داده می‌شود.

انرژی اولیه

انرژی که هیچگونه تبدیل و تغییر شیمیایی بر روی آن انجام نشده باشد به عنوان مثال نفت خام، ذغال‌سنگ و گازطبیعی. با توجه بدین تعریف انرژی الکتریکی جزء انرژی اولیه نمی‌باشد در حالی‌که انرژی هیدروالکتریک در گروه انرژی اولیه قرار می‌گیرد و انرژی هسته‌ای گر چه با تعریف فوق مغایرت دارد ولی به‌طور معمول جزء انرژی اولیه محسوب می‌شود و از طرف عموم پذیرفته شده است.

فرآورده‌های نفتی

منظور از فرآورده‌های نفتی، ترکیبات نهایی است که پس از تقطیر نفت‌خام در پالایشگاه‌ها و انجام عملیات پالایش از قبیل شستشو با ترکیبات شیمیایی، خالص‌سازی و اضافه نمودن ترکیبات جنبی، به‌صورت آماده مصرف، تحویل مخازن می‌گردد. فرآورده‌های نفتی از تنوع بسیاری برخوردار بوده و حتی برای یک نوع فرآورده تحت یک نام کلی ممکن است انواع متعددی از آن فرآورده تهیه گردد. فرآوده‌های عمده نفتی عبارتند از: نفت سفید، انواع بنزین، گاز مایع، نفتا، نفت گاز(گازوئیل)، سوخت کشتی، مازوت، انواع روغن‌های روان.

گاز مایع[1]

سبک‌ترین محصول هر پالایشگاه بوده و مخلوطی از گازهای پروپان و بوتان می‌باشد، این محصول معمولاً در کپسول‌های خانگی جهت مصرف عرضه می‌گردد.

نفتا[2]

به مایعات حاصل از استخراج چاه‌های گازطبیعی و نیز به برش‌های بالایی تقطیر در فشار اطلاق می‌گردد، از نوع سنگین آن برای تصفیه مجدد برای بنزین و از نوع سبک آن برای استفاده در مخلوط‌سازی بنزین‌ها و تامین خوراک واحدهای پتروشیمی استفاده می‌گردد.

[1] Liquefied Petroleum Gas (LPG)
[2] Naphta

نفت گاز(گازوئیل)[1]

از برش تحتانی برج تقطیر بدست آمده که علاوه بر مصرف در موتورهای با احتراق دیزل، به‌عنوان سوخت در دستگاه‌های حرارت مرکزی نیز به کار می‌رود.

سوخت کشتی[2]

سوخت کشتی عبارت است از فرآورده‌های نفتی که توسط کشتی‌های نفتکش به‌عنوان تولید نیروی محرکه مورد استفاده قرار می‌گیرد.

گاز طبیعی[3]

هر نوع هیدروکربن و یا مخلوط هیدروکربنی که در شرایط عادی یعنی در فشار اتمسفر و درجه حرارت معمولی به‌صورت گاز باشد به عنوان گازطبیعی معرفی می‌شود و از جمله می‌توان به گاز متان اشاره نمود.

گاز طبیعی مایع[4]

گاز متان را تا دمای منفی ۱۶۱/۴ درجه سانتی‌گراد برای آسانی نقل و انتقال سرد نموده که بدان گازطبیعی مایع گویند.

انرژی تجدیدپذیر

انرژی‌هایی که قادر هستند علاوه بر برطرف نمودن نیاز به تقاضای انرژی، در حفظ اقلیم و وضعیت آب و هوایی جهان نیز موثر باشند. این انرژی‌ها طی یک دوره زمانی کوتاه و مشخص تجدید می‌شوند که ماکزیمم ۸۰ سال خواهد بود، در صورتی‌که در مورد انرژی‌های فسیلی که تجدیدناپذیر در نظر گرفته می‌شوند این زمان در حدود چندین میلیون سال خواهد بود. خورشید در میان انرژی‌های تجدیدپذیر یک منبع جذاب و سرشار است چرا که توانایی و پتانسیل سایر انرژی‌های تجدیدپذیر مانند باد، آب و بیوماس[5] محدود هستند در صورتی‌که در قیاس با آن‌ها خورشید دارای انرژی نامحدود است. انرژی حاصل از تابش خورشید تنها در مدت ۳ ساعت به سطح کره زمین برابر با کل انرژی مصرفی در یکسال در تمام جهان است. به طور کلی، منابع تجدیدپذیر منابعی هستند که پس از مصرف مجدداً تولید شده و جایگزین می‌گردند. لذا منابع از بین نمی‌روند.

[1] Gas Oil
[2] Bunker
[3] Natural Gas
[4] Liquefied Natural Gas (LNG)
[5] Biomass

منابع پایان‌پذیر(تمام شدنی)

منابعی هستند که قابلیت تولید مجدد برای آنها وجود ندارد. یعنی منبع قادر به تولید مثل خودش نمی‌باشد، مانند نفت.

انرژی هیدروالکتریک

در بسیاری از نقاط جهان به خصوص در کشور ژاپن برای تولید برق مصرفی خانه‌ها و یا واحدهای کوچک از ژنراتورهای کوچک که با انرژی آب جاری در نهرها و جویبارها به حرکت در می‌آیند استفاده می‌شود که به این انرژی به‌دست آمده انرژی هیدروالکترونیک گویند.

انرژی هسته‌ای[1]

اورانیوم که در حال حاضر منبع اصلی تأمین انرژی برق حاصل از نیروی اتمی به‌شمار می‌رود خود مخلوطی از ایزوتوپ‌های مختلف ۲۳۴، ۲۳۵، ۲۳۸ است. به‌طوری‌که یکی از خصوصیات مهم این ایزوتوپ‌ها شکافت هسته‌ای آنها در اثر بمباران نوترونی است که در اثر آن جرم به انرژی تبدیل می‌شود و با استفاده صحیح می‌توان این انرژی را به نیروی برق تبدیل کرد .

انرژی ژئوترمال یا زمین گرمایی[2]

منظور از این انرژی، استفاده از حرارت موجود در زمین و زیر پوسته آن است که با استفاده از انرژی مراکز پر حرارت موجود در اعماق کم زمین در صورت فراهم بودن امکانات طبیعی می‌توان به دو صورت مستقیم و غیرمستقیم یعنی به‌صورت آب‌های جوشانی که در اعماق زمین به سطح آمده و یا با استفاده از حرارت اعماق برای بخار کردن آب‌های سطحی که بوسیله لوله به پایین فرستاده می‌شوند و استفاده از بخار برای به حرکت در آوردن توربین ژنراتورهای برق بهره‌برداری نمود. البته با توجه به درجه حرارت موجود در نوع بهره‌برداری می‌توان از این انرژی برای گرم کردن مستقیم خانه‌ها و تهیه آب شیرین از آب دریا و خشک کردن چوب استفاده نمود.

ولی اصولا منابع ژئوترمال به دو دسته با حرارت کمتر از ۱۲۰ درجه سانتیگراد و بالاتر از ۱۵۰درجه سانتیگراد تقسیم‌بندی می‌شوند، که از دسته اولی مستقیماً برای حرارت گرمایی و از دسته دوم برای تولید الکتریسیته استفاده می‌شود. البته نوع دیگری از این منبع انرژی به عنوان منبع ژئوترمال ماگمایی وجود دارد که مربوط به توده‌های مذاب درون زمین است ولی به علت عدم وجود تکنولوژی لازم هنوز استفاده از آن مقدور نیست. برای استفاده از منابع ژئوترمال و توجیه اقتصادی آنها مواردی نظیر عمق بهره‌برداری، هزینه‌های اکتشاف و بهره‌برداری و فاصله از محل‌های مصرف در نظر گرفته می‌شود.

[1] Nuclear Energy
[2] Geothermal Energy

انرژی خورشیدی[1]

از انرژی حاصل از خورشید استفاده‌های زیادی می‌توان به عمل آورد از جمله تولید نیروی برق که به‌طور مستقیم از طریق سلول‌های فتوولتائیک و یا با استفاده از آب برای چرخش توربین ژنراتورهای مولد برق، به راه‌اندازی پمپ‌های آب در مزارع، تولید آب گرم برای استفاده در منازل، تهویه مطبوع برای استفاده در محل‌های مختلف، نمک‌زدایی آب توسط دستگاه‌های مخصوص، خشک کردن محصولات کشاورزی و بسیاری موارد دیگر که تحقیق بر روی کاربرد آنها در مراحل اولیه خود می‌باشد.

انرژی بیوگاز[2]

بیوگاز بر اثر واکنش‌های تجزیه‌ای میکروارگانیسم‌های زنده، در محیطی که مواد آلی وجود دارد، تولید می‌شود.

ویژگی‌های بیوگاز:

بیوگاز مخلوطی از سه ترکیب به نام‌های متان، دی اکسیدکربن و سولفید هیدروژن است ترکیب عمده و قابل اشتعال بیوگاز، متان است که سهم بیشتر این گاز یعنی ۶۰ تا ۷۰ درصد آن را شامل می‌شود. این گاز بی‌رنگ و بی‌بو می‌تواند به طور مستقیم برای تولید برق ، برق – حرارت و روشنایی بکار رود. دو ترکیب دیگر به‌ویژه سولفید هیدروژن که سهم آن ناچیز است، جزء ترکیب‌های سمی هستند.

تولید این گاز تنها احتیاج به یک مخزن سرپوشیده دارد که با توجه به شرایط محیط و مواد موجود در منطقه متفاوت می باشد. انرژی بیوگاز علاوه بر تأمین انرژی، از سوزانیدن مستقیم چوب و هیزم و فضولات حیوانی نیز جلوگیری می‌نماید.

مزایای استفاده از بیوگاز نسبت به سوزانیدن مستقیم فضولات حیوانی بسیار زیاد است که از جمله می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

۱. ارزش حرارتی بیشتر در مقایسه باسوزانیدن مستقیم فضولات حیوانی
۲. بدست آوردن کود طبیعی علاوه بر گاز حاصل، جهت استفاده در کشاورزی با داشتن نسبت بالای فسفر و ازت به کربن
۳. سالم‌سازی محیط‌زیست به دلیل جمع‌آوری فضولات حیوانی در یک منطقه
۴. استفاده از گاز حاصل برای موتورهای درون‌سوز خاص جهت تولید برق
۵. استفاده از گاز حاصل برای پخت و پز بهداشتی بدون آلوده کردن محیط‌زیست

[1] Solar Energy
[2] Biogas

ضرورت استفاده از بیوگاز در ایران

به دلایل مختلف زیر باید به صنعت تولید بیوگاز در کشور عنایت بیشتری گردد تا بتوان به صورت عمومی و حداقل در جوامع روستایی از این منبع طبیعی بهره‌برداری گردد:

- دورنمای آینده انرژی در کشور

در طی سال‌های اخیر روند رو به رشد مصرف انرژی موجب پدیده بحران انرژی در جهان گردیده است که این امر در کشورهای در حال توسعه و از جمله در ایران حالت تشدیدی دارد. رویاروی با این بحران، استفاده از تکنولوژی‌های جدید تولید انرژی و جایگزینی منابع دیگر است.

سوخت‌های فسیلی و به خصوص نفت و گاز مهمترین منبع درآمد ملی محسوب می‌شود که روند رو به رشد مصرف این حامل‌های انرژی در داخل جدای از آثار زیان‌بار زیست محیطی و آلودگی هوا، سبب می‌شود که در آینده اندوخته‌ای برای صادرات باقی نماند. بنابراین ضرورت دارد که به فنآوری‌های جدید تولید انرژی و از جمله بیوگاز توجه خاصی در برنامه‌های توسعه کشور شود.

- اثرات زیست محیطی سوخت‌های فسیلی در کشور

امروزه احتراق سوخت‌های فسیلی، ازمهمترین منابع تولید آلاینده‌ها محسوب شده و میزان انتشار این مواد در بیشتر شهرهای بزرگ کشور از حد مجاز خارج شده و این دارای اثرات مستقیم و غیرمستقیم بر سلامت انسان است. بیوگاز با ارزش حرارتی بالا یک مبع جایگزینی قابل اعتماد بوده زیرا به صورت یک گازطبیعی فاقد سولفور است. بیوگاز به عنوان بهترین و پاک‌ترین سوخت گازطبیعی موجب آلودگی هوا نگردیده و بنابراین نقش مؤثری در حفظ محیط زیست و بهداشت عمومی فراهم می‌سازد.

- حجم عظیم ترکیبات آلی قابل تجزیه در کشور

سالانه مقادیر عظیمی زباله، فضولات انسانی و حیوانی و نیز مقادیر قابل توجهی ضایعات آلی در بخش کشاورزی تولید می‌شود. این ترکیبات آلی که به راحتی قابل تجزیه و تبدیل به مواد اولیه ساده‌تر هستند موجب مشکلاتی از نظر دفع و یا مسائل مختلف بهداشتی می‌گردند.

- شرایط خاص اقتصادی _ اجتماعی کشور

گرچه کشور ایران به عنوان یکی از قطب‌های مهم جهان از نظر ذخایر فسیلی محسوب می‌شود، اما به علت مشکل دسترسی به نفت و بخصوص گاز، قطع کردن وسوزاندن درختان جنگلی به‌عنوان سوخت، یک معضل اجتماعی است. این کار جدای از آلودگی هوا، مشکلات مهمی مثل بروز سیل، تخریب اماکن و خطر جانی مردم را به دنبال دارد. از طرف دیگر جوامع روستایی کشور که عموماً به کار کشاورزی و دامپروری مشغول می‌باشند. دسترسی این گروه به منابع ارزان و سهل الوصول انرژی حائز اهمیت زیادی بوده و از آنجا که واحدهای بیوگاز براساس توان تکنولوژی و پتانسیل اقتصادی، برای کشاورزان کشورهای در حال توسعه بسیار مناسب است، لذا در خصوص ترویج فرهنگ استفاده از بیوگاز در کشور و به خصوص در جوامع روستایی باید

گامهای مؤثری از طرف مراکز ذی‌صلاح برداشته شود. البته مسئله مهمی که باید در اینجا در نظر گرفت به علت وجود یارانه‌های بالا سوخت‌های فسیلی، احداث واحدهای بیوگاز غیر اقتصادی است و این امر احتیاج به حمایت از طرف دولت دارد و در این راستا لازم است بهبود بهداشت محیط روستا و تولید کود غنی شده را در نظر گرفت.

انرژی باد

قدیمی‌ترین روش استفاده از انرژی باد، استفاده از باد در آسیاب‌های بادی و یا کشتی‌های بادبانی است که همگی با آنها آشنا هستند ولی مدرن‌ترین طریق استفاده از آن تبدیل این نیرو بوسیله چرخش پره‌ها و انتقال حرکت آنها به ژنراتورها برای تولید نیروی برق است که از برق حاصله نیز می‌توان در موارد متعددی استفاده به عمل آورد. باد به وسیلهٔ گرمای غیر یکنواخت سطح کرهٔ زمین که حاصل عملکرد خورشید است، بوجود می‌آید. منشا باد یک موضوع پیچیده است. از آنجایی‌که زمین بطور نامساوی به وسیله نور خورشید گرم می‌شود بنابراین در قطب‌ها انرژی گرمایی کمتری نسبت به مناطق استوایی وجود دارد. هوای روی سرزمین‌های خشکی سریعتر از هوای روی سرزمین‌های آبی گرم می‌شود. چرا که درخشکی‌ها تغییرات دما با سرعت بیشتری انجام می‌پذیرد و بنابراین خشکی‌های زمین نسبت به دریاها زودتر گرم و زودتر سرد می‌شوند. هوای گرم روی خشکی بالا می‌رود و هوای خنک‌تر و سنگین‌تر روی آب جای آن را می‌گیرد که این فرآیند بادهای محلی را می‌سازد.

بنزین الکلی

مبتکر استفاده از این نوع سوخت در دنیا، کشور برزیل است که در حقیقت همان متانول است می‌توان از نیشکر یا گیاهی به نام ماتیوک و یا از طریق گاز ذغال‌سنگ به دست آورد. عمده استفاده از این سوخت برای موتورهای دورن‌سوز، به خصوص در وسائط نقلیه می‌باشد و می‌توان با داشتن انواع موتورها آن را یا به صورت خالص و یا به صورت مخلوط با بنزین به کار برد.

انرژی جزر و مد

در این روش با استفاده از نیروی حاصل از اختلاف سطح آب از توربین‌های ژنراتور، برق تولید می‌شود.

تولید سرانه انرژی

نسبت کل انرژی تولیدی، طی یک دوره مشخص(عموماً دوره‌های یک ساله) به کل جمعیت کشور، تولید سرانه انرژی است.

بازار تک محموله[1]

معمولا برای معاملات تک فروش بوده و به هیچ وجه قراردادهای درازمدت نفت را شامل نمی‌شود. قیمت فروش‌های تک محموله معمولاً روزانه تعیین می‌شود و عاملان تعیین‌کننده آن نیز شرکت‌های نفتی مهم بین‌المللی می‌باشند. در واقع قیمت‌های تک محموله به عرضه و تقاضای روزانه بازار نفت بستگی دارد. در گذشته قراردادهای نفتی به صورت درازمدت منعقد می‌شد و تعداد خریداران و فروشندگان نفت نیز محدود بود و لذا بازار نفت از ثبات بیشتری برخوردار بود. با افزایش معاملات تک محموله از دهه ۱۹۸۰ تغییری در ساختار بازار جهانی نفت به وجود آمده است.

فعالیتهای بالا دستی[2]

فعالیتهای بالادستی شامل اکتشاف، مطالعه مخازن، تولید (به معنای وسیع کلمه شامل افزایش بازیافت) و حمل نفت خام یا گاز به پالایشگاه می‌شود.

فعالیتهای پایین دستی[3]

فعالیتهای پایین دستی از آغاز پالایش نفت خام شروع می‌شود و مراحل مختلف پالایش، حمل فراورده‌ها، توزیع، بازاریابی و فروش آن را در بر می‌گیرد.

مفهوم دیفرانسیل

در گذشته قیمت‌گذاری نفت خام‌های سازمان اوپک بر مبنای تعیین قیمت نفت خام پایه(نفت خام شاخص - نفت سبک عربستان) و مقایسه نفت خام‌ها با آن انجام می‌گرفت.

قیمت نفت خام شاخص(نفت سبک عربستان) با چگالی ۳۴ درجه API با توجه به کلیه عوامل سیاسی/اقتصادی حاکم بر بازارهای جهانی و قیمت سایر انرژی‌ها در جلسات کنفرانس وزرای نفت اوپک تعیین می شد و سپس بهای سایر نفت خام‌های عمده صادراتی کشورهای عضو بر مبنای آن مشخص می‌گردید. این روش و طریقه تعیین ارزش نسبی نفت خام‌ها را دیفرانسیل می‌نامند، بنابراین اصطلاح دیفرانسیل‌ها همان اختلاف نسبی قیمت‌های نفت اوپک می‌باشد. در سال ۱۹۸۶ عربستان عدم رضایت خود را از شاخص بودن نفت این کشور ابراز نمود و در همین سال سبد اوپک مطرح شد که تا اجلاس ۱۳۶ اوپک در ژوئن ۲۰۰۵ این سبد مشتمل بر ۶ نفت اوپک و یک نفت غیر اوپک به شرح زیر بود:

الجزایر، اندونزی، نیجریه، عربستان، امارات متحده عربی (نفت دوبی)، ونزوئلا و مکزیک (غیر اوپک)

اجلاس ۱۳۵ کنفرانس اوپک بعد از ۳۴ سال در شهر اصفهان و در ۱۶ مارس ۲۰۰۵ (اسفند۱۳۸۳) برگزار

[1] Spot Market
[2] Upstream Operations
[3] Downstream Operations

شد. کنفرانس پیشنهاد تغییر سبد اوپک توسط ایران را پذیرفت. سبد جدید در برگیرنده نفت خام عمده صادراتی تمام کشورهای عضو است و وزن هر یک نیز براساس تولید و صادرات به بازارهای عمده مشخص می‌شود. و از ژوئن ۲۰۰۵ یعنی اجلاس ۱۳۶، سبد جدید اوپک مشتمل بر نفت خام صادراتی عمده تمام کشورهای عضو گردید و با افزایش تعداد کشورهای عضو اوپک به ۱۲ کشور در حال حاضر سبد قیمتی اوپک، نفت خام عمده صادراتی کلیه اعضاء را در بر می‌گیرد.

مشخصات نفت

نفت خام به جهت وجود ترکیبات گوگرد بوی نامطلوبی دارد. بخش اعظم نفت خام از هیدراتهای کربن تشکیل شده و مقدار کمی عناصر دیگر نیز به آن مخلوط می‌گردد، که این عناصر در زیر با درصد شان نشان داده شده‌اند.

عنصر	حداقل درصد وزنی	حداکثر درصد وزنی
کربن	۸۲/۲	۸۷/۱
هیدروژن	۱۱/۸	۱۴/۷
گوگرد	۰/۱	۵/۵
اکسیژن	۰/۱	۴/۵
نیتروژن	۰/۱	۱/۵

از خواص فیزیکی نفت خام که ارزش اقتصادی نفت خام بر مبنای آن سنجیده می‌شود، وزن مخصوص آن می‌باشد. لذا سنجش و نحوه محاسبه فرمول آن مهم است. اکثر کشورهای جهان، وزن مخصوص نفت خام را برحسب درجه API که یک درجه بندی آمریکائی است، محاسبه می‌کنند. مشابه همین درجه‌بندی و سنجش، وزن مخصوص نفت خام را در کشورهای اروپائی با درجه بندی Baume محاسبه می‌کنند که از لحاظ مقدار اندکی از درجه API کمتر می‌باشد.

سنجش وزن مخصوص نفت خام مانند سایر مواد و مایعات برمبنای قانون کلی که همان وزن واحد حجم مایع است، در شرایط دمایی ۶۰ درجه فارنهایت و فشار ۱ اتمسفر سنجیده می‌شود و مقدار آن در فرمول جایگزین شده و وزن مخصوص نفت خام را بر حسب درجه API یا درجه Baume می‌دهد.

$$API = \frac{141.5}{S.Gat\,60\,°F} - 131.5$$

$$Baume = \frac{140}{S.Gat\,60\,°F} - 130$$

بدلیل اینکه وزن مخصوص آب خالص برابر با یک می باشد. لذا وزن مخصوص آب در شرایط استاندارد برابر با ۱۰درجه API خواهد بود. بدلیل کوچکتر بودن وزن مخصوص نفت از آب که همواره عددی کوچکتر از ۱ در ۶۰ درجه فارنهایت است، لذا هیچ وقت در جدول‌ها و محاسبات، وزن مخصوص نفت بر حسب درجه API کوچکتر و مساوی ۱۰ نخواهیم داشت. از عواملی که سبب تغییر در وزن مخصوص نفت خام می‌شوند، تغییرات دما است. یعنی با بالارفتن دما ، وزن مخصوص کمتر شده و به درجه API افزوده می‌شود. انواع مختلف نفت برحسب درجه API :

- نفت سنگین با ۱۰ الی ۲۰ درجه API
- نفت متوسط با ۲۰ الی ۳۰ درجه API
- نفت سبک با بیش از ۳۰ درجه API

GOR[1]

نسبت گاز به نفت یا GOR نشان دهنده آن است که نسبت گازهای همراه نفت خام به کل هیدروکربور خروجی چند درصد می‌باشد. معمولاً در مراحل اولیه بهره‌برداری نسبت گاز به نفت بالا می‌باشد ولی هر چقدر که بر مدت بهره‌برداری و بالطبع میزان بهره‌برداری افزوده می‌شود، به همان صورت این نسبت کاهش می‌یابد. و هر چقدر نسبت گاز به نفت بالاتر باشد، نفت سیال‌تر می‌باشد و هر چقدر گاز به نفت از نسبت پائین‌تری برخوردار باشد، سیالیت نفت کمتر خواهد شد و برای بهره‌برداری مطلوب از مخزن نسبت مناسب گاز و نفت همواره باید حفظ گردد.

عمل تزریق گاز معمولاً به منظور حفظ نسبت گاز به نفت (GOR) و همچنین جهت حفظ فشار مخزن که به دلیل تخلیه آن کاهش می‌یابد انجام می‌پذیرد، زیرا میزان گاز همراه نفت به تدریج و با عمل بهره‌برداری کاهش پیدا می‌کند و در صورتی که تزریق انجام نشود قسمتی از نفت، غیر قابل استحصال خواهد شد. در شرایطی که امکان تزریق گاز وجود نداشته باشد ممکن است تزریق آب صورت گیرد . مثلاً در بسیاری از حوزه‌های دریایی ممکن است جمع‌آوری گاز مقرون به صرفه نباشد و لذا آب دریا در زیر ستون نفتی به مخزن تزریق می‌شود که در این صورت تنها به حفظ فشار مخزن کمک خواهد نمود و حالت امتزاجی نخواهد داشت.

مخازن مشترک

به مخازنی که بین دو کشور مشترک هستند اطلاق می‌شود و هر قسمت از آن در محدوده آب یا خاک یکی از دو یا چند کشور قرار گیرد. در مورد مخازن مشترک قوانین مدونی وجود ندارد و تنها ممکن است بر طبق توافق طرفین بهره‌برداری از مخازن مشترک انجام پذیرد. کشور ما ایران دارای مخازن مشترک با عراق، عربستان، قطر، امارات و عمان می‌باشد و همچنین کشور تازه استقلال یافته ترکمنستان .

[1] Gas Oil Ratio

توسعه پایدار[1]

در مبحث توسعه پایدار محیط زیست مدنظر قرار گرفته است. محیط زیست یک سرمایه طبیعی مهم است که هم برای مصرف مستقیم (مثلاً تنفس هوای پاکیزه) و هم برای حفظ جریان تولید ضرورت دارد. بنابراین صدمه به محیط زیست به معنی کاهش مداوم سرمایه‌های یک کشور بوده و موجب کاهش کیفیت خدمات حاصل از آن شده و در نتیجه به رفاه بشر صدمه می‌زند. بر این اساس تعاریف مختلفی از توسعه پایدار ارائه شده است:

۱. توسعه پایدار بیانگر توسعه‌ای است که نیازهای فعلی انسان‌ها را برآورده سازد و در عین حال توان نسل‌های آینده را در برآوردن نیازهایشان کاهش ندهد.
۲. توسعه پایدار بدین معنی است که تمام منابع به گونه‌ای مورد استفاده قرار گیرد که به نیاز نسل‌های آینده نیز توجه شود.
۳. رفاه دوره فعلی ما ناشی از ثروتی است که از گذشته به ارث برده‌ایم مانند محیط زیست. حال توسعه پایدار به این معنی است که ثروت موجود را به نسل‌های آینده نیز منتقل کنیم.

بنابراین در تعاریفی که از توسعه پایدار می‌شود اولاً به پایداری و تداوم منابع و ثانیاً به ارتباط بین نسل‌ها تأکید شده است.

ب. ابعاد مسائل اقتصاد انرژی

تأثیر انرژی بر رشد و توسعه اقتصادی کشورها موجب آن شده است که انرژی در مرکز و هسته اصلی مطالعات بسیاری از مجامع علمی و دانشگاهی قرار گیرد. مهندسین به جنبه‌های فنی تولید انرژی توجه دارند، اکولوژیست‌ها به مسائل زیست محیطی آن تأکید ورزیده‌اند، فلاسفه سؤالات اخلاقی مرتبط با آن را پاسخگو بوده و جامعه‌شناسان و متخصصین علوم سیاسی نتایج اجتماعی و سیاسی استفاده از اشکال مختلف انرژی را مورد ارزیابی قرار داده‌اند. ولی اقتصاددانان نقش بارز و چشمگیری در حوزه اقتصاد انرژی بر عهده داشته‌اند. منابع پایان‌پذیر انرژی مانند سوخت‌های فسیلی (نفت و گاز و ...) در تحولات زمین‌شناسی و طی سالیان دراز بوجود آمده و ذخائر آن ثابت است، که پس از بهره‌برداری تجدید نخواهند شد. تجدید نشدن این منابع به معنای این است که در آینده اگر منابع دیگری از انرژی اعم از تجدیدپذیر یا تجدیدناپذیر کشف و به بهره‌برداری اقتصادی نرسد، کره زمین عاری از منابع انرژی خواهد شد. حال با کمی تأمل، دنیای اطراف خود را بدون انرژی تصور کنید، بدون برق، گاز، نفت، بنزین، گازوئیل و ... در این صورت همه بخش‌های جامعه از کار خواهند افتاد. حتی برای داشتن آب لوله‌کشی در منازل نیاز به صرف انرژی در تصفیه خانه‌ها و توزیع آن وجود دارد. در واقع حتی تصور زندگی بدون حامل‌های انرژی غیرممکن است. در حال حاضر منابع متعددی از

[1] . Sustainable Development

انرژی‌های تجدیدپذیر یا تمام نشدنی در کره زمین موجود است اما این انرژی‌ها هنوز آنقدر اقتصادی و فراگیر نشده‌اند که کاملاً به جای سوخت‌های فسیلی و انرژی‌های تمام‌شدنی مورد استفاده قرار گیرند. استفاده هر یک از این منابع مانند انرژی خورشید، باد، آب، زمین گرمایی، بیوماس، دریا و .... دارای مشکل خاص مربوط به خود می‌باشند. در صورتی‌که در حال حاضر رشد مصرف انرژی در جهان حدود سه برابر رشد جمعیت است، و برای رسیدن به زندگی بهتر و دست‌یابی به رفاه بالاتر نیاز به مصرف انرژی بیشتری وجود خواهد داشت. در حال حاضر بشر برای دستیابی به انرژی مورد نیاز خود به استفاده بیشتر از سوخت‌های فسیلی که نسبت به منابع تجدیدپذیر در دسترس‌تر و ارزان‌تر هستند روی می‌آورد.

سوخت‌های فسیلی حدود ۹۵ درصد کل سوخت مصرفی جهان را به خود اختصاص داده است. علاوه بر اینکه با این سرعت مصرف این منابع حداکثر تا یک قرن آینده به اتمام خواهند رسید. با بالا رفتن مصرف سوخت-های فسیلی میزان گاز کربنیک و هیدروکربن‌های سوخته نشده در فضا زیاد می‌شود و احتراق ناقص این سوختها در کارخانه‌ها و ماشین‌ها، باعث آلوده شدن هوا و تغییرات کلی در آب و هوای کره زمین خواهد شد.[۱]

بنابراین منطقی به نظر می‌رسد که قبل از مواجهه با بحران پیش‌رو آن را شناسایی کرده و قبل از ایجاد آن به مقابله با آن بپردازیم. در این میان ابداع تکنولوژی‌هایی با کارایی و بهره‌وری بالاتر هر یک از منابع تجدیدپذیر و مرتفع کردن مشکلات فنی موجود در تولید انبوه و استفاده دائم از این منابع بر عهده دانشمندان علوم دیگر قرار داده شده است. در واقع امکان عرضه انبوه در حد پاسخگویی به تقاضای انرژی جهان بر عهده اقتصاددانان انرژی جهان نمی‌باشد. اما بررسی این مسئله که روش استخراج بهینه منابع پایان‌پذیر انرژی در طی زمان باید چگونه باشد بر عهده علم اقتصاد انرژی است. بررسی این مسئله که چه مقدار استفاده و بهره‌برداری از منابع می‌تواند منافع ملی و جهانی را حداکثر سازد و همچنین ارزیابی اقتصادی بودن یا نبودن از منابع تجدیدپذیر موجود بر عهده این علم می‌باشد. همچنین در مباحث اقتصاد انرژی، چالش‌های اقتصادی و سیاست‌گذاری‌ها در رابطه با مسائل انرژی مورد مطالعه و بررسی علمی قرار می‌گیرد و به طور کلی در خصوص مسائل انرژی با استفاده از مدل‌ها و تجزیه و تحلیل اقتصاد و کاربرد سیاستی، راهکارهای عملی ارائه می‌شود. در ایران مصرف سرانه انرژی کشور حدود سه برابر استانداردهای جهانی و معیارهای بین‌المللی است. در واقع در مقایسه با کشورهای دیگر جهان تقریباً بیشترین مصرف انرژی و بیشترین هدر در منابع انرژی را در کشور مشاهده می‌کنیم.[۲]

این در حالی است که منابع انرژی موجود در ایران علاوه بر تأمین مصرف داخلی انرژی کشور منبع ارزشمند و با اهمیتی در تأمین بیش از ۹۰ درصد درآمد ارزی کشور است.[۳]

---

[۱] اقتصاد انرژی دکتر شکیبایی ص ۲۱

[۲] . منبع: پایان‌نامه اله دادی

[۳] . منبع: ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۴

در واقع در صورتی‌که فرض شود منابع انرژی ایران به اتمام برسد، و در جاهای دیگر زمین انرژی وجود داشته باشد، کشور ایران دیگر پولی برای خرید این منابع نخواهد داشت. و در تخمین‌های که زده شده است نشان می‌دهد در صورتی‌که مصرف انرژی در ایران در حد سال ۸۳ ثابت باقی بماند حدود ۸۴ سال آینده این منابع پایان خواهند یافت. در حالی‌که سالیانه حدود ۶ درصد رشد در میزان مصرف انرژی در ایران مشاهده می‌شود، بنابراین اگر میزان صادرات منابع ثابت فرض شوند تا ۸۴ سال آینده همه منابع تأمین انرژی داخلی و درآمد ارزی کشور به پایان خواهد رسید.[۱]

این در حالی است که کشور ایران به علت داشتن اقلیم‌های متنوع آب و هوایی دارای استعدادهای متنوعی از منابع تجدیدپذیر انرژی می‌باشد. و در ایران نواحی متعددی دارای آب و هوای آفتابی و دارای بادهای شدید و همچنین انرژی دریا و رودخانه می‌باشد. بنابراین در صورت بررسی‌های اقتصادی این منابع می‌توان فرصت سرمایه‌گذاری‌های متعددی را شناسایی کرد و در صورت امکان به تولید انرژی انبوه از این منابع اقدام کرد. در این صورت تا حدود ۸۰ سال آینده که به نام انرژی فسیلی کشور به اتمام خواهد رسید می‌توان انتظار داشت که ایران در آینده نیز صادرکننده یک کالای کاملاً استراتژیک یعنی انرژی باشد.

۱-۲. دلایل عمده اهمیت مباحث اقتصاد انرژی

الف - از لحاظ رشد اقتصادی

در این بخش رابطه بین مصرف و رشد اقتصادی راتحلیل می‌نماییم. در ابتدا و تا قبل از انقلاب صنعتی، اقتصاد کشاورزی وجود داشت که میزان تولید تابع دو فاکتور زمین و کار بود که K زمین کشاورزی و L کار بوده است و $Y= F(K,L)$ بعد از انقلاب صنعتی مواد اولیه هم به این عوامل افزوده شد . $Y= F(K,L,M)$و در قرن ۲۰ نفت خام در تمام فرآیندهای صنعتی وارد شد و در سال ۱۹۷۳ در اثر اولین شوک نفتی اهمیت انرژی بیشتر مورد توجه قرار گرفت و سرانجام تابع تولید به صورت $Y= F(K,L,M,E)$در نظر گرفته شد.
در سالهای اخیر به خاطر حضور تکنولوژی فاکتور Tرا نیز به تابع تولید اضافه نموده اند، که داریم:

$$Y=F(K,L,M,E)$$

پس انرژی نقش عمده‌ای در تابع تولید دارد. از افزایش مصرف انرژی تولید نیز افزایش می‌یابد که متوجه می‌شویم که Y با E رابطه مستقیم داشته، اما با توجه به آمارو تحقیقات مشاهده می شودکه این ارتباط همیشه فزآینده نبوده یعنی با رشد اقتصاد، مصرف انرژی به همان میزان رشد نکرده، اما افرادی که با مدیریت انرژی آشنایی دارند می دانندکه با مدیریت صحیح و استفاده بهینه از انرژی می‌توان با مصرف قبلی انرژی همان تولید بیشتر را داشت، بنابراین مدیریت انرژی اهمیت بسیاری دارد.

---

[۱] . منبع: پایان‌نامه اله دادی

ب -از لحاظ ملی و سطح بنگاه‌ها

در بحث اهمیت مسائل اقتصاد انرژی به لحاظ ملی و سطح بنگاه‌ها باید به موارد زیر توجه کرد:

۱. بازگشت منافع اقتصادی مستقیم

اگر برای مدیریت انرژی پولی هزینه کنیم و صرفه‌جویی در مصرف انرژی این پول بر می‌گردد و انرژی تلف نمی‌شود. به عنوان مثال پیک سائی برق است، یعنی نرخ‌های متفاوت برق در ساعات مختلف مصرف برق در نظر گرفته می‌شود. و در ساعات پرمصرف، نرخ افزایش می‌یابد، هم اکنون ایده فوق علاوه بر انرژی برای خدمات هم در نظر گرفته می‌شود، به عنوان مثال قیمت اتوبوس و مترو که در ساعات پر مصرف افزایش یافته که این امر باعث می‌شود افراد برحسب ضرورت در ساعات پرمصرف از اتوبوس استفاده کنند. به‌طوریکه ساعات پر مصرف بین ۷ تا ۸ بوده و افراد دز این ساعات از خدمات عمومی بر حسب ضرورت استفاده کنند. سپس ساعات پیک مصرف را بین بقیه ساعات پخش می‌کنند و احتیاج به سرمایه‌گذاری اضافی کاهش می‌یابد.

۲. بیشتر صنایع و کارخانجات به دنبال راه‌های رقابتی کردن کالاهای خود هستند.

اکنون زمان جهانی شدن است، پس صنایع به دنبال بازار در سطح جهان و جهانی شدن کالاهای خود هستند. اگر شرکتی بتواند در مصرف انرژی صرفه‌جویی کند پس هزینه تولیدی کالایش کاهش می‌یابد و قیمت تمام شده کالای خود را کاهش دهد ، بهتر می‌تواند در بازار جهانی رقابت کند. کشورهای صنعتی با حداکثر استفاده از انرژی کالاهای خود را با هزینه‌ای کمتر تولید می‌کنند.در اقتصاد مهندسی سه واژه مهم به شرح زیر داریم :

انرژی‌بر[۱]، کاربر[۲]، سرمایه‌بر[۳]

مثلاً صنعت پتروشیمی، صنعت انرژی‌بر است، بعضی فعالیت‌ها کاربر و بعضی ازدیگر، سرمایه‌بر هستند. کشورهایی که مشکل بیکاری دارند بهتر است سراغ صنایعی بروند که کاربر باشد.

۳. سرعت تغییر در تکنولوژی انرژی

بایستی در شرکتها افرادی باشند که بتوانند این تغییرات را دنبال کنند تا از تکنولوژی روز دنیا دور نباشند و آن را به روز کنند. پس شرکتها بخشی به نام R & D[۴] دارند که به بررسی تکنولوژی‌های روز دنیا می‌پردازد تا فناوری‌های لازم را در اختیار گروه تولید قرار دهد تا پیشرفت کافی و مناسب رادر تولید با کمترین هزینه داشته باشند. و آموزش نیروی انسانی هم در این بخش قرار می‌گیرد.

---

1 . Energy Intensive
2 . Labor Intensive
3 . Capital Intensive
4 . Research & Development

۱-۳. الگوی مصرف انرژی در ایران

بر اساس یک تعریف علمی الگوی مصرف عبارت است از: "مقدار و تنوع مصرف". برای سنجش الگوی مصرف باید مجموعه‌ای از توابع را تعریف کرد. به عبارت دیگر با استفاده از مجموعه‌ای از توابع توصیفی، رفتاری، فنی و حقوقی که بیانگر میزان و تنوع مصرف باشد، می‌توان تصویر علمی و آماری از الگوی مصرف ارائه نمود. بر این اساس الگوی مصرف انرژی نیز عبارت است از: " مقدار و تنوع مصرف انرژی" که با استفاده از توابع توصیفی، رفتاری، فنی و حقوقی مرتبط می‌توان وضعیت موجود و راهکارهای بهبود آن را تجزیه و تحلیل کرد.

کارایی[1] به نسبت کمیت خدمات ارائه شده به هزینه مالی یا نیروی کاری که برای آن به کار رفته اشاره دارد. در این مفهوم میزان رضایت مشتری یا میزان دستیابی به هدف مطلوب، مد نظر قرار نمی‌گیرد. ثمربخشی[2] روشی است که چگونگی تحقق اهداف را مورد سنجش قرار می‌دهد. این مقیاس اثرات تولید یا خدمات را به جامعه کمی کرده و مشخص می‌کند که آیا از نهاده‌ها یا منابع برای نایل شدن به اهداف مورد نظر خود به طور بهینه استفاده شده است. اگر بپذیریم که "میزان بهره‌وری انرژی[3]" مهم‌ترین و گویاترین سنجشگر الگوی مصرف انرژی است که با استفاده از آن می‌توان الگوی مصرف در کشورهای مختلف را مقایسه نمود و ارتقاء آن را مبنایی برای بهینه کردن الگوی مصرف سوخت در کشور شمرد. بنابراین در هر بخش از اقتصاد برای ارزیابی میزان بهره‌وری نیازمندیم که معیارهایی برای بهره‌وری تعریف کنیم و پس از آن با استفاده از کمی کردن هر یک از معیارها، میزان بهره‌وری را بسنجیم.

[1] کارایی با استفاده مفید از منابع ارتباط دارد. اگر انرژی را به عنوان یکی از عوامل تولید در نظر بگیریم آنگاه کارایی انرژی عبارت است از ارزش اقتصادی که به ازای استفاده از یک واحد انرژی بدست می آید. شاخص کارایی انرژی از تقسیم ارزش محصول به مقدار انرژی مصرفی بدست می‌آید (عکس شدت انرژی)

[2] روشی است که چگونگی تحقق اهداف را مورد سنجش قرار می دهد. این مقیاس اثرات تولید یا خدمات به جامعه را کمی کرده و مشخص می‌کند که آیا از نهاده‌ها یا منابع برای نایل شدن به اهداف مورد نظر خود به‌طور بهینه استفاده شده است. به عبارت دیگر ثمربخشی با عملکرد مرتبط است

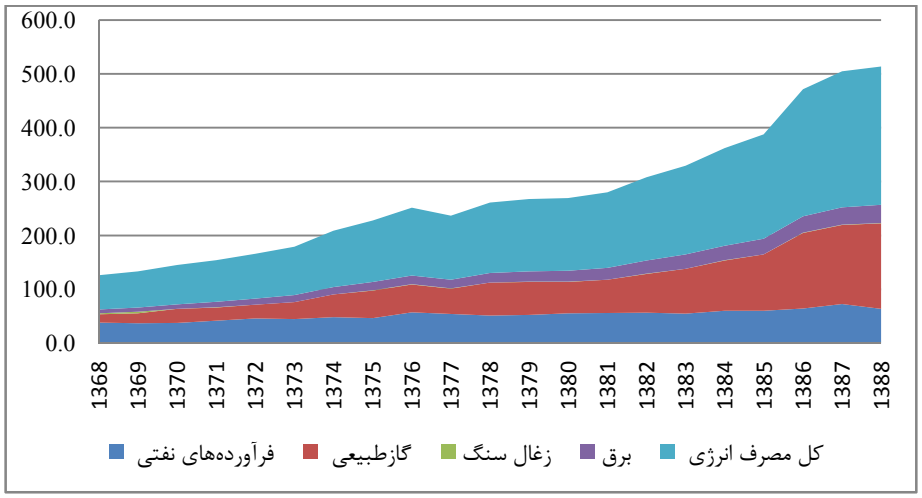
[3] بهره‌وری انرژی ترکیبی از کارایی و ثمر بخشی انرژی است

جدول۲. معیارهای بهره‌وری بخش‌های مصرف‌کننده انرژی و شاخص‌های کمی آن‌ها

بخش‌ها	معیارها	شاخص‌های کمی
صنعت	بازدهی	تولید نهایی
حمل و نقل	بازدهی منفعت اجتماعی	میزان مصرف سوخت به ازای واحد پیمایش، شدت انرژی و سرانه مصرف انرژی
کشاورزی	بازدهی	تولید نهایی
تجاری، عمومی	منفعت اجتماعی	شدت انرژی و سرانه مصرف انرژی
خانگی	مطلوبیت کل فردی	سرانه مصرف انرژی

در تعریف الگوی مصرف انرژی دو محور مد نظر قرار گرفته است: یکی مقدار مصرف و دیگری تنوع مصرف انرژی. بخش‌های مصرف‌کننده و نوع حامل‌های انرژی بر اساس تقسیم‌بندی انجام شده ناظر به تنوع مصرف می‌باشد و برای ترسیم الگوی مصرف انرژی مقدار مصرف حامل‌های انرژی در هر بخش بررسی خواهد شد.
با مطالعه روند مصرف انواع حامل‌های انرژی طی سال‌های ۱۳۶۸ تا ۱۳۸۸(نمودار ۱)، نکاتی چند در تغییرات الگوی مصرف این سال‌ها در بخش صنعت مشاهده می‌شود:

نمودار۱. روند مصرف حامل‌های انرژی بخش صنعت (۸۸-۱۳۶۸) میلیون بشکه معادل نفت‌خام



منبع: ترازنامه انرژی سال ۸۸

مصرف انرژی در بخش صنعت که عمدتاً از محل منابع فرآورده‌های نفتی و گازطبیعی تامین شده، از رشد فزاینده‌ای برخوردار بوده است. بیشترین وابستگی بخش صنعت به انرژی، به حامل‌های فرآورده‌های نفتی و گازطبیعی مربوط می‌شود با این توضیح که با توسعه تولیدات گازطبیعی (از سال ۱۳۶۸) به تناسب از میزان مصرف فرآورده‌های نفتی به عنوان منبع تامین انرژی بخش صنعت کاسته و به مصرف گاز طبیعی افزوده شده است. همچنین صرف نظر از اینکه به عنوان یک اصل اولیه، الگوی مصرف انرژی در کشور باید در جهت حذف مصارف زائد و بهینه کردن مصارف لازم اصلاح شود، به لحاظ اینکه ایران از منابع گازی غنی برخوردار است و گازطبیعی منبع انرژی پاک‌تری نسبت به فرآورده‌های نفتی می‌باشد، جایگزینی گازطبیعی بجای فرآورده‌های نفتی می‌تواند یکی از اقدامات موثر در بهینه‌سازی الگوی مصرف باشد. مشاهده می‌شود که این اصلاح الگو در کشور از سال ۱۳۶۵ آغاز گردیده و روند قابل قبولی نیز داشته است.

روند رشد مصرف گازطبیعی از سال ۱۳۷۸ با افت ناگهانی مواجه شده است که تا سال ۱۳۸۲ نیز کاهش یا تثبیت میزان مصرف گازطبیعی مشاهده می‌شود. کاهش مصرف گازطبیعی در این بازه زمانی، منجر به افزایش مصرف فرآورده‌های نفتی نگردیده و مقارن با افزایش تدریجی مصرف برق در بخش صنعت بوده است. تغییرات الگوی مصرف در این فاصله زمانی قابل مطالعه می‌باشد. بنابراین افزایش جایگاه برق به عنوان پاکترین حامل انرژی در طول سال‌های ۱۳۶۸تا۱۳۷۲ از رشد ناچیزی برخوردار بوده است و از سال ۱۳۷۲ به بعد با رشد مناسبی رو به افزایش نهاده است.

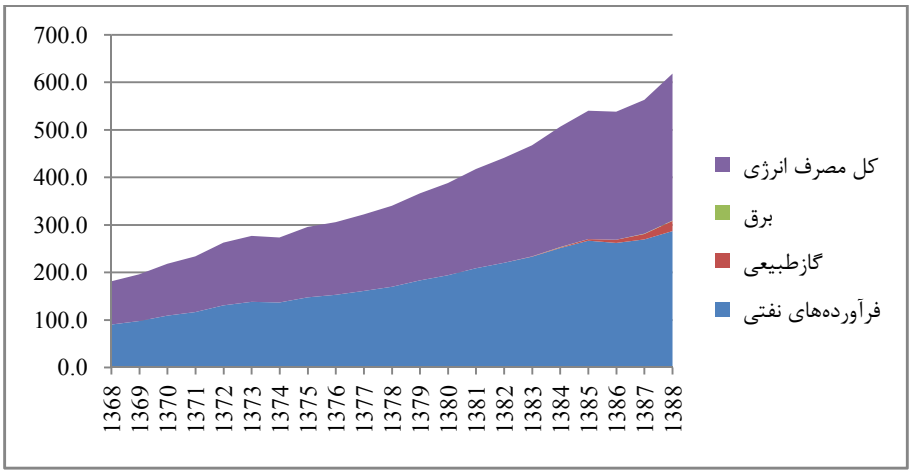
از دیدگاه زیست‌محیطی، تقریباً از نیمه دوم دوره زمانی مورد مطالعه میزان مصرف گازطبیعی و برق که کمترین آلایندگی محیطی را دارند سهم فزاینده‌تری از مصارف انرژی بخش صنعت را به خود اختصاص

داده‌اند که این امر می‌تواند از نقاط قوت تغییرات الگوی مصرف انرژی در سال‌های مورد مطالعه محسوب گردد.

سهم حامل‌های زغال‌سنگ، بیوماس جامد و گازکک وکوره بلند در مصارف انرژی بخش صنعت ناچیز بوده و این نشانگر ضعف بعد تنوعی الگوی مصرف انرژی درکشور می‌باشد. چنانچه امکان افزایش سهم دیگر حامل‌های انرژی در کشور فراهم آید بی‌شک ارزش‌افزوده فرآورده‌های نفتی و گازطبیعی در مصارف غیر انرژی آن به مراتب فزون‌تر خواهد بود.

در ادامه، الگوی مصرف حامل‌های انرژی را در بخش حمل و نقل تحلیل و برسی می‌کنیم. همان‌گونه که در نمودار ۲، روند مصرف حامل‌های انرژی در بخش حمل و نقل طی سال‌های۸۸ -۱۳۶۸ نمایش داده شده است:

نمودار۲. روند مصرف حامل‌های انرژی بخش حمل و نقل (۸۸-۱۳۶۸) میلیون بشکه معادل نفت‌خام



منبع: ترازنامه انرژی سال ۸۸

مصرف انرژی در بخش حمل و نقل کاملاً یک بعدی و تقریباً به طور کامل وابسته به حامل‌های فرآورده‌های نفتی می‌باشد. رشد مصرف در این بخش به‌صورت چشمگیری فزاینده و با شیب بسیار تند می‌باشد و با گذشت زمان ضریب رشد آن نیز افزایش پیدا کرده است که نشان از بروز بحران مصرف انرژی در بخش حمل و نقل دارد.

عدم تنوع و استفاده تک بعدی از ارزشمندترین و در عین حال آلاینده‌ترین حامل انرژی در بخش حمل و نقل، تصویر بسیار نامناسبی از الگوی مصرف را در کشور می‌دهد و روند آن نیز دورنمای بسی نامناسب‌تر را پیش روی ترسیم می‌کند. اقدامات اخیر دولت در خصوص مهار این روند نامناسب نشان از بروز نشانه‌های خطرناک و بوجود آمدن اراده‌ای برای اصلاح این وضع می‌باشد.

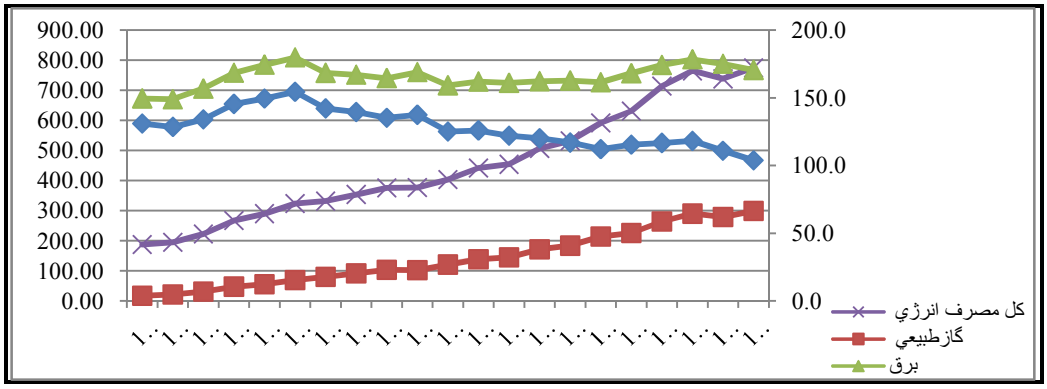
از سال ۱۳۷۸ و ۱۳۷۹ شاهد ورود حامل‌های گازطبیعی و برق به عرصه مصرف انرژی در حمل و نقل می‌باشیم که در مقایسه با شرایط مصرف فرآورده‌های نفتی قابل ملاحظه به نظر نمی‌رسد و در صورتی

می‌توان به اصلاح الگوی موجود امیدوار بود که عزمی ملی، پشتوانه یک انقلاب در بخش حمل و نقل (چه در زمینه صرفه‌جویی، چه افزایش بازده و چه جایگزینی حامل‌های پاک‌تر گاز طبیعی و برق) باشد. اگرچه رشد فزاینده مصرف فرآورده‌های نفتی در بخش حمل و نقل که سهم مصارف خانوار نیز در آن عمده‌ترین می‌باشد، به طور مستقیم باعث افزایش سرانه مصرف انرژی در کشور می‌گردد و افزایش شاخص سرانه نیز از نشانه‌های افزایش رفاه اجتماعی است، اما رشد شاخص رفاه به این صورت را نمی‌توان واقعی دانست. چرا که از یک سو به لحاظ از دست رفتن فرصت‌های اقتصادی بالقوه مصرف صحیح فرآورده‌های نفتی در سایر بخش‌ها، و از سوی دیگر ایجاد بحران‌های زیست محیطی به خصوص در شهرهای بزرگ، از تاثیر مطلوب مصرف انرژی در این بخش به شدت کاسته خواهد شد و آمار سرانه مصرف انرژی را کاذب جلوه خواهد داد. در شهرهای بزرگ و جاده‌های پر رفت و آمد، عمده انرژی در ترافیک‌های سنگین و طولانی به هدر رفته و نمی‌توان آن را به حساب افزایش رفاه اجتماعی آورد بلکه در عمل حتی تاثیری کاملاً ضدرفاهی خواهد داشت.

ملاحظه می‌شود که با اعمال سهمیه‌بندی مصرف بنزین در بخش حمل و نقل از سال ۱۳۸۶ و توسعه گازسوز کردن خودروها ازمیزان مصرف فرآورده‌های نفتی کاسته و بر میزان مصرف گاز طبیعی افزوده شده است. برآورد صرفه‌جوئی‌های ارزی ناشی از این سهمیه‌بندی، بر ضرورت تداوم این امر و برنامه‌ریزی برای استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر در این بخش تاکید دارد.

در نهایت، با مطالعه روند مصرف انواع حامل‌های انرژی طی سالهای ۱۳۶۸ تا ۱۳۸۸ (نمودار ۳)، نکاتی چند در تغییرات الگوی مصرف این سال‌ها در سایر بخش‌های اقتصادی مشاهده می‌شود:

نمودار۳. روند مصرف حامل‌های انرژی سایر بخشهای اقتصاد (۸۸-۱۳۶۸) میلیون بشکه معادل نفت‌خام



منبع: ترازنامه انرژی سال ۸۸

اگرچه مصرف انرژی درسایر بخش‌ها نیز عمدتاً از محل منابع فرآورده‌های نفتی و گازطبیعی تامین شده است اما در مقایسه با بخش‌های صنعت و حمل و نقل از تنوع بیشتر (هر چند در حد محدود) برخوردار است.

تا سال ۱۳۶۸ بیشترین وابستگی سایر بخش‌ها به انرژی، به حامل‌های فرآورده‌های نفتی مربوط می‌شود اما از آن پس با رشد میزان تولید گاز، این حامل انرژی به سرعت جایگزین بخشی از مصارف فزاینده فرآورده‌های نفتی شده است و در سالهای۱۳۷۲ و ۱۳۷۷روند جایگزینی به حدی رسیده که شیب مصرف فرآورده‌های نفتی در سایر بخش‌ها منفی شده است. البته از سال ۱۳۸۰ مصرف فرآورده‌های نفتی در سایر بخش‌ها با روند ثابتی ادامه یافته است. شایان ذکر است که در این سالها مصرف گازطبیعی نیز با نرخ بسیار زیادی رو به افزایش بوده و افزایش شدید کل مصرف انرژی در سایر بخش‌ها را به دنبال داشته است.

مشاهده می‌شود که مصرف برق در سایر بخش‌ها با نرخ رشد ملایمی رو به فزونی داشته است. اگر چه سهم برق در حد ناچیز بوده است اما همین میزان محدود همراه با رشد ملایم، کمک به اصلاح الگوی مصرف در زمینه سازگاری با محیط زیست نموده است. به نظر می‌رسد افزایش ناگهانی نرخ رشد مصرف گازطبیعی در سایر بخش‌ها از سال ۱۳۶۸ به بعد، تا حدود زیادی به دلیل افزایش میزان مصرف خانگی در پی گسترش شبکه گازرسانی در سطح کشور بوده است.

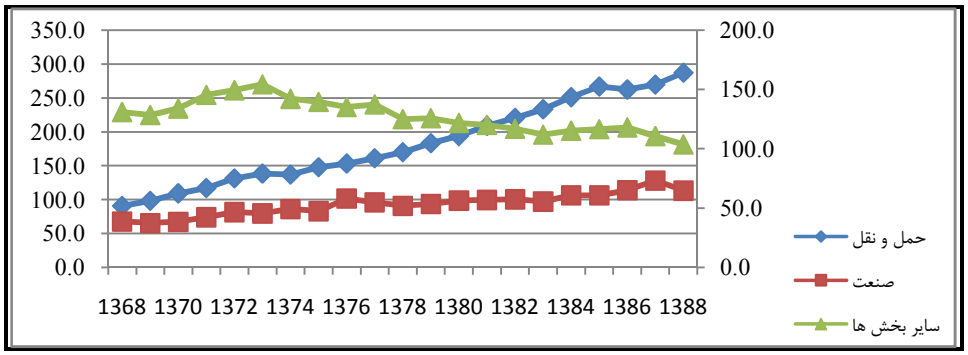
میزان مصرف فرآورده‌های نفتی در طول سال‌های مورد مطالعه پیوسته دچار نوسان بوده است که چنین نوساناتی در آمار مصرف گازطبیعی مشاهده نمی‌شود. در بیان علل نوسانات می‌توان به عواملی نظیر نوسانات عرضه محصول، تغییرات فصلی در میزان مصرف طی سال‌های مورد نظر و تغییرات قیمت فرآورده‌ها اشاره نمود.

۱-۴. روند مصرف حامل‌های انرژی در ایران

۱-۴-۱. بررسی مقایسه‌ای مصرف فرآورده‌های نفتی در بخش‌های مختلف اقتصاد

نمودار ۴ امکان مقایسه مصرف فرآورده‌های نفتی را در بخش‌های مختلف اقتصاد طی سال‌های ۱۳۶۸ تا ۱۳۸۸ فراهم می‌کند.

نمودار۴. روند مصرف فرآورده‌های نفتی در بخش‌های اقتصاد (۸۸-۱۳۶۸) میلیون بشکه معادل نفت‌خام



منبع: ترازنامه انرژی سال ۸۸

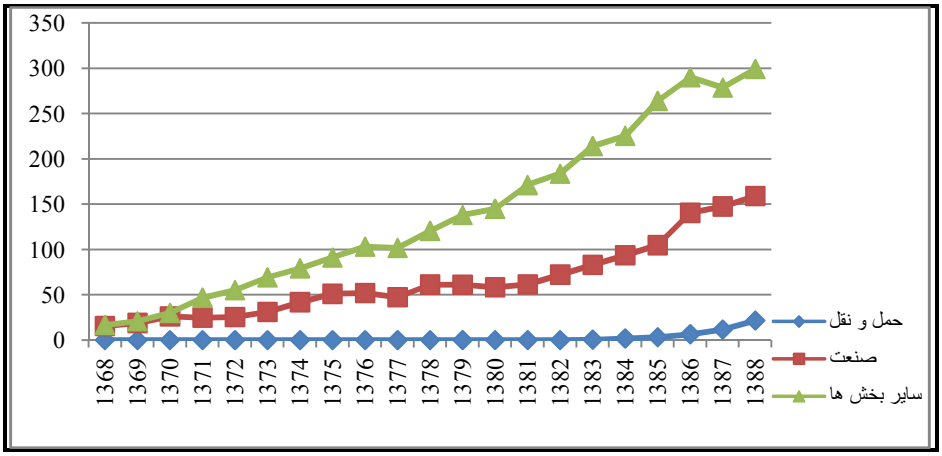
با مطالعه نمودار ۴ مربوط به روند مصرف فرآورده‌های نفتی طی سال‌های۱۳۶۸ تا ۱۳۸۸، می‌توان به نکات زیر اشاره کرد: تا سال ۱۳۷۱ اولویت‌بندی مصرف فرآورده‌های نفتی از قرار سایر بخش‌ها، بخش حمل و نقل و بخش صنعت با حفظ فاصله تقریباً ثابت برقرار بوده است. اما از سال ۱۳۷۱روند مصرف بخش‌های حمل ونقل و سایر بخش‌ها نسبت به بخش صنعت شکاف قابل‌توجهی پیداکرده است. از جمله دلایل این امر رشد صنعت خودروسازی، کاسته شدن نسبی تحریم‌های بین‌المللی و بهبود وضعیت معیشت عمومی می‌باشد.

از سال ۱۳۷۸ نیز جابجایی در اولویت مصرف بخش حمل و نقل و سایر بخش‌ها مشهود است. کاهش تعرفه‌های گمرکی ورود خودرو، افزایش مضاعف تولید خودروی داخلی و افزایش توان خرید اتومبیل برای متوسط افراد جامعه از جمله دلایل این تغییرات محسوب می‌شود. از سال ۱۳۷۷ شیب نزولی منحنی مصرف فرآورده‌های نفتی در سایر بخش‌ها مشاهده می‌شود که ناشی از جایگزینی گازطبیعی و گسترش شبکه گازرسانی به خصوص در بخش خانگی می‌باشد. با افزایش تدریجی مصرف گازطبیعی در بخش صنعت از میزان وابستگی این بخش به فرآورده‌های نفتی کاسته شده که این تحول به صورت ثابت شدن و گاهی منفی شدن شیب منحنی در نمودار نمایان شده است. همچنین آثار منفی زیست‌محیطی ناشی از افزایش مصرف فرآورده‌های نفتی در بخش حمل و نقل، آثار مثبت زیست‌محیطی ناشی از کاهش مصرف فرآورده‌های نفتی در بخش صنعت را خنثی می‌کند.

۱-۴-۲. بررسی مقایسه‌ای مصرف گاز طبیعی در بخش‌های مختلف اقتصاد

نمودار ۵ امکان مقایسه مصرف گازطبیعی در بخش‌های مختلف اقتصاد طی سال‌های ۶۸ تا ۸۸ را فراهم می‌کند.

نمودار۵. روند مصرف گازطبیعی در بخش‌های اقتصاد(۸۸-۱۳۶۸) میلیون بشکه معادل نفت‌خام



منبع: ترازنامه انرژی سال ۸۸

همان‌گونه که در نمودار مشاهده می‌شود، بخش حمل و نقل کمترین وابستگی را به گازطبیعی دارد درحالی که هر چه میزان وابستگی این بخش به گازطبیعی افزایش یابد و در عوض وابستگی به فرآورده‌های نفتی کمتر شود آثار زیست‌محیطی منفی ناشی از الگوی فعلی مصرف در این بخش کمتر خواهد شد. سیاست‌های مرتبط با این بخش باید منجر به چنین تغییر الگویی شود.

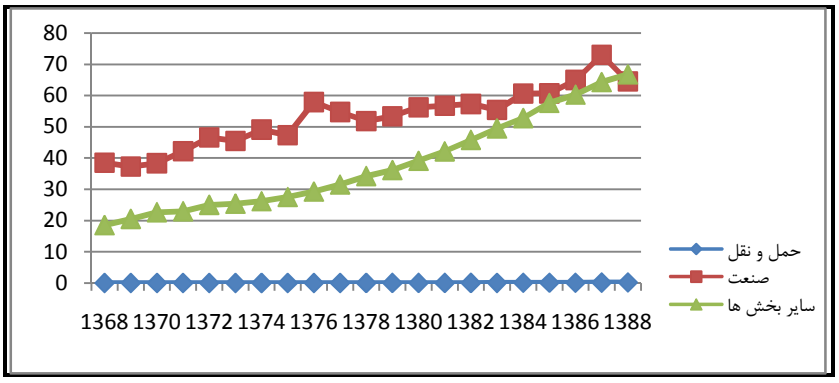
بیشترین وابستگی به گازطبیعی در سایر بخش‌ها مشاهده می‌شود که این وابستگی از سال ۱۳۶۸ به شدت افزایش یافته است. عمده افزایش مصرف مربوط به مصرف خانگی است که منجر به افزایش مطلوبیت فردی می‌گردد. البته آن بخش از مصرف که در اثر پایین بودن بازده مصارف بخش خانوار هدر رفته را نباید به حساب افزایش مطلوبیت فردی آورد. سیاست‌های اصلاحی در زمینه بالا بردن بازده تکنولوژیکی و فنی تجهیزات مصرف‌کننده انرژی، اصلاح الگوی طراحی و ساخت اماکن، ارتقاء فرهنگ مصرف اجتماعی و آموزش‌های موثر در این زمینه راهکار مناسب در جهت بهبود الگوی مصرف در این بخش می‌باشد. اگر چه افزایش سهم مصرف گازطبیعی در بخش خانگی نوعی ارتقاء الگوی مصرف می‌باشد، لیکن ضروری است که تدابیر لازم برای زمان‌های اوج مصرف (ناشی ازتغییرات فصلی آب و هوا) اندیشیده شود تا عرضه و تقاضا در تعادل قرار گیرد و اتفاقی نظیر زمستان ۸۶ که منجر به بحران انرژی در برخی استان‌ها گردید، تکرار نشود.

مصرف گازطبیعی در بخش صنعت تا سال ۱۳۶۷ اندک بوده و روند ثابتی را طی نموده است و از آن پس این روند به همراه نوساناتی رشد نموده است. البته افزایش سهم مصارف گاز طبیعی در صنعت نکته مثبتی محسوب می‌شود به شرط آنکه سیاست‌های موثری در بالا بردن بازده این بخش اعمال گردد.

۱-۴-۳. بررسی مقایسه‌ای مصرف برق در بخش‌های مختلف اقتصاد

نمودار ۶ امکان مقایسه مصرف برق در بخش‌های مختلف اقتصاد طی سال‌های ۶۸ تا ۸۸ را فراهم می‌کند. که می‌توان این روند را چنین تحلیل کرد:

نمودار۶. روند مصرف برق بخش‌های اقتصاد (۸۸-۱۳۶۸) میلیون بشکه معادل نفت‌خام



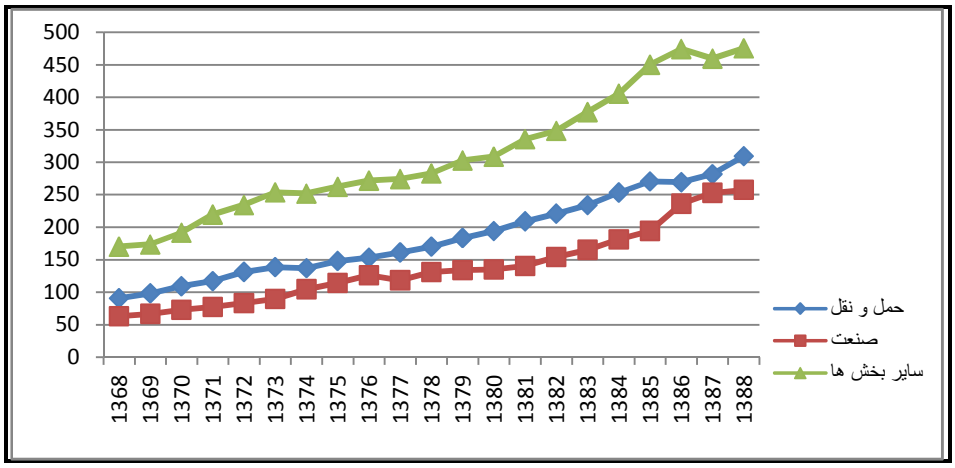
منبع: ترازنامه انرژی سال ۸۸

تشابه زیادی بین الگوی مصرف برق با الگوی مصرف گازطبیعی در بخش‌های مختلف وجود دارد .
وابستگی بخش حمل و نقل به برق به جز سال‌های آخر آن هم در حد بسیار جزئی، در سایر سال‌های مورد مطالعه صفر بوده است. چنین الگوی مصرفی کمترین سازگاری با محیط زیست دارد.
تا قبل از انقلاب مصرف بخش صنعت با اندکی اختلاف بیشتر از مصرف سایر بخش‌ها بوده است. پس از انقلاب با افزایش ظرفیت‌های تولید برق و گسترش شبکه توزیع برق، خصوصاً در مناطق محروم و روستاها شاهد افزایش مصرف و وابستگی سایر بخش‌ها به برق می‌باشیم. به گونه‌ای که مصرف برق در سایر بخش‌ها از مصرف در بخش صنعت پیشی گرفته و روند فزاینده‌ای را طی نموده است.
از سال ۱۳۶۸ به بعد رشد مصرف برق در صنعت افزایش یافته است که مقارن با دوره سازندگی و رشد تولید برق هم‌زمان با رشد صنایع کشور می‌باشد. در این سال‌ها به موازات رشد مصرف انرژی در صنعت، رشد اقتصادی نیز به وقوع پیوسته است و این اتفاق نشان از حرکت کشور در مسیر توسعه می‌باشد.

۱-۴-۴. بررسی مقایسه‌ای مصرف نهایی انرژی در بخش‌های مختلف اقتصاد

نمودار ۷ امکان مقایسه مصرف نهایی انرژی در بخش‌های مختلف اقتصاد طی سال‌های ۶۸ تا ۸۸ را فراهم می‌کند. که می‌توان این روند را چنین تحلیل کرد:

نمودار ۷. روند مصرف نهایی انرژی در بخش‌های اقتصاد(۸۸-۱۳۶۸) میلیون بشکه معادل نفت‌خام



منبع: ترازنامه انرژی سال ۸۸

همان‌طور که در نمودار نشان داده شده است، در همه بخش‌ها رشد فزاینده مصرف انرژی مشهود می‌باشد. اگرچه این رشد رو به افزایش می‌تواند بیانگر افزایش رفاه اجتماعی و توسعه کشور باشد اما بررسی بازده

مصرف در همه بخش‌ها وتعیین میزان اتلاف انرژی از ضروریات لازم برای بهبود الگوی مصرف انرژی در کشور می‌باشد تا منجر به سیاستگذاری‌های لازم در این زمینه گردد.

مصرف نهایی انرژی در سایر بخش‌ها با فاصله نسبتاً زیادی از بخش‌های حمل و نقل و صنعت، رشد فزاینده‌ای را نشان می‌دهد که این افزایش بخصوص در مقایسه با رشد بخش صنعت بیانگر رواج فرهنگ مصرف‌گرایی می‌باشد. در واقع با این اتفاق تناسب منطقی بین رشد توسعه و رفاه اجتماعی وجود ندارد که نشانگر روند منفی در الگوی مصرف انرژی کشور است و نیاز مبرمی به اصلاح این روند احساس می‌شود.

از حدود سال ۱۳۷۸رشد مصرف بخش حمل و نقل از رشد مصرف بخش صنعت پیش گرفته است که این اتفاق نشانه افزایش مصرف‌گرایی در جامعه می‌باشد و تنظیم و اعمال سیاست‌های اصلاحی برای بهبود این وضیت ضروری به نظر می‌رسد.

در فاصله سال‌های ۱۳۶۸ تا ۱۳۷۸ که مقارن با دوره سازندگی است، بر خلاف روند اشاره شده در بند ۳ و ۴ نرخ رشد مصرف انرژی در بخش صنعت افزایش یافته است. البته در پایان دوره سازندگی این روند مثبت مجدداً تغییر کرده و الگوی مصرف به سمت نامناسبی سوق پیدا کرده است که قابل مطالعه می‌باشد.

۱-۴-۵. پیامدهای ادامه الگوی کنونی مصرف انرژی

مسلماً الگوی کنونی مصرف انرژی و روند کلی تغیرات آن (صرف‌نظر از اقدامات مقطعی و کم اثر) دورنمای تاریک و نگران‌کننده‌ای را برای ما ترسیم می‌کند. کارشناسان، ارزان بودن منابع انرژی و استفاده از فناوری‌های قدیمی در صنعت حمل و نقل و ساختمان را از جمله علل اصلی شکل‌گیری الگوی نامناسب مصرف انرژی در کشورمان می‌دانند.

آمارهای رسمی ارزش انرژی مصرفی ایران را سالانه بیش از ۲۰ میلیارد دلار برآورد می‌کند که به گفته کارشناسان یک‌چهارم این انرژی قابل صرفه‌جویی است. در ایران بیش از ۹۸ درصد انرژی مورد نیاز از نفت و مشتقات آن بدست می‌آید و درصورتی که این روند مصرف ادامه یابد در آینده‌ای نه چندان دور این کشور نفت‌خیز باید تمام تولید نفت خود را که مهم‌ترین منبع درآمدی ارزی آن نیز به شمار می‌رود، در داخل مصرف کند.

آینده نفت : وزارت نفت ذخایر نفت کشور را۱۳۰میلیارد بشکه برآورد کرده است هر چند سازمان‌های بین‌المللی رقمی کمتر از ۱۰۰میلیارد بشکه را واقعی‌تر می‌دانند. کارشناسان نفتی عقیده دارند اگر ایران بخواهد به عنوان دومین تولیدکننده عضو اوپک سهم حدود ۱۵درصدی خود را در اوپک حفظ کند باید در ۲۰ سال آینده لااقل تولید خود را به بیش از ۸ میلیون بشکه در روز برساند. ایران در حال حاضر چهار میلیون و

۲۰۰ هزار بشکه نفت تولید می‌کند که حدود یک میلیون و ۶۰۰ هزار بشکه از آن در داخل پالایش و به مصرف داخلی می‌رسد و بقیه صادر می‌شود[1].

آینده گاز : در کنار منابع عظیم نفت، ایران بعد از روسیه بیشترین منابع گاز جهان را در اختیار دارد اما تنها ۴ درصد گاز جهان را تولید می‌کند که عمدتاً در داخل مصرف می‌شود و بخشی نیز به چاه‌های نفت تزریق می‌گردد. در واقع در بخش گاز آنچه که محدودیت اصلی در راه اصلاح الگوی مصرف است ضعف کشور در ایجاد ظرفیت‌های متناسب با استعدادهای موجود می‌باشد.

با وجود تلاش‌های صورت گرفته در چند سال اخیر برای افزایش تولید گاز در ایران هنوز ظرفیت تولید گاز کشور از ۴۰۰ میلیون متر مکعب در روز تجاوز نکرده و نزدیک به ۱۰۰ میلیون متر مکعب از برنامه پیش بینی شده توسط دولت عقب‌تر است. در حال حاضر، نیمی از مصرف انرژی ایران را گاز تشکیل می‌دهد و دولت قصد دارد برای بالا بردن این سهم، سرمایه‌گذاری در این بخش را افزایش دهد. آمارهای موجود نشان می‌دهد که در دهه گذشته جمعیت تحت پوشش شبکه گاز در ایران بیش از دو برابر شده و از ۱۹ میلیون نفر در سال ۱۳۷۵ به بیش از ۴۲ میلون نفر در حال حاضر رسیده است.

از یک سو محدودیت در ظرفیت تولید گاز مانع از جایگزینی مناسب این حامل انرژی است و از سوی دیگر نحوه مصرف کنونی گاز در کشور (همچون مصرف سایر حامل‌ها) خارج از استاندارد جهانی می‌باشد به گونه‌ای که بر اساس اظهار نظر مدیرعامل شرکت ملی گاز، "روند شدت انرژی و به تبع آن روند مصرف گاز در کشور به گونه‌ای لجام گسیخته رو به افزایش است که اگر به همین منوال ادامه یابد، با قیمت‌های کنونی، خسارتی معادل ۲۰۰ میلیارد دلار را در سال ۱۴۰۴ بر کشور تحمیل خواهد کرد. چنانچه به منوال و رویه کنونی به مصرف انرژی در کشور ادامه دهیم، در افق سند چشم انداز بیست ساله، روزانه ۲۷۰۰ میلیون مترمکعب گاز مصرف خواهد شد این درحالی است که با مدیریت تقاضا (مصرف) می‌توان این میزان را به ۹۰۰ میلیون مترمکعب در روز کاهش داد که این امر منوط به اصلاح الگوی مصرف کنونی می‌باشد". محدودیت ظرفیت تولید و مصرف نادرست ظرفیت‌های موجود از عوامل منفی تاثیرگذار بر دورنمای الگوی مصرف گاز در کشور می باشند[2].

آینده برق :افزایش سهم برق در مصرف بخش‌های مختلف از ضروریات آینده کشور برای اصلاح الگوی مصرف انرژی می‌باشد. توان تولید برق ایران حدود ۳۸هزار مگاوات است و با توجه به رشد۱۰درصدی مصرف انرژی، کشور باید سالانه بیش از ۳ هزار مگاوات نیروگاه جدید بر ظرفیت خود اضافه کند تا بتواند روند رشد مصرف را کنترل کند اما روند رشد تولید برق در حال حاضر تامین‌کننده نیاز آینده کشور نمی‌باشد[3].

---

[1] امیدوار، کاوه، افزایش ده درصدی مصرف سالیانه انرژی در ایران، سایت خبری بی بی سی، فوریه ۲۰۰۶

[2] همان منبع

[3] همان منبع

۱-۵. الگوی مصرف انرژی سایر کشورها و مقایسه آن با الگوی ایران

با اتکا به داده‌های آماری رسمی (برگرفته از آخرین ترازنامه[1] منتشر شده در کشور) نمایی از الگوی مصرف انرژی کشور طی سال‌های گذشته و روند تغییرات آن ترسیم گردید. برای بررسی جایگاه ایران به لحاظ الگوی مصرف انرژی در جهان لازم است الگوی مصرف انرژی در چند کشور مورد مطالعه قرار گیرد. داده‌های آماری این بخش برگرفته از سایت رسمی آژانس انرژی اتمی مربوط به سال ۲۰۱۰ می‌باشد. در انتخاب مناطق و کشورها نیز سعی شده است که از داده‌های آماری مناطق یا کشورهای موفق در زمینه الگوی مصرف انرژی، کشورهای درحال توسعه و کشورهای با شرایط نزدیک به ایران استفاده شود.

به همین دلیل کشورهای OECD اروپایی که در کنار توسعه‌یافتگی، به لحاظ الگوی مصرف انرژی از شرایط مناسبی برخوردار می‌باشند؛ کشورهای OECD آمریکای شمالی که کشورهای توسعه‌یافته‌ای می‌باشند اما به لحاظ الگوی مصرف انرژی در سطح پایین‌تری نسبت به کشورهای OECD اروپایی قرار دارند؛ کشورهای چین و هند که مطالعه الگوی مصرف انرژی آنها به عنوان کشورهای درحال توسعه می‌تواند در شناخت چشم‌انداز آینده ایران و پیش‌بینی فرصت‌ها و تهدیدهای پیش رو مفید واقع شود. همچنین مطالعه الگوی مصرف کشور ترکیه به عنوان کشور همسایه‌ای که میزان رشد اقتصادی و الگوی مصرف انرژی آن، معیار مقایسه‌ای مناسبی در منطقه می‌باشد و ونزوئلا نیز به عنوان یک کشور تولیدکننده نفت با برخی شرایط مشابه ایران می‌تواند گزینه مناسبی برای مطالعه و مقایسه باشد. این مطالعه و بررسی در قالب دو گزینه (تنوع حامل‌های انرژی و مصرف انرژی در بخش‌های اقتصادی) قابل بحث است.

حال لازم است به نکات قابل توجه‌ای در ارتباط با مصرف انرژی که دانستن آن‌ها تا اندازه‌ای شاید در اصلاح الگوی مصرف انرژی در ایران نیز تاثیرگذار باشد، در مناطق مذکور اشاره کنیم. در همه مناطق به جز چین و OECD آمریکای شمالی بیشترین مصرف انرژی متعلق به سایر بخش‌ها می‌باشد. از الگوی مصرف انرژی در چین به عنوان یک کشور درحال توسعه موفق می‌توان چنین استنباط کرد که حداقل در مراحل آغازین حرکت به سمت توسعه، بخش صنعت باید بیشترین سهم مصرف انرژی را به خود اختصاص دهد.

در کشور ونزوئلا اولویت بخش‌های مصرف‌کننده انرژی تقریباً برعکس اولویت بخش‌ها در ایران است. در ایران سایر بخش‌ها، بخش حمل و نقل و بخش صنعت به ترتیب دارای بیشترین سهم مصرف انرژی می‌باشند در حالی که در ونزوئلا این ترتیب برعکس است. با توجه به اینکه هر دوکشور جزو کشورهای تولیدکننده و صادرکننده نفت جهان سوم می‌باشند این اختلاف قابل مطالعه می‌باشد. اما در حالی که در کشورهای

[1] ترازنامه انرژی به صورت یک سیستم حسابداری است که جریان انرژی را در یک اقتصاد (در سطح منطقه‌ای، استانی یا ملی) در طی یک دوره معین زمانی (معمولاً یک سال تقویمی) نشان می‌دهد. عبارت تراز به این معنا است که مقادیر انرژی‌های اولیه بایستی مساوی مقادیر مصرف شده (پس از منظورکردن تغییر در موجودی، واردات و صادرات، و سهمی که برای تبدیل انرژی اولیه به حامل‌های ثانویه انرژی شامل تلفات مصرف می‌شود) باشد

OECD آمریکای شمالی به دلیل وسعت جغرافیایی منطقه، توسعه شبکه حمل و نقل و الگوی تولید وسایل حمل ونقل پر مصرف، بشترین مصرف انرژی در بخش حمل و نقل می‌باشد.
در کشورهای هند و ترکیه بخش حمل و نقل نسبت به بخش صنعت و سایر بخش‌ها سهم مصرف کمتری را نشان می‌دهند و این امر به دلیل گران بودن انرژی و اعمال سیاست‌های کنترلی مصرف آن در این کشورها می‌باشد.
و در زمینه مصرف حامل‌های انرژی نیز کشورهای OECD به لحاظ صنعتی بودن و بالا بودن GDP آنها بیشترین میزان مصرف فرآورده‌های نفتی،گازطبیعی و برق را به خود اختصاص داده‌اند. در حالی که در چین به دلیل بالا بودن میزان ذخایر زغال‌سنگ و تولید انبوه آن همچنین سرمایه‌گذاری‌های گسترده در زمینه تکنولوژی سوخت‌های پاک بیشترین مصرف حامل‌های زغال‌سنگ، منابع انرژی تجدیدپذیر و انرژی گرمایی صورت می‌گیرد.
اما علیرغم ذخایر غنی گازطبیعی در ایران سهم مصرف این حامل به نسبت بسیار ناچیز می‌باشد که علت آن ظرفیت تولید پایین و سرمایه‌گذاری‌های اندک در این زمینه و نیز برخی مشکلات سیاسی است.
لازم به ذکر است که هند را می‌توان جزو کشورهای موفق در زمینه تولید و مصرف انرژی‌های تجدیدپذیر تلقی نمود که کمک موثری در بهینه‌سازی مصرف انرژی در آن کشور خواهد بود. و کشور ایران نیز برای رسیدن به مرز توسعه‌یافتگی بایستی ظرفیت‌های خود را در زمینه تولید و مصرف انرژی های تجدیدشونده و پاک افزایش دهد.

۱-۶. راهکارهای رسیدن به الگوی مصرف بهینه انرژی

درکشور جمهوری اسلامی ایران با وجود اینکه بر اساس اعتقادات دینی جامعه صرفه جویی و دوری از اسراف یک امر پسندیده و واجب محسوب می شود، منتها ارزان بودن قیمت حامل‌های انرژی و در دسترس بودن انواع منابع انرژی سبب شد تا جامعه ما با تاخیر قابل توجهی به ضرورت بهینه‌سازی مصرف انرژی بیاندیشد. با این وجود آنچه مسلم است اتخاذ راهکارهای مناسب برای جلوگیری از اتلاف و مصرف بی‌رویه انرژی و اصلاح الگوی مصرف در کشور نیز روز به روز بیشتر احساس می‌شود، چرا که جلوگیری از به هدر رفتن سوخت‌های فسیلی، علاوه بر دستیابی سریعتر به توسعه پایدار و حفظ منابع برای نسل های آینده،کاهش آلودگی محیط زیست که یکی از معضلات اصلی جوامع امروز است را نیز در پی خواهد داشت و با توجه به اقدامات جهانی در زمینه کاهش آلاینده ها این خود عامل دیگری برای تلاش هر چه بیشتر در این زمینه بشمار می‌رود.
به همین منظور در ادامه به پیشنهاد راهکارهایی برای حرکت به سمت الگوی مصرف بهینه انرژی می‌پردازیم. همانطور که در تعریف الگوی مصرف آمده است، بهینه‌سازی مصرف از دو بعد تنوع و مقدار مصرف حائز

اهمیت می‌باشد. در واقع متناسب با شرایط فرهنگی، جغرافیایی، اجتماعی و اقتصادی کشورمان سیاستگذاری‌ها در زمینه مصرف انرژی بایستی منجر به اصلاح این ابعاد شود.

الف. تقویت پایه‌های علمی و اطلاعاتی کشور در زمینه انرژی

اصلاح الگوی مصرف انرژی و بهینه‌سازی آن از طریق شناخت الگوی واقعی مصرف انرژی در گذشته و حال و با اتکا به روشهای اصلاحی علمی ممکن است. برای تحقق این امر تدوین نقشه دقیق انرژی کشور اعم از نقشه تولید و مصرف انرژی؛گسترش و ارتقاء کیفیت مطالعات دانشگاهی در زمینه انرژی و تربیت و بکارگیری نیروهای متخصص کارآمد که با اشراف بر ابعاد علمی، توانایی تحلیل شرایط موجود و ابداع راهکارهای مناسب برای اصلاح روش‌ها و رفع موانع و معایب را دارا باشند.
همچنین ایجاد مکانیزم پژوهشی مناسبی که بتواند با تعریف معیارها و شاخص‌های کمی و کیفی مناسب، اطلاعات و آمار واقعی و به روز را در اختیار تصمیم‌گیران و سیاست‌گذاران بخش انرژی قرار دهد.

ب. فرهنگ‌سازی در زمینه مصرف انرژی

در ایران پتانسیل زیادی برای صرفه‌جویی در مصرف سوخت وجود دارد که تحقق بخشی از آن از طریق اصلاح الگوی مصرف اجتماعی قابل تحقق است. به همین جهت واقعی کردن قیمت، حذف یارانه حامل‌های انرژی و اعمال سیاست‌های تشویقی و تنبیهی برای کاهش و حذف مصارف بی‌رویه و غیرضروری انرژی امری ضروری به نظر می‌رسد. همچنین باید آموزش در زمینه ارتقاء شناخت و آگاهی عموم افراد جامعه از نحوه صحیح مصارف انرژی گسترش یابد.

ج. ارتقاء بهره‌وری فنی و تکنولوژیکی

بخش قابل توجهی از تلفات انرژی در کشورمان ناشی از ضعف فنی و تکنولوژیکی در زمینه ساخت تجهیزات، سیستم‌ها و اماکن انرژی‌بر است که اصلاح آن از طرق زیر ممکن می‌باشد:

- ✓ تهیه و تدوین معیارهای علمی و مشخصات فنی مرتبط با مصرف انرژی در تجهیزات، فرآیندها و سیستم‌های مصرف‌کننده انرژی به گونه‌ای قانونمند و الزام‌آور که کلیه مصرف‌کنندگان، تولیدکنندگان و واردکنندگان این تجهیزات، فرآیندها و سیستم‌ها مکلف به رعایت مشخصات و معیارها باشند.
- ✓ ارتقاء سطح مطالعات، طراحی و مهندسی ساخت تجهیزات انرژی‌بر

- ✓ تدوین مقررات و ضوابط علمی مربوط به رعایت استانداردهای مصرف انرژی در طراحی و ساخت ساختمان‌ها با هدف کمینه کردن اتلاف انرژی
- ✓ اعمال سیاست‌های حمایتی و تشویقی برای ترغیب تولیدکنندگان تجهیزات و سیستم‌های انرژی‌بر به ارتقاء بهره‌وری.
- ✓ الزام به تاسیس واحدهای مدیریت انرژی در کارخانجات بزرگ مصرف‌کننده عمده انرژی

د. تغییر نوع و سهم مصرف حامل‌های انرژی

ایران به دلیل برخورداری از منابع غنی گاز در کنار منابع نفتی فرصت مساعدی برای ارائه یک الگوی ایده‌آل مصرف انرژی در دنیا دارد. جایگزینی گازطبیعی به جای فرآورده‌های نفتی کمک شایانی به اصلاح الگوی مصرف انرژی درکشورمان می‌نماید. از سوی دیگر لازم است برای حرکت به سمت توسعه‌یافتگی، به تولید و جایگزینی انرژی‌های تجدیدپذیر و پاک توجه ویژه مبذول داشته شود.
بنابراین افزایش سرمایه‌گذاری در بخش گاز در جهت توسعه بهره‌برداری از منابع غنی گازی کشور و استفاده از این فرصت برای افزایش مصارف غیر انرژی، جایگزینی گاز بجای فرآورده‌های نفتی در مصارف انرژی هم‌زمان با افزایش ظرفیت تولید گاز کشور و سرمایه‌گذاری جدی در زمینه افزایش ظرفیت کشور برای تولید انرژی‌های نو و تجدیدپذیر ضروری به نظر می‌رسد.

۱-۷. قیمت اسمی و واقعی حامل‌های انرژی در ایران

قیمت اسمی حامل‌های انرژی طی سال‌های متمادی ثابت بوده و یا تغییرات اندکی را تجربه کرده است، به استثناء بنزین که از سال ۱۳۵۹ روند صعودی پیدا کرد، تغییرات عمده سایر حامل‌های انرژی از آغاز برنامه دوم در سال ۱۳۷۴ بر اساس تبصره ۱۹ قانون برنامه دوم صورت پذیرفت. با توجه به تعدیلاتی که در قیمت فرآورده‌های نفتی انجام گرفت، قیمت اسمی بنزین، نفت سفید، نفت گاز، نفت کوره، گاز مایع و سوخت هواپیما به ترتیب به سطح ۱۰۰۰، ۱۶۵، ۱۶۵، ۹۴.۶، ۳۰.۹ و ۱۴۴۰ریال برای هر لیتر در سال ۱۳۸۷ افزایش یافت. این قیمت‌ها در سال ۱۳۷۰ به ترتیب در سطح ۵۰، ۴، ۱۰، ۲ ،۱۶ و ۵.۴ ریال قرار داشته‌اند.[1] در سال-های اخیر بیشترین رشد قیمت اسمی فروش مربوط به بنزین و کمترین قیمت مربوط به گاز مایع بوده است. در سال 1387، قیمت اسمی فروش فرآورده‌های نفتی، طبق قانون تثبیت قیمت‌ها ثابت باقی مانده و نسبت به سال قبل رشد قابل ملاحظه‌ای نداشته است. در برنامه چهارم، در مورد قیمت‌های فرآورده‌های نفتی، قرار بود این قیمت‌ها به قیمت‌های فوب خلیج فارس برسند و منابعی را ایجاد کنند تا صرف بهینه‌سازی مصرف و

[1] ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۷ کشور

سایر موارد گردد، اما در سال 1384، ماده ۳ این برنامه اصلاح شد و مصوبه‌ای تحت عنوان تثبیت قیمت‌ها مطرح گردید و طی این مصوبه قرار شد تا همه فرآورده‌های نفتی به قیمت تثبیتی سال 1383 عرضه شوند.
متوسط وزنی قیمت فرآورده‌های نفتی که در سال ۱۳۷۰، حدود ۱۴.۳ ریال برای هر لیتر بوده به ۴۸۲.۵ ریال در سال ۱۳۸۷ رسیده است که از رشد متوسط ۳۲٪ (طی سال‌های۸۷-۱۳۷۰) برخوردار بوده است.
همچنین، متوسط قیمت فروش هر مترمکعب گازطبیعی از ۴.۶ ریال در سال ۱۳۷۰ به ۱۰۲.۹ ریال برای هر متر مکعب در سال ۱۳۸۷ افزایش یافته است. متوسط رشد سالانه قیمت اسمی گازطبیعی طی سال‌های(۸۷-۱۳۷۰) حدود ۲۱.۳ درصد می‌باشد.[1]
با توجه به آنکه برق یک انرژی گران قیمت و با ارزش است و هزینه تمام شده آن متأثر از عواملی همچون سهم کم تولید انرژی نیروگاههای برق آبی، وسعت شبکه، دور بودن مراکز بار شبکه از یکدیگر، ترکیب نامناسب الگوی مصرف و ضریب بار شبکه، بالا می‌باشد.
متوسط قیمت هر کیلووات ساعت برق از ۸.۵ ریال به ازای هر کیلووات ساعت در سال ۱۳۷۰ به ۱۷۳.۲۲ ریال به ازای هر کیلووات ساعت در سال ۱۳۸۷ رسیده است که از رشد متوسط ۱۹ درصد برخوردار می‌یاشد. [2]
محاسبه قیمت واقعی حامل‌های انرژی بر اساس شاخص قیمت کل خرده‌فروشی مصرف‌کننده (CPI)، بر مبنای سال ۱۳۸۳ صورت گرفته است. قیمت واقعی بنزین، نفت سفید، نفت گاز، نفت کوره و گاز مایع به ترتیب به سطح ۵۴۵.۶، ۹۰، ۹۰، ۵۱.۶ و ۲۵۵.۲ ریال برای هر لیتر در سال ۱۳۸۷ افزایش یافت. این قیمت‌ها در سال ۱۳۷۰ به ترتیب در سطح ۶۰۹.۸، ۴۸.۸، ۱۲۲، ۲۴.۴ و ۱۹۵.۱ ریال قرار داشته‌اند. همچنین متوسط وزنی قیمت فرآورده‌های نفتی که در سال ۱۳۷۰، حدود ۲۰۰.۰۲ ریال برای هر لیتر بوده به ۲۰۶.۴۸ ریال در سال ۱۳۸۷ رسیده است.
نکته جالب در متوسط قیمت فروش هر مترمکعب گازطبیعی می‌باشد که از ۵۶.۱ ریال در سال ۱۳۷۰ پس از نوسانات دوباره به ۵۶.۱ ریال برای هر متر مکعب در سال ۱۳۸۷ رسیده است. و متوسط قیمت هر کیلووات ساعت برق از ۱۰۳.۷ریال به ازای هر کیلووات ساعت در سال ۱۳۷۰ به ۹۴.۵ ریال به ازای هر کیلووات ساعت در سال ۱۳۸۷ رسیده است همانطور که مشاهده می‌شود روند کاهشی را تجربه کرده است. [3]

[1] ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۷ کشور
[2] ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۷ کشور
[3] ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۷ کشور

جدول ۳. قیمت اسمی و واقعی فرآورده‌های نفتی، گازطبیعی و برق در ایران

نام حامل انرژی	قیمت اسمی		قیمت واقعی	
	ریال در هر لیتر	متر مکعب	ریال در هر لیتر	متر مکعب
	1370	1387	1370	1387
بنزین	50	1000	609.8	545.6
نفت کوره	2	94.6	24.4	51.6
نفت سفید	4	165	48.8	90
نفت گاز	10	165	122	90
گاز مایع	16	467.8	195.1	255.2
برق	8.5	173.2	103.7	94.5
گازطبیعی	4.6	102.9	56.1	56.1

شاخص قیمت مصرف‌کننده(CPI) در سال ۱۳۷۰، ۸.۲ و در سال ۱۳۸۷، ۱۸۳.۳ می‌باشد.

۱-۸. تاثیر قیمت انرژی روی مصرف انرژی

قیمت انرژی از یک سو، مصرف و تقاضای انرژی از سوی دیگر تولید ناخالص داخلی و رشد اقتصادی را تحت تاثیر قرار داده‌است. از این رو بررسی رابطهٔ مصرف انرژی، قیمت انرژی و تولید ناخالص داخلی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است و در نتیجه تبین این ارتباط به روشن شدن سیاست‌های بخش انرژی کشور، کمک شایانی می‌کند. مصرف حامل‌های انرژی در اثر نوسانات سطوح تولید و قیمت‌های نسبی نهاده‌های تولید تغییر می‌یابند. تحولات قیمت‌های بین‌المللی حامل‌های انرژی نیز به‌عنوان متغیر سایه، از طریق قیمت‌های نسبی و رابطه مبادله، مصرف انرژی را در کشورهای مختلف متاثر می‌سازد. به‌عبارت دیگر، مولفه‌های درآمدی(تولید)، قیمتی (قیمت‌های نسبی در سبد خانوار و ترکیب عوامل تولید) و نیز قیمت‌های سایه بین‌المللی به‌طور مجزا بر توابع رفتاری مصرف حامل‌های انرژی اثرگذارند. به‌عنوان نمونه در ایران نیز، افزایش تدریجی مصرف حامل‌های انرژی به واسطه قیمت به نسبت پایین این فرآورده‌ها و رشد جمعیت کشور باعث شده است که دولت سالانه مبالغ زیادی بابت یارانه حامل‌های انرژی هزینه کند. که ادامه این روند با توجه به درآمد و منابع مالی دولت در آینده امکان‌پذیر نخواهد بود و عمده وظایف حاکمیتی دولت به دلیل هدایت مخارج دولت از این مسیر ممکن است کم‌رنگ‌تر شود.

همان‌طوری که می‌دانیم علاوه بر نهاده‌های کار و سرمایه، انرژی نیز به‌عنوان یکی از عوامل مهم تولید در بحث‌های اقتصاد کلان مطرح بوده و جایگاه ویژه‌ای در رشد و توسعه اقتصادی به‌عنوان برآیند تمام فعالیت-

های اقتصادی یک جامعه دارا می‌باشد. لذا تولید تابعی از کار، سرمایه، انرژی و مواد اولیه خواهد بود. به عبارتی داریم:

$$Q = f(K, L, E, M) \qquad (1)$$

در این رابطه K = نماد سرمایه، L = نماد نیروی‌کار، E = نماد انرژی و M = نماد مواد اولیه می باشند.
چنانچه شاخص کل قیمت انرژی افزایش یابد (با فرض ثابت بودن قیمت سایر عوامل تولید) مصرف آن کاهش می‌یابد. اما چنانچه در مجموعه حامل‌های انرژی، تنها قیمت یکی از حامل‌ها افزایش یابد، یا افزایش آن بیش از سایر حامل‌ها باشد، آنگاه مقداری از اثر افزایش قیمت این حامل؛ توسط جانشینی سایر حامل‌ها جبران خواهد شد. میزان این جانشینی بستگی به این امر دارد که از نظر تکنیکی تا چه حد سایر حامل‌ها بتوانند جانشین آن گردند و مدت زمان این تعدیل چقدر باشد.
بنابراین افزایش قیمت از یک سو باعث جانشینی سایر حامل‌های انرژی‌زا به جای آن خواهد شد، و از سوی دیگر درکوتاه‌مدت باعث افزایش هزینه‌های تولید گشته و میزان تولید را کاهش خواهد داد. در بلندمدت نیز افزایش هزینه‌ها بستگی به توان جایگزینی سایر نهاده‌ها و حامل‌ها خواهد داشت. چنانچه قابلیت جایگزینی وجود داشته باشد مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان اقدام به جایگزین نمودن منابع انرژی رقیب می‌نمایند.
مشاهدات تاریخی بازار انرژی نشان می‌دهد که رابطه قیمت و مقدار مصرف انرژی در مناطق مختلف جهان با ساختارهای اقتصادی متفاوت، یکسان نیست(مسیح[1] ۱۹۹۸). حجم اقتصاد و درجه توسعه‌یافتگی مناطق یکی از عوامل مهم در تعیین سطح مصرف انرژی است. باوجوداین، توسعه اقتصادی نیاز به انرژی را افزایش می‌دهد، قیمت انرژی نیز در رشد اقتصادی به‌ویژه برای کشورهای واردکننده انرژی موثر است. نکته قابل‌توجه این است که شاخص قیمت کل انرژی از ابتدای دهه 90 نزولی بوده است. به عنوان مثال، شاخص قیمت حامل‌های انرژی در کشورهای عضو OECD نیز از ابتدای نیمه دوم دهه1980 (۱۳۵۹) نزولی گردیده‌اند. هرچند در مورد زغال و فرآورده‌های نفتی روند نزولی قبل از سال (۱۳۶۱) 1982 آغاز شده است، به‌عبارت‌دیگر برخلاف تصور با کاهش قیمت واقعی انرژی در این کشورها، نه‌تنها مصرف انرژی افزایش نیافته بلکه روز به روز منطقی‌تر شده است[2].

[1] RUMI MASIH
[2] Energy Balances of OECD Countries: Beyond 2020 documentation (2011 edition)

۹-۱. شدت انرژی

بهینه‌سازی مصرف انرژی همراه با کاهش شدت انرژی در تمامی بخش‌های اقتصادی از ضروریات نیل به توسعه پایدار می‌باشد. شدت انرژی[1] شاخصی برای تعیین کارایی انرژی در سطح اقتصاد ملی هر کشور است که از تقسیم مصرف نهایی انرژی (یا عرضه انرژی اولیه) بر تولید ناخالص داخلی محاسبه می‌شود و نشان می-دهد که برای تولید مقدار معینی از کالاها و خدمات (برحسب واحد پول) چه مقدار انرژی به کار رفته است. عوامل بسیاری در تعیین شدت انرژی یک کشور موثر است. شدت انرژی می‌تواند متاثر از سطح استانداردهای زندگی، عوامل آب و هوایی یا ساختار اقتصادی یک کشور باشد. کشورهایی که دارای سطح بالاتری از استاندارد زندگی هستند مصرف بیشتری داشته و در نتیجه این امر بر شدت انرژی آنها تاثیر می‌گذارد. بهینه-سازی ساختمان‌ها، تجهیزات، ترکیب سوخت‌های مورد استفاده در بخش حمل و نقل و حتی مسافت بین مکان‌های جغرافیایی، شیوه‌های حمل و نقل، ظرفیت حمل و نقل عمومی و اقدامات صورت گرفته در بهینه-سازی مصرف انرژی و آزادسازی انرژی، مولدهای انرژی خارج از شبکه، حوادث طبیعی و جنگ که منابع انرژی هر کشوری را تحت تاثیر قرار می‌دهند، استفاده بهینه انرژی و یارانه‌های انرژی از عوامل تاثیرگذار در شدت انرژی هستند. با مقایسه این شاخص در سال‌های مختلف و میان کشورهای مختلف می‌توان روند استفاده از منابع انرژی در فرآیند تولید ملی کشورها را ارزیابی کرد. در محاسبه شدت مصرف نهایی انرژی بر مبنای برابری قدرت خرید (که برخی از اشکالات ناشی از محاسبه نرخ ارز را نیز ندارد) ایران از لحاظ مصرف انرژی به منظور تولید کالاها و خدمات وضعیت مطلوبی نداشته و جزء کشورهای با شدت انرژی بسیار بالامحسوب می‌شود. بر این اساس شدت مصرف نهایی انرژی در کشور نه تنها در مقایسه با کشورهای نفت خیز بسیار بالاتر است، بلکه از برخی مناطق نظیر امریکای شمالی، آفریقا، خاورمیانه و شوروی سابق نیز بیشتر است. در سال۲۰۰۸، در سطح جهان به‌طور متوسط برای تولید یک میلیون دلار ارزش افزوده حدود ۱۰۲/۳۸ تن معادل نفت خام انرژی مصرف شده است، در حالی که این رقم در ایران نزدیک به ۴ برابر مقدار متوسط جهانی است. شدت انرژی بر مبنای عرضه انرژی اولیه و مصرف نهایی انرژی در سال ۱۳۸۸ به ترتیب ۳.۰۱ و ۲ بشکه معادل نفت خام به میلیون ریال بوده است. [2]

آمار رسمی کشور نشان می‌دهد شدت مصرف انرژی نهایی از سال ۱۳۷۷ به تدریج افزایش یافته، که این موضوع نشان می‌دهد بخش عمده‌ای از مصرف انرژی در بخش‌های غیرمولد مانند بخش خانگی به مصرف می‌رسد؛ به عبارت دیگر ارزش افزوده‌ای به ازای مصرف انرژی برای کشور ایجاد نمی‌شود، هر چند این بخش به عنوان بزرگ‌ترین مصرف‌کننده انرژی می‌باشد.

نکته پر اهمیت دیگر در خصوص حامل‌های انرژی در ایران بالا بودن شدت انرژی است. این موضوع بیشتر به دلیل فناوری‌های پایین، ناوگان حمل نقل فرسوده و ... می‌باشد. این امر مصرف بیشتر این فرآورده‌ها و در

[1] Energy Intensity

[2] ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۸ کشور

نتیجه افزایش یارانه‌های پرداختی آن را به دنبال خواهد داشت. در جدول4، ارقام شدت انرژی در طول ۳۰ سال ارائه شده است.

جدول۴. روند تغییرات شدت انرژی طی ۳۰ سال در ایران

سال	1358	1360	1365	1370	1375	1380	1381
شدت انرژی	0.90	1.15	1.49	1.53	1.85	1.93	1.92
سال	1382	1383	1384	1385	1386	1387	1388
شدت انرژی	1.88	1.89	1.91	1.95	1.96	1.98	2.03

منبع: ترازنامه هیدروکربوری سال ۸۸

۱-۱۰. بررسی رابطه بین مصرف انرژی و رشد اقتصادی

همانطور که پیش‌تر به ارتباط بین مصرف انرژی و رشد اقتصادی در بخش ۱-۲ اشاره کردیم. در این قسمت ابتدا به بیان مبانی نظری این موضوع و سپس به تحلیل و بررسی تجربی رابطه مذکور در اقتصاد ایران می-پردازیم.

سرمایه و نیروی کار اعم از متخصص و غیرمتخصص، از مهمترین عوامل مؤثر بر رشد اقتصادی‌اند که در توابع رشد در نظر گرفته می‌شوند. در تئوری‌های جدید رشد، عامل انرژی نیز وارد مدل شده است، ولی اهمیت آن در مدل‌های مختلف، یکسان نیست. استرن[1] (۱۹۹۳) به نقل از آیرس و نایر[2](۱۹۸۴) بیان می‌کند که در مدل بیوفیزیکی رشد، انرژی مهمترین عامل رشد است. نیروی کار و سرمایه، عوامل واسطه‌ای هستند که برای به کارگیری به انرژی وابسته‌اند. هم چنین استرن(۱۹۹۳)

به نقل از اقتصاددانان نئوکلاسیک مانند برنت[3](۱۹۷۸) و دنیسون[4] (۱۹۸۵، ۱۹۷۹) بیان می‌کند که انرژی از طریق تأثیری که بر نیروی کار و سرمایه دارد، به طور غیرمستقیم بر رشد اقتصادی نیز مؤثر است ولی مستقیماً اثری بر رشد اقتصادی ندارد.

امروزه، در نظریه‌های جدید رشد، علاوه بر نهاده‌های کار و سرمایه، انرژی نیز به عنوان یکی از نهاده‌های مهم تولید در بحث‌های اقتصاد کلان مطرح است و تولید تابعی از نهاده‌های کار، سرمایه و انرژی تلقی می‌شود. هم چنین فرض بر این است که بین میزان استفاده از این نهاده‌ها و سطح تولید رابطه‌ای مستقیم وجود دارد. از سوی دیگر، مصرف انرژی تابعی معکوس از قیمت آن است و تغییر قیمت انرژی، اثری مهم در مصرف انرژی و در نتیجه در تولید ناخالص ملی دارد (ملکی،1378)

[1] Stern
[2] Ayres and Nair
[3] Berndt
[4] Denison

اگر چنین فرض شود که در تعیین عرضه‌ی کل در اقتصاد کلان، نیروی کار، متغیر و بقیه‌ی عوامل تولید ثابت هستند، در این صورت، افزایش در قیمت انرژی و در نتیجه کاهش در تقاضا برای آن سبب می‌شود که بهره-وری نیروی کار کاهش یابد و به دنبال آن منحنی تقاضا برای نیروی کار به سمت چپ منتقل می‌شود و در نتیجه میزان اشتغال کاهش می‌یابد. با کاهش سطح اشتغال، محصول ملی کاهش و قیمت‌ها افزایش می‌یابد، در این حالت منحنی عرضه‌ی کل به سمت چپ منتقل می‌شود. هم چنین شوک قیمت انرژی می‌تواند سطح عمومی قیمت‌ها را از طریق افزایش در هزینه تولید افزایش دهد، که در این صورت موجب کاهش در اجزای تشکیل دهنده‌ی تقاضای کل می‌شود و منحنی تقاضای کل در اقتصاد کلان را به سمت چپ منتقل و محصول ملی واقعی را کاهش می‌دهد (احمدیان،1378).

پیندیک (۱۹۷۹)، از نظریه‌پردازان در اقتصاد کلان معتقد است که اثر قیمت انرژی بر رشد اقتصادی، به نقش انرژی در ساختار تولید بستگی دارد. به نظر وی در صنایعی که انرژی به عنوان نهاده‌ی واسطه‌ای در تولید به کار می‌رود، افزایش قیمت آن (کاهش مصرف انرژی) بر امکانات و میزان تولید اثر خواهد گذاشت و تولید ملی را کاهش می‌دهد. وی با استفاده از هزینه تولیدی و براساس کشش هزینه‌ی تولید به تحلیل و بررسی قیمت انرژی می‌پردازد. بیان می‌کند که اگر سرمایه و نیروی کار را جانشین انرژی در نظر بگیریم، افزایش در قیمت انرژی موجب افزایش در استفاده از دو عامل سرمایه و کار می‌شود و افزایش هزینه‌های تولید بر اثر افزایش قیمت انرژی، تخصیص عوامل تولید را تغییر می‌دهد و سهم نسبی تولید ناشی از دو عامل نیروی کار و سرمایه افزایش خواهد یافت. بنابراین وجود رابطه مثبت بین مصرف انرژی و رشد اقتصادی با توجه به مبانی نظری نیز تا حدودی زیاد قابل توجیه است.

حال به تحلیل و بررسی تجربی رابطه مذکور در اقتصاد ایران می‌پردازیم. همانطور که در نمودار ۱ مشاهده می‌شود، در طی ۳۰ سال اخیر (88- 1358) روند تغییرات مصرف انرژی همسو با تولید ناخالص داخلی که جهت نشان دهنده رشد اقتصادی بکار برده شده است، می‌باشد. اما نکته قابل توجه این است که در طی سال-های اخیر فاصله روندها بیشتر می‌شود. به عبارت دیگر، با افزایش رشد اقتصادی، مصرف انرژی با شدت بیشتری رشد می‌کند. یعنی در سال‌های اخیر به دلیل پایین بودن قیمت و فراوانی منابع عظیم نفت و گاز و ... عامل تولید انرژی جایگزین سایر عوامل تولید شده است.

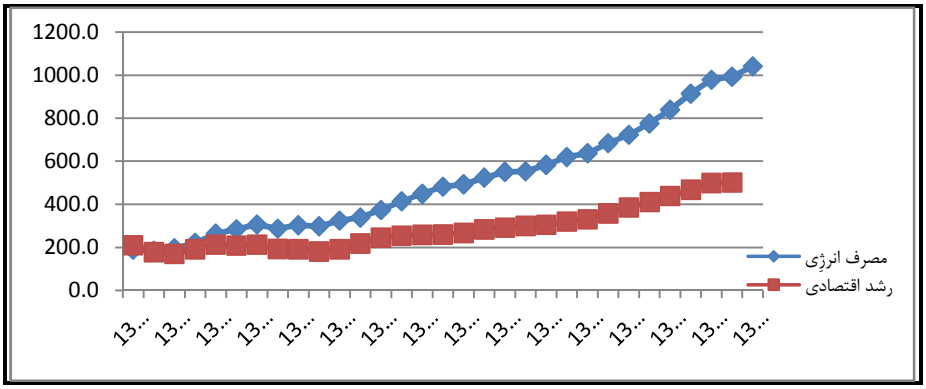
با مطالعه نمودار ۸ مربوط به روند مصرف نهایی انرژی طی سال‌های ۱۳۵۸ تا ۱۳۸۸، نکاتی چند در تغییرات الگوی مصرف این سال‌ها مشاهده می شود:

روند صعودی مصرف انرژی با شیب تند در سال‌های مورد مطالعه بخصوص از سال ۱۳۶۸ به بعد در نمودار مشاهده می‌شود همان طور که در بالا بررسی شد، بایستی با میزان رشد اقتصادی مقایسه شود تا میزان تاثیرات مثبت و منفی این رشد بررسی گردد .

به نظر می‌رسد که الگوی مصرف انرژی در ایران در سال ۱۳۸۰ دچار شکست ساختار شده است و انحرافات قبلی در الگوی مصرف شدیدتر گردیده است. این درحالی است که از این سال به بعد قیمت نفت و به طور

کلی حامل‌های انرژی در دنیا رو به افزایش بوده است. این امر نشانگر عدم کفایت سیاست‌ها در تنظیم الگوی مصرف انرژی می‌باشد.

نمودار ۸. روند تغیرات مصرف انرژی و رشد اقتصادی در ایران طی سال‌های ۸۸-۱۳۵۸



منبع: ترازنامه انرژی سال ۸۸

همانگونه که در جدول ۵ مشاهده می‌شود. بخش خانگی و تجاری مهمترین بخش مصرف‌کننده‌ی انرژی در کشور است. این بخش همواره بیشترین سهم از مصرف نهایی انرژی را به خود اختصاص داده است. مصارف انرژی در این بخش، به ویژه خانگی، عمدتا جنبه‌ی رفاهی دارد و برای ایجاد ارزش افزوده مورد استفاده قرار نمی‌گیرد. بنابراین محاسبه ی شدت انرژی(میزان انرژی مصرفی برای تولید میزان معینی از کالاها و خدمات) برای این بخش چندان منطقی نیست. به عبارت دیگر، جانشینی عامل تولید انرژی به جای سایر عوامل تولید در بخش‌های غیرمولد اقتصاد بکار گرفته شده است. به همین دلیل شدت رشد مصرف انرژی در ایران بیشتر از شدت رشد اقتصادی است.

جدول ۵. روند مصرف انرژی در بخش‌های مختلف اقتصادی (میلیون بشکه معادل نفت خام)

بخشهای اقتصادی/ سال	خانگی، عمومی و تجاری	صنعت	کشاورزی	حمل و نقل	کل
1357	65.3	35.8	16.6	57	174.8
1367	123.7	58.9	29.3	86.5	298.4
1377	241.1	118.5	33.1	161.2	553.9
1383	345	165.2	32.1	234	776.3
1384	371.7	181.3	33.7	253.3	840
1385	413.1	194.3	36.8	270.4	914.6
1386	436.5	236	37.6	269.2	979.3
1387	417.4	252.7	41.8	281.5	993.4
1388	431.9	257.3	43.3	309.2	1042

منبع: ترازنامه انرژی سال ۸۸

فصل دوم

مبانی نظری منابع پایان‌پذیر

فصل دوم - مبانی نظری منابع پایان‌پذیر

مقدمه

با توجه به مصرف عمدی انرژی در کشورهای در حال توسعه، تعیین عوامل مؤثر بر قیمت‌های انرژی در آینده بسیار با اهمیت می‌باشد. همچنین، بسیاری از کشورهای در حال توسعه به منظور تأمین منابع ارزی خود به شدت به صادرات منابع انرژی‌شان وابسته هستند. سیاست‌های دولت‌های صادرکننده انرژی تعیین می‌کند که چه میزان از منابع استخراج‌شده و چه میزان برای آینده حفظ شود. سیاست‌های نادرست این دولت‌ها در استخراج منابع می‌تواند زمینه‌ساز نابودی این ثروت ارزشمند شود. بر اساس پیش‌بینی‌ها، مصرف انرژی در کشورهای در حال توسعه، بازارهای انرژی سراسر جهان را در چند دهه آتی در اختیار خواهند گرفت.

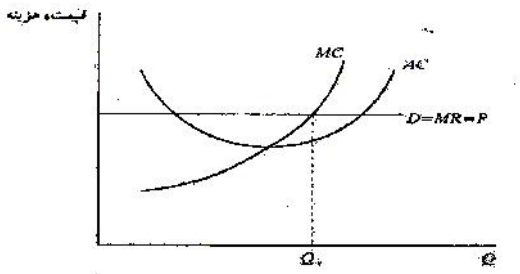
با در نظر گرفتن این مسائل، شناخت عوامل مؤثر بر عرضه و تقاضا در بازار نفت و بررسی روند قیمت در این بازار از اهمیت قابل ملاحظه‌ای برخوردار است. در این فصل ضمن تشریح شرایط بهره‌برداری مطلوب از منابع طبیعی، با استفاده از نظریه اساسی هتلینگ در زمینه منابع پایان‌پذیر و کارتل‌ها برای بررسی روند قیمت‌های نفت اوپک می‌پردازیم.

نظریه هتلینگ قیمت سایه‌ای[1] یک منبع خاص را پیش‌بینی می‌کند. این قیمت مساوی قیمت بازاری منبع منهای هزینه نهایی استخراج است. قیمت سایه‌ای یک منبع همچنین، نشان‌دهنده رانت کمیابی[2] منبع است. قانون هتلینگ بیان می‌کند که تولیدکننده همواره با در نظرگرفتن نرخ رشد قیمت بازاری منبع و مقایسه آن با نرخ بهره به تولید و استخراج از یک منبع پایان‌پذیر می‌پردازد (هتلینگ[3]، ۱۹۳۱). در این قانون با فرض ثابت‌بودن هزینه نهایی استخراج و عدم تغییر تکنولوژی در طول زمان می‌توان نتیجه گرفت که قیمت یک منبع خاص دارای یک روند افزایشی است، در حالی که قیمت‌های جهانی منابع پایان‌پذیر معمولاً از این جریان تبعیت نمی‌کنند. در مدل ساده هتلینگ این فرض اساسی وجود دارد که هزینه استخراج یک منبع خاص به استخراج تجمعی آن منبع بستگی ندارد. به بیان دیگر، می‌توان گفت فرض اصلی هتلینگ این است که هزینه نهایی استخراج به هیچ کدام از مقادیر نرخ استخراج و ذخیره باقی‌مانده بستگی ندارد.

[1] Shadow Price
[2] Scarcity Rent
[3] Hotelling

۲-۸. شرایط بهره‌برداری مطلوب از منابع طبیعی تجدیدناپذیر

تجزیه و تحلیل اقتصادی منابع طبیعی تجدیدناپذیر اساساً از تجزیه و تحلیل محصولات کشاورزی، کارخانه‌ای و خدماتی متفاوت است. بعنوان مثال سوخت‌های فسیلی مانند نفت، گاز و ذغال‌سنگ غیر
قابل تجدیدند در حالی‌که محصولات کشاورزی و محصولات کارخانه‌ای بطور مداوم قابل تولید و عرضه می‌باشند. به هرحال معادن و صنایعی مانند نفت و گاز، مقدار معینی از یک منبع تجدیدناپذیر را فقط یکبار عرضه می‌کنند. در اینجا نیز مانند سایر فعالیت‌ها فرض بر این است که مالک در پی کسب حداکثر سود باشد. اما باید توجه داشت که به‌دلیل ویژگی منحصر به‌فرد این منابع، لازم است برخی عوامل نیز در نظر گرفته شود. در اغلب فعالیت‌ها، حداکثر سود زمانی بدست می‌آید که هزینه نهایی و درآمد نهایی برابر شوند. در واقع تولیدکننده، سطح تولید مطلوب خود را در جایی تعیین می‌کند که هزینه و در آمد حاصل از آخرین واحد تولید، برابر گردند. حالتی را در نظر بگیرید که بنگاه با منحنی تقاضای افقی مواجه باشد،(مانند شکل ۱) این امر بدین معنی است که تقاضا برای تولیدات او در قیمت رایج بازار، خیلی زیاد است. از طرف دیگر این منحنی بیانگر درآمد نهایی بنگاه نیز می‌باشد. زیرا با ثابت بودن قیمت، اگر بنگاه یک واحد بیشتر تولید کند، درآمد حاصل از آن واحد، برابر با قیمت بازار خواهد بود.



شکل ۱. منحنی تقاضای افقی

اگر منحنی‌های هزینه نهایی و هزینه متوسط را نیز به شکل۱ اضافه کنیم، سطح تولیدی که سود بنگاه را حداکثر می‌کند از تقاطع منحنی‌های تقاضا و هزینه نهایی بدست می‌آید که برابر با Q_1 می‌باشد.
در بحث اقتصاد منابع پایان‌پذیر این مسئله مطرح است که آیا بهتر است در زمان فعلی بیشتر استخراج کند لازم است دو مسئله را در نظر بگیرد: اولاً میزان افزایش در سود دوره فعلی که ناشی از افزایش استخراج این دوره است. ثانیاً افزایش سود امسال، بیشتر از افزایش سود حاصل از به تعویق انداختن استخراج باشد. در اینجا با دو نوع هزینه مواجه هستیم، یکی هزینه نهایی استخراج که ناشی از افزایش استخراج که ناشی از صرف‌نظر کردن سودی است که در آینده بدست خواهد آمد (مقدار استخراج) و دومی با سودهای آینده ارتباط دارد که در صورت به تعویق افتادن استخراج، بدست می‌آید. در واقع بدین معنی است که«زمان» دارای«هزینه فرصت»

می‌باشد. زیرا اگر امروز بیشتر استخراج کنیم، هزینهٔ فرصت آن به‌صورت از دست دادن سودهای آینده خواهد بود.

رفتار اقتصادی حکم می‌کند که در آمد نهایی حاصل از استخراج در دورهٔ فعلی بایستی برابر با هزینه نهایی استخراج به‌علاوه هزینه فرصت باشد. این بحث در اقتصاد منابع پایان‌پذیر یکی از اصول اساسی در استخراج معادن می‌باشد که به«قانون هتلینگ»[1] معروف شده است. این قانون بیان می‌کند که برای توجیه‌پذیر بودن استخراج بایستی قیمت خالص بازاری (تفاوت بین قیمت بازار و هزینه نهایی استخراج) همراه با نرخ بهرهٔ بازار افزایش یابد. این اصل در صورتی حاصل می‌شود که مالک منابع، به‌دنبال حداکثر سود باشد. این مسئله را می‌توان به‌صورت زیر توضیح داد:

۱.فرض کنید که قیمت خالص بازاری منابع، دارای نرخ رشدی کمتر از نرخ بهرهٔ بازار باشد. این وضعیت برای مالک منابع به چه معنی است؟ بدیهی است که اگر مالک به‌دنبال کسب حداکثر سود باشد، با فرض ثابت بودن سایر شرایط بایستی سریعاً منابع را استخراج و به فروش رسانده و درآمدهای حاصله را در جای دیگری سرمایه‌گذاری و یا به‌صورت سپرده مدت‌دار در بانک سرمایه‌گذاری نماید.

۲.فرض کنید که قیمت خالص بازاری منابع دارای نرخ رشدی بیشتر از نرخ بهرهٔ بازار باشد. در این شرایط بهترین تصمیم برای یک مالک منابع چیست؟ مالک بایستی منابع را استخراج نکند و به تعویض بیاندازد. زیرا قیمت‌ها سریعاً در حال افزایش است و با به تعویق انداختن استخراج، می‌تواند در آینده سود بیشتری کسب نماید.

بنابراین تعادل در جایی است که نرخ رشد قیمت خالص بازار برابر با نرخ بهره باشد. به‌عبارت دیگر مالک باید برنامه استخراج خود را به گونه‌ای تنظیم کند که این برابری حاصل شود یعنی«سود حاصل از استخراج آخرین واحد» معادل با«سود حاصل از سرمایه‌گذاری در آمد حاصل از استخراج آن واحد» در جاهای دیگر باشد.

بازدهی منابع طبیعی تجدیدناپذیر گاهی اوقات «رانت منابع» نامیده می‌شود. اگر این رانت در طی زمان به اندازه نرخ بهره(تنزیل) افزایش نیابد، افراد تمایلی به حفظ ذخایر ندارند. زیرا بازدهی حاصل از سرمایه‌گذاری در پروژه‌های دیگر بیشتر خواهد بود. به‌علاوه مالک بایستی ذخایر خود را سریعاً استخراج و درآمدهای حاصله را در جاهای دیگر سرمایه‌گذاری نماید. فرض کنید که مالک یک معدن ذغال سنگ طبق یک قرار داد ملزم به استخراج ۱۰۰۰۰۰ تن در سال می‌باشد. اما از نظر فنی می‌تواند بیش از این مقدار نیز استخراج نماید. همچنین فرض کنید که نرخ بهره ۱۰ درصد و قیمت فعلی ذغال سنگ بابت هر تن ذغال سنگ اضافی(یعنی بیش از ۱۰۰۰۰۰ تن) ده هزار ریال باشد. در این شرایط با استخراج یک تن دیگر می‌تواند ۱۰ هزار ریال بدست آورد که اگر آن را در بانک بگذارد، براساس نرخ بهره ۱۰ درصد، سال بعد ۱۱هزار ریال به او پرداخت خواهد شد. حال فرض کنید وی پیش‌بینی می‌کند که قیمت ذغال سنگ در حال افزایش است و گونه‌ای که در سال بعد درآمد خالص حاصل از هر تن ذغال سنگ حداقل معادل با ۱۲ هزار ریال خواهد بود. بدیهی است

[1] Hotelling Rule

که اگر استخراج را به تعویق بیاندازد، در سال بعد پول بیشتری بدست خواهد آورد. نمونه عینی این وضعیت در طی دوره ۸۱-۱۹۷۹ رخ داد که وقتی قیمت نفت خام شدیداً در حال افزایش بود برخی از کشورهای تولیدکننده به صراحت اعلام می‌کردند که باید استخراج را به تعویق بیاندازند. حال اصول اساسی استخراج را با بکارگیری چند فرض ساده، بررسی می‌کنیم:

۱.یک منبع طبیعی تجدیدناپذیر را با ذخیره معین (مانند نفت) در نظر بگیرید که مالک منبع می‌خواهد آنرا به گونه‌ای استخراج کند که سودش حداکثر گردد. بعبارت دقیق‌تر وی می‌خواهد مجموع ارزش فعلی سودهای حاصل از استخراج در طی زمان را حداکثر نماید.

۲.کیفیت نفت استخراج شده تغییری نمی‌کند. یعنی تفاوتی بین اولین و آخرین بشکه آن وجود ندارد.

۳.هزینه استخراج هر واحد، همواره ثابت است.

به‌منظور بیان جبری رفتار مالک منبع، فرض کنید که P_1 قیمت بازای نفت در سال t، c هزینه استخراج هر واحد، Q_t میزان استخراج در سال t و r نرخ بهره (تنزیل) باشد. اگر سال فعلی را با صفر نشان دهیم، ارزش فعلی سود حاصل از استخراج در سال t برابر با $\frac{P_1Q_1 - cQ_1}{(1+r)^t}$ خواهد بود. بدین ترتیب مالک این منبع با یک مسئلهٔ بهینه‌یابی مواجه است که به‌صورت مدل(۱) خلاصه گردیده است :

$$Max \quad \pi = (P_0Q_0 - cQ_0) + \frac{P_1Q_1 - cQ_1}{1+r} + \dots + \frac{P_TQ_T - cQ_T}{(1+r)^T} \quad (1)$$
$$s.t. \quad Q_0 + Q_1 + \dots + Q_T = \overline{Q}$$

مدل(۱) بیانگر این است که مالک می‌خواهد ارزش فعلی سودهای دوره آینده (π) را حداکثر نماید. محدودیت وی بدین صورت است که کل استخراج از سال صفر تا سال T برابر با کل ذخیره منبع($\overline{Q}$) باشد. برای حل مدل(۱) و تعیین شرط بهینهٔ استخراج، از تابع لاگرانژ استفاده می‌کنیم.

$$L = \sum_{t=0}^{T} (P_1Q_1 - cQ_1)(1+r)^{-t} + \lambda(\overline{Q} - \sum_{t=0}^{T} Q_1) \quad (2)$$

که λ به ضریب لاگرانژ معروف می‌باشد. λ دارای مفاهیم اقتصادی جالبی است. بعنوان مثال اگر $\lambda = 0$ باشد، در تابع(۲) محدودیت ذخایر حذف خواهد شد. در واقع مقدار ذخایر این منبع، هیچ محدودیتی ایجاد نکرده و می‌تواند ناشی از زیاد بودن مقدار ذخایر باشد. اما هر چه مقدار ذخایر کمتر باشد، محدودیت بیشتری در استخراج منبع ایجاد می‌کند و لذا مقدار λ نیز بیشتر خواهد شد. پس در این حالت، λ می‌تواند کمیابی منابع را منعکس کند به گونه‌ای که هر چه ذخایر کمتر باشد، λ بزرگتر و هر چه ذخایر بیشتر باشد، مقدار λ کمتر و حتی صفر خواهد شد. از طرف دیگر مالک منبع برای ذخایر خود، ارزشی را قائل است که یکی از عوامل مهم

در تعیین این ارزش، میزان کمیابی ذخایر است که λ این ارزش را منعکس می‌کند. در واقع می‌توان گفت که مالک منبع دارای ثروتی است که بصورت ذخایر زیرزمینی می‌باشد و دارای قیمتی است. قیمتی را که مالک برای هر واحد از ذخایر خود قائل است، قیمت ذهنی یا قیمت سایه‌ای گفته می‌شود. هر واحد از ذخایر که استخراج می‌شود از نظر مالک دارای یک قیمت ذهنی است ولی در بازار نیز دارای یک قیمت معین است. بنابراین «حداقل قیمتی» که مالک برای منبع خود مطالبه می‌کند برابر با قیمت ذهنی اوست که در واقع «هزینه فرصت» او را منعکس می‌کند. در دنیای واقعی می‌توان این مفاهیم را در رابطه با ذخایر نفت مطرح نمود. کشورهایی که دارای ذخایر خیلی زیاد می‌باشند، از نظر آنها قیمت سایه‌ای نفت پائین است و تمایل به استخراج بیشتر دارند. از آنجائی‌که ذخایر نفت آنها زیاد است، هزینه فرصت و نیز برای آنها کمتراست. به‌طور خلاصه می‌توان گفت که سود حاصل از نگه‌داری و حفظ هر واحد از ذخایر برابر با λ ولی سود حاصل از استخراج و یا فروش هر واحد آن برابر با قیمت بازار منهای هزینه استخراج می‌باشد. بدیهی است که تصمیم‌گیرنده همواره در حال مقایسه این دو خواهد بود.

برای تعیین شرط بهینهٔ استخراج از تابع(۲) نسبت به $Q(t)$ مشتق گرفته و برابر با صفر قرار می‌دهیم :

$$\frac{\partial L}{\partial Q_t} = \frac{P_1 - c}{(1+r)^t} - \lambda = 0 \qquad t = 0,1,2,\ldots, T$$

از رابطه فوق، نتیجه می‌شود که :

$$\frac{P_1 - c}{(1+r)^t} - \lambda \qquad t = 0,1,2,\ldots, T \qquad (۳)$$

و یا می‌توان آن‌را به‌صورت دیگری نوشت :

سمت چپ(۳) بیانگر قیمت خالص بازاری(تفاوت بین قیمت بازاری و هزینه استخراج هر واحد) یا سود حاصل از استخراج آخرین واحد و سمت راست این معادله برابر با رانت است. زیرا $\lambda_t = \lambda(1+r)^t$ برابر با قیمت سایه‌ای در سال t می‌باشد و بدون اینکه مالک کاری بر روی این منبع انجام دهد، صاحب چنین ذخیره با ارزشی شده است. بدیهی است که هر چه مقدار استخراج بیشتر شود، با گذشت زمان، λ_t نیز بیشتر می‌شود. زیرا با افزایش استخراج مقدار کمتری از ذخایر باقی می‌ماند و لذا قیمت سایه‌ای آن بیشتر می‌شود.

بدین ترتیب $\lambda_t = \lambda(1+r)^t$ بیانگر رانت هر واحد از ذخایر، در زمان t می باشد. شرط(۳) بیانگر این است که تعادل در جایی حاصل می‌شود که قیمت خالص برابر با رانت یا قیمت سایه‌ای گردد. که قیمت خالص بازاری دارای نرخ رشدی معادل با نرخ بهرهٔ بازار باشد.

شرط(۳) را می‌توان بدین صورت توجیه نمود که اگر $P_t - c > \lambda_t$ باشد، بدین معنی است که «قیمت خالص حاصل از استخراج آخرین واحد» بیشتر از«ارزش ذهنی آن واحد» است و لذا بهتر است که مقدار استخراج بیشتر شود. به‌عبارت دیگر ارزشی که بازار برای این واحد قائل است برابر با P_t-c بوده که بیشتر از ارزشی است که خود مالک برای آن واحد قائل می‌باشد. لذا به نفع او است که در دوره t استخراج را بیشتر

کند. اما اگر $P_t - c < \lambda_t$ باشد، بیانگر این است که قیمت خالص بازاری کمتر از قیمت سایه‌ای یا هزینه فرصت است. یعنی سود حاصل از استخراج و فروش کمتر از سود حاصل از حفظ ذخایر منبع (استخراج نکردن) است. لذا بهتر است که مقدار استخراج را در دوره t کمتر کند و آنرا به تعویق بیاندازند.

حال شرط(۳) را به‌صورت دیگری می‌توان مطرح کرد. سمت راست رابطه(۳) نشان می‌دهد که قیمت سایه‌ای در زمان t برابر با $\lambda_t = \lambda(1-r)^t$ بوده که دارای نرخ رشدی معادل با r می‌باشد. از طرف دیگر فرض کنید که نرخ رشد قیمت خالص بازاری برابر با P^0 باشد. طبق رابطه(۳)، تعادل در جایی است که نرخ رشد قیمت خالص و نرخ رشد قیمت سایه‌ای برابر شوند. یعنی مالک باید برنامه استخراج منبع را بگونه‌ای تنظیم کند که شرط فوق حاصل گردد. حال اگر این وضعیت رخ ندهد و بعنوان مثال $P^0 > r$ شود، این وضعیت بدین معنی است که قیمت خالص بازاری سریعاً در حال رشد است و بنفع مالک است که استخراج را به تعویق انداخته تا در آینده سود بیشتری کسب کند. اما اگر $P^0<r$ باشد، بنفع اوست که منبع را سریعاً استخراج کند. زیرا قیمت بازاری به کندی در حال افزایش است و لذا در آینده، سود کمتری خواهد داشت. بعبارت دقیق‌تر، ما همواره بازدهی دو نوع پروژه را با هم مقایسه می‌کنیم. یک پروژه به‌صورت «استخراج کردن» منبع است که اگر استخراج شود، در آمد حاصله را می‌توان در جاهای دیگر سرمایه‌گذاری نمود که از نرخ بازدهی برابر با r برخوردار است. پروژه دیگر به‌صورت «استخراج نکردن» یا «به تعویق انداختن استخراج» است که بازدهی آن به‌صورت افزایش قیمت بازار است. در این حالت نرخ بازدهی برابر با نرخ رشد قیمت بازار(P^0) می‌باشد. بدیهی است هر پروژه‌ای که بازدهی بیشتری داشته باشد، ابتدا آن پروژه اجرا خواهد شد.

ساختار بازار و استفاده از منابع

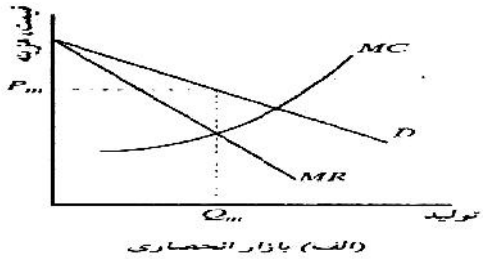
همچنانکه در تولید محصولات کارخانه‌ای با مسئله‌ای به نام انحصار مواجه هستیم، این مسئله در استخراج منابع پایان‌پذیر نیز می‌تواند وجود داشته باشد. از این رو می‌تواند میزان استخراج و همچنین بر قیمت‌ها را متأثر سازد.

انحصار در محصولات کارخانه‌ای

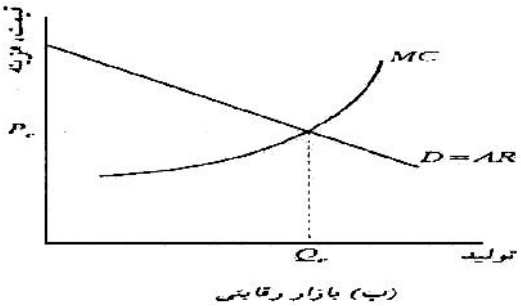
در اقتصاد معمولاً فرض می‌شود که هدف هر بنگاه اعم از رقابت کامل، انحصار کامل، انحصار چند فروشنده‌ای یا رقابت انحصاری، حداکثر سود است که از برابری درآمد نهایی(MR) با هزینه نهایی(MC) حاصل می‌شود. گرچه این هدف برای تمام بنگاه‌ها مشترک است اما بنگاه رقابت کامل با منحنی تقاضای افقی مواجه می‌باشد. بدین معنا که تقاضا برای تولید آن در قیمت بازار، بسیار زیاد است، ولی انحصارگر با منحنی تقاضای بازار روبرو است.

تفاوت بین صنعت انحصاری و رقابتی از نظر تقاضا برای مواد خام و انرژی در شکل۲ نشان داده شده است. شکل ۲- (الف) بازار انحصاری را نشان می‌دهد که سطح تولید انحصارگر Q_m می‌باشد. شکل ۲- (ب) بازار رقابتی است که طبق آن، سطح تولید بنگاه‌های رقابتی Q_e می‌باشد که از تقاطع هزینه نهایی صنعت رقابتی یا منحنی عرضه کل با منحنی تقاضای کل حاصل شده است.

مقایسه شکل ۲- (الف) و شکل ۲- (ب) نشان می‌دهد که انحصارگر نسبت به صنعت رقابتی، سطح تولید کمتری خواهد داشت. از آنجائی‌که صنایع برای تولید محصولات خود به مواد خام و انرژی نیاز دارند و چون صنعت رقابتی سطح تولید بیشتری نسبت به صنعت انحصاری دارد لذا مصرف مواد خام و انرژی در حالت رقابتی بیشتر از انحصاری بوده و در نتیجه دوام ذخایر قبلی در شرایط انحصاری بیشتر از رقابتی خواهد بود.



شکل۲. (الف) بازار انحصاری از نظر تقاضا برای مواد خام و انرژی



شکل ۲. (ب) بازار رقابتی از نظر تقاضا برای مواد خام و انرژی

انحصار در استخراج

آیا در استخراج منابع تجدیدپذیر، رفتار انحصارگر از رفتار بنگاه رقابتی کاملاً متفاوت است ؟ بدیهی است که هدف تمام بنگاه‌ها چه رقابتی و چه غیر رقابتی، حداکثر کردن ارزش حال سود در طی زمان است. در شرایط حداکثر سود برای بنگاه انحصاری و رقابتی، نرخ بهره یکی از عوامل تعیین‌کننده می‌باشد. برای روشن شدن

موضوع فرض کنید که انحصارگر مالک حجم ثابتی از ذخایر است که با هزینه صفر می‌تواند آن را استخراج نماید. تابع تقاضایی که انحصارگر با آن مواجه است در طی زمان بدون تغییر بوده و تابع معکوسی از مقدار استخراج است. انحصارگر ذخایر خود $(\overline{Q})$ را طی زمان به گونه‌ای استخراج خواهد کرد که ارزش حاصل سود در طی زمان حداکثر گردد. بدین ترتیب انحصاگر با یک مسئله بهینه‌یابی مواجه است که تابع هدف و محدودیت آن به شکل مدل (۴) خلاصه گردیده است :

$$Max \quad \pi = P(Q_0)Q_0 + \frac{P(Q_1)Q_1}{1+r} + \ldots + \frac{P(Q_T)Q_T}{(1+r)^T} \qquad (۴)$$

برای حل مدل (۴) و تعیین شرط استخراج از تابع لاگرانژ استفاده می‌کنیم.

$$L = \sum_{t=0}^{T} P(Qt)Q_t(1+r)^{-t} + \lambda(\overline{Q} - \sum_{t=0}^{T} Qt) \qquad (۵)$$

برای تعیین شرط بهینه استخراج در زمان t، از تابع (۵) نسبت به Q_t مشتق گرفته و برابر با صفر قرار می‌دهیم:

$$\frac{\partial L}{\partial Q_t} = \frac{\frac{dP}{dQt}Q_t + P(Qt)}{(1+r)^t} - \lambda = 0 \qquad t = 0,1,2,\ldots, T$$

که $\frac{dP}{dQ_1}Q_1 + P(Q_1)$ برابر با مشتق درآمد کل نسبت به Q_t است و لذا درآمد نهایی را نشان می‌دهد. بدین ترتیب از رابطه فوق، نتیجه می‌شود:

$$\frac{MR_t}{(1+r)^t} = \lambda \qquad t = 0,1,2,\ldots, T$$

و یا می‌توان آنرا بصورت دیگری نوشت:

$$MR_t = \lambda(1+r)^t \qquad t = 0,1,2,\ldots, T$$
$$MR_t = \lambda_t \quad , \quad \lambda_t = \lambda(1+r)^t \qquad (۶)$$

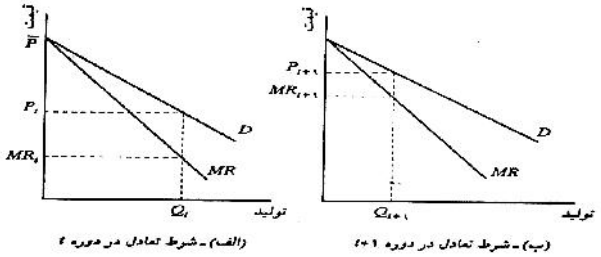
رابطه(۶) بیان می‌کند که انحصارگر به منظور حداکثر کردن ارزش حال سود، در هر سال بخشی از ذخایر را به گونه‌ای استخراج خواهد کرد که«درآمد نهایی آخرین واحد فروش» با «ارزش کمیابی منابع» در آن دوره برابر باشد. از آنجائیکه شرط(۳۵) برای تمام دوره‌های بهره‌برداری صادق است لذا نرخ رشد درآمد نهایی بین دو زمان متوالی به صورت زیر بدست می‌آید:

$$\frac{MR_{t+1} - MR_t}{MR_t} = r \qquad (۹)$$

شرط(۹) می‌گوید که درصد تغییر درآمد نهایی در طول زمان با نرخ بهره برابر است. بعبارت دیگر:

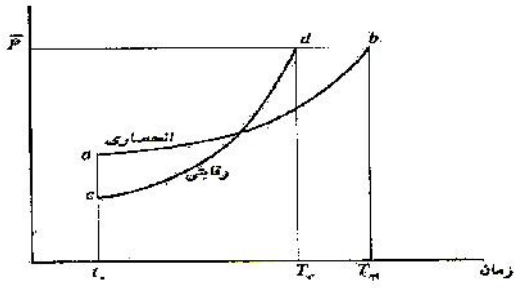
$$MR_t(1+r) = MR_{t+1}$$

یعنی در هر سال درآمد نهایی انحصارگر بیشتر از سال قبل است. زیرا باید ارزش فعلی درآمد نهایی در تمام دوره ها برابر باشد. بدین معنی که $MR_t = \frac{MR_{t+1}}{1+r}$ برقرار است. شکل ۳ این وضعیت را نشان می‌دهد. چون $MR_{t+1} > MR_t$ است لذا باعث می‌شود که $Q(t+1) < Q(t)$ باشد. اما بدیهی است که درآمد نهایی تنزیل شده در تمام دوره‌ها یکسان است. از طرف دیگر با گذشت زمان، درآمد نهایی افزایش می‌یابد. بگونه‌ای که آخرین واحد استخراج، بالاترین درآمد نهایی را دارد که با قیمت سقف $\overline{P}$ برابر است.



شکل ۳. در منحنی تقاضا

چون در هر دوره زمانی انحصارگر روی منحنی درآمد نهایی و صنعت رقابتی روی منحنی تقاضا حرکت می‌کند و در صورتی که هزینه استخراج وجود نداشته باشد، به منظور حداکثر شدن سود، در صنعت رقابتی نرخ رشد قیمت و در صنعت انحصاری نرخ رشد درآمد نهایی بایستی با نرخ بهره برابر باشد. اما چون منحنی درآمد نهایی از منحنی تقاضا شیب بیشتری دارد لذا مسیر قیمت انحصاری شیب کمتری از رقابتی دارد. از طرف دیگر، چون قیمت در زمان بهره‌برداری در حالت انحصاری بیشتر از رقابتی است، لذا در t_0 قیمت انحصاری برابر با a و قیمت رقابتی برابر با c می‌باشد. این امر سبب می‌شود که بنگاه انحصاری در دوره‌های ابتدایی مقدار کمتری را استخراج کرده و بفروش برساند و لذا دوره طولانی‌تری برای استخراج تمامی ذخایر خود نیاز دارد. بنابراین انحصارگر، ذخایر را آهسته‌تر از صنعت رقابتی استخراج کرده و زمان پایان‌پذیری ذخایر در شرایط انحصاری بیشتر از رقابتی است. مسیر زمانی قیمت در شرایط رقابتی و انحصاری در شکل ۴ ترسیم شده است. در دوره اولیه چون تولید انحصارگر از صنعت رقابتی کمتر است، قیمت شروع دوره در شرایط انحصاری(a) بیشتر از رقابتی(c) است. همچنین چون درآمد نهایی از قیمت کمتر است لذا مسیر زمانی قیمت در شرایط انحصاری شیب کمتری دارد. با فرض اینکه تغییری در تقاضا بوجود نیاید، زمان پایان‌پذیری منابع در شرایط انحصاری(T_m) از شرایط رقابتی(T_e) بیشتر است.



شکل۴. مسیر زمانی قیمت در شرایط رقابتی و انحصاری

چون در شرایط رقابتی، قیمت‌ها سریعتر افزایش می‌یابند، ممکن است مصرف‌کنندگان به دنبال جانشین‌هایی برای کالای مورد نظر باشند. بنابراین ممکن است که تمام ذخایر در شرایط رقابتی استخراج نگردد. اما در شرایط انحصاری چون قیمت‌ها به آهستگی رشد پیدا می‌کند، مصرف‌کنندگان ممکن است به افزایش قیمت‌ها عادت کرده و تقاضای پایدار در این شرایط وجود داشته و تمام ذخایر استخراج گردد.
همچنین رانت در شرایط انحصاری بیشتر از رقابتی است، زیرا رانت انحصاری شامل رانت منابع و سودهای اضافی است که ناشی از شرایط بازار است. ولی در شرایط رقابتی، به بنگاه‌ها فقط رانت منابع تعلق پیدا می‌کند.

۹-۲. مبانی نظری نحوه بهره‌برداری بهینه از منابع پایان‌پذیر

نظریه اقتصادی نحوه بهره‌برداری بهینه از منابع طبیعی پایان‌پذیر ؛۸۱ سال پیش توسط هارولد هتلینگ[1](Horold Hotelling, 1970) ارائه گردید که به تدریج توسعه و تکامل یافت. هتلینگ با فرض ثابت بودن هزینه نهایی استخراج MC و با در نظر گرفتن نرخ تنزیل (i)؛ درآمد نهایی در زمان t (MR_t)؛ قیمت منابع طبیعی در زمان (P_t) و ضریب لاگرانژ (λ) استدلال می‌کند که:
الف) در شرایط رقابت کامل لازم است تفاضل قیمت منابع طبیعی و هزینه نهایی استخراج متناسب با نرخ تنزیل i افزایش یابد به‌طوری‌که: $P_t - MC = {}_{ct}e^{rt}$

ب) در شرایط انحصاری لازم است تفاضل درآمد نهایی منابع طبیعی و هزینه نهایی استخراج متناسب با نرخ تنزیل (i) افزایش یابد به‌طوری‌که :

$MR_t - MC = {}_{mt}e^{rt}$

[1] Hotelling, H., "The Economics of Exhaustible Resources", Journal of Political Economy, April 1931

افزایش میزان بهره‌برداری از منابع طبیعی پایان‌پذیر در زمان حال منجر به کاهش ذخایر در آینده می‌شود. استدلال هتلینگ این است که مالک منابع طبیعی پایان‌پذیر در پی آن است که ارزش حال منافع آینده‌اش را به حداکثر برساند.[1]

زمان و ارزش حال

در نظریه‌های اقتصادی مربوط به منابع طبیعی پایان‌پذیر، زمان یک عامل مهم و اساسی در تغییر شکل و انتقال منحنی عرضه منابع طبیعی به شمار می‌رود. استخراج منابع طبیعی و سپس عرضه آن به بازار، در زمان‌های گوناگون صورت می‌گیرد. به طور مثال فرض کنید کشوری دارای ذخیره‌ای معادل ۱۰۰۰ بشکه نفت‌خام است و قصد دارد ۲۰۰ بشکه از آن را در دوره اول و ۸۰۰ بشکه دیگر را در دوره دوم استخراج کند. حال اگر این کشور بخواهد ۸۰۰ بشکه دوره دوم را به ۶۰۰ بشکه برساند، در این صورت ۴۰۰ بشکه برای دوره اول باقی خواهد ماند. انتقال تعداد بشکه‌های نفت از یک دوره به دوره دیگر بیانگر این مطلب است که **"ارتباط بین‌دوره‌ای"** در میزان بهره‌برداری وجود دارد، بنابراین الگوی عرضه منابع طبیعی پایان‌پذیر، همیشه مبتنی بر یک تجزیه و تحلیل بین دوره‌ای است. ممکن است تصمیم سیاستگذاران این کشور بر این اساس باشد که تمام ۱۰۰۰ بشکه نفت را در یکی از دو دوره به فروش برسانند، بنابراین سؤال مطرح شده این است که در چه صورتی برای این کشور عرضه ۱۰۰۰ بشکه نفت در دوره اول و یا در دوره دوم تفاوتی ندارد؟ فرض کنید ارزش ۱۰۰۰ بشکه نفت در دوره اول ۲۵۰۰۰ دلار است و این کشور مبلغ مذکور را به عنوان سپرده با نرخ بهره ۱۰ درصد تا پایان دوره دوم در بانک می‌گذارد و در نتیجه درآمدش به ۲۷۵۰۰ دلار بالغ می‌گردد. این مبلغ برای آخر دوره دوم چنین محاسبه گردیده است:

$$25000(1+0.1) = 25000 + 2500 = 27500$$

اگر این کشور احتمال آن را بدهد که ارزش تعداد ۱۰۰۰ بشکه نفت در انتهای دوره دوم از مبلغ ۲۷۵۰۰ دلار تجاوز خواهد کرد در این صورت ترجیح می‌دهد ذخایر نفت خود را در زمین نگاه دارد تا در دوره دوم به فروش برساند و مبلغ بیشتری عایدش شود. اما اگر این کشور احتمال بدهد که ارزش فروش تعداد ۱۰۰۰ بشکه نفت در دوره دوم برابر ۲۷۵۰۰ دلار خواهد شد، آنگاه برای این کشور تفاوتی نخواهد داشت که بشکه‌های نفت خود را در دوره اول بفروشد و پول حاصل را به صورت سپرده با نرخ ۱۰ درصد در بانک نگه دارد و یا آن را در زیر زمین حفظ کرده و در دوره دوم به مبلغ ۲۷۵۰۰ دلار بفروشد. این مثال نشان می‌دهد که مبلغ ۲۵۰۰۰ دلار ارزش حال مبلغ ۲۷۵۰۰ دلار است که بعد از یکسال به دست خواهد آمد؛ به عبارت دیگر استخراج از منابع طبیعی تا آنجا صورت خواهد گرفت که استخراج‌کننده بین استخراج یا در زیرزمین نگاه‌داشتن آخرین بشکه؛ بی‌تفاوت باشد. نرخ بهره ۱۰ درصد به عنوان نرخ تنزیل ۱۰ درصد، ارزش حاصل در

[1] اثبات روابط فوق در پیوست الف در آخر فصل به طور کامل توضیح داده شده است.

دوره دوم را به زمان حال برگردانده و به آن فعلیت می‌بخشد و به این ترتیب ارتباط بین دو دوره را برقرار می‌سازد (احمدیان، ۱۳۷۰).

۲-۲-۱. مبانی نظری نوسان های قیمت نفت‌خام

بر اساس نظریه هتلینگ استدلال می‌شود که تخصیص منابع طبیعی پایان‌پذیر طی زمان، بر اساس فرمول زیر صورت می‌گیرد:

$$MAX \quad : \quad NPV \quad = \quad \sum \quad \frac{(\ pq\ )_{\ t}}{(\ 1\ +\ i\ )^{\ t}}$$

$$St \quad : \sum \quad q \ \leq \ Q$$

به طوری که:

Q = کل ذخایر نفت، q = تولید سالانه نفت، p = خالص قیمت مورد انتظار، NPV = ارزش حال خالص و i = نرخ بهره (تنزیل تولیدکننده)

فرض بر این است که هدف تولیدکننده، حداکثرکردن ارزش حال خالص مورد انتظار تمام برنامه‌های سرمایه‌گذاریش در آینده است، به طوری که ارزش حال خالص سایر موقعیت‌های سرمایه‌گذاری ممکن نیز مورد مقایسه قرار گرفته است.

فرمول فوق تحت تأثیر سه متغیر مهم p،i وq قرار دارد که تنها متغیرq تحت کنترل تولیدکننده نفت خام است. بنابراین مبنای تصمیم‌گیری تولیدکننده در امر تولید نفتq به تابعی از انتظاراتش درباره نرخ بهرهi و قیمت نفت (یا تغییرات قیمت نفت $p^*=dp/dt$) محدود می‌گردد.

به طور کلی میزان تولید نفت‌خام در هر دوره، به نرخ بهره مورد انتظارi و نرخ افزایش خالص قیمت مورد انتظار p^* در یک مدت قابل پیش‌بینی، بستگی تام خواهد داشت.

سه حالت زیر برای تولیدکننده قابل متصور می‌باشد:

الف. $p^* > i$؛ بدین معنی است که افزایش مورد انتظار در خالص قیمت ($p^*=dp/dt$) بزرگتر از نرخ بهره مورد انتظار در آینده خواهد بود، بنابراین تولیدکننده‌ای که در صدد حداکثرکردن ارزش حال ذخایر نفتی خود باشد، بشکه نهایی نفت خود را در زمین باقی خواهد گذاشت تا از افزایش مورد انتظار قیمت های نفت در آینده بهره‌مند گردد.

ب. $p^* < i$ به این معنی است که تولید بشکه نهایی نفت در زمان حال بر تولید این بشکه نفت در آینده ارجح تر است، بنابراین تولید نفت افزایش خواهد یافت.

ج. $p^* = i$ ؛ نشان می‌دهد تولیدکننده نفت در شرایط تعادلی قرار دارد، به عبارت دیگر برای تولیدکننده نفت

فرق نمی‌کند که بشکه نهایی نفت را امروز تولید کند و یا تولید آن را به آینده موکول سازد.
به طور خلاصه تولید نفت‌خام در هر دوره خاص به دو متغیر عمده یعنی به انتظارات تولیدکننده p^* و i بستگی دارد. ممکن است این ایراد گرفته شود که در دنیای واقعی، بعید است که تنها هدف تولیدکنندگان نفت‌خام حداکثر کردن خالص ارزش حال ذخایرشان باشد، زیرا آنها اهداف پیچیده‌تر و غیر مدونی نیز دارند. بنابراین فرمول فوق در عالم واقعیت کاملاً صدق نخواهد کرد. لذا این توضیح را اضافه می‌کنیم که به منظور عملی بودن مدل فوق، اصولاً این فرض که تولیدکنندگان نفت تنها به دنبال حداکثرکردن خالص ارزش حال ذخایرشان هستند، ضروری نیست بلکه کافی است فرض کنیم تولیدکنندگان نفت، مقادیر بیشتر خالص ارزش حال ذخایرشان را بر مقدار کمتر ترجیح می‌دهند.

۲-۳.آزمون پایداری رشد در مورد منابع تجدیدناپذیر(بازبینی مدل هتلینگ)

مدل اساسی هتلینگ

در این بخش، ابتدا مدل نظری استخراج بهینه منابع تجدیدناپذیر در حالت رقابت کامل را ارائه می‌کنیم. در این قسمت، مسأله موجودی کالا[1] را در نظر نگرفته و فرض می‌کنیم که بازار منابع رقابتی باشد. این فرض معادل این است که یک سیاست‌گذار و یا به بیان دیگر انحصارگر دولتی، تنها تولیدکننده باشد و قیمت رقابتی را در بازار تعیین کند. هر چند فرض رقابت کامل برای برخی منابع پایان‌پذیر از قبیل نفت تا حدی واقع‌گرایانه نیست. با این حال، ساختار بازار انحصاری و انحصار چند جانبه مانعی در مقابل حفظ و نگهداری منابع پایان‌پذیر می‌باشد. همچنین، از وجود مسأله دسترسی مشترک[2] که ممکن است در حالت رقابت کامل پدید آید، چشم‌پوشی می‌کنیم. در این مدل $t \in [0, \infty]$ را به عنوان شاخص زمان در نظر گرفته، همچنین، در یک نقطه از زمان (t) عرضه نفت را به صورت $E(t)$ در نظر می‌گیریم. کل نفت استخراج شده از ذخایر اوپک از ابتدا تاکنون را به عنوان استخراج تجمعی بیان نموده و به عنوان شاخص اثر ذخیره با $X(t)$ نمایش داده‌ایم.

شکل ریاضی استخراج تجمعی نفت از ذخایر در واحد زمان را به صورت زیر نمایش می‌دهیم:

$$X(t) = X(0) + \int_0^t E(\tau)\, d\tau \qquad (1)$$

در این رابطه، میزان ذخیره اولیه استخراج شده، به صورت یک مقدار معین با $X(0)$ نمایش داده می‌شود. بر خلاف مدل هتلینگ در این مدل برای کل ذخایر در دسترس یک مقدار ثابت در نظر گرفته نشده، این فرض به این دلیل است که ذخایر محدودی که از نظر اقتصادی قابل بازیافت

[1] Inventories
[2] Common Access
[3] Pindyck

است، وجود داشته که در طول زمان کشف خواهد شد؛ در واقع، در نظر گرفتن این فرض در مقایسه با فرض مدل هتلینگ به واقعیت نزدیک‌تر است.

قیمت بازاری نفت در واحد زمان با $P(t)$ نمایش داده می‌شود، همچنین، میزان تقاضا برای نفت با توجه به قیمت بازاری این کالا در واحد زمان به صورت $D(P(t),t)$ تعیین می‌شود، تقاضا ممکن است در طول زمان با تغییر شرایط و فروض در نظر گرفته‌شده کاهش و یا افزایش یابد، به عنوان مثال، در اثر رشد جمعیت یا افزایش درآمد منحنی تقاضا به سمت بالا جابجا می‌شود و یا در اثر تغییرات تکنولوژیکی به دلیل اینکه مصرف‌کنندگان می‌توانند با پیشرفت تکنولوژی به صورت بهینه‌تری از منابع استفاده کنند، منحنی تقاضا به سمت پایین جابجا می‌شود.

نقطه تعادل میان عرضه و تقاضا قیمت نفت $P(t)$ را در بازار تعیین می‌کند، به طوری که:

$$E(t) = D(P(t),t) \qquad \forall t \tag{۲}$$

منافع کل که از مصرف نفت در زمان t به دست می‌آید، مکان هندسی نقاط زیر منحنی تقاضا است و به صورت زیر نمایش داده می‌شود:

$$U(E(t),t) = \int_{0}^{E(t)} D^{-1}(x;t)\,dx \tag{۳}$$

که در این رابطه، $D^{-1}(X,t)$ تابع معکوس منحنی تقاضا نسبت به قیمت است. ناحیه زیر منحنی تقاضا میزان ناخالص مازاد مصرف‌کننده، همچنین، میزان تمایل به پرداخت[1] مصرف‌کننده برای یک منبع خاص را نشان می‌دهد. با توجه به این مباحث، در یک بازار رقابت کامل مطلوبیت کل و یا آنچه که هتلینگ آن را ارزش اجتماعی منابع نامیده، حداکثر می‌شود و در بازارهای دیگر مقداری رفاه یا مطلوبیت از دست رفته وجود خواهدداشت. در ادامه بحث، به بررسی تابع عرضه نفت و عوامل مؤثر بر عرضه نفت می‌پردازیم.

$C(X, E, t)$ تابع هزینه استخراج نفت از مخازن نفتی در واحد زمان و با توجه به میزان استخراج (E بشکه) را نمایش می‌دهد. همچنین، سولو و وان[2] (۱۹۷۶) همانند سورزبنسکی و مندرسون[3] (۱۹۸۹) شیوه‌هایی را برای جمع زدن چند ذخیره از یک منبع پایان‌پذیر با هزینه‌های استخراج متفاوت مورد بررسی قرار داده و نشان می‌دهد که اگر در طول زمان اکتشافات جدیدی رخ ندهد، همچنین، تولیدکنندگان ابتدا از ذخایر با هزینه استخراج کمتر شروع به بهره‌برداری نمایند و در صورتی که بازدهی ثابت نسبت به مقیاس نیز وجود داشته باشد، می‌توان تابع هزینه را بر اساس میزان استخراج تجمعی بیان کرد.

---

[1] Willingness to Pay
[2] Solow & Wan
[3] Swierzbinski & Mendelsohn
[4] Heal
[5] Marginal User Cost
[6] Oil In Place

در این جا از اثر ذخیره برای نشان‌دادن وابستگی هزینه استخراج به میزان ذخایر استخراج شده (X_i) استفاده کرده، که بر اساس مطالعات گذشته می‌توان گفت که یک رابطه مثبت میان این دو متغیر وجود دارد (به عنوان مثال نگاه کنید به هیل[۱] (۱۹۷۶)، هانسن (۱۹۸۰) و سولو و وان (۱۹۷۶)).

$P(t)$ قیمت سایه‌ای منبع در زمان t را که هنوز استخراج نشده‌است، نشان می‌دهد، این قیمت سایه‌ای به وسیلهٔ مقادیر مختلفی از قبیل هزینه نهایی مصرف‌کننده،[۲] میزان ارزش نفت درجا[۳]، رانت کمیابی، رانت پویا[۴] و رانت منبع[۵] شناخته می‌شود.

منافع خالصی که به وسیله استخراج E بشکه منبع مورد نظر در واحد زمان به دست می‌آید از طریق کسر هزینه کل از منافع کل حاصل می‌شود و به صورت :

$$G(X, E, t) = U(E, t) - C(X, E, t) \qquad (۴)$$

نمایش داده می‌شود. با توجه به رابطه بالا، تولیدکننده برنامهٔ استخراجش را به نحوی انتخاب می‌کند که ارزش حال منافع خالص خود را با در نظر گرفتن ذخیره اولیه $X(0)$ و رابطهٔ بین $X(t)$ و $E(t)$ حداکثر کند. فرایند حداکثرسازی منافع تولیدکننده را به صورت زیر می‌توان نمایش داد[۶]:

$$\int_0^{\infty} (U(Et), t) - C(X(t), E(t), t))\, e^{-n}\, dt \qquad (۵)$$

$$s.t. \qquad \dot{X} = E(t) : q(t), \quad E(t) \geq 0, \quad X(0) = X_0$$

که در این رابطه، $q(t) \leq 0$ متغیر وضعیت[۷] مرتبط با کل ذخیره استخراج‌شده‌است. $|q(t)|$ نشان‌دهندهٔ قیمت سایه‌ای منبعی که هنوز استخراج نشده می‌باشد.

$$P(t) = |q(t)| \qquad (۶)$$

بدون در نظر گرفتن اثر ذخیره یعنی $\left(\frac{\partial C}{\partial X}(0,0,0) = 0\right)$، پاسخ حل مسأله کنترل بهینه، قانون هتلینگ یعنی تساوی نرخ رشد قیمت با نرخ بهره است:

$$\frac{\dot{p}(t)}{p(t)} = \frac{\frac{d}{dt}\left(P(t) - \frac{\partial C}{\partial E}(X(t), E(t), t)\right)}{P(t) - \frac{\partial C}{\partial E}(X(t), E(t), t)} = r \qquad (۷)$$

[7] Dynamic Rent
[8] Resource Rent

[۱].احمدیان، مجید.(۱۳۷۰).نظریه قیمت در اقتصاد منابع پایان‌پذیر.انتشارات دانشگاه تهران.

[7]. Co-state

با توجه به رابطه بالا اگر اثر ذخیره را در نظر نگیریم و هزینه نهایی استخراج را ثابت در نظر بگیریم، در نتیجه، قیمت بازار در طول زمان افزایش خواهد یافت؛ همچنین، در صورتی که هزینه نهایی استخراج را صفر در نظر بگیریم رشد قیمت هر منبع در طول زمان همچنان مساوی نرخ بهره خواهد بود.

شرایط رشد پایدار

حال، دو شکل تبعی فرضی برای توابع تقاضا D(P, t) و عرضه C(X, E, t) در نظر می‌گیریم به طوری که پاسخ حل مسأله هتلینگ، نرخ رشد ثابت برای قیمت نفت باشد.

شکل تبعی هزینه را به صورت:

$$C(X,E,t) = \Psi(X)Ee^{-\gamma t} \qquad (۸)$$

در نظر می گیریم. در رابطه بالا، γ نرخ رشد تغییرات تکنولوژیکی و $\psi(\circ)$ شاخص اثر ذخیره با کشش ثابت است که به صورت :

$$\Psi(X) \equiv \Psi_{\circ} X^{b} \qquad b \geq \circ \qquad (۹)$$

نشان داده می‌شود. رابطه بالا نشان می‌دهد که یک درصد افزایش در استخراج از ذخایر نفت به میزان b درصد هزینه‌های استخراج را افزایش خواهد داد. بنابراین، هرچه میزان استخراج تجمعی از منابع نفتی افزایش یابد، در نتیجه، هزینه‌های استخراج نیز افزایش خواهدیافت. از سوی دیگر، هزینه نهایی استخراج که مساوی هزینه متوسط نیز می‌باشد به صورت:

$$\frac{\partial C(X,E,t)}{\partial E} = \frac{C(X,E,t)}{E} = \Psi(X)e^{-\gamma t} = \Psi_0 X^{b} e^{-\gamma t} \qquad (۱۰)$$

نشان داده می‌شود، که با در نظر گرفتن نرخ استخراج ثابت در یک نقطه زمانی مشخص، مقدار ثابتی خواهد بود.

به دلیل اینکه استخراج تجمعی در طول زمان افزایش می‌یابد، این مسأله باعث افزایش هزینه‌ها طی زمان خواهد شد، از سوی دیگر تغییرات تکنولوژیکی باعث کاهش هزینه کل و هزینه نهایی می‌شود. بنابراین، می توان گفت اثر ذخیره و تغییرات تکنولوژیکی دارای اثری خلاف جهت بر روی هزینه هستند. در ادامه، به بررسی تابع تقاضای نفت و عوامل مؤثر بر آن می‌پردازیم.

تابع تقاضا به صورت:

$$D(P,t) = AP^{-\frac{1}{\eta}} e^{\frac{a}{\eta}t} \qquad (۱۱)$$

نشان داده می‌شود. در رابطه بالا متغیر η معکوس قدرمطلق کشش تقاضاست. در صورتی که $a \geq \circ$ باشد، تقاضا طی زمان افزایش و در غیر این صورت کاهش می‌یابد. با توجه به منحنی تقاضا، منافع کل

حاصل از استخراج منبع در یک نقطه زمانی مشخص مساوی مساحت زیر منحنی تقاضاست، و رابطه آن به صورت:

$$U(E,t) = \varphi(E)e^{at} \quad (۱۲)$$

نشان داده می‌شود. $\varphi(E)$ در رابطه بالا را می‌توان به صورت زیر تعریف کرد:

$$\varphi(E) = A^{\eta}\frac{E^{۱-\eta}}{۱-\eta} \quad (۱۳)$$

همچنین، قیمت نفت در واحد زمان $P(t)$ بر اساس رابطه ۳ به صورت زیر به دست می‌آید:

$$P(t) = \varphi'(E(t))e^{at} \quad (۱۴)$$

حل مسأله کنترل بهینه با فرض این شکل‌های تبعی برای توابع عرضه و تقاضا به یک رابطه خطی میان میزان استخراج $E(t)$ و ذخیره $X(t)$ منجر می‌شود[۱]. در این مدل، ثابت‌بودن نسبت میزان استخراج به میزان ذخیره استخراج شده مستلزم ثابت بودن نرخ رشد قیمت‌ها می‌باشد.

هارتویک[۲] (۱۹۷۷) یک مدل رشد پایدار در زمینه منابع طبیعی ارائه داده‌است. در این مدل وی بیان کرده است در صورتی که یک اقتصاد تمامی منافعی را که از استخراج منابع پایان‌پذیر به دست می‌آورد بر روی سرمایه‌های قابل تولید از قبیل ماشین‌آلات سرمایه‌گذاری کند، می‌تواند سرمایه سرانه پایدار و ثابتی را داشته باشد. بنابراین، مدل هارتویک شرایط رشد پایداری را ارائه می‌دهد که در آن مصرف ثابت و قیمت منابع فزاینده است.

دو تفاوت اساسی مدل ارائه‌شده در زیر با مدل هارتویک این است که اولاً قیمت نفت را ثابت در نظر گرفته و ثانیاً در شرایط رشد پایدار مصرف دارای نرخ رشد ثابت بالقوه‌ای می‌باشد.

در ادامه، به بررسی شرایط ثابت‌بودن قیمت نفت در طول زمان با در نظرگرفتن پارامترهای دیگر موجود در مدل می‌پردازیم. بر اساس پارامترهای موجود در مدل در شرایط رشد پایدار می‌توان بیان نمود: در صورتی که نرخ رشد استخراج به صورت $g = \frac{a}{\eta}$ باشد آنگاه قیمت بازاری نفت ثابت خواهد بود. این رابطه را به صورت زیر نیز می‌توان بیان نمود :

$$\frac{\gamma}{b} = \frac{a}{\eta} \quad (۱۵)$$

سمت چپ رابطه بالا نشان‌دهنده تغییرات تکنولوژیکی و اثر ذخیره در زمینه عرضه نفت و سمت راست رابطه نشان‌دهندهٔ تغییرات تقاضا در طول زمان و همچنین کشش تقاضاست. تعادل در مسیر توسعه نیازمند

---

[۱]. برای روشن شدن این بحث به قضیه شماره ۱ در پیوست مقاله مراجعه شود.

[2]. Hartwick

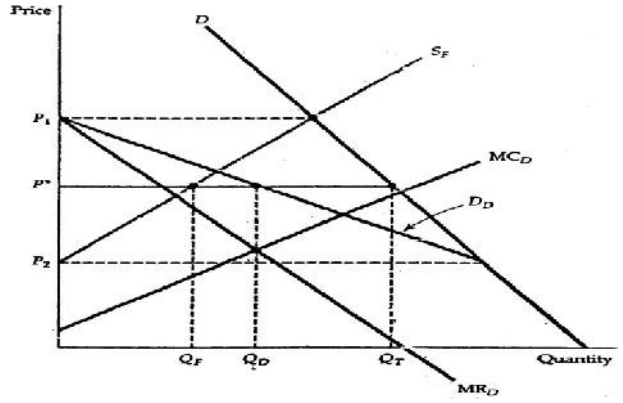
تساوی بین دو اثر بیان شده است. بنابراین، برای ثابت، بودن قیمت نفت طی زمان باید نسبت تغییرات تکنولوژیکی به اثر ذخیره دقیقاً رشد برونزا در تقاضا را جبران کند.[1]

۲-۴. کارتل‌ها

در برخی از بازارهای انحصار چندجانبه یک بنگاه بزرگ، سهم اصلی کل فروش را دارا می‌باشد و گروهی از بنگاههای کوچکتر، باقیمانده‌ی عرضه‌ی بازار را بر عهده می‌گیرند.

بنگاه بزرگ به عنوان یک بنگاه مسلط، قیمت حداکثرکننده‌ی سود خود را اعمال می‌کند و بقیه‌ی بنگاهها که عملکرد آنها به تنهائی نمی‌تواند قیمت را تحت تاثیر قرار دهد مانند رقابت کامل عمل می‌کنند که قیمت بنگاه مسلط را داده شده فرض می‌کنند و تولید خود را انجام می‌دهند.

نمودار زیر نشان می‌دهد که چگونه یک بنگاه مسلط قیمت را تعیین می‌کند که D تقاضای بازار و S_F منحنی عرضه (جمع منحنی هزینه نهائی بنگاههای کوچک) است.



بنگاه مسلط می‌بایستی منحنی تقاضای خودش را مشخص کند (D_D) به گونه‌ای که در نمودار مشخص است، دقیقاً تفاوت بین منحنی تقاضای بازار و عرضه‌ی بنگاههای پیرو است.

برای مثال در قیمت P_1 عرضه‌ی بنگاههای پیرو دقیقاً مطابق تقاضای کل بازار است. بنابراین بنگاه مسلط هیچ عرضه‌ای در این قیمت نخواهد داشت. در قیمت P_2 یا کمتر بنگاههای پیرو نمی‌توانند هیچ عرضه‌ای داشته باشند و بنابراین بنگاه مسلط با تقاضای کل بازار مواجه خواهد شد. در بین قیمتهای P_1 و P_2 بنگاه مسلط با منحنی تقاضای D_D مواجه است.

[1] دکتر علی امامی میبدی، احسان ا... حق‌دوست و جواد پاکدین

بر اساس D_D منحنی درآمد نهائی بنگاه مسلط MR_D می‌باشد و MC_D نیز منحنی هزینه نهائی بنگاه مسلط است. برای حداکثر کردن سود، بنگاه مسلط بر اساس تقاطع MR_D وMC_D مقدار Q_D را تولید می‌کند که براساس این مقدار و بر طبق منحنی تقاضای بنگاه مسلط D_D ، قیمت P^* مشخص می‌شود که در این قیمت بنگاه‌های پیرو Q_Fرا تولید می‌کنند که کل فروش مجموع برابر است با: $Q_T=Q_F+Q_D$

در یک کارتل تولیدکنندگان روی تعیین قیمت‌ها و سطوح تولید با یکدیگر توافق می‌کنند. البته بایستی توجه داشت که نیازی نیست تمام تولیدکنندگان یک صنعت با هم توافق کنند بلکه کافی است کارتل زیر مجموعه-ای از تولیدکنندگان را در بر بگیرد.

حال اگر تولیدکنندگان به میزان کافی به توافقات کارتل پایبند باشند و اگر تقاضای بازار به مقدار کافی و شایسته بی‌کشش باشد، کارتل می‌تواند قیمت‌ها را بالاتر از سطوح رقابتی تعیین کند.

کارتل‌ها معمولاً بین المللی هستند. قوانین ضد انحصاری امریکا توانائی جلوگیری از تبانی شرکت‌های داخلی را دارند ولی کشورهای دیگر اغلب در این زمینه ضعیف هستند و اختیارات اجرائی کمی دارند.

برای مثال کارتل اوپک که یک توافق بین المللی میان کشورهای تولیدکننده‌ی نفت است، کارتل موفقی بوده است که برای چندین سال در رهبری قیمت نفت موفق بوده است از سوی دیگر کارتل‌های بین المللی دیگری هم در افزایش قیمت موفق بوده‌اند. به‌عنوان مثال در اواسط ۱۹۷۰ انجمن بین المللی بوکسیت (هیدروکسیدآلمینیوم) قیمت این کالا را تا چهار برابر افزایش داد.

از سوئی دیگر برخی از کارتل‌ها نیز موفقیت‌های بلندمدت داشته اند: از ۱۹۲۸ تا اوایل ۱۹۷۰ کارتلی بنام Europe Mercurio قیمت جیوه را نزدیک به سطح انحصاری نگاه داشته بود؛ در مقابل برخی کارتل‌ها نیز ناموفق بوده‌اند، یک کارتل بین المللی مس که قصد شکل گرفتن داشت هیچ وقت نتوانست تاثیر قابل ملاحظه‌ای روی قیمت مس داشته باشد و کارتل‌های دیگری که تصمیم به بالا بردن قیمت‌های قلع، قهوه، چای، و کاکائو داشتند نیز شکست خوردند.

دلیل موفقی و ناموفقی کارتل‌ها به ۲ شرط زیر بستگی دارد:

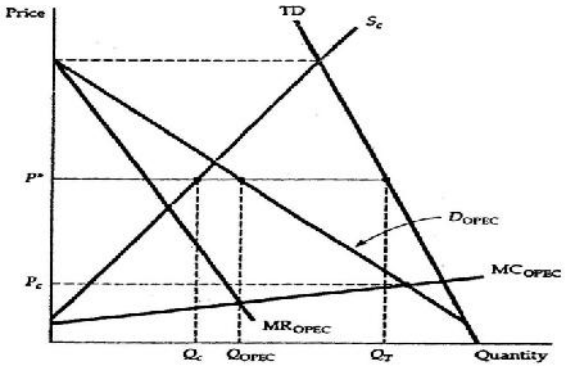
شرط اول این است که یک کارتل موفق می‌بایستی براساس اعضائی شکل بگیرد که با توافق یکدیگر قیمت و مقدار را مشخص کرده‌اند و از طرفی نیز به این توافق پایبندی کامل دارند. باید توجه داشت که این توافق کردن همیشه امری ساده نیست: اعضای مختلف ممکن است هزینه‌های متفاوت، برآوردهای متفاوت از تقاضای بازار و حتی اهداف متفاوت داشته باشند، بنابراین ممکن است که اعضای مختلف خواهان قیمت‌های مختلف در بازار باشند. از سوئی ممکن است که هر عضوی از کارتل برای بدست آوردن سهم بیشتری از بازار بوسیله‌ی پائین آوردن قیمت خود به تعهداتش پایبند نباشد.

شرط دوم قدرت بالقوه‌ی انحصاری کارتل می‌باشد. حتی اگر یک کارتل موفق به حل مشکلات سازمانی خود باشد، وقتی این کارتل با یک تابع تقاضای باکشش در بازار مواجه باشد مجال کمی برای بالا بردن قیمت‌ها دارد.

قدرت بالقوه‌ی انحصاری کارتل ممکن است مهمترین شرط موفقیت کارتل باشد به گونه‌ای که اگر سود بالقوه-ی ناشی از همکاری در کارتل بالا باشد اعضای کارتل تشویق به حل مشکلات سازمانی خود می‌شوند.

تحلیل قیمت گذاری کارتل

به ندرت تمام تولیدکنندگان ترکیب خوبی را برای شکل دادن یک کارتل بوجود می‌آورند. یک کارتل معمولاً محاسبات خود را برای قسمتی از کل تولید انجام می‌دهد و می‌بایستی زمانی که قیمت را تعیین می‌کند عکس العمل تولیدکنندگان رقابتی دیگر(غیر کارتل) را در محاسبات خود لحاظ کند. بنابراین تحلیل قیمت گذاری کارتل می‌تواند بوسیله مدل قیمت‌گذاری بنگاه مسلط که قبلاًبحث شد انجام شود.
این مدل را برای دو کارتل استفاده خواهیم کرد،کارتل **OPEC** و کارتل **CIPEC** که این موضوع به فهم ما در موفقیت اوپک و عدم موفقیت سیپک کمک می‌کند. نمودار زیر نشان‌دهنده‌ی حالت OPEC است.

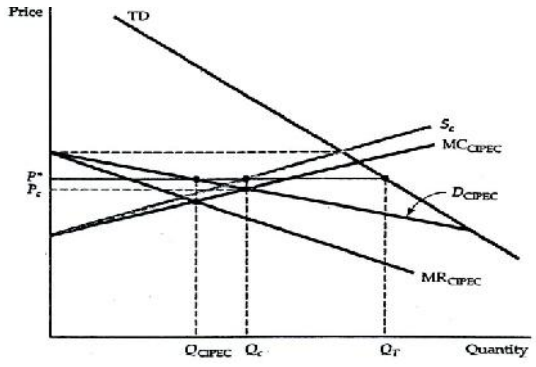


منحنی تقاضای TDمجموع تقاضای جهانی نفت خام است و S_C منحنی عرضه‌ی عرضه‌کنندگان رقابتی (NON OPEC) است. تقاضای نفت اوپک حاصل اختلاف بین کل تقاضا و عرضه‌ی غیر اوپک می‌باشد و MR_{opec} نیز مشابهاً منحنی درآمد نهایی اوپک است و MC_{opec} نیز منحنی هزینه نهایی اوپک است، همانطور که در شکل نیز مشخص است هزینه تولید بسیار کمتر اوپک نسبت به
تولیدکنندگان غیر اوپک را نشان می‌دهد.
درآمد نهایی و هزینه نهایی اوپک در مقدار Q_{opec} با یکدیگر برابرند که این مقدار برابر با مقداری است که تولید اوپک است. از تابع تقاضای OPEC قیمت P^* را بدست می آوریم که Q_C را برای عرضه ی تولید کنندگان غیر اوپک بدست می‌دهد.
حال فرض کنید که کشورهای صادرکننده‌ی نفت کارتل تشکیل نداده‌اند و در حال تولید به شکل رقابتی هستند پس قیمت برابر با هزینه نهایی است و از تقاطع تابع تقاضای OPEC و هزینه‌ی نهایی OPEC به شکل P_C می‌باشد که بسیار کمتر از P^* یعنی قیمت کارتل است. از طرفی و از آنجایی که تقاضای کل جهان

برای نفت و عرضه‌ی غیر اوپک بی‌کشش هستند، بنابراین تقاضا برای نفت اوپک نیز بی‌کشش خواهد بود که این مسئله موجب قدرت انحصاری ذاتی این کارتل می‌گردد و این قدرت برای کنترل قیمت در سطوح بالاتری از سطوح رقابتی بکار می‌آید.

باید توجه داشت که منحنی‌های تقاضای کل و عرضه‌ی غیر اوپک در نمودار قبلی برای تحلیل‌های میان‌مدت و یا کوتاه‌مدت اعمال شده است، این در حالی است که در بلندمدت هم عرضه و هم تقاضا کشش بیشتری خوهند داشت و نتیجتاً منحنی تقاضای اوپک نیز کشش بیشتری خواهد داشت. بنابراین در بلندمدت انتظار بر این است که اوپک قادر نخواهد بود همچنان قیمت را بدین شکل بالاتر از سطح رقابتی اعمال کندکه در واقع در طی سالهای ۱۹۸۹-۱۹۸۲ قیمت نفت عمدتاً به‌دلیل تعدیلات بلندمدت تقاضا و عرضه‌ی غیر اوپک به سطوح پائین کاهش یافت.

نمودار بعدی تحلیل مشابهی را برای CIPEC نشان می‌دهد.CIPEC چهار کشور اصلی تولیدکننده‌ی مس را شامل می‌شود: شیلی ،پرو، زامبیا و زئیر که مجموعاً یک سوم تولید مس دنیا را تشکیل می‌دهند و از طرفی هزینه‌ی تولید این کشورها به جز شیلی اختلاف زیادی با مابقی تولیدکنندگان غیر سیپک ندارد و به همین دلیل در نمودار نیز منحنی هزینه نهایی CIPEC به مقدار کمی پائینتر از منحنی عرضه‌ی غیر سیپک رسم شده است. منحنی تقاضای سیپک D_{CIPEC} از تقاوت میان تقاضای کل TDو عرضه‌ی غیر سیپک S_C بدست می‌آید و همانطور که ذکر شد تقاطع منحنی هزینه نهائی و درآمد نهائی سیپک مقدار تولیدی سیپک Q_{CIPEC} را می‌دهد که متناظر آن P^* بدست می‌آید. بطور مشخص قیمت رقابتی P_C جائی است که منحنی تقاضای سیپک منحنی هزینه نهایی‌اش را قطع کند. توجه داشته باشید که این قیمت بسیار نزدیک به قیمت کارتل است.



چرا سیپک نمی‌تواند قیمت مس را بیش از این افزایش دهد؟

در نمودار می‌توان دید که تقاضای کل مس دارای کششی بیش از کشش تقاضای نفت است (مواد دیگر مثل آلمینیوم می‌تواند به سادگی جایگزین مس گردد) همچنین عرضه‌ی رقابتی نیز کشش بیشتری دارد چون حتی در کوتاه‌مدت نیز اگر قیمت مس افزایش یابد تولیدکنندگان غیر سیپک می‌توانند به

سادگی عرضه را افزایش دهند(تا حدودی به‌دلیل عرضه بوسیله‌ی براده‌ی آهن)، در نتیجه پتانسیل قدرت انحصاری سیپک کم است.

همانطورکه مثال‌هایی از اوپک و سیپک نشان می‌دهد موفقیت در شکل دادن کارتل نیازمند ۲ مسئله است:
۱-تقاضای کل برای کالا نباید دارای کشش قیمتی بالایی باشد.
۲-هر کارتل باید تقریباً تمام عرضه را کنترل کند یا اگر به این شکل نیست، عرضه‌ی تولیدکنندگان غیرکارتل نباید نسبت به قیمت حساسیت بالایی داشته باشد.
اغلب کارتل‌های بین المللی شکست می‌خورند زیرا تعداد معدودی از بازارهای دنیا هر دو شرط فوق را به شکل مطلوب دارا هستند.

۲-۵. اهمیت و ضرورت ارتقاء بهره‌وری

کوشش‌های اقتصادی انسان همواره معطوف بر آن بوده که حداکثر نتیجه را به کمترین امکانات و عوامل موجود بدست آورد، این تمایل را می‌توان دستیابی به کارایی و بهره‌وری بالاتر نامید. بهره‌وری مفهومی جامع و در برگیرنده کارائی است که افزایش آن به منظور ارتقای سطح زندگی، رفاه، آرامش و آسایش انسانها، همواره مدنظر دست‌اندرکاران سیاست و اقتصاد بوده است. برخی بقا و تداوم یک نظام سیاسی و اقتصادی را نیز موکول به بهره‌وری دانسته‌اند. لنین هنگامی که نظرات فلسفی خود را در زمینه قدرت تولید مطرح می‌نماید، بحث خود را با این جمله پایان می‌دهد که "در تحلیل نهایی، بهره‌وری کار، مهمترین موضوع و اساسی‌ترین مساله برای پیروزی سیستم اجتماعی ما محسوب می‌شود".
بطور کلی اهمیت و شناخت بهره‌وری منحصر به مکاتب و جوامع سرمایه‌داری و سوسیالیسم بوده و در مکتب و جامعه اسلامی نیز بر آن تأکید شده است. به عبارتی، بهره‌وری ریشه تاریخی بیش از هزار و چهارصد سال دارد، اما مصادیق علمی و سنجش عملی آن در سالهای اخیر مطرح شده است.
در فرهنگ غنی اسلام چه در عبادات، چه در معاملات و سیاست و اخلاق دقیقاً اصول بهره‌وری و در لابلای قوانین و احکام، حتی در تنظیم وقت عبادات و اعمال گنجانده شده است.
بعنوان مثال اسلام برای بعضی از اوقات و یا برخی مکانها فضیلت خاصی قائل شده و از نظر ثواب عبادات در آن اوقات و مکانها، پاداشی چندین برابر در نظر گرفته است. مثلاً در مورد اعمال شب قدر که ارزش آن معادل هزار ماه است و با انجام اعمال و مناسک در زمان و مکان خاص (مانند نماز جماعت، نماز جمعه و حج). این‌ها همه نماینگر همان بهره‌وری و صحیح و برنامه‌ریزی دقیقی برای لحظه لحظه عمر است، چرا که آن عمل در آن زمان و مکان خاص اثر مفیدتر و سازنده‌تری دارد.
در پی تعامل و تکامل دانش بشر در علم اقتصاد، مفاهیم کارائی و بهره‌وری توسعه و تکامل‌یافته و در دو دهه اخیر، اندازه‌گیری آن نیز بر مبنای تئوری‌های اقتصاد، امکان‌پذیر و عملی شده است. در مفهوم جدید، کارائی

به مفهوم تلف نکردن منابع است که از نسبت کل ستانده به کل نهاده بدست می‌آید و بهره‌وری به مفهوم مقایسه کارائی یک بنگاه (سازمان) طی دو زمان متفاوت و یامقایسه کارائی دو بنگاه (سازمان) نسبت به یکدیگر در یک زمان می‌باشد و بعبارت دیگر، بهره‌وری مقایسه کارائی است. روش قدیمی اندازه‌گیری بهره‌وری براساس محاسبه نسبت‌ها و سهم بهره‌وری هر یک از عوامل تولید در محصول کل بطور مجزا می‌باشد. این شاخص‌ها علاوه بر آنکه کاربرد چندانی ندارند، در برخی مواقع گمراه‌کننده نیز می‌باشند. بدین ترتیب که اگر با توجه به روش سنتی، افزایش بهره‌وری کار را صرفاً منبعث از بهره‌وری بیشتر نیروی کار بدانیم از حقیقت بسیار فاصله گرفته‌ایم، زیرا ممکن است علت بنیانی ازدیاد بهره‌وری، جایگزینی عوامل تولید و بکارگرفتن سرمایه، تکنولوژی و یا انرژی به جای نیروی کار باشد. لازم به یادآوری است که اقدام به اندازه‌گیری بهره‌وری اساسی‌ترین گام جهت ارتقاء کارایی و بهره‌وری است. بدین معنی که دقیقاً مشخص می‌شود چه منابعی صرف شده و در قبال آن چه حاصل گردیده است. اگر روش اندازه‌گیری علمی و شاخص صحیحی بکار برده نشود، با مغلطه و کلی‌گوئی در بهره‌وری مواجه خواهیم شد و عدم تطبیق آن با اصول علمی، اتلاف منابع و در نتیجه عدم دستیابی به بهره‌وری چه در سطح بنگاه و چه در کلیت نظام اقتصادی را در پی خواهد داشت. در روش جدید با اندازه‌گیری کارائی و بهره‌وری به سؤالات عمده زیر پاسخ لازم داده می‌شود:

- ✓ کارائی هر یک از بنگاه‌ها، ادارات، موسسات و بطور کلی واحدهای تصمیم‌ساز به چه میزان می‌باشد؟
- ✓ واحدهای کارا و غیرکارا کدامند؟
- ✓ تحولات بهره‌وری در واحدها طی زمان چگونه بوده است؟
- ✓ علل افزایش یا کاهش بهره‌وری در واحدها کدامند؟
- ✓ تمهیدات لازم برای افزایش بهره‌وری و کارائی در بنگاه‌ها چه می‌باشند؟

در اقتصادهای توسعه‌یافته، روش‌های جدید اندازه‌گیری کارایی با اتکا به مبانی علمی و روش‌شناختی مناسب و با وجود نرم‌افزارهای رایانه‌ای متعدد همچون DEPP2 و FRONTIER و در سطح وسیعی برای محاسبه کارایی و بهره‌وری واحدها و رتبه‌های آنها مورد استفاده قرار می‌گیرد، که راه‌حل‌های اصولی به منظور ارتقاء و بهبود میزان کارایی و بهبود میزان کارایی و بهره‌وری را نیز دنبال خواهد داشت.

بهره‌وری و انرژی

از دیرباز انرژی برای جوامع بشری اهمیت ویژه‌ای داشته است. در جهان قرن بیستم که در واقع تکنولوژی و پیشرفت صنعتی جایگاه نخست را در زندگی مادی انسانها احراز نموده است. این اهمیت به نحو بسیار بارزتری تجلی کرده و انرژی به ویژه نفت همچون خون در شاهرگ حیات اقتصادی کشورهای مختلف قرن بیستم تلقی می‌گردد.

در سه ربع اول قرن بیستم کشورهای جهان در مصرف انرژی و بویژه نفت، گوی سبقت را از هم می‌ربودند، اما

بروز دو تعدیل در قیمتهای نفت توسط اوپک، در اوایل و اواخر دهه ۷۰ میلادی و همچنین شروع نگرانی های مربوط به آلودگی محیط‌زیست و شدت گرفتن آن در دهه ۸۰ و به ویژه در دهه ۹۰، کشورهای جهان بویژه کشورهای صنعتی را بر آن داشت که با مسائب مربوط به انرژی برخورد متفاوتی داشته و خط‌مشی‌های خود را در این زمینه، مورد بازنگری قرار دهند. بدین ترتیب، هسته اولیه سیاست‌های مدیریت انرژی شکل گرفت و سازمان‌های عمده‌ای نظیر آژانش بین‌المللی انرژی (IEA)در کشورهای پیشرفته و همچنین مؤسسات کوچک و بزرگی همچون مؤسسات مدیریت و صرفه‌جویی انرژی و غیره در کشورهای مختلف جهان ایجاد گردید. هدف اصلی آنها افزایش بهره‌وری در مصرف انرژی، کنترل عرضه و تقاضای انرژی و کاهش انتشار گازهای آلاینده و سمی بوده است.

در اقتصاد ایران نیز بخش انرژی از دیرباز نقش مهم و تعیین‌کننده‌ای را به خود اختصاص داده است. نه تنها در طول سال های ۱۳۳۰ به بعد برنامه‌ها و فعالیت‌های جاری و عمرانی کشور متأثر از درآمد نفت بوده، بلکه در حال حاضر نیز علیرغم همه مساعی بکار گرفته شده برای تولید و صادرات کالاهای غیرنفتی، بیش از ۶۵ درصد بودجه کل کشور و کل فعالیت‌های عمرانی، به صادرات نفت خام وابسته می‌باشد. علاوه بر تولید و صادرات نفت خام، سایر فعالیت‌های مربوط به بخش انرژی (پالایشگاهای نفت و گاز، نیروگاه‌های برق، معادن ذغال‌سنگ، حمل و نقل حامل‌های انرژی، جایگاه‌های توزیع بنزین و سایر فرآورده‌های نفتی و....)، سهم و نقش مهمی را از نظر سرمایه‌گذاری، تولید، اشتغال، صادرات و مبادلات بازرگانی در اقتصاد ایران دارا می‌باشند. اگر تأثیرات منفی بخش انرژی بر محیط‌زیست و در نهایت بر توسعه پایدار اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران را نیز در این قضاوت وارد نمائیم، در آنصورت جایگاه و اهمیت ارتقاء بهره‌وری بخش انرژی در اقتصاد کشور، بیشتر نمایان می‌گردد. امروزه بخش انرژی کشور با چند مسئله حساس و اساسی روبرو است که عبارتند از:

۱. منابع و ذخایر نفت، گاز و ذغال‌سنگ پایان‌پذیر هستند و دیر یا زود استخراج آنها از شرایط اقتصادی بودن خارج می‌شود.
۲. تعیین میزان تولید و قیمت‌گذاری نفت خام برای صادرات و تامین منابع ارزی جهت توسعه اقتصاد کشور بطور مستقل و کامل توسط خودمان صورت نمی‌گیرد، بلکه بازارهای جهانی نقش مؤثری در سیاست‌گذاری میزان تولید، صادرات و قیمت آن دارند، بطوریکه شوک‌های برونزای کاهش قیمت‌های نفت خام اثرات منفی بر بودجه و برنامه‌های عمرانی کشور، برجای می‌گذارند.
۳. تولیدگازطبیعی و انتقال آن در سطح کشور به خصوص صادرات آن مستلزم سرمایه‌گذاری سنگینی می‌باشد.
۴. مصرف فرآورده‌های نفتی و سایر اقلام انرژی در کشور چه توسط خانوارها و چه توسط فعالیت‌های اقتصادی، غیرمنطقی و همراه با ضایعات زیاد صورت می‌گیرد
۵. مصرف غیرمنطقی و همراه با ضایعات اقلام انرژی به آلودگی‌های محیط‌زیست کشورمان می‌افزاید.

با توجه به مسائل و مشکلات موجود بخش انرژی کشور، تنها راه حل منحصر به فرد و اصولی، ارتقاء بهره‌وری در زمینه‌های مختلف بخش انرژی می‌باشد. نگاه اجمالی به وضعیت مصرف انرژی در ایران، در مقایسه با سایر کشورهای جهان اهمیت توجه به مقوله بهره‌وری را بیش از بیش روشن می‌نماید.

در رابطه با مقایسه شدت انرژی ایران با کشورهای دیگر، می‌توان چنین گفت که با توجه به آمارهای اخیر بطور کلی شدت انرژی در ایران در حدود دو برابر کشورهای ترکیه، هندوستان و برزیل، تقریباً هشت برابر آلمان و حدود به برابر ژاپن می‌باشد. با توجه به آمارهای اخیر، شدت انرژی در بخش صنعت کشورهای صنعتی حدود ۵۰ تا ۷۰ درصد شدت انرژی این بخش در ایران است[1].

اندازه‌گیری بهره‌وری و تعیین راهبردها و سیاست‌های اجرایی در جهت افزایش بهره‌وری و حساس‌سازی افکار عمومی برای مصرف بهینه انرژی می‌تواند زمینه‌ساز تسهیل پذیرش پیام در گروه‌های هدف (مخاطبین) و حساس‌سازی محیط کار و فعالیت گردیده و مدیران بنگاه‌های تولیدی را در نیل به هدف بهینه‌سازی مصرف انرژی، مکم نماید.

شایان یادآوری است که افزایش مطلق مصرف انرژی در کشور بویژه در مرحله توسعه صنعتی در صورتی‌که با روند معقول و متناسب با میزان افزایش تولید ناخالص ملی باشد، نه تنها عاملی منفی به حساب نمی‌آید، بلکه نشان‌دهنده شکوفایی اقتصادی و پیشرفت کشور است، ولی آمارها بیانگر این واقعیت است که کاهش بهره‌وری موجب شده است تا شدت انرژی به نحو غیرمعقولی در کشور افزایش داشته باشد. بدون شک با اعمال مدیریت صحیح و افزایش کارائی مدیریت در بنگاهای صنعتی می‌توان در مراحل اولیه توسعه نیز بدون صرف هزینه چشمگیری تا حدود زیادی از میزان مصرف انرژی کاست.

بطور کلی ارتقاء سطح بهره‌وری انرژی از ضرورت‌های غیرقابل انکار اقتصادی، ملی و استراتژیک کشور قلمداد می‌گردد.

به عبارت دیگر اگر بهره‌وری انرژی در کشور در همه سطوح به دقت ملحوظ شود، اقتصاد کشور ضمن برخورداری از رشد بالاتر، به لحاظ حفظ توان صادرات نفت و گاز، بخش مهمی از سرمایه لازم را برای صنعتی شدن و رفاه گسترده عمومی بدست خواهد آورد. به بیان دیگر استفاده صحیح از انرژی، فرصت‌های گران بهایی را برای پیشرفت کشور فراهم خواهد ساخت، که در غیاب آن عملی نخواهد بود. بعلاوه ادامه روند کنونی مصرف انرژی با توجه به محدودیت‌ها و ذخایر نفتی کشور به هیچ وجه ممکن و مقدور نیست. بنابراین تدوین برنامه مناسب در اجرای موارد زیر قابل توصیه خواهد بود:

- ✓ افزایش ذخایر نفت، از طریق افزایش بهره‌وری در تولید و اکتشاف جدید
- ✓ صرفه‌جوئی درمصرف فرآورده‌های نفتی از طریق افزایش بهره‌وری و جایگزینی آن با سایر منابع انرژی

[1] ترازنامه انرژی سال ۸۸ کشور

تداوم و استمرار افزایش میزان بخش انرژی در قالب افزایش سطح و میزان بهره‌وری کل اقتصاد، باعث افزایش اشتغال، کاهش تورم، افزایش سود و ارزش افزوده و کاهش ضایعات، افزایش کیفیت و دوام کالاها و خدمات تولیدی و در نهایت باعث افزایش و ارتقاء سطح زندگی جامعه می‌شود. در کشورهایی مانند ژاپن و آلمان که میزان بهره‌وری در دوره‌های طولانی بطور مرتب از افزایش قابل ملاحظه‌ای برخوردار بوده، شاهد آن هستیم که شاخص‌هایی مانند امید به زندگی، میانگین درآمد واقعی سرانه و نرخ با سوادی افزایش یافته و در نهایت با ارتقاء سطح زندگی، شرایط مطلوب‌تری را برای مردم این کشورها به ارمغان آورده است.

آنچنان که در کشور ما اخیراً در اولین روز خرداد ماه (روز بهره‌وری)، فعالیت‌های تبلیغی و آموزشی در زمینه ارتقاء فرهنگ بهره‌وری انجام گرفته و در این روز، سمینار و یا کنگره‌ای به منظور اشاعه فرهنگ بهره‌وری برگزار می‌شود.

۲-۶. بهره‌وری انرژی و مشکلات محاسبه شاخص‌های آن

بهره‌وری[1] یکی از مفاهیم مهم در مطالعات و بررسی‌های عملکرد بنگاه‌طی زمان می‌باشد. شاخص بهره‌وری بر مبنای مقایسه دوتائی می‌باشد که معمولاً به عملکرد یک بنگاه در دو زمان مختلف اشاره می‌نماید. همچنین می‌توان عملکرد دو بنگاه را در یک زمان مقایسه نمود. شایان یادآوری است که مبحث اندازه‌گیری بهره‌وری یک بنگاه از یک صنعت، یک حوزه نسبتاً جدید تحقیق می‌باشد.

با توجه به نازل بودن سطح بهره‌وری انرژی در اقتصاد ایران در مقایسه با سایر کشورهای جهان، لازم است اقدامات اساسی جهت اصلاح روند بهره‌وری صورت پذیرد. بنابراین انجام هرگونه اقداماتی مستلزم شناخت وضع موجود است که این شناخت تنها از طریق جمع‌آوری آما و اطلاعات انرژی حاصل می‌شود. در نظام تولید آمار انرژی کشور نارسایی‌هایی وجود دارد که مهم‌ترین آنها، عدم استفاده از تعاریف و مفاهیم و طبقه بندی استاندارد، کمبود آمار مصرف انرژی در بخش‌ها و زیربخش‌های اقتصادی، فقدان ارائه روش‌های برآورد برای آمارهای موجود، نبود نظام جامع اطلاعات آمار در بخش انرژی و ناهماهنگی در شیوه جمع‌آوری اطلاعات عناصر که بهره‌وری انرژی است. اولین اقدام جهت ارتقای سطح بهره‌وری انرژی ایجاد نظام جامع آمار انرژی است. این نظام باید به گونه‌ای طراحی و اجرا شود تا بتواند در سطح بخش‌های اقتصاد و زیربخش‌های متشکله آن با استفاده از تعاریف و مفاهیم استاندارد آمار و اطلاعات انرژی را تولیدکند.

[1] . Productivity

۲-۷. مسائل فصل

۱.یک بنگاه اقتصادی، منبع پایان‌پذیری با ذخیره اولیه ۱۰۰ واحد را در اختیار دارد و می‌خواهد آنرا طی دو دوره استخراج نماید. اگر هزینهٔ استخراج وی $Ct=0/5q_1^2$ T و نرخ بهره ۱۰ درصد و قیمت فروش محصول ۱۰۰ دلار باشد. در هر سال چه مقدار باید استخراج نماید.؟

جواب :

هدف بنگاه از استخراج منبع، حداکثر کردن ارزش حال سود طی دو دوره ۰ و ۱ می باشد. پس تابع هدف و قید بنگاه را بصورت زیر تشکیل می‌دهیم.

$$Max \quad PV = ۱۰۰ q - ۰/۵ q_۰^۲ + \frac{۱۰۰ q_۱ - ۰/۵ q_۱^۲}{۱/۱}$$

$$s.t. \quad ۱۰۰ = q_۰ + q_۱$$

که در آن PV مجموع ارزش حال سود در طی دوره بهره‌برداری، q_0 و q_1 میزان استخراج در دوره ۰ و ۱ است. برای تعیین میزان مطلوب استخراج از روش لاگرانژ استفاده می‌کنیم.

$$L = ۱۰۰ q - ۰/۵ q_۰^۲ + \frac{۱۰۰ q_۱ - ۰/۵ q_۱^۲}{۱/۱} + \lambda (۱۰۰ - q_۰ - q_۱)$$

$$\frac{\partial L}{\partial q_۰} = ۰ \quad \Rightarrow \quad ۱۰۰ - q_۰ - \lambda = ۰ \qquad (۱$$

$$\frac{\partial L}{\partial q_۱} = ۰ \quad \Rightarrow \quad (۱۰۰ - q_۰) \frac{۱}{۱/۱} - \lambda = ۰ \qquad (۲$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = ۰ \quad \Rightarrow \quad ۱۰۰ - q_۰ - q_۱ = ۰ \qquad (۳$$

با حذف λ از رابطه (۱) و (۲)، رابطه بین مقدار استخراج در دوره ۰ و ۱ حاصل می‌شود.

$$q_۱ = -۱۰ + ۱/۱ q_۰ \qquad (۴$$

رابطه (۴) را در (۳) قرار داده و بدین ترتیب مقدار استخراج در دوره ۰ و ۱ و همچنین مقدار λ بدست می‌آید :

$$q_۰ = ۵۲/۳۸ \quad , \quad q_۱ = ۴۷/۶۲ \quad , \quad \lambda = ۴۷/۶۲$$

---

۲. .بنگاه دارای چاه نفتی با ذخیره اثبات شدهٔ ۱۰۰۰ واحد می‌باشد که می‌خواهد آن را طی سه دوره ۲، ۱، ۰ استخراج نماید. اگر تقاضای نفت در هر دوره به صورت ذیل باشد :

فرض با $Q_0 = 900 - P_0$, $Q_1 = 1000 - P_1$, $Q_2 = 1100 - P_2$
اینکه استخراج نفت بدون هزینه و نرخ بهره ۸ درصد باشد، مقدار بهینهٔ استخراج را در هر دوره تعیین نمایید.

جواب :

تابع هدف بنگاه و محدودیت آن را تشکیل می‌دهیم.

$$Max \quad PV = 900\,Q_0 - Q_0^2 + \frac{1000\,Q_1 - Q_1^2}{1/08} + \frac{1100\,Q_2 - Q_2^2}{(1/08)^2}$$

$$s.t. \quad 1000 = Q_0 + Q_1 + Q_2$$

برای تعیین مقدار استخراج از روش لاگرانژ استفاده می‌کنیم :

$$L = 900\,Q_0 - Q_0^2 + \frac{1000\,Q_1 - Q_1^2}{1/08} + \frac{1100\,Q_2 - Q_2^2}{(1/08)^2} + \lambda\,(1000 - Q_0 + Q_1 + Q_2)$$

$$\frac{\partial L}{\partial Q_0} = 0 \Rightarrow 9{,}0 - 2Q_0 - \lambda = 0 \qquad (1)$$

$$\frac{\partial L}{\partial Q_1} = 0 \Rightarrow (1000 - 2Q_1)\frac{1}{1/08} - \lambda = 0 \qquad (2)$$

$$\frac{\partial L}{\partial Q_2} = 0 \Rightarrow (1100 - 2Q_2)\frac{1}{(1/08)^2} - \lambda = 0 \qquad (3)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \Rightarrow 1000 - Q_0 - Q_1 - Q_2 = 0 \qquad (4)$$

از رابطه (۱) و (۲) رابطه زیر بدست می آید :

$$Q_1 = ۱۴ + ۱/۰۸Q_0 \qquad (۵)$$

از رابطه (۱) و (۳) نیز رابطه زیر بدست می‌آید :

$$Q_2 = ۲۶/۶۲ + ۱/۶۶۴\,Q_0 \qquad (۶)$$

رابطه (۵) و (۶) را در (۴) قرارداده و مقدار Q_0 را بدست می‌آوریم. مقدار Q_0 را در رابطه (۵) و (۶) قرار داده تا مقادیر Q_1 و Q_2 بدست آید.

$$Q_0 = ۲۵۶/۲۴۴۶۶ \quad , \quad Q_1 = ۲۹۱ \quad , \quad Q_2 = ۴۵۳ \quad , \quad \lambda = ۴۸۸$$

λ=۴۸۸ ارزش کمیابی نفت است، یعنی بنگاه برای هر واحد نفتِ استخراج نشده ۴۸۸ ریال ارزش قائل است.

---

۳. فرض کنید که یک چاه نفت دارای ۱۰۰ واحد ذخیره است که می‌خواهیم آنرا در دوره ۰ و ۱ استخراج کنیم. تقاضای نفت در هر دوره عبارت است از :

$$Q_t = ۱۱۵ - P_t \quad , \quad t = ۰,۱$$

با فرض اینکه نرخ بهره ۱۰ درصد باشد، مطلوب است :
الف) اگر شرایط رقابتی در بازار نفت حاکم باشد، قیمت فروش را در دو دوره محاسبه کنید.
ب) اگر شرایط انحصاری در بازار نفت حاکم باشد، قیمت فروش را در دوره بدست آورید.
ج) نتایج حالت الف و ب را با یکدیگر مقایسه کنید.

جواب:

الف) زمانیکه هزینه نهایی استخراج صفر است در هر دوره مقداری استخراج می‌گردد که ارزش حال قیمت در دو دوره با هم برابر است که بر این اساس شرط زیر را بدست آوردیم:

$$P_0 = \frac{P_1}{1+r} \qquad \Rightarrow \qquad P_1 = 1/1P_0$$

و مقادیر استخراج در هر دوره بایستی با مقدار ذخیره اولیه برابر باشد:

$$Q_0 + Q_1 = 100$$

از تابع تقاضا بجای Q_1 و Q_0 قرار می‌دهیم:

$$Q_0 + Q_1 = (115 - P_0) + (115 - 1/1P_0)$$
$$100 = 230 - 2/1P_0 \qquad \Rightarrow \qquad P_0 = 61/9 \;,\; Q_0 = 53/1 \;,\; P_1 = 68/1 \;,\; Q_1 = 46/9$$

ب) در شرایط انحصاری، انحصارگر ارزش حال درآمد نهایی در هر دوره را با یکدیگر برابر می‌کند. همچنین مجموع استخراج در دو دوره بایستی برابر ۱۰۰ باشد:

$$Q_0 + Q = 100$$

در آمد نهایی را بصورت زیر محاسبه می‌کنیم:

$$MR_0 = 115 - 2Q_0 \qquad , \qquad MR_1 = 115 - 2Q_1$$

که بدین ترتیب مقادیر زیر بدست می‌آید:

$$P_0 = 46/77 \;,\; Q_0 = 50/23 \;,\; P_1 = 65/23 \;,\; Q_1 = 49/77$$

ج) قیمت در دوره اولیه در شرایط انحصاری بیشتر از حالت رقابتی است به این دلیل که مقدار استخراج در دوره صفر در شرایط انحصاری کمتر رقابتی است. ولی رشد قیمت (رشد قیمت در دوره ۱ نسبت به دوره ۰) در شرایط انحصاری کمتر از رقابتی است. در شرایط انحصاری قیمتها ۰/۱۷ درصد رشد کرده است ولی در شرایط رقابتی قیمت‌ها ۱۰ درصد رشد کرده است.

---

۴. با توجه به مسئله (۳) اگر هزینه نهایی در هر دوره برابر با ۱۰ باشد :

الف) قیمت در دوره ۰ در شرایط رقابتی و انحصاری افزایش می‌یابد.
ب) آیا قانون رشد ۲ درصد هتلینگ در شرایط رقابتی و انحصاری صادق است ؟

جواب :

الف) شرایط رقابتی :

$$P_۰ - MC_۰ = \frac{P_۱ - MC_۱}{۱ + r}$$

$$۱۰۰ = Q_۰ + Q_۱$$

با حل معادلات فوق، مقادیر P_1 و P_0 را به شرح زیر بدست می‌آوریم :

$$P_۰ = ۶۲ / ۴ \quad , \quad P_۱ = ۶۷ / ۶$$

پس قیمت در دوره ۰ همراه با هزینه نهایی افزایش می‌یابد.

شرایط انحصاری

$$MP_۰ - MC_۰ = \frac{MP_۱ - MC_۱}{۱ + r}$$

$$۱۰۰ = Q_۰ + Q_۱$$

با حل معادلات فوق، P_1 و P_0 در شرایط انحصاری برابر است با :

$$P_۰ = ۶۴ / ۸۸ \quad , \quad P_۱ = ۶۵ / ۱۲$$

در شرایط انحصاری نیز قیمت در دوره ۰ همراه با هزینه نهایی، افزایش می‌یابد.
ب) قانون رشد r درصد هتلینگ در شرایط رقابتی می‌گوید :« تفاوت بین قیمت و هزینه نهایی در طول زمان نرخ رشدی معادل نرخ بهره بازار دارد » و به عبارت دیگر :

قانون رشد r درصد هاتلینگ $\frac{P_۱ - MC_۱}{P_۰ - MC_۰} - ۱ = r$

$$\frac{۶۷ / ۶ - ۱۰}{۶۲ / ۴ - ۱۰} - ۱ = ۰ / ۱$$

پس قانون هتلینگ در این شرایط صادق است. قانون رشد r درصد هتلینگ در شرایط انحصاری می‌گوید :« تفاوت بین در آمد نهایی و هزینه نهایی در طول زمان نرخ رشدی معادل نرخ بهره بازار دارد.»

$$\frac{MR_۱ - MC_۱}{MR_۰ - MC_۰} - ۱ = r$$

$$\frac{۱۵ / ۲۴ - ۱۰}{۱۴ / ۷۶ - ۱۰} - ۱ = ۰ / ۱۰$$

بنابراین قانون هتلینگ در شرایط انحصاری هم صادق است.

---

۵. فرض کنید در بازار نفت دو کشور وجود دارد که توابع هزینه استخراج نفت این دو کشور به ترتیب معادل $TC_A = ۵q_A^۲$ و $TC_B = ۰/۵q_B^۲$ و تقاضای بازار بصورت $P = ۱۰۵ - ۰/۵Q$ و $Q = q_A + q_B$ می‌باشد.

الف) اگر این دو کشور تشکیل کارتل بدهند، مقدار تولید و قیمت حداکثرکننده سود کارتل را تعیین و سهمیه هر کشور را مشخص کنید.
ب) نشان دهید که در شرایط کارتل، انگیزهٔ تخلف از سهمیه‌ها (انگیزه کلک زنی) وجود دارد.

جواب :

الف) هدف هر کشور حداکثر کردن سود کارتل است. یعنی $\pi = TR - TC$ و یا برای حداکثرکردن سود بایستی در آمد نهایی کارتل با هزینهٔ نهایی آن برابر باشد.($MR = MC$)

$$TR = P.Q \quad \Rightarrow \quad TR = ۱۰۵Q - ۰/۵Q^۲ \quad , \quad MR = \frac{dTR}{dQ} = ۱۰۵ - Q$$

هزینهٔ نهاییِ کارتل برابر با جمع افقی هزینهٔ نهایی کشور A وB است :

$$MC = MC_A = MC_B$$
$$MC_A = 10\, q_A \quad , \quad MC_B = q_B$$

حال به جای هزینه نهایی هر کشور می‌توان MC را قرار داد :

$$MC = ۱۰q_A \quad , \quad q_A = ۰/۱MC \quad , \quad q_B = MC$$
$$q_A + q_B = ۰/۱MC + MC \quad , \quad Q = ۱/۱MC \quad , \quad MC = ۰/۹۰۹Q$$

حال سطح تولید و قیمت حداکثر کنندهٔ سودِ کارتل را از شرایط MR=MC بدست می‌آوریم :

$$۱۰۵ - Q = ۰/۹۰۹Q \quad , \quad Q = ۵۵ \quad , \quad P = ۷۷/۵$$

پس کارتلِ ۵۵ واحد تولید کرده و هر واحد را با قیمت ۷۷/۵ به فروش می‌رساند. و سهمیه هر عضو در داخل کارتل از شرایط $MC_B=MR$، $MC_A=MR$ تعیین می‌گردد. با توجه به $Q=55$، در آمد نهایی در شرایط تعادلی برابر ۵۰ است و لذا :

$$MR_A = MC_A \quad , \quad ۵۰ = ۱۰q_A \quad , \quad q_A = ۵$$
$$MR_B = MC_B \quad , \quad q_B = ۵۰$$

پس کشور A بایستی ۵ واحد و کشور B، ۵۰ واحد تولید نماید و سود هر کشور عبارت است از :

$$\pi_A = ۷۷/۵ \times ۵ - ۵(۵)^۲ = ۲۶۲/۵$$
$$\pi_A = ۷۷/۵ \times ۵ - ۰/۵(۵۰)^۲ = ۲۶۲۵$$

ب)از آن جائیکه هر عضو در داخل کارتل بایستی با توجه به قیمت تعیین شده از طرف کارتل محصول خود را به فروش برساند لذا رفتار هر عضو در داخل کارتل شبیه به بنگاه‌های رقابتی است و شرط حداکثر شدن سود هر عضو این است که جایی تولید کند که هزینه نهایی آن با قیمت داده شده کارتل برابر باشد. بنابراین :

$$P = MC_A \quad , \quad ۷۷/۵ = ۱۰q_A \quad , \quad q_A = ۷/۷۵$$
$$P = MC_B \quad , \quad ۷۷/۵ = q_B \quad , \quad q_B = ۷۷/۵$$
$$\pi_A = ۷۷/۵ \times ۷/۷۵ - ۵(۷/۷۵)^۲ = ۳۰۰/۳۱۲۵$$
$$\pi_B = ۷۷/۵ \times ۷۷/۵ - ۰/۵(۷۷/۵)^۲ = ۳۰۰۳/۱۲۵$$

همانطور که ملاحظه می‌گردد اگر هر عضو بیش از سهمیه خود تولید کند، سود بیشتری بدست می‌آورد و لذا هر کشور انگیزه‌ای برای عدم رعایت سهمیه تعیین شده، دارد.

فصل سوم

انرژی‌های تجدیدناپذیر
(تاکیدی نفت)

فصل سوم –انرژی‌های تجدیدناپذیر (تاکیدی نفت)

مقدمه

انرژی به ویژه بعد از جنگ جهانی دوم به عنوان یکی از نهاده‌های اصلی تولید در کشورهای صنعتی شناخته شد. انرژی هم در سطح خرد و هم در سطح کلان بر توسعه اقتصادی این کشورها تأثیرگذار است. عرضه مطمئن و پایدار انرژی طی چند دهه اخیر یکی از چالش‌های اصلی کشورهای صنعتی بوده است. هر چند در ابتدا زغال‌سنگ نقش محوری را در حوزه انرژی به عنوان موتور محرکه اقتصاد کشورهای صنعتی ایفا می‌کرد اما به تدریج، افزایش نیاز اقتصاد کشورهای صنعتی غربی و سپس اقتصادهای نوظهور آسیایی و آمریکایی به انرژی، ارزش حرارتی بالای نفت خام در مقایسه با سایر سوخت‌ها و همچنین هزینه حمل ونقل اندک نفت‌خام موجب شد تا نفت خام نقش محوری در بازار انرژی پیدا کند. هم اکنون سهم نفت خام از کل بازار انرژی دنیا حدود ۰۴ درصد است. تأثیر نفت و انرژی بر رشد و توسعه اقتصادی کشورها موجب آن شده است که انرژی در مرکز و هسته اصلی مطالعات بسیاری از مجامع علمی و دانشگاه‌ها قرار گیرد. مهندسین به جنبه‌های فنی تولید انرژی توجه دارند، اکولوژیستها به موارد زیست محیطی آن تأکید ورزیده‌اند. فلاسفه سؤالات اخلاقی مرتبط با آن را پاسخگو بوده و جامعه‌شناسان و متخصصین علوم سیاسی نتایج اجتماعی و سیاسی استفاده از اشکال مختلف انرژی را مورد ارزیابی قرار داده‌اند. ولی علوم اقتصاد و مدیریت نقش بارز و چشمگیری در حوزه اقتصاد و مدیریت نفت و انرژی بر عهده داشته‌اند. منابع انرژی به دو دسته عمده‌ی منابع پایان‌پذیر انرژی و منابع انرژی تجدیدپذیر تقسیم‌بندی می‌شوند. منابع پایان‌پذیر انرژی مانند سوخت‌های فسیلی(نفت، گاز و ...)

در تحولات زمین‌شناسی و طی سالیان دراز بوجود آمده و ذخائر آن ثابت است که پس از بهره‌برداری تجدید نخواهد شد. در این فصل ضمن بیان سیر تاریخی مدیریت نفت و انرژی و بیان ویژگی‌های صنعت نفت، مسائل اقتصادی نفت خام را به طور کامل تشریح خواهیم کرد. و در نهایت نیز با معرفی ابزارهای مالی و کاربرد آنها در قراردادهای نفت و گاز به تحلیل وبحث عناصر اساسی در قراردادهای نفتی می‌پردازیم

۳-۱. سیر تاریخی مدیریت نفت و انرژی

در دنیایی که منابع طبیعی رو به زوال است و تقاضا برای انرژی روبه افزایش است مصرف صحیح و منصفانه انرژی ضروری است. مدیریت انرژی مسئله جدیدی در زندگی انسانها نیست، تا سال ۱۹۷۳ سالی که قیمت نفت به یکباره افزایش چشمگیری یافت (اولین شوک نفتی) بحثی در مورد مدیریت انرژی به طور جدی مطرح نبود و جایگاه برجسته‌ای در آموزش‌های دانشگاهی نداشت. و از آن سال به بعد و همچنین در سال‌های اخیر مسائل زیست محیطی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار شده است و اهمیت موضوع را دو چندان کرده است.

تا زمان انقلاب صنعتی، چوب و ذغال چوب انرژی مصرفی مردم بود. استخراج ذغال سنگ در اروپا از قرن هفدهم آغاز شد ولی توسعه‌ی صنایع با اختراع ماشین بخار یعنی پایان قرن ۱۸ آغاز شده است. اختراع ماشین بخار پایه گذار دیگر صنایع گردید. راه آهن و کشتی‌رانی ایجاد شد و بدین ترتیب نقاط مختلف دنیا در سرتاسر کره‌زمین و اقیانوس‌ها بهم متصل شدند و انقلاب صنعتی رشد و توسعه جوامع بشری را فراهم نمود. ذغال سنگ محرکه اقتصاد نوین بود به همین دلیل قرن ۱۹ را قرن ذغال سنگ نامیدند.

با توسعه فعالیت‌های اقتصادی نیاز به کاهش تاریکی شب و نیاز به روشنایی احساس گردید. افراد مبتکر و خلاق با توجه به تقاضای روزافزون به روشنایی به فکر کشف ماده‌ای برای روشنایی برآمدند. در دهه ۱۸۵۰ بیسل[1] نفت خام صخره را در اختیار شیمیدان مشهور دانشگاه یل آمریکا، سیلی‌من قرارداد و وی با تقطیر نفت خام، نفت سفید را بدست آورد که برای روشنایی مورد استفاده قرار گرفت. با استفاده روز افزون از نفت خام صخره بری تهیه نفت سفید میزان موجودی نفت خام صخره رو به کاهش گذاشت. بیسل به این فکر افتاد که ممکن است ذخایر نفت خام در درون زمین نیز موجود باشند و به‌وسیله شخصی به نام دریک[2] حفاری را آغاز نمود.

عملیات حفاری دریک در ۲۷ اوت ۱۸۵۹ در پنسیلوانیای آمریکا با کشف نفت در درون زمین همراه گردید و به عنوان نقطه عطف در صنعت نفت مطرح می‌باشد. در اواسط قرن ۱۹ ذغال سنگ بتدریج در مقابل نفت اهمیت خود را از دست داد. با افزایش تقاضا برای فرآورده‌های نفتی شرکت‌های عمده‌ی نفتی تاسیس گردید یکی از اولین شرکت‌های مهم شرکت استاندارد اویل[3] به مدیریت راکفلر بود.

[1] Bissel
[2] Drake
[3] Standard Oil

این شرکت‌ها ابتدا با یکدیگر به رقابت می‌پرداختند ولی در نهایت با هم تبانی نموده و یک تراست نفتی تشکیل دادند. به‌طوری‌که هفت شرکت عمده‌ی نفتی به‌نام هفت خواهران نفتی در بازار نفت حاکم گردید. این شرکت‌ها بازارهای نفت را بین خود تقسیم می‌کردند و قیمت‌های نفت را در سطح پایینی نگه داشتند به‌طوری‌که قیمت نفت طی ۲۰ سال از سال ۱۹۵۰ الی ۱۹۷۰ حدود ۲ دلار بود. هفت خواهران نفتی عبارت بودند از: استاندارد اویل، اگزان، موبیل، گلف، تکزاکو، شل و بی پی.

کشورهای نفت خیز برای مقابله با شرکت‌های نفتی تلاش نمودند و کشور ونزولا در این خصوص پیش گام بود. رئیس جمهور ونزوئلا به کشورهای خاورمیانه مسافرت کرد تا کشورهای نفت خیز منطقه را تشویق به همکاری و هماهنگی نماید و در ۱۶ سپتامبر ۱۹۶۰ در اجلاسی که در بغداد تشکیل گردید سازمان اوپک[1] یعنی کشورهای صادرکننده نفت توسط کشورهای ونزولا، عربستان، عراق، کویت و ایران (اعضای موسس) تشکیل گردید. و مقر اوپک ابتدا در ژنو و سپس به وین منتقل گردید. شرکت‌های نفتی از ۱۴ سپتامبر ۱۹۶۰ تا سال ۱۹۷۱سازمان اوپک را به رسمیت نشناختند و مذاکره‌ای با آن انجام ندادند ولی از سال ۱۹۷۱ الی ۱۲ اکتبر ۱۹۷۳ برای تعیین قیمت نفت با اوپک مذاکره نمودند. و از آن پس اوپک به تنهایی این هدف را دنبال نمود و در سال ۱۹۷۳ با افزایش شدید قیمت نفت خام و ۴ برابر شدن قیمت نفت خام اقتصاد جهانی دچار تورم شدید و افزایش بیکاری گردید. کشورهای صنعتی برای مقابله با اوپک و عدم تکرار چنین وضعی در نوامبر سال ۱۹۷۴ آژانس بین المللی انرژی[2] را تاسیس نمودند، که مقر آن در پاریس می‌باشد که اهداف آن را نیز می‌توان در قالب اعمال مدیریت انرژی خلاصه نمود. سیاست جایگزینی سایر انرژی‌ها مانند: انرژی هسته‌ای، انرژی خورشیدی، انرژی باد و ... به جای نفت نیز از جمله سیاست‌های آژانس بین‌المللی انرژی ذکر شده است. تحلیل‌ها و گزارش‌هایی که این سازمان ارائه می‌کند از دیدگاه مصرف‌کنندگان است. و یکی از اهداف مهم این سازمان مدیریت و امنیت انرژی است. پس امنیت انرژی را از طریق سوخت و انرژی‌های جایگزین تأمین می‌کند. نشریاتی نظیر PIW و MEES از جمله نشریات معتبر نفتی هستند.

گرچه تاریخ مدرن نفت در نیمه دوم قرن ۱۹ آغاز می‌شود، اما ظهور نفت قرن بیستم را کاملاً دگرگون ساخته است. قرن بیستم به لحاظ تاثیرگذاری عمده نفت از جمله موارد زیر به قرن نفت نامگذاری شده است.

- ✓ ظهور و گسترش کاپیتالیسم و بازرگانی مدرن، در سال ۱۹۱۷ با انقلاب سوسیالیستی در روسیه به رهبری لنین اتحاد جماهیر شوروی تاسیس گردید و مکتب سوسیالیسم نیز حاکم گردید.
- ✓ نفت به عنوان یک کالای استراتژیک و با سیاست و قدرت جهانی عجین گردید و عامل موثری در جنگ جهانی اول و دوم قلمداد گردید.
- ✓ انسان هیدروکربوری: زندگی انسان به‌طور فزاینده‌ای به نفت وابسته گردید. همچنین عامل تسلط انسان بر خشکی، دریا و فضا آغاز گردید.

در بیشتر سال‌های قرن ۲۰ اتکای فزاینده به نفت در سراسر جهان امری مطلوب و نماد پیشرفت بشر تلقی

[1] OPEC
[2] IEA

می‌شد. با پدید آمدن جنبش زیست محیطی اصول بنیادین جامعه صنعتی مورد چالش قرار گرفته است. در حال حاضر نفت به تخریب محیط زیست متهم می‌شود.

در یک جمع‌بندی می‌توان بیان نمود که تاریخچه نفت از دهه ۵۰، (۱۹۵۰ – ۱۹۶۰) شروع شد، که ابتدا صنایع بالادستی و پائین‌دستی نفت در دست شرکت‌های چند ملیتی بود. کتاب ارزنده در خصوص تحولات صنعت نفت، کتاب تاریخچه نفت نوشته دانیال یرگین که ترجمه فارسی آن: نفت، پول، قدرت ترجمه دکتر غیبی از انتشارات روابط عمومی وزارت نفت در دو جلد قابل ذکر می‌باشد. تحول نفت به خاطر تبدیل نفت به اجزای سازنده آن بود مثل نفت سفید، به همین دلیل تقاضا افزایش یافت در نتیجه به دنبال کشف بیشتر برآمدند که حفاری‌های بیشتری انجام شد. پس عرضه نفت افزایش یافت.

۳-۱-۱. شرایط حاکم بر بازار بین‌المللی نفت قبل از دهه ۱۹۷۰

در این دوره قیمت‌های نفت‌خام در سطح بسیار پایینی بود. طی بیست سال یعنی از سال ۱۹۵۰ تا ۱۹۷۰ قیمت‌های نفت‌خام در خلیج‌فارس در سطحی بین ۱/۷۵ و ۱/۹۵ دلار برای هر بشکه تغییر می‌کرد. از مشخصات این دوره افزایش شدید تولید نفت با قیمت‌های پایین است. برای ملاحظه قیمت‌های واقعی نفت لازم است که تورم و نوسان‌های دلار را نیز در نظر بگیریم. مشاهده می‌شود که قیمت‌های واقعی نفت‌خام در دهه ۱۹۵۰ سالانه ۲/۵ درصد و در دهه ۱۹۶۰سالانه ۵/۴ درصد کاهش یافته است. تولید نفت اوپک از سال ۱۹۶۰ تا ۱۹۷۰ از ۷/۸ میلیون بشکه در روز به ۲۳/۴ میلیون بشکه در روز افزایش یافت. در این دورهٔ زمانی، ساختار صنعت و بازار نفت به نحوی شکل گرفته بود که شرکت‌های بزرگ نفتی فعالیت‌های مربوط به اکتشاف، استخراج، حمل و نقل، پالایش و بازاریابی نفت‌خام و فرآورده‌های نفتی را در کنترل خود داشتند. به بیان دیگر، شرکت‌های بین‌المللی نفت در فعالیت‌های بالادستی و پایین‌دستی صنعت نفت حاکمیت غیر قابل انکاری را داشتند.

در این دوره شرکت‌های نفتی بین‌المللی دربارهٔ احتمال ملی شدن صنعت نفت در کشورهای صاحب نفت، نگران بودند و نسبت به حقوق مالکیت خود احساس عدم اطمینان می‌کردند، زیرا چشم‌انداز انتقال حقوق مالکیت به صاحبان اصلی آن دور از انتظار نبود. به بیان اقتصادی، نرخ تنزیلi برای این شرکت‌ها بالا بود. از طرفی، قیمت‌های مورد انتظار برای نفت، نرخ‌های پایینی بود. دلایلی که انتظار کاهش قیمت‌های نفت در آینده را در آن هنگام تداعی می‌کرد، به شرح ذیل قابل ذکر می‌باشد:

- اکتشاف عمدهٔ ذخایر نفت که توسط شرکت‌های مستقل نفتی در اواخر دهه ۱۹۵۰ صورت گرفت و بهره‌برداری از این ذخایر و وارد شدن آنها به بازار، منجر به مازاد عرضه نفت در دهه ۱۹۶۰ گردید.

- کشور عمده مصرف‌کننده نفت (آمریکا) در این دوره در زمینه نفت خودکفا بود.
- شرکت‌های عمده‌ی نفتی در بازاری عمل می‌کردند که ساختار آن تا حدی رقابتی شده بود.
- افکار عمومی براساس تجربیات گذشته برای قیمت‌های نفت روندی کاهنده پیش‌بینی می‌کردند و شرکت‌های نفتی نیز این انتظارات عمومی را باور داشتند.

به‌طور خلاصه، در این دوره به ویژه طی دهه 1960، با انتظارات نرخ بالای تنزیل و قیمت پایین نفت، تولیدکنندگان به تولید هر چه زودتر و بیشتر نفت تمایل شدید نشان می‌دادند. در این شرایط که رابطه $\mathbf{i > p^*}$ حاکم بود، تمایل شرکت‌های نفتی مبنی بر افزایش تولید نفت بوده که در واقعیت نیز چنین اقدام نمودند. بنابراین قیمت‌های نفت در عمل در سطح پایینی قرار گرفت.

۳-۱-۲. شرایط حاکم بر بازار بین‌المللی نفت در دهه ۱۹۷۰

تعدیل قیمت‌های نفت‌خام در سال ۱۹۷۳

قیمت‌های اعلان‌شده نفت‌خام به تدریج از ۲/۹۵ دلار در آغاز سال ۱۹۷۳ به بشکه‌ای ۱۱/۶۵دلار در پایان آن سال افزایش یافت و موجب تحولی بی‌سابقه در امر تجارت بین‌المللی نفت‌خام و قیمت انرژی شد. در سال‌های اولیه دهه ۱۹۷۰ عوامل زیر موجبات تغییر در رابطه قبلی p^* و i و برقراری رابطه جدید $\mathbf{p^* > i}$ را فراهم نمود.

- ✓ در دهه ۱۹۷۰ واردات نفت‌خام آمریکا به دلیل رونق اقتصادی افزایش یافت. رونق اقتصادی موجب افزایش مصرف نفت گردید، در حالی که تولید داخلی نفت در حد مورد نیاز نبود.
- ✓ برخی پیش‌بینی‌ها از کمیابی نفت‌خام حکایت داشت که در این خصوص می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- ❖ تا اوایل سال ۱۹۷۳ مقاله‌هایی که در نشریات معتبر نوشته می‌شد، در بردارنده پیش‌بینی‌های افزایش قیمت نفت خام بود. برای نمونه، مقاله جیمز آکینس از مقامات آمریکایی که در آوریل ۱۹۷۳ انتشار یافت.
- ❖ رشد مکتب مالتوسین‌های جدید و ظهور انتشاراتی نظیر کتاب میدوز و انتظار کمیابی نفت‌خام در آینده.
- ❖ در اوایل دهه ۱۹۷۰ اقتصاددانان منابع طبیعی این نکته را گوشزد می‌کردند که ادامهٔ روند کنونی برداشت از ذخایر نفت، باعث افزایش شدید قیمت‌های نفت‌خام در آینده خواهد شد.
- ❖ انتظار هزینه بالاتر برای تولید نفت در آینده.

- عمومیت انتظار افزایش قیمت های نفت‌خام در اوایل دهه ۱۹۷۰به طوری که شرکت‌های بزرگ نفتی به نفع خود می‌دیدند که به منظور جلب حمایت‌های مالی دولت‌های متبوع خود برای فعالیت در نواحی پرهزینه، به انتظارات کمبود نفت و قیمت‌های بالای نفت دامن بزنند.
- همچنین در اواخر دهه ۱۹۶۰ و اوایل دهه ۱۹۷۰ و به دلیل حوادث سیاسی زیر، انتظارات افزایش قیمت های نفت‌خام نیز تشدید شد:
  - ✓ بسته شدن کانال سوئز در سال ۱۹۶۷ به علت جنگ اعراب و اسرائیل
  - ✓ متوقف شدن عرضه نفت نیجریه به دلیل جنگ داخلی آن کشور
  - ✓ به وقوع پیوستن انقلاب لیبی در سال ۱۹۶۹
  - ✓ مسدود شدن خط لوله نفتی عربستان به بندر صیدا
  - ✓ تحریم نفتی اکتبر ۱۹۷۳ در رابطه با جنگ اعراب و اسرائیل.

- از طرف دیگر با تغییر حق مالکیت، مالکیت ذخائر نفت در این دوره به طور نسبی از شرکت‌های بین‌المللی نفت به شرکت‌های ملی در خاورمیانه منتقل شد، به این معنی که شرکت‌های نفتی دولتی در کشورهای خاورمیانه حق تصمیم‌گیری درباره تولید نفت را به دست آوردند. این تحول باعث کاهش شدید نرخ تنزیل برای تولیدکننده شد، زیرا مالکیت دولتی نفت طبعاً با افق و دید وسیعتری نسبت به ذخایر همراه خواهد بود.

به‌طور خلاصه تغییرات اساسی در p^* وi باعث گردید که نرخ تنزیل i مورد انتظار نسبت به قیمت های مورد انتظار نفت به طور نسبی کاهش یابد، به طوری که رابطه زیر برقرار گردید: $\mathbf{p^*>i}$

این شرایط در اوایل دهه ۱۹۷۰ برای تولیدکنندگان نفت انگیزه‌ای قوی به وجود آورد که بشکه نهایی نفت را در زمین باقی گذارند. به بیان اقتصادی، در زمانی که منحنی تقاضای نفت نسبت به قیمت بی‌کشش و یا کم‌کشش بود، رفتار عرضه تغییر کرد و منحنی عرضه به سمت چپ منتقل شد و بنابراین قیمت‌های نفت‌خام به‌طور شدیدی افزایش یافت.

تعدیل قیمت‌های نفت‌خام در سال ۱۹۷۹

طی سال‌های ۱۹۷۷و ۱۹۷۸انتظارات در مورد قیمت‌های نفت‌خام در حال تغییر بود که حوادث سیاسی، دوباره انتظارات افزایش قیمت نفت را تشدید کرد. در واقعیت نیز قیمت نفت‌خام بین اکتبر ۱۹۷۸و اکتبر ۱۹۸۱ تا ۱۶۸ درصد افزایش یافت. افزایش قیمت‌های نفت به طور عمده‌ی به دلیل پیش‌بینی کمبود نفت و نااطمینانی درباره عرضه نفت بود. وقوع انقلاب اسلامی در ایران این انتظارات را به وجود آورد و در سال‌های ۱۹۷۹-۱۹۸۰ قیمت‌های نفت از ۱۱ دلار به ۳۶ دلار و حتی قیمت‌های تک محموله به ۴۵ دلار در هر بشکه

رسید.

به طور خلاصه در دهه ۱۹۷۰ نوسان‌های شدید قیمت‌های نفت‌خام کاملاً هماهنگ و در راستای مدل قیمت موردانتظار - نرخ بهره (تنزیل) بود. در این دوره نرخ تنزیل برای تولیدکنندگان نفت همان‌گونه که کشورها حق مالکیت خود را بر تولید نفت با خلع ید از شرکت‌های بین‌المللی به دست آوردند، کاهش یافت و در مورد قیمت‌های نفت نیز همان‌طور که توضیح داده شد، انتظار افزایش قیمت‌ها شدت گرفت به‌طوری که رابطه $\mathbf{p^* > i}$ برقرار شد.

۳-۱-۳. شرایط حاکم بر بازار بین‌المللی نفت در دهه ۱۹۸۰

از اواخر سال ۱۹۸۵ تا نیمه اول سال ۱۹۸۶ بهای متوسط نفت در بازار جهانی به شدت سقوط کرد و از ۲۸ دلار به کمتر از ۱۰ دلار رسید. علل اصلی این امر به شرح زیر بود:

طی دوره ۱۹۸۱-۱۹۸۵ تورم در بیشتر کشورهای صنعتی بالا بود و کنترل تورم در اولویت برنامه‌های اقتصادی کشورهای صنعتی قرار گرفت. کنترل تورم به طور عمده از طریق سیاست پولی انقباضی و کاهش عرضه پول عملی گردید، به‌طوری که این اقدام منجر به افزایش نرخ‌های بهره شد. در حالی که در دوره ۱۹۸۱-۱۹۸۵ نرخ واقعی بهره بلندمدت برابر ۵/۵ درصد بود، در دوره ۱۹۷۸-۱۹۸۰ متوسط نرخ‌های بهره تنها ۱/۵ درصد بود.

از طرف دیگر اقدامات و تحولات زیر انتظار کاهش قیمت نفت را به همراه داشت:

- افزایش سرمایه‌گذاری در انرژی‌های جایگزین نفت
- پیشرفت تکنولوژی مورد نیاز در توسعه حوزه‌های نفتی
- کاهش هزینه‌های تولید نفت در کشورهای غیر اوپک به سبب توسعه تکنولوژی حفاری‌های افقی، لرزه‌نگاری سه‌بعدی، افزایش کارایی و ارتقای بهره‌وری انرژی.
- افزایش قابل توجه تولید نفت کشورهای مستقل (غیراوپک).
- در نظر گرفتن طول عمر ذخایر جهانی نفت به میزانی بسیار بیشتر از پیش‌بینی‌های قبلی (گذر از دیدگاه کمیابی به نظریه مازاد عرضه).
- وجود بازار تک محموله و بازار آتی‌ها در تجارت نفت

- حاکمیت بازار خریداران به جای بازار فروشندگان در بازار نفت
- روند شدید کاهشی تقاضای نفت و کاهش آشکار نسبت مصرف نفت به تولید ناخالص ملی (شدت نفت).
- افزایش کشش قیمتی تقاضای نفت نسبت به دهه ۱۹۷۰ و افقی‌تر شدن منحنی تقاضای آن.

بدیهی است در چنین شرایطی که کاهش قیمت‌های نفت‌خام دور از انتظار نبود، نرخ تنزیل بالا و انتظار قیمت‌های پایین نفت، موجب شد تولیدکنندگان نفت برای افزایش تولید تمایل شدید نشان دهند (بر مبنای رابطه $\mathbf{p^* < i}$). در این شرایط و با توجه به نیاز شدید بیشتر کشورهای تولیدکننده نفت به ارز خارجی، تولید نفت به طور رقابت‌آمیزی افزایش یافت و به سقوط قیمت‌های نفت در سال ۱۹۸۶منتهی شد.

۳-۱-۴. شرایط حاکم بر بازار بین‌المللی نفت در دهه ۱۹۹۰

ضعف بازارهای جهانی نفت در شرایط خاص دهه ۱۹۸۰ و تداوم اقدامات و تحولات گذشته، به شرح ذیل در دهه ۱۹۹۰ نیز ادامه یافت و به سقوط قیمت‌های نفت‌خام در سال ۱۹۹۸ منجر گردید.

- ✓ صرفه‌جویی در مصرف نفت
- ✓ استفاده مؤثر از نفت
- ✓ افزایش امکانات استفاده از منابع مختلف انرژی
- ✓ کاهش شدت مصرف نفت
- ✓ کاهش هزینه‌های تولید نفت در کشورهای غیر اوپک
- ✓ ظهور تعداد زیادی از تولیدکنندگان غیراوپک با قدرت چشمگیر در بازار نفت
- ✓ رشد آهسته تقاضا برای نفت و توجه به مسائل زیست‌محیطی
- ✓ افزایش خریدهای تک‌محموله در مقابل خریدهای قراردادی
- ✓ توجه بیشتر به توسعه بازار آتی‌ها
- ✓ وجود بازار خریداران: شرکت‌های عمده‌ی نفتی با تجارت از طریق بازار تک‌محموله‌ای، نفوذ بیشتری را بر روی قیمت‌ها اعمال نموده و در مبارزه‌ای که بین این شرکتها و کشورهای صادرکننده نفت در مورد قیمت‌ها در جریان بود، به تدریج از موضع برتری برخوردار گردیدند.
- ✓ اقدامات عملی و تبلیغی به منظور تضعیف اوپک
- ✓ سیاست‌های مؤثر و آگاهانه کشورهای صنعتی و آژانس بین‌المللی انرژی:
  - دولت‌های کشورهای صنعتی، سیاست‌های انرژی متناسب با منافع خویش را اتخاذ کرده و به طور نمونه با وضع مالیات بر فرآورده‌های نفتی و نفت‌خام اجازه نمی‌دادند که کاهش بهای نفت‌خام به

مصرف‌کنندگان نهایی منتقل شود تا باعث افزایش تقاضای نفت گردد.

- کشورهای صنعتی در زمینه تبلیغاتی نیز از طریق انتشار اخبار نادرست در مقاطع مختلف زمانی، برای تضعیف بازار نفت اقدام کردند. در سال ۱۹۸۸غالب خبرها و تحلیل‌های درست و نادرست به گونه‌ای جهت‌گیری شده بود که از مازاد عرضه نفت و کاهش قیمت‌های نفت خبر می‌داد و به این ترتیب متغیر p^* شدیداً تحت تأثیر قرار گرفت.

از طرف دیگر برای اخذ وام از سازمان‌های پولی و مالی بین‌المللی، بین کشورهای نیازمند به ارز خارجی از جمله کشورهای تولیدکننده نفت، به سبب نیاز مالی شدید، رقابتی جدی در گرفت و نرخ‌های بهره را تحت تأثیر قرار داد به طوری که نرخ‌های بهره واقعی بلندمدت روند صعودی را تجربه کردند. به طور خلاصه شرایط و سیاست‌های حاکم در بازار نفت در سال ۱۹۹۸، در تداوم و شدت تغییرات رابطهٔ $\mathbf{i} > \mathbf{p}^*$ مؤثر واقع شد و به سقوط قیمت‌های نفت در این سال منجر گردید.

۳-۱-۵. شرایط جاری حاکم بر بازار بین‌المللی نفت

تحولات عراق و اعمال نفوذ آمریکا بر این کشور و منطقه خاورمیانه از جنبه‌های مختلف تأثیر گذار بر بازار نفت است. اکثر تحلیل‌های کارشناسی که تاکنون در رابطه با بحران عراق صورت گرفته، اهداف آمریکا را در عراق و منطقه خاورمیانه در طیف بسیار گسترده‌ای مطرح می‌کنند که می‌توان آنها را به شرح ذیل خلاصه کرد: (امامی‌میبدی؛ ۱۳۸۲):

۱.دستیابی به ذخایر عظیم نفت و گاز منطقه خاورمیانه در راستای سیاست امنیت عرضه نفت و انرژی در آمریکا: اکثر کارشناسان نفت و انرژی معتقدند که طی دو دهه آینده نیز جهان همچنان به انواع مختلف انرژی فسیلی یعنی نفت، گاز و زغال‌سنگ وابستگی عمده دارد. از طرف دیگر ذخایر اثبات‌شده نفت جهان به میزان ۱۰۷۵ میلیارد بشکه برآورد شده که نزدیک به ۷۰۰ میلیارد بشکه یعنی ۶۵ درصد آن در منطقه خلیج‌فارس قرار دارد (OPEC, 2002).

ذخایر اثبات‌شده نفت آمریکا ۳۰/۴ میلیارد بشکه یعنی معادل ۲/۹ درصد کل ذخایر جهان است. از طرفی مصرف نفت آمریکا روزانه حدود ۱۹/۶ میلیون بشکه یعنی ۲۵/۵ درصد مصرف نفت جهانی است که حدود ۶۰ درصد آن را وارد می‌کند (BP,2003).

بزرگترین عرضه‌کنندگان نفت به آمریکا در سال ۲۰۰۱ به ترتیب کشورهای کانادا، عربستان سعودی، ونزوئلا، مکزیک و نیجریه بودند که حدود ۶۲ درصد واردات نفت آمریکا را تأمین نموده‌اند. جالب توجه آنکه کشور عراق در سالهای ۲۰۰۱ و ۲۰۰۲ به ترتیب ششمین و هفتمین کشور عمده صادرکننده نفت به آمریکا بوده است (IAEE,2004). در ضمن در سال های اخیر حدود ۴۵ درصد مصرف نفت آمریکا را بنزین تشکیل

داده که هنوز جایگزین قابل رقابتی برای آن در دسترس نمی‌باشد. به طور مثال در سال ۲۰۰۱ تولید اتانول به عنوان جایگزین بنزین در آمریکا تنها معادل ۲۰۴ هزار بشکه نفت در روز بود که این مقدار کمتر از دو درصد نفتی است که در این سال در آمریکا مصرف شد(MEES,2003).

۲.پیشبرد فرآیند صلح اسرائیل- فلسطین و افزایش ضریب امنیت اسرائیل و همچنین انتقال نفت عراق به اسرائیل: هم‌اکنون اسرائیل روزانه ۲۸۰ هزار بشکه نفت به طور عمده از روسیه، مصر و غرب آفریقا وارد می‌کند. انتقال نفت کرکوک عراق از طریق خط لوله به پالایشگاه حیفا در اسرائیل یکی از اهداف مورد انتظار است که این خط لوله در ۱۹۸۴ بسته شد.

۳. تسلط بر خاورمیانه و آسیای میانه.

۴.تحت فشار قراردادن عربستان سعودی: با کاهش وابستگی آمریکا به واردات نفت از عربستان و تأمین آن از طریق عراق، قدرت آمریکا در اعمال نفوذ به عربستان افزایش می‌یابد. واردات نفت آمریکا از عراق در ژانویه ۲۰۰۳ در حدود ۱/۲ میلیون بشکه در روز بود که افزایش آن می‌تواند به رقابت با صادرات عربستان (یعنی ۲/۸ میلیون بشکه در روز) بینجامد.

۵.کنترل روسیه و چین در منطقه خاورمیانه.

۶.تحت فشار قراردادن اروپا و ژاپن (واردکنندگان عمده نفت جهان) از طریق تسلط بر منابع نفت و انرژی منطقه خاورمیانه و رقابت در کسب منافع اقتصادی.

۷.ایجاد یک نظم نوین جهانی به دنبال حذف و یا کنترل دولتهای مخالف سیاستهای آمریکا در منطقه خاورمیانه.

۸. آزمایش و به نمایش گذاردن برتری سلاحهای گوناگون نظامی آمریکایی به منظور کسب منافع نظامی و اقتصادی در کشورهای در حال توسعه.

۹. کنترل نفوذ روسیه، فرانسه و آلمان در صنایع نفت عراق: در گذشته صنایع نفت عراق به طور عمده در اختیار روسیه، فرانسه و آلمان بوده که این امر مطابق با خواسته آمریکا نبوده است.

۱۱.حمایت از دلار در تجارت و معاملات بین‌المللی نفت‌خام: با تسلط آمریکا بر ذخایر نفت خاورمیانه و اوپک، دلار همچنان در معاملات نفتی نقش مهمی داشته و بخوبی قادر خواهد بود در قیمت‌گذاری نفت، در مقابل یورو مقاومت نماید.

لازم به یادآوری است که در نوامبر سال ۲۰۰۰ کشور عراق از سازمان ملل متحد تقاضا کرد که در برنامه نفت در مقابل غذا بجای دلار به این کشور یورو پرداخت شود. همچنین در سال های اخیر از طرف کشورهای ایران، عربستان سعودی، روسیه و ونزوئلا نیز برای جایگزینی یورو به جای دلار در پرداخت های نفتی ابراز تمایل شده است که این جایگزینی در راستای منافع اقتصادی آمریکا نخواهد بود.

۱۲. برقراری حکومت دموکراتیک (طرفدار غرب) در عراق.

در مجموع، می‌توان گفت که جنگ خلیج‌فارس فقط جنگ نفت نبود و استراتژی آمریکا در حمله نظامی و تداوم اشغال عراق بسیار فراتر از بحث نفت است. این کشور درصدد کسب منافع امنیتی، نظامی، اقتصادی و سیاسی بلندمدت از این جنگ است. روی کار آمدن یک دولت متکی به آمریکا در عراق می‌تواند پیامدهای مختلفی برای بازار نفت در بر داشته باشد. در واقع، عراق ضمن برخورداری از ذخایر عظیم نفتی و هزینه تولید اندک با سرمایه‌گذاری های شرکت های بزرگ خارجی، به ویژه شرکت های نفتی آمریکایی، و نیز مدرنیزه‌کردن صنایع نفت خود، قادر به افزایش تولید نفت خویش گردیده و به طور مسلّم سهمیه بالاتری را در اوپک خواستار خواهد شد. چنانچه دیگر کشورهای اوپک مایل به کاهش سهمیه خود نباشند، قیمت نفت روندی نزولی خواهد یافت. اما از آنجا که کشورهای عضو اوپک و آمریکا طرفدار قیمت‌های پایین نفت نیستند، سهمیه تولید نفت دیگر کشورها به طور شدیدی کاهش خواهد یافت.

کشور آمریکا به دلایل زیر طرفدار قیمت های پایین نفت نخواهد بود:

- ✓ قیمت‌های پایین نفت، به منافع شرکت‌های نفتی آمریکا صدمه می‌زند.
- ✓ منافع جمهوری‌خواهان آمریکا با منافع شرکت‌های نفتی گره خورده است و این شرکت‌ها، طرفدار قیمت های بالای نفت می‌باشند.
- ✓ در سال‌هایی که انتخابات ریاست جمهوری در آمریکا برگزار می‌شود، معمولاً کاهش قیمت‌های نفت‌خام دور از انتظار است. (به طور مثال انتخابات ریاست جمهوری آمریکا در سال ۲۰۰۴ همراه با افزایش قیمت‌های نفت خام بود.)
- ✓ کاهش قیمت‌های نفت‌خام مانع رشد انرژی‌های جایگزین سوخت‌های فسیلی خواهد شد که این امر با مسئله متنوع‌سازی انرژی‌ها و توسعه تکنولوژی انرژی‌های نو در تضاد خواهد بود.
- ✓ کاهش قیمت‌های نفت‌خام، می‌تواند موجب افزایش تقاضا برای سوخت‌های فسیلی شده و سیاست‌های زیست‌محیطی را تحت تأثیر قرار دهد.
- ✓ کاهش قیمت‌های نفت‌خام بیشتر به نفع رقبای آمریکا یعنی ژاپن، اروپا و حتی چین خواهد بود.
- ✓ خالص واردات انرژی آمریکا، تنها یک درصد تولید ناخالص داخلی (GDP) این کشور است؛ از طرفی صنایع انرژی‌بر آمریکا کاهش یافته است؛ بنابراین کاهش شدید قیمت‌های نفت‌خام تأثیر مثبت زیادی در اقتصاد این کشور نمی‌گذارد. از سوی دیگر، افزایش قیمت‌های نفت‌خام در حال حاضر تأثیر منفی چندانی بر رشد اقتصادی جهان ندارد. زیرا افزایش قیمت نفت‌خام به میزان ۱۰ دلار در طی یک سال، تنها سبب کاهش رشد اقتصادی جهان به اندازهٔ ۰/۵ درصد خواهد شد (وزارت نفت؛ ۱۳۸۲).
- ✓ بازسازی عراق نیازمند تأمین مالی و افزایش درآمدهای نفتی این کشور خواهد بود و قطعاً منافع آینده عراق در جنگ قیمت‌های نفت تأمین نخواهد شد.

- ✓ محدودیت ظرفیت تولید نفت: در سال‌های اخیر، هیچگاه اوپک رسماً آزادی کامل تولید برای اعضاء و عدم پایبندی به سهمیه‌ها را تجربه نکرده بود که با این تجربه، ظرفیت و توان تولید هر یک از کشورهای عضو اوپک در شرایط عادی آشکار گردید.

اوپک حداقل حدود ۳۵ درصد نفت جهانی را عرضه و نقش عمده‌ای را در بازار نفت ایفا کرده است. با پیوستن کشور عراق به گروه کشورهای محافظه‌کار طرفدار غرب، قدرت این گروه کشورها در اوپک با برخورداری از حدود ۷۰ درصد ذخایر اوپک افزوده خواهد شد و سهم بیشتری از تولید اوپک را به خود اختصاص خواهند داد. همچنین قیمت‌گذاری نفت اوپک همچنان بر حسب دلار تداوم خواهد یافت و یورو تهدیدی جدی برای آن تلقی نخواهد شد. در ضمن در دو دهه گذشته یکی از موانع عمده بر سر راه انتخاب‌شدن دبیر کل اوپک از بین کشورهای خاورمیانه‌ای، کشور عراق بوده است که با تحولات به وجود آمده، انتخاب دبیر کل از بین پنج کشور محافظه‌کار اوپک در آینده و با جلب نظر ایران دور از انتظار نمی‌باشد.

در یک جمع‌بندی می‌توان اذعان نمود که براساس مدل نظری و تحلیل ارائه‌شده، قیمت نفت‌خام در سال-های اخیر تقویت گردیده است (مدل قیمت موردانتظار- نرخ تنزیل).

در ضمن با آغاز دورهٔ بازسازی عراق و با توجه به شواهد پایان‌یافتن دوره کسادی فعالیت‌های اقتصادی و آغاز دوره رونق اقتصادی کشورهای عمده صنعتی، صعودی‌شدن روند نرخ‌های بهره (نرخ تنزیل) دور از انتظار نمی‌باشد. بنابراین لازم است اوپک همواره به مسئله سهمیه‌بندی‌ها حساسیت بیشتری نشان داده و رعایت دقیق سهمیه‌ها را مدنظر قرار دهد تا موجبات انتظار افزایش بیشتر قیمت‌های نفت‌خام در آینده را فراهم سازد، به‌طوری که رابطه $\mathbf{p^* > i}$ همواره در بازار نفت حاکم گردد.

3-۱-۶. دلایل توجه به مدیریت نفت و انرژی از لحاظ بین‌المللی

از نظر بین‌المللی مدیریت نفت و انرژی بیشتر از دیدگاه زیست محیطی مطرح است، مسائل زیست محیطی به ۴ بخش که در زیر توضیح داده شده است تقسیم می‌شوند:

- ✓ نازک شدن لایه ازن
- ✓ باران‌های اسیدی
- ✓ تغییرات آب و وهوایی
- ✓ گرم شدن کره زمینی

در مورد مسائل زیست‌محیطی اولین مساله‌ای که دانشمندان بدان پی بردند نازک شدن لایه ازن بود، دلیل اصلی وجود آمدن این پدیده تولید گازهای CFC است. این گاز، گازی است که از فریزر و دستگاه‌های سردکننده و اسپری‌ها متصاعد می‌شود. و هیچ ربطی به نفت و مسئله انرژی ندارد. ازن از رسیدن اشعه‌های

خطرناک خورشید به سطح زمین ممانعت می‌کند، بحث بعدی باران‌های اسیدی است که اولین بار در کشورهای صنعتی مطرح شد، مسئله دیگر گرم شدن کره زمین یا تغییرات آب و هوایی است. علت اصلی این مسئله گازهای گلخانه ای Co_2، CH_4، N_2o، HFC_2، PFC_2، SF_6 می باشند. این گازها از نفت و انرژی تولید می‌شوند. باران‌های اسیدی در سطح دریا باعث از بین رفتن آبزیان می‌شود و در سطح خشکی، زمین‌های کشاورزی را اسیدی می‌کند و به این بخش لطمه می‌زند. از طرفی گرم شدن کره زمین باعث بالا رفتن سطح آب می‌شود. در حال حاضر گازطبیعی به عنوان انرژی پاک و تمیز مطرح است. با این حال گازطبیعی نیز تاثیر زیست محیطی زیر را دارد:

$$\begin{aligned} CH_4 + 2O_2 &\longrightarrow & CO_2 + 2H_2O \\ (12+4) + 2(16\times 2) &\longrightarrow & (12+32) + 2(2+16) \\ 16 + 4 &\longrightarrow & 44 + 36 \end{aligned}$$

به ازای هر واحد متانی که سوخته می‌شود ۲/۷۵ واحد گاز Co2 متصاعد می‌شود. بنابراین بهترین و تمیز ترین انرژی فسیلی به‌صورت زیر گاز دی اکسیدکربن متصاعد می‌نماید.

جدول۱- وزن مولکولی دی اکسیدکربن نسبت به گاز طبیعی

گاز طبیعی	دی اکسیدکربن
۱۶	۴۴
۱	x=۲/۷۵

مدیریت انرژی در ایجاد رابطه‌ای صحیح بین تولید و مصرف انرژی نقش کاتالیزور را داراست. فرآیند مدیریت انرژی در برگیرنده فعالیت‌های آگاه‌سازی، صرفه‌جوئی، بهینه‌سازی مصرف انرژی و بهره‌وری از انواع انرژی‌ها است.

۳-۲. توصیف بخش صنعت نفت و گاز کشور

صنعت نفت شامل بخش‌های زیر است :

الف. اکتشاف

ب. حفاری

ج. تولید (مخازن)

د. پالایش (تقطیر یعنی جوشاندن و تبخیر یک مایع و دوباره سرد کردن و برگرداندن بخار به صورت

مایع)

ه. بازاریابی

الف. اکتشاف نفت در ایران

الف-۱. تاریخچه اکتشاف نفت در ایران

اقدامات علمی و اکتشاف نفت از سال ۱۲۸۰با عقد قرارداد دارسی آغاز و در خرداد ماه ۱۲۸۷ با کشف میدان نفتی مسجد سلیمان وارد مرحله عملی گردید.

الف-۲. مراحل مختلف اکتشاف نفت

- **شناسایی محل تله نفتی**

این شناسائی به کمک مطالعات سطح الارضی و علوم ژئوشیمی و ژئوفیزیک صورت می‌پذیرد، پس از تکمیل مطالعات سطح الارضی که با استفاده از عکس‌های هوائی مشاهدات محلی و غیره انجام می‌پذیرد در صورتی‌که شواهد اولیه مبنی بر وجود تله نفتی ملاحظه شود، نسبت به انجام مطالعات تحت الارضی اقدام می-شود.

- ✓ **ژئوشیمی:** با مطالعه مقدار گازهای شیمیایی موجود در سطح زمین و تحقیق در مورد تداوم و تحرک این گازها در طبیعت، براساس خصوصیات اتمی و یونی آنها می‌توان بوجود مراکز تجمع هیدروکربورها پی برد. ملاحظه مستمر گازهای هیدروکربوری در یک منطقه ممکن است دلیلی بر وجود نفت یا گاز در لایه‌های زیرین باشد. ژئوشیمیست می‌تواند به مطالعات سطح الارضی کمک کند.
- ✓ **ژئوفیزیک:** که معمولاً شامل دو روش ثقل سنجی و لرزه نگاری می‌باشد:

کاوشگران نفت، زلزله‌ای مصنوعی در زمین ایجاد می‌نمایند و با کمک نوسان سنج و لرزه نگار، ارتعاشات حاصل را اندازه گرفته و از روی اطلاعات بدست آمده، وضع لایه‌های زیرزمینی را مشخص می‌نمایند. گروه لرزه نگاری به کمک انفجار در عمق زمین، زمین لرزه‌ای ایجاد نموده و امواج منعکس شده از لایه‌های زیرزمینی توسط لرزه نگارها اخذ شده و به دستگاه لرزه نگاری منتقل و بر روی نوارهای مخصوص و حساسی ثبت می‌گردد. کارشناسان با مطالعه نوارها که بوسیله کامپیوترهای بسیار پیشرفته انجام می‌پذیرد، پی می‌برند که لایه‌ها در کجا بالا آمده و در کجا پایین رفته و از چه موادی تشکیل شده‌اند. کارشناسان بدین ترتیب لایه نفتگیر را کشف می‌کنند و نه خود نفت را و وجود یا عدم وجود نفت در نفتگیر، فقط با زدن چاه مشخص خواهد شد. ممکن است به جای ایجاد انفجار یا در کنار آن از ثقل سنجی (از طریق وارد کردن ضربه به زمین) و یا ارسال امواج صوتی به لایه‌ها و ضبط امواج برگشتی نیز استفاده شود.

- **حفر چاه اکتشافی**

پس از شناسایی طاقدیس، چاهی موسوم به چاه اکتشافی حفر می‌گردد. سعی می‌شود این چاه در نوک مخزن زده شود چرا که در غیر این صورت اگر چاه به هیدروکربور نرسید نمی‌توان اطمینان حاصل کرد که در سطوح بالاتر مخزن نفت و گازی وجود نداشته باشد با حفر این چاه در نقطه مناسب (و در صورت لزوم با حفر چاه-های بیشتر اکتشافی) می‌توان دریافت که آیا در طاقدیس نفت وجود دارد یا خیر.
همچنین با توجه به نوع سنگ مخزن و میزان تخلخل و موئینگی آن، می‌توان برآورد نمود که سنگ مخزن مورد مطالعه چه مقدار فضای خالی داشته و میزان نفت در جای آن به چه میزان است.

- **حفر چاه‌های تحدیدی و توصیفی**

چاه‌های تحدیدی در پایین‌ترین نقطه طاقدیس و به تعداد لازم حفر می‌گردند. به کمک چاه‌های تحدیدی، کارشناسان به حدود ابعاد مخزن پی می‌برند و اطلاعات خود را در رابطه با وضعیت لایه‌ها کامل می‌کنند. همچنین با حفر چاه‌های توصیفی، توصیف دقیق‌تری از ابعاد و وسعت مخزن بدست می‌آید.

ب. حفاری

عملیات حفاری در زمره فعالیت‌های بسیار سخت صنعت نفت به شمار می‌رود. شرکت ملی نفت ایران با داشتن ۴۹ دستگاه حفاری (۴۶ دستگاه در خشکی و ۳ دستگاه حفاری دریایی) فعالیت‌های حفاری، تعمیر و تکمیل چاه‌های نفتی و گازی بر عهده دارند.
حفاری افقی یکی از روش‌های پیشرفته در صنعت حفاری است و یکی از مواد این روش زمانی است که نقطه مورد نظر تاسیسات شهری پوشیده باشد.
حفاری افقی تکنولوژی پیشرفته و جدیدی است که به منظور صرفه‌جویی در حفر چاه، افزایش بازیافت و تجمیع تأسیسات بهره‌برداری از آن استفاده می‌شود. افزایش بهره‌برداری از چاه، حضور موثر در مخزن شرکت ملی حفاری ایران نیز ۴۸۱۰ حلقه چاه افقی انجام داده است. این تکنولوژی هزینه‌های تولید را بسیار پائین آورده است و از نظر فنی امکان تعرض به مخازن همسایگان را نیز فراهم آورده است. اثبات این موضوع که آیا یک کشور با حفاری افقی، در حال بهره‌برداری از مخازن نفت و گاز کشورهای همسایه می‌باشد یا خیر کاری است بسیار مشکل زیرا این نوع حفاری‌ها در اعماق زمین انجام می‌پذیرد و پی بردن به آن از طریق معمولی ممکن نیست.

ج. مخازن

بازیافت بیشتر نفت خام از اهداف مدیریت مخزن می‌باشد. و روش‌های تولید نفت از مخازن به‌صورت زیر است :

- بازیافت اولیه (تخلیه طبیعی[1])
- بازیافت ثانویه[2]
- بازیافت ثالثیه[3]

بازیافت اولیه

اولین باری که نفت در محلی یافت شد و در آن چاهی حفر می‌شود، فشارطبیعی روی نفت واقع در مخزن زیرزمینی باعث می‌شود که نفت از حفرات سنگ‌ها خارج و به داخل چاه جریان یابد. تولید نفت با استفاده از تخلیه طبیعی مخزن که بطور متوسط ۳۰ درصد نفت موجود با استفاده از تخلیه طبیعی استخراج می‌شود. فشارطبیعی چنان افت می‌کند که دیگر نفتی به خارج از سنگها جریان نمی‌یابد و بدین ترتیب مقدار قابل توجهی از نفت درون مخزن باقی می‌ماند(۷۰٪). برای تولید ۷۰ درصد باقیمانده نفت نمی‌توان از روش‌های طبیعی استفاده کرد و باید از روش‌های مصنوعی برای احیای دوباره مخازن و خارج کردن نفت بیشتر استفاده نمود، که به روش‌های افزایش دهنده تولید نفت مرسوم هستند. که خود به دو بخش روش‌های بازیافت ثانویه و ثالثیه تقسیم بندی می‌شوند.

بازیافت ثانویه

تزریق گاز

بهره‌برداری اصولی و مبتنی بر علم مهندسی مخازن از میادین نفتی از اتلاف سرمایه‌های ملی پیشگیری می‌کند یکی از راه‌های جلوگیری از کاهش ناگهانی فشار میادین نفتی (که به دلیل بهره‌برداری از آنها روی می‌دهد) تزریق گاز به‌صورت غیر امتزاج پذیر است.

تزریق گاز به میادین، عملیات ظریف و پیچیده‌ای است که از مطالعات اولیه تا شروع تزریق گاز نیاز به استفاده از خدمات کارشناسی در سطح بسیار بالا دارد. فناوری تزریق گاز نیز همچون (حفاری) در بیشتر موارد در انحصار معدود شرکت‌های چند ملیتی است از سال ۱۳۷۶ تا پایان سال ۱۳۸۳بطور متوسط روزانه حدود ۷۲میلیون مترمکعب گاز به میادین مختلف نفتی تزریق شده است که حاکی از توجه ویژه مدیریت شرکت ملی نفت ایران به صیانت از میادین نفتی به موازات بهره‌برداری و تولید نفت خام از میادین می‌باشد.

گاز تزریقی بهتر است یک گاز خنثی باشد و گاز خنثی گازی است که به وسایل داخل چاه آسیبی نرساند و خورندگی ایجاد نکند.گاز خنثی با گاز داخل مخزن واکنشی ندارد و مخلوط قابل انفجار ایجاد نمی‌کند. برای مثال گاز دی‌اکسیدکربن برای بازیافت ثانویه استفاده می‌شود. این گاز بوسیله لوله کشی از چاه‌هایی که گاز دی‌اکسیدکربن طبیعی دارند به چاه مورد نظر تزریق می‌شود. از نیتروژن نیز به عنوان گاز تزریقی در بازیافت

[1] . Natural Depletion
[2] . Secondary Recovery
[3] . Tertiary Recovery

مراحل دوم و سوم نفت استفاده می‌کنند. این بازدهی رابطه بسیار نزدیکی با مکانیسم تولید اولیه، طبیعت سنگ مخزن، گستردگی شکاف ها، زمان تزریق و نوع سیالات قابل تزریق دارد.

تزریق آب

در فلات قاره ایران بر خلاف خشکی عملیات تزریق سیال با آب صورت می‌گیرد. (به غیر از میدان دورود که تزریق آب و گاز[1] در توأمان انجام گرفته است)

بازیافت ثالثیه

تزریق مواد شیمیایی

مواد شیمیایی برای بازیافت مرحله سوم به داخل چاه تزریق می‌شوند. سیالات گوناگون به داخل مخازنی که فشار آنها کم شده است در مراحل گوناگون تزریق می‌شود.

احتراق چاه درجا

اگر چاه کم عمق باشد برای آتش زدن چاه می‌توان از مواد فسفری و یا تزریق نوعی گاز به داخل چاه استفاده کرد. در چاه‌های عمیقتر، هوا را به داخل مخزن پمپ کرده تا نفت خود به خود اکسید شود، وقتی نفت در حال سوختن است حجم زیادی از هوا باید به داخل مخزن تزریق شود تا فرآیند سوختن تداوم داشته باشد. این بخش از کار بسیار پرهزینه است.آتش گرما تولید می‌کند و سبب می‌شود تا نفت درون خلل جاری شود. و حجم زیادی از گازهای داغ تولید شده توسط فرآیند آتش زدن، سبب می‌شود فشار روی نفت گرم شده زیادتر شود و سبب جاری شدن نفت بیشتر به داخل چاه اصلی شود، اگر نفت کافی در مخزن نباشد روش آتش زدن روش مناسبی نیست. برای درک بهتر مکانیسم‌های ازدیاد برداشت به مقالات , Hastings Heintz Herbeck مراجعه شود.

فعالیت‌های اصلی پژوهشکده ازدیاد برداشت از مخازن نفت و گاز

- ✓ اجرای پروژه‌های تحقیقات کاربردی ازدیاد برداشت در مخازن هیدروکربوری، پروژه‌های بهینه‌سازی تولید و پروژه‌های افزایش استفاده از روش‌های تزریق گاز در میدان های نفت.
- ✓ گسترش آموزش‌ها و پژوهش‌های مرتبط با مباحث ازدیاد برداشت نفت (IOR)در مراحل مختلف تولید، پژوهش‌های مرتبط با انتقال و بومی‌سازی فناوری‌های نو در این رشته و بالاخره تاسیس بانک اطلاعات و داده‌های نفتی کشور

تاکنون انجام تحقیقات مربوط به طرح ازدیاد برداشت از مخازن نفت بسیار سنگین به روش تزریق بخار برای

[1] . Water & Gas (WAG)

انطباق در میادین ایران و پروژه پژوهشی تزریق تناوبی آب و گاز در مخزن نفتی میدان سیری و پروژه‌های پژوهشی در ازدیاد برداشت از مخازن با کمک دانشگاه‌های کشور

مسائل اقتصادی مربوط به اکتشاف و استخراج

تصمیم‌گیری اقتصادی در رابطه با سرمایه‌گذاری در زمینه مراحل مختلف اکتشاف و استخراج نفت از پیچیدگی زیادی برخوردار است که به بعضی نکات اشاره می‌شود :

۱.پس از انجام مطالعات سطح الارضی میزان احتمال وجود تله نفتی تا حدودی مشخص می‌شود. در این مرحله باید تصمیم‌گیری شود که آیا باید کار تحت‌الارضی را شروع کرد یا نه که این بستگی به برآورد هزینه این کار دارد. ممکن است مثلا هزینه چندان زیاد و احتمال موفقیت چندان کم باشد که تخصیص این سرمایه به توسعه مخازن موجود مقرون به صرفه و اقتصادی نباشد. پس از پایان عملیات تحت‌الارضی و جهت تصمیم-گیری برای زدن چاه اکتشافی نیز همین مسئله وجود دارد. **(اکتشاف)**

۲.همانطور که اشاره شد تنها پس از تکمیل عملیات تحت الارضی و حفر چاه‌های اکتشافی، تجدیدی و توصیفی است که می‌توان برآورد دقیقی از حجم نفت و کیفیت بازدهی مخزن به دست آورد. در این مرحله باید راجع به تولید از مخزن، تصمیم‌گیری کرد این تصمیم‌گیری باید با توجه به آلترناتیوهای مختلف سرمایه-گذاری بین مخازن مختلف و توسعه مخازن موجود صورت پذیرد. **(حفاری)**

۳.اگر تصمیم به استخراج و تولید از مخزن گرفته شد باید با توجه به وضعیت فنی مخزن در مورد میزان تولید تصمیم‌گیری شود و این میزان تولید است که حجم سرمایه‌گذاری را مشخص می‌کند. **(مخزن)**

۴.مخازن مشترک از نظر بهره‌برداری از اولویت خاصی برخوردارند چرا که اگر اقدام به استخراج از آنها نشود ممکن است طرف مقابل حداکثر استفاده را بکند. بنابراین در این مورد اصول اقتصادی تحت الشعاع قرار می-گیرد.

۵. به طور کلی در کشور باید برنامه جامع بلندمدت برای سرمایه‌گذاری بر اکتشاف و تولید وجود داشته باشد که به محض در اختیار قرار گرفتن سرمایه جدید، اولویت‌ها برای سرمایه‌گذاری مشخص باشند. در این برنامه-ریزی باید همه نکات فوق الذکر در نظر گرفته شود و علاوه بر این بازار فروش و قیمت‌های آتی برآورد و پیش-بینی گردد.

۶. به طور کلی مخازن نفتی از جهات زیر با یکدیگر متفاوت هستند که این تفاوت‌ها در میزان هزینه بهره-برداری، قیمت محصول و در نتیجه بازدهی اقتصادی تاثیر می‌گذارد:

- موقعیت جغرافیایی حوزه نفتی مثل قرار گرفتن در دریا یا خشکی، قرار داشتن در مناطق صعب العبور یا قابل دسترسی، نزدیکی و دوری به مراکز مصرف یا بندر صادراتی

- وضعیت لایه نفتی از نظر عمق قرار گرفته لایه.
- وضعیت مخزن نفتی از نظر وضعیت فشار و حرارت و ضریب G.O.R
- حجم نفت موجود در مخزن که خود بستگی به عوامل زیر دارد :
  - ✓ حجم مخزن
  - ✓ کیفیت مخزن از نظر تخلخل و میزان نفت پذیری
  - ✓ کیفیت سنگ مخزن از نظر موئینگی و بازدهی نفت
  - ✓ نوع نفت خام از نظر سنگینی و سبکی (درجه API)
  - ✓ نوع نفت از نظر میزان همراه داشتن مواد اضافی مثل آب نمک، مواد معدنی و خصوصاً گوگرد، در مورد مخازن گازی نیز کم و بیش همین عوامل مطرح هستند. (مخازن)

۷.برای حفظ ظرفیت تولید کشور و حفظ نسبت مناسب ذخایر به تولید، باید دائماً فعالیت‌های اکتشافی به منظور کشف ذخایر جدید و همچنین سرمایه‌گذاری در جهت توسعه ذخایر موجود به عمل آید که طبعاً هزینه‌های مربوط به این اقدامات نیز جزو هزینه‌های تمام شده محصول خواهد بود.

۳-۳. ویژگی‌های اقتصادی نفت خام

برای بررسی ویژگی‌های اقتصادی نفت خام باید خصوصیات عرضه و تقاضای این کالا را مورد بررسی قرار دهیم، هر تغییر در عرضه و یا تقاضا سبب بر هم خوردن تعادل بازار نفت خواهد شد (منحنی تقاضا رابطه بین قیمت ومقدار تقاضا است).

الف -تقاضای نفت

بهترین راه درک مکانیسم تغییرات قیمت هر کالا این است که ببینیم تقاضا چه واکنشی در برابر افزایش یا کاهش قیمت نشان می‌دهد. تمایل به واکنش کاهشی یا افزایشی تقاضا در مقابل نوسانات قیمت کشش نامیده می‌شود و هر قدر کشش بازار بیشتر باشد، نوسان قیمت کمتر خواهد بود.

باید توجه داشت که تقاضا برای نفت‌خام تقاضای فرعی یا مشتق شده است زیرا تقاضاکنندگان در حقیقت تقاضایشان برای مصرف فرآورده‌های نفتی است و جمع تقاضای فرآورده‌های نفتی موجب تقاضای پالایشگران برای نفت خام می‌گردد. اکثر فرآورده‌های نفتی جزء کالاهای ضروری محسوب می‌شوند و کشش قیمتی تقاضا برای آنها بسیار کم است. یعنی هر چقدر هم که قیمت افزایش یابد مصرف‌کنندگان نمی‌توانند به مقدار قابل توجهی مصرف خود را کاهش دهند. در مجموع اکثر فرآوده‌های نفتی از نظر تقاضا بسیار کم کشش هستند و لذا تقاضا برای نفت خام نیز از همین وضعیت تبعیت می‌کند.

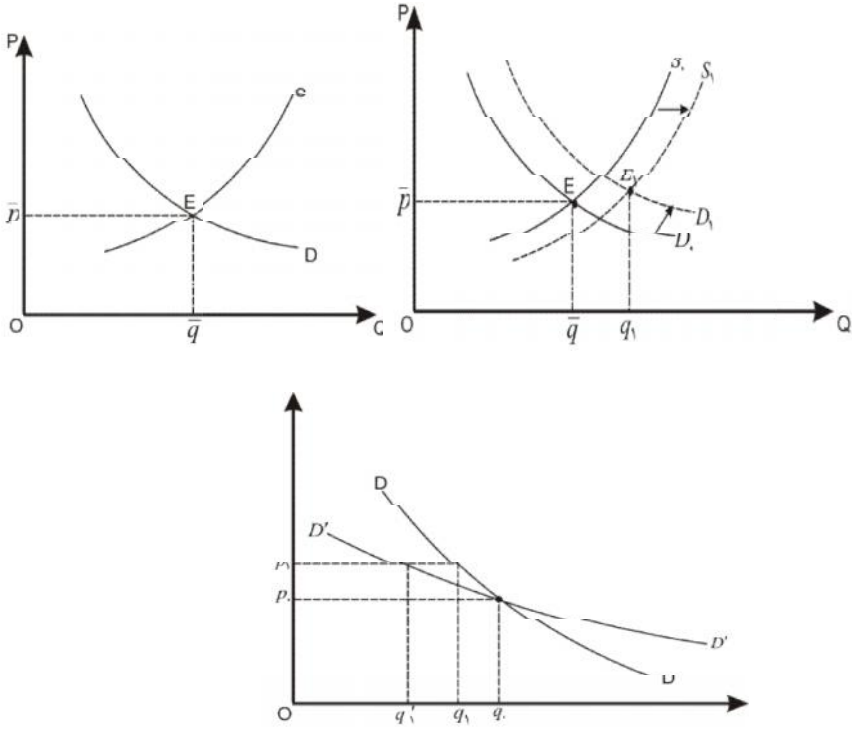
مطالعات تجربی انجام شده در اغلب کشورهای صنعتی نیز نشان می‌دهد که خصوصاً در کوتاه‌مدت ارقام

مربوط به کشش قیمتی تقاضا بسیار کوچک هستند. کم بودن کشش تقاضا برای فرآورده‌های نفتی، مالیات بر این محصولات را در بسیاری از کشورها (خصوصاً اروپای غربی) منبع درآمد خوبی برای دولت‌های مربوطه نموده است.

$$\text{کشش قیمتی تقاضا} = \frac{\text{درصد تغییرات مقدار}}{\text{درصد تغییرات قیمت}} \qquad (۱)$$

$$e = \frac{\%\ \Delta\ Q}{\%\ \Delta\ P} = \frac{\frac{\Delta\ Q}{Q}}{\frac{\Delta\ P}{P}} \qquad (۲)$$

$$e = \frac{\Delta\ Q}{\Delta\ P} \cdot \frac{P}{Q} \qquad (۳)$$



شکل ۱. کشش قیمتی تقاضا در مدل های مختلف

با توجه به تند بودن شیب منحنی DD نسبت به منحنی D'D' با مقایسه این دو می‌توان کم کشش بودن

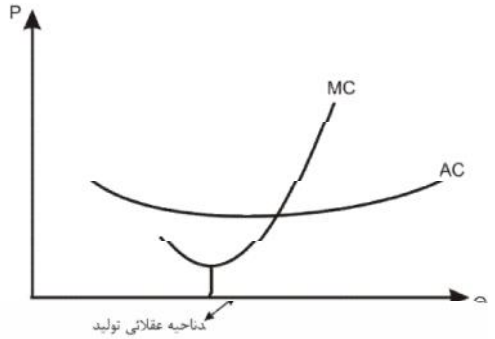
تقاضا در منحنی DD را ملاحظه کرد. در این حالت باید توجه داشت که عوامل مختلفی ممکن است موجب انتقال منحنی تقاضا به پایین(چپ) یا بالا (راست) گردند، کشف یک منبع جدید یا دستیابی به یک تکنولوژی جدید انرژی که جانشین کاملی برای نفت باشد ممکن است تقاضا برای نفت را به سمت چپ انتقال دهد. کشش‌های بلند مدت ممکن است قدری متفاوت باشند در بلندمدت افزایش قیمت نفت ممکن است موجب ابتکارات مختلف مصرف‌کنندگان برای صرفه‌جویی در استفاده از نفت، بالا بردن راندمان بازدهی نفت و جایگزین کردن سایر منابع گردد که در این صورت کشش قیمتی تقاضا برای نفت در بلندمدت بزرگتر از کوتاه‌مدت خواهد بود.کشش درآمدی تقاضا برای نفت نیز حائز اهمیت است. با توجه به اینکه محصولات نفتی از ضروریات زندگی هستند کشش درآمدی برای نفت تا سطح معینی از درآمد زیاد است چرا که فرد با داشتن درآمدهای بیشتر مصرف خود را تا حد اشباع همه نیازهای خود افزایش می‌دهد و احیاناً محصولات نفتی را جایگزین سایر سوخت‌های مناسب که قبلاً استفاده می‌کرده است، می‌نماید. اما در حدی از درآمد کشش درآمدی تقاضا بسیار کوچک و نزدیک به صفر خواهد شد.

ب -عرضه نفت

با توجه به اینکه منحنی عرضه در حقیقت قسمتی از منحنی هزینه نهایی (MC) تولیدکننده است، لذا ابتدا به بررسی بعضی از ویژگی‌های صنعت نفت از نظر هزینه‌های تولید می‌پردازیم:

M C= هزینـــــه نهـــــائی

A C= هزینـــــه متوســـــط



شکل۲. منحنی عرضه

۱. در صنعت نفت هزینه‌های ثابت، یعنی سرمایه‌گذاری اولیه مربوط به اکتشاف، حفر چاه، نصب واحدهای بهره‌برداری، خطوط لوله و ... بسیار سنگین است، در حالی‌که هزینه جاری آن نسبتاً کم است. به همین دلیل کسی که سرمایه‌گذاری ثابت را انجام داده است دائماً علاقمند است که از حداکثر ظرفیت تولید

خود استفاده کند.

۲. هر سرمایه‌گذاری اولیه ظرفیت محدود و مشخصی را ایجاد می‌کند، افزایش ظرفیت جدی تولید مستلزم سرمایه‌گذاری سنگین جدید بوده و زمان‌بر است، بنابراین چنانچه تقاضا بیشتر از ظرفیت نصب شده باشد عرضه نمی‌تواند نسبت به آن پاسخ سریع دهد.

۳. با توجه به اینکه مجموعه صنعت نفت از تولید هر چاه تا تحویل نفت خام به مشتری مجموعه‌ای به هم پیوسته است و هر اخلالی در هر مرحله از این مجموعه منجر به افت تولید متوسط خواهد شد، معمولاً تولیدکننده ناگزیر است که برای تداوم بخشیدن به تولید هدف، اقدام به احداث ظرفیت تولیدی فاصله میزان تولید هدف نماید. بنابراین در صنعت نفت دو واژه ظرفیت تولید و ظرفیت قابل تداوم از هم قابل تفکیک هستند. ودر کوتاه مدت تولیدکننده برای واکنش نشان دادن سریعتر به بازار می‌تواند با استفاده از فاصله این دو ظرفیت، امکان مانور در جهت افزایش موقت تولید داشته باشد.

۴. بهره‌برداری بیش از حد و بی‌رویه از مخازن هزینه‌های فرصت را بالا می‌برد (چون ممکن است منجر به غیرقابل استحصال شدن مقداری از ذخیره مخزن گردد). بنابراین با توجه به بند ۱ ممکن است تا مرحله‌ای از تولید صرفه‌جویی ناشی از مقیاس داشته باشیم و یا شیب منحنی MC در ناحیه نزولی آن تند باشد اما از این مرحله به بعد ممکن است هزینه نهایی به سرعت افزایش یابد (با احتساب هزینه فرصت) یا شیب منحنی MC در ناحیه صعودی آن نیز تند باشد.

۵. با توجه به فناپذیر بودن نفت و با توجه به اینکه در مراحل اولیه تولید طبعاً مخازن پر بازده و کم هزینه‌تر مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند لذا سرمایه‌گذاری‌های جدیدتر، بر روی نفت خام‌های پر هزینه‌تر صورت خواهد گرفت و لذا ممکن است منحنی‌های جدید هزینه در سطح بالاتری قرار داشته باشند و منحنی هزینه نهایی در ناحیه صعودی از شیب تندتری برخوردار گردد. اما عامل دیگری نیز در این جا عمل می‌کند و آن مسئله کاهش هزینه‌های تولید به دلیل توسعه تکنولوژی است با ابداع شیوه‌های پیشرفته‌تر اکتشاف و حفاری و بکارگیری مدیریت پیشرفته‌تر در مرحله سرمایه‌گذاری می‌توان هزینه‌های ثابت و طول مدت بازگشت سرمایه را کاهش داد.

۶. وجود زیر بناهای اقتصادی از عوامل مؤثر در هزینه است، به عنوان مثال هر چند که هزینه فنی تولید در خاورمیانه کمتر از نقاط دیگر دنیاست اما عدم وجود ساختارهای اقتصادی، هزینه‌های خاصی را تحمیل می‌کند، قطعات و دستگاه‌ها باید از سایر نقاط دنیا به کشور منتقل شود و یا اینکه راه‌های مورد نیاز باید ساخته شوند. اما به هر حال نسبت به سرمایه‌گذاری ظرفیت در خاورمیانه کمتر از سایر نقاط جهان است.

۷. فقدان دسترسی به سرمایه در بسیاری از کشورهای تولیدکننده نفت ممکن است موجب شود که این کشورها نتوانند واکنش به موقع و مناسبی نسبت به افزایش تقاضا و افزایش قیمت‌ها نشان دهند.

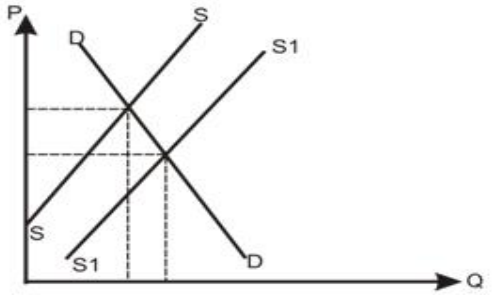
کشش عرضه

با توجه با نکاتی که در فوق ذکر شد محاسبه کشش عرضه نفت کاری دشوار است. خصوصاً اینکه به دنبال وقوع شوک‌های نفتی در دهه هفتاد ویژگی‌های جدید در بازار نفت به وجود آمده است که تشخیص واکنش عرضه نسبت به نوسانات قیمت‌ها را خصوصاً در کوتاه‌مدت پیچیده‌تر کرده است. برخی از ویژگی‌های جدید به شرح زیر است:

- ✓ بعضی از تولیدکنندگان نفت مانند عربستان سعودی عمدتاً به دلایل سیاسی روابط اقتصادی اواخر دهه هفتاد و اوایل دهه هشتاد سرمایه‌گذاری‌های عظیمی را بر روی افزایش ظرفیت تولید خود انجام دادند و ظرفیت تولید را به حدودی که بسیار بالاتر از نیاز اقتصادی داخلی بود رساندند که حتی تقریباً تا اواخر دهه هشتاد به دلیل اشباع بازار نتوانستند از کل اضافه ظرفیت خود بهره‌برداری نمایند، به نظر می‌رسد که این سرمایه‌گذاری و ایجاد ظرفیت اضافی عمدتاً تحت تأثیر سیاست‌های آمریکا و غرب به منظور بوجود آمدن یک حاشیه امنیتی برای عرضه نفت در شرایط اضطراری و کنترل بازار بوده است.
- ✓ بدنبال وقوع شوک‌های نفتی دهه هفتاد دول غربی اقدامات گسترده‌ای جهت ایجاد ذخایر استراتژیک انجام دادند. علاوه بر این برنامه‌هایی را برای کنترل ذخیره‌سازی در بازارهای بورس و پالایشگاه ها به اجرا گذاشتند این ذخایر به عنوان بالشتکی برای کنترل بازار عمل کرده و قابلیت دارند که نسبت به افزایش قیمت‌ها واکنش سریع نشان دهند.

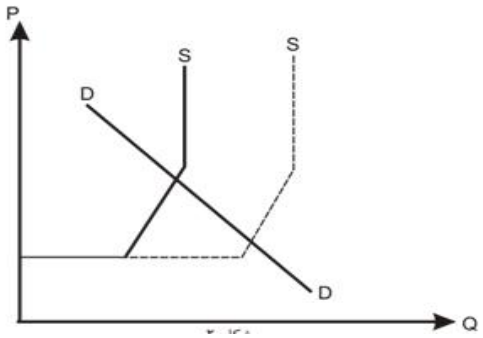
به هر حال همانطور که اشاره شد همه این عوامل تشخیص وضعیت عرضه را با مشکل مواجه می‌سازد. اما آنچه که مسلم است این است که در بلندمدت با کشف منابع جدید منحنی عرضه به سمت راست انتقال می‌یابد در حالی‌که در کوتاه‌مدت تغییر قیمت‌ها موجب حرکت بر روی منحنی عرضه می‌گردد. نکته دیگری که می‌توان بر آن تأکید کرد این است که در کوتاه‌مدت اگر فرضاً تقاضا به سطحی بالاتر از حداکثر ظرفیت افزایش یابد. ممکن است به مرحله‌ای برسیم که عرضه نسبت به سمت راست انتقال می‌یابد. شکل۳ انتقال منحنی عرضه در بلندمدت را نشان می‌دهد که با کشف ذخایر جدید منحنی عرضه به سمت راست انتقال می‌یابد.

شکل۳. منحنی عرضه در بلند مدت



شکل۴ یک حالت از منحنی عرضه در کوتاه‌مدت را نشان می‌دهد که احتمالاً نزدیک‌ترین حالت به واقع است یعنی تا میزان مشخصی از عرضه نسبت به قیمت کشش بی‌نهایت دارد کشش بین صفر و بی نهایت است و از

حداکثر ظرفیت به بعد عرضه نسبت به قیمت بدون کشش می‌شود.



شکل ۴. منحنی عرضه در کوتاه مدت

در حوزه اقتصاد نفتی، دامنه اقتدار کشور به عوامل زیر بستگی دارد:

- ✓ قیمت جهانی نفت
- ✓ تقاضای آتی برای نفت ایران در بازار جهانی
- ✓ میزان و ظرفیت تولید نفت ایران در طی سال‌های آینده
- ✓ میزان مصرف داخلی فرآورده‌های نفتی و آنچه برای صادرات باقی می‌ماند
- ✓ میزان احتمالی تولید و صادرات گاز.

از سال ۲۰۰۰ میلادی به این سو، سطح درآمد ملی و قدرت بین‌المللی کشور از سطح بالای قیمت جهانی نفت بوده است. از آنجا که ظرفیت تولید نفت خام کشور طی یک دهه گذشته ثابت باقی مانده و مصرف داخلی رشد پرشتابی داشته است، پیش‌بینی می‌شود نقش جمهوری اسلامی ایران به عنوان یک بازیگر مهم و تأثیرگذار در بازار جهانی نفت، به تدریج کم‌رنگ خواهد شد. از همین روی صنعت نفت ایران با دغدغه‌ها و نگرانی‌هایی روبه‌روست که ضرورت طراحی و یا بازنگری سیاست‌های اصلی در خصوص این صنعت را اجتناب‌ناپذیر می‌سازد. در این راستا لازم است برنامه‌ریزی نوینی صورت گرفته و یک استراتژی فراگیری در مورد مسائل ذیل تدوین گردد:

- ➢ بهینه‌سازی تولید، توزیع، و مصرف انرژی در کشور
- ➢ تصمیم‌گیری راهبردی در مورد روش‌های بهره‌گیری از منابع موجود انرژی‌های نو و هسته‌ای
- ➢ تبعات و تأثیرات بازار جهانی انرژی بر مصالح جمهوری اسلامی ایران و چگونگی حفظ و ارتقاء ظرفیت تولید نفت و گاز به عنوان یکی از پایه‌های امنیت کشور.

۳-۴. انواع میادین مشترک نفت و گاز

امروزه بسیاری از صاحب‌نظران مسایل بین‌المللی تصدیق می‌کنند که یکی از کارتون‌های جدی تهدید صلح و امنیت بین‌المللی، منابع طبیعی مشترک می‌باشد، این منابع در مواردی مایه حیات و قوام نوع بشر و در مواقعی موجب بهبود و ارتقای کیفیت زندگی جوامع بشری‌اند.

با افزایش جمعیت و به تبع آن افزایش تقاضا، هر روز حوزه‌های تامین نیازمندی‌ها تنگ‌تر می‌شود و تلاش برای بقا و یا افزایش کیفیت زندگی با مراجعه به طبیعت افزایش می‌یابد و دیر یا زود باید قواعدی را برای به حداکثر رساندن بهره‌مندی از منابع طبیعی مشترک با رعایت انصاف و اعتدال و همچنین الزامات زیست-محیطی برقرار نمود. در غیر این‌صورت بی‌تردید باید شاهد نزاع‌های منطقه‌ای که می‌تواند صلح و امنیت بین-المللی را به خطر بیاندازد باشیم.

در هرحال این مسیر ناهموار که چاره‌ای جز پیمودن آن نیست باید با اعتقاد به جهانی فکر کردن و محلی عمل کردن و با کمک سازمان‌های بین‌المللی جهانی و منطقه‌ای و بخصوص مراجع قضایی بین‌المللی از جمله رکن قضایی ملل متحد یعنی دیوان بین‌المللی دادگستری هموار شود.

با توجه به ضرورت استقرار اصل کلی لزوم همکاری بین‌المللی در مواجهه با منابع طبیعی مشترک این نتیجه حاصل می‌شود که در حال حاضر می‌توان این اصل را به‌عنوان دو قاعده ترتیبی حقوق بین‌الملل عرفی قابل اعمال در یک مخزن مشترک به شکل ذیی تنظیم مجدد نمود:

قاعده اول: تعهد به همکاری برای دستیابی به موافقتنامه‌ای درمورد اکتشاف و استخراج از مخازن مشترک نفت یا گاز، اگرچه ضرورتاً چنین همکاری منجر به بهره‌برداری مشترک از آن منابع نشود.

قاعده دوم: در صورت عدم دستیابی به چنین موافقتنامه‌ای، تعهد به خودداری یا امتناع متقابل در خصوص بهره‌برداری یک‌جانبه از مخزن.

این دو تعهد اگر چه وضعیتی را ایجاد می‌کنند که باعث خلق مبنایی حقوقی برای یک رویکرد تدریجی نسبت به مخازن مشترک می‌گردد ولی هنوز نمی‌توان گفت که بهره‌برداری مشترک فی‌نفسه و به‌طور مشخص توسط حقوق بین‌الملل لازم‌الاجرا شده است و لذا لازم است برای رسیدن به چنین مطلوبی، اقدامی که مبین اراده سیاسی دولت‌های درگیر می‌باشد در مساله ابراز شود.

همانگونه که در بخش‌های مختلف این پژوهش ملاحظه گردید، تنظیم دقیق اصل کلی همکاری در خصوص یک مخزن مشترک کماکان ادامه دارد ولی می‌توان عناصر مؤثر مختلفی را از چارچوب کلی آن استخراج نمود که به یک سلسله تکالیف تجویزی و ممنوعیتی که ذیلاً به آن اشاره می‌کنیم، منتهی شود:

۱. فقدان قاعده‌ای تحت عنوان "حیازت بین‌المللی" یعنی این‌که دولت‌های ذینفع از اکتشاف یک‌جانبه مخزن شامل هر بخش از آن در طرف خودشان اعم از مرز خشکی یا دریایی ممنوعند.

۲. با توجه به ممنوعیت حیازت و بهره‌برداری یک‌جانبه، فرصت برای طرح عناصر تجویزی تعهد عام و کلی فراهم می‌شود یعنی هر دولت ذینفع متعهد خواهد بود که با حسن نیت در خصوص یک مخزن مشترک، به سایر دولت‌ها آگاهی، اطلاع و مشورت بدهد. این تعهد هنگامی که یک توافقنامه مرزی منعقد شده باشد به ویژه در مواردی که متضمن قید "یافت شدن مخزن معدنی فرامرزی" باشد و براساس آن طرفین متعهد به اتخاذ یک سلسله اقدامات مشخص باشند، بیش‌تر استقرار یافته است. مع-الوصف تعهد در مورد مخزن یافت شده در مناطقی که در آن ادعاهای اختلافی مرزی وجود دارد، براساس ماهیت ذاتی حقوقی نسبت به چنین مناطقی اعمال می‌شود. شرح و توضیح دقیقتر این تعهد حتی ممکن است اقتضا کند که این مشاوره‌ها بر اصل سهم منصفانه از منابع استخراجی مبتنی باشد. مترقی‌ترین شکل اعمال این اصل بی‌تردید توافقنامه بهره‌برداری اشتراکی خواهد بود.

۳. دولت‌ها باید با حسن نیت و با هدف دستیابی به ترتیبات همکاری مناسب برای بهره‌برداری از منبع که همه دولت‌های ذینفع را دربرگیرد، وارد مذاکره شوند، البته این مذاکرات نباید لزوماً به سوی بهره‌برداری اشتراکی هدایت شود.

علی‌الاصول دولت‌های زیربط هیچ تعهدی به انعقاد چنین ترتیباتی ندارند. بلکه فقط باید به مذاکره در مورد آن‌ها بپردازند، نتیجتاً دولت‌ها بالضروره باید با رسیدن به یک توافق، مذاکره کنند عیناً شبیه آن چیزی که در مورد تحدید حدود فلات قاره وجود دارد.

این آخرین ملاک تجویزی، بحث را به مؤثرترین وسایل بهره‌برداری از منبع مشترک باز می‌گرداند. بسیاری از توافقنامه‌های مربوط به چنین مخازنی، آحادسازی فرامرزی آن‌ها یا بهره‌برداری اشتراکی را مقرر می‌کنند که قطعاً مشروح‌ترین، مرجع‌ترین تأیید شده‌ترین اقدام است. تاکنون علی‌رغم اعتبار حقوقی وسیع و نمونه‌های متعدد از رویه دو جانبه دولت‌ها که می‌تواند به حمایت از بهره‌برداری اشتراکی تعبیر شود و فرض شود که ضابطه‌ای به دولت‌هایی که خود را در شرایط مشابه می‌یابند، تحمیل خواهد شد.

پیشنهادی که در ارتباط با مخازن مشترک نفت و گاز کشورمان که با اکثر کشورهای حاشیه جنوبی خلیج فارس موافقتنامه تحدید حدود منعقد کرده است و در این موافقتنامه‌ها نیز به مساله چگونگی مواجهه با میادین مشترک اشاره شده، این است که دو برنامه مشخص را در تعامل با همسایگان جنوبی دنبال کند.

اول این‌که چون توافقنامه‌های اشاره شده، جامع نیستند و نمی‌توانند در مواقعی که مخزن مشترک وسیعی (مثل قطر) در تقاطع مرز دو کشور یافت شود، راه‌گشا باشند و به بهره‌برداری منصفانه منجر شوند. لذا بهتر است دولت ایران با یک دیپلماسی سنجیده و صبورانه باب گفتگو را برای تنظیم توافقنامه‌های توسعه مخازن مشترک با همسایگان بگشاید، این سیاست می‌تواند با کشور کویت هم در پیش گرفته شود؛ چون ایران و کویت هنوز موافقتنامه تحدید حدود فلات قارا را امضا نکرده‌اند.

دستیابی به چنین توافقاتی ببا توجه به این‌که دولت‌های همسایه ایران به لحاظ ثروت زیاد با سهولت بیش-تری می‌توانند هزینه‌های توسعه منابع مشترک را از داخل و خارج جذب کنند برای ایران یک اولویت و بلکه ضرورت است.

دوم تا زمانی‌که موافقت‌نامه‌هایی برای توسعه مخازن نفت و گاز مشترک با همسایگان امضا نشده‌است دولت ایران باید ثقل فعالیت‌های توسعه و اکتشاف خود را بر روی مخازن مشترک موجود و احتمالی آتی بگذارد. بی-تردید چنین سیاست‌گذاری‌ها و سرمایه‌گذاری‌هایی موجب می‌شود که همسایگان به تنظیم موافقت‌نامه‌های گفته شده ترغیب شوند. البته مساله اشاره شده طی ۱۰ سل اخیر در اظهارات مقامات مسئول ایرانی مورد تأکید قرار گرفته است ولی اقدام جدی در این خصوص به‌عمل نیامده است. به‌عنوان نمونه در ماده ۳ لایحه برنامه پنجساله چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی مشوق‌هایی برای جلب فعالیت‌ها به سمت منابع نفت و گاز دریایی و مخازن مشترک پیش‌بینی گردید ولی متاسفانه پیشنهاد دولت در لایحه فوق الذکر در مجلس شورای اسلامی تصویب نشد و به‌جای آن ماده ۱۴ در قانون برنامه چهارم مصوب ۱۳۸۴ تصویب گردید. ماده اخیر بی‌آن‌که متضمن مشوقی برای تشدید فعالیت‌های توسعه‌ای در مخازن مشترک نفت و گاز باشد، تنها نشان‌دهنده توجه نمایندگان به این مخازن بود و عملاً هم نتوانست باعث تحرک قابل ملاحظه‌ای در زمینه گفته شده گردد. جالب آن است که پس از گذشت نزدیک به سه سال از تحولات پیش گفته و از دست دادن فرصت‌ها، مجلس شورای اسلامی در تصویب بودجه سال ۱۳۸۷ کل کشور همان ترتیبات مقرر در ماده ۳ لایحه برنامه چهارم را از سر گرفت.

به‌نظر ما، اقدام دولت و مجلس در وضع مشوق‌های گفته شده در قانون بودجه که از نظر اصول حقوقی عمر یک‌ساله دارد، حاکی از آن است که هنوز سیاست‌گذاران کشور به درک درستی از حساسیت موضوع نائل نشده‌اند. حقیقت این است که زمینه‌سازی برای توفیق در سازماندهی منابع مشترک نفت و گاز ایران با کشورهای همسایه، محتاج قوانینی است که متضمن برنامه‌های ده‌ساله و بیش‌تر باشد و با تعیین یک سلسله موازین کلی و راهنما، دست کارگزاران نزدیک به موضوع در این زمینه باز گذاشته شود در غیر این صورت باز هم شاهد فرصت‌سوزی‌های بعدی خواهیم بود. شاید اولین قدم در نشان دادن عزم جدی برای پرداختن به مساله توسعه مخازن مشترک نفت و گاز ایجاد شرکتی با شخصیت حقوقی مستقل تحت همین نام و وابسته به وزارت نفت باشد. این اقدام سخت‌افزاری باعث تمرکز فعالیت‌ها و موضوعیت یافتن توسعه مخازن مشترک در وزارت نفت و سازمان‌های ذیربط خواهد شد.

جدول۲. میدان‌های گازی و نفتی مشترک با کشورهای همسایه واقع در مناطق خشکی

میادین گازی		**میادین نفتی**	
میدان	**کشور**	**میدان**	**کشور**

اقتصاد انرژی

	همسایه		همسایه
گنبدلی	ترکمنستان	دهلران	عراق
		پایدار غرب	عراق
		نفت شهر	عراق

جدول۳. میدان‌های گازی و نفتی مشترک با کشورهای همسایه واقع در مناطق دریایی

میادین گازی		میادین نفتی	
میدان	**کشور همسایه**	**میدان**	**کشور همسایه**
پارس جنوبی	قطر	فروزان	عربستان
هنگام	عمان	اسفندیار	عربستان
سلمان	امارات متحده عربی	سلمان	امارات‌متحده عربی
مبارک	امارات متحده عربی	مبارک	امارات‌متحده عربی
بی-فارسی	عربستان	نصرت	امارات‌متحده عربی
		لایه‌نفتی‌پارس جنوبی	قطر
		فرزام	امارات‌متحده عربی
		آرش	کویت

۳-۵. کاربرد ابزارهای مالی در قراردادهای نفت و گاز

طراحی و تدوین یک رژیم مالی در همه کشورها با اهداف خاص و بر پایه قوانین و مقررات حاکم بر آن کشور صورت می‌گیرد. در حقیقت می‌توان تمامی قوانین و مقررات کشور در ارتباط با منابع هیدروکربوری را در قانون منابع هیدروکربوری (نفت) گردآوری کرد و همچنین موارد خاصی که لازم است در این رابطه به آن پرداخته شود را به این مجموعه افزود. در این صورت چارچوب قانونی مشخصی برای مالک ذخایر (دولت) و شرکت‌های پیمانکار اعم از شرکت‌های ملی و بین‌المللی وجودخواهد داشت که شفافیت بیشتری را به‌ویژه برای سرمایه‌گذاران خارجی به همراه دارد. عدم شفافیت قراردادهای نفتی در طول سال‌های گذشته سبب شده که نقدهای فراوانی در مورد آن‌ها صورت پذیرد. با توجه به اینکه معیار مشخصی در ارتباط با ارزیابی هر یک از آنها وجود نداشته است هنوز هم ابهامات و انتقادات در مورد قراردادهای منعقده برقرار است. در حالیکه قانون هیدروکربوری می‌تواند چارچوب و معیار مشخصی را برای ارزیابی این قراردادها تعیین نموده و از چالش‌ها در این زمینه بکاهد. در حقیقت می‌توان گفت که این قانون متدولوژی یکسانی را برای ارزیابی تمامی مسئولان و کارشناسان فراهم می‌آورد. در نتیجه با مشخص شدن چارچوب و متدولوژی از اختلاف برداشت و استنتاجات سلیقه‌ای جلوگیری به عمل می‌آید و می‌توان با استفاده از نقطه نظرات منتقدان و کارشناسان، قراردادهایی را

منعقد نمود که منافع بیشتری را در پی داشته باشد. با توجه به نیاز ایران به تعامل با شرکت‌های بین‌المللی لازم است ابتدا قانونی تصویب گردد که منتج از قانون اساسی، قوانین قضایی، مدنی و صادرات، واردات و مالیاتی باشد. از آنجا که در سیستم قراردادی مالکیت در نقطه صادرات منتقل می‌شود و مالکیت در اختیار دولت باقی می‌ماند می‌توان از ابزارهایی چون بهره‌مالکانه، اجاره‌بها، پاداش، مالیات بر درآمد و مالیات ویژه در بخش نفت در چارچوب یک رژیم مالی استفاده کرد. در این حالت ضمن اینکه شفافیت لازم برای سرمایه‌گذار خارجی فراهم می‌آید، شرکت ملی نفت ایران نیز می‌تواند با هدف افزایش کارایی، کاهش هزینه‌ها و نهایتاً رعایت اصول بنگاه‌داری در این چارچوب به فعالیت خود ادامه دهد. پس از تدوین قانون نفت لازم است ابزارهای مالی نیز در آن تعبیه گردد که حداکثر منافع جامعه را تضمین نماید با توجه به بررسی‌های انجام شده مهمترین ابزارهای مالی برای جذب رانت اقتصادی در صنعت نفت بهره‌مالکانه، مالیات بر درآمد شرکت، مالیات ویژه، اجاره‌بها و پاداش است که می‌توان در یک رژیم مالی از آنها استفاده کرد و رانت اقتصادی را جذب نمود که می‌تواند در قانون منابع هیدروکربوری ایران نیز مورد استفاده قرار گیرد.

فعالیت در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز بسیار سودآور بوده بنابراین انگیزه سرمایه‌گذاری در این بخش بسیار بالاست. دولت‌ها می‌توانند رانت اقتصادی که از فعالیت اقتصادی ناشی می‌شود را بدون زیان رساندن به فرآیند تولید از سرمایه‌گذار اخذ کنند. بنابراین بایستی ابزاری بیابند که در چارچوب قانون مازاد درآمد حاصل از این فعالیت‌ها را به خود اختصاص دهند. لذا برای جذب حداکثر این رانت، رژیم‌های مختلف مالی برای منابع هیدروکربوری تدوین شده است. ضمن توجه به این مطلب که رژیم مالی در چارچوب قانون منابع هیدروکربوری (نفت) مفهوم می‌یابد. در حقیقت اعمال قانون اساسی، قوانین مربوط به مالکیت، قراردادها، مالیات‌ها و حتی قوانین مدنی، کیفری، شبه جرم و... در قانون منابع هیدروکربوری (نفت) تصریح می‌شود.

۳-۶. عناصر اساسی در یک قرارداد نفتی

تمام قراردادها ی نفتی حاوی عناصر مشترک اساسی زیر هستند:

۱. مدت

قرارداد به سه مرحله اصلی تقسیم می‌شود: فاز مقدماتی یا شناسایی، فاز اکتشاف، فاز استخراج فاز مقدماتی یا شناسایی، در برخی از امتیازات مرحله اولیه یا " فاز شناسایی" وجود دارد که مدت اجازه آن، یک یا دو سال است اجازه عملیات غیر اجرایی تنها در مواردی مانند عملیات زمین شناسی و ژئوفیزیک داده می‌شود، اما شامل چاه‌های اکتشافی بجز حفر چاه کم عمق جهت اطلاعات زمین شناسی نیست. اینچنین عملیات غیر

اجرایی می‌تواند توسط یک یا چند کمپانی انجام گردد. عملیات غیر اجرایی، امکان دستیابی به منابع بالقوه بدون صرف هزینه مستقیم را برای دولت فراهم می‌کند.

اکتشاف

مدت دوره عملیات کشف نفت و گاز توسط عملیات حفاری، باید به اندازه کافی جهت یک برنامه اکتشافی مفید و موثر در نظر گرفته شود، اما نه به مدتی نامعلوم و مجهول. دوره اکتشاف معمولاًسه یا شش سال و در برخی موارد حتی طولانی‌تر است. امکان تجدید نظر در مدت دوره اکتشاف تحت شرایط خاصی یا عدم کشف نفت پس از اتمام دوره وجود دارد. با انقضاء مدت دوره اکتشاف وعدم حصول ذخایر به میزان تجاری، قرارداد به‌طور اتوماتیک در اکثر کشورها به پایان می‌رسد.

استخراج

دوره استخراج معمولاً بین ۲۰ تا ۳۰ سال در نظر گرفته می‌شود و می‌تواند تحت شرایطی ادامه یابد

۲. انصراف

تقریباً تمام کشورها نیازمند این هستند که کمپانی‌های نفتی از یک جزء مشخصی از منطقه اکتشافی طی مدت زمان معین، چشم‌پوشی نمایند. قوانین انصراف در کشورهای مختلف متفاوت است. این قوانین معمولاً در کشورهایی که منابع نفت اثبات شده دارند بسیار محکم‌تر از کشورهایی با توان بالقوه پائین تولید نفت است. منطقه آزاد شده معمولاً شامل ۵۰ تا ۷۵ درصد منطقه اصلی می‌باشند، انصراف معمولاً طی ۲ یا ۳ مرحله انجام می‌شود و معمولاً مناطقی که تولید بالایی دارند واگذار نمی‌شوند.

۳. حفاظت

حصول اطمینان کشور میزبان از به کارگیری حداکثر کارایی تکنیکی توسط شرکت بین المللی نفت تحت موافقت‌نامه یا قانون مشکل است. بعلاوه دولت باید قدرت و همچنین کارشناسانی در اختیار داشته باشد که تولید را براساس اصول نگهداری صحیح تنظیم کند و مطمئن شود که عملیات منطبق بر قواعد قانونی انجام می‌پذیرد.

۴ . بازاریابی

اغلب کمپانی‌های نفت بهتر از بسیاری از دولت‌ها نفت خام را به بازار می‌رسانند، بنابراین معمولاً دولت میزبان نیازمند خرید سهم نفت خود توسط کمپانی نفت می‌باشد و یا مایل است همانند یک آژانس بازاریابی نفت برای دولت عمل نماید. این یک شرط مفید خصوصاً در مواقع عرضه زیاد می‌باشد. از آنجا که کمپانی‌های بین المللی نفت نگران تهیه نفت خام برای سیستم بازاریابی خود هستند، لذا این شرط مناسبی برای آنهاست واین امکان را برای آنها فراهم می‌کند که یک مقدار مشخصی از سهم دولت در تولید را خریداری نمایند. موافقت-نامه مربوط باید بطور شفاف قیمت نفت، نحوه پرداخت و مدت زمان خرید سهم دولت را توسط کمپانی بین المللی نفت مشخص نماید.

۵. تعلق سرمایه(ابزار و لوازم تولید)

درصورتی که ابزار و لوازم تولید از ابتدای عملیات به کمپانی نفت تعلق داشته باشد، پس قانون یا موافقت نامه نفت باید این مسئله را تصریح کند که سرمایه (ابزار و لوازم تولید) پس از مدتی به دولت تعلق دارد و یا باید به‌وسیله کمپانی نفت برداشته شود. به‌طور معمول داشتن بندی برای تعلق سرمایه به دولت میزبان پس از مدت انقضاء یا پایان امتیاز یا موافقت نامه ضروری است. اگر تاریخ انقضاء قبل از پایان عمر مفید تجاری میدان باشد، امکانات می‌تواند مورد استفاده دولت قرارگیرد. از سوی دیگر در صورتی که دوره امتیاز طولانی‌تر از عمر تولید یک میدان باشد امکانات تولید درصورت تهی شدن برا ی دولت، کمیابی ارزش خواهد بود. در واقع بواسطه ملاحظات زیست محیطی یا دیگر دلایل، ضرورت دارد که امکانات مذکور با صرف هزینه زیادی برچیده شود. بنابراین برای دولت اضافه کردن یک بند به قرارداد مبنی بر تصرف دارایی‌ها و یا خواستن از کمپانی نفت جهت برچیدن آنها مفید است. بطور مثال در اندونزی مالکیت سرمایه وارد شده جهت عملیات نفتی در زمانی که واردات صورت گرفت متعلق به دولت است. البته این شامـــل وسایل اجاره‌ای مانند دکل نمی‌شود.

۶. تضمین عملکرد

قرارداد باید شامل بندهای مورد نیاز جهت تضمین عملکرد کمپانی نفتی مطابق قانون یا موافقت نامه باشد، چنین تضمینی ممکن است هـــر گونه مسئولیتی را بـرای کمپانی نفتی در ارتباط بـا فعالیتهایش شامل شود مانند خسارات آلودگی هوا.

۷. تقاضای داخلی

در اغلب قـراردادها یا قوانین نفتی، کمپانی بین المللی نفت ملزم است که تقاضای ملی برای نفت و گاز را جـدای از تـــولید داخلـــی تامین کند. درصورتی کـه تعداد زیادی کمپانی نفت ملزم به عرضه نفت و گـــــاز جهت مصـــارف داخل کشور وجود داشته باشند، مصرف بطور معمول بر اساس سهم تولید کمپانیها تقسیم خواهــد شـــد. قیمیت نفت و گاز مطالبه شده بوسیله کمپانی‌های نفت برای مصارف داخلـی بـر اسـاس مذاکره حاصل می‌شود و می‌تواند بین قیمت بازار جهانی و قیمت پائین‌تر از هزینه تولید تغییر نماید.

۸. قوانین پالایشی

دولت میزبان ممکـــن است از کمپانـــی نفـــت تقـاضـای احـداث پـالایشگاه یـا دیگرواحدهای عملیاتی نفتـــی را مطـرح نمـایـد کـه میـزان سـود آن بـرای کمپانی نفت به میزان اکتشاف (نفت یا گاز) وخصوصاً وسعت بازار داخلی بستگی دارد، زیرا پالایشگاه با مقیاس بزرگ از نظر اقتصادی به صرفه است. در برخـــی حالات، دولتهـا از کمپانی‌های نفتی می‌خواهنـد کـه کـارخانجاتی در صنایع دیگـر ایجـاد کننـد. وجـود ارتباط بیـن کمپانی‌های نفتی مذکور با سایر کمپانی‌های غیـرنفتـی ایـن احتیاجات را به خـــوبـــی برآورده می‌کنند. همچنین ممکن است از کمپـــانی نفتـــی درخـــواست شود که در پروژه‌های مختلف تحقیق و توسعه با کشور میزبان مشارکت کنند. بطورمثال در نروژ، کمپانی‌های نفت، ملزم به بـــرعهده‌گرفتن سهمی از پروژه‌های (R&D) در جهت به تولید رساندن حوزه‌های دریایی هستند، این قوانین می‌تواند به ایجاد تکنولوژی و امکانات در صنایع ملی و تحقیقاتی کمک نماید.

۹. استفاده از خدمات و تولیدات داخلی

اغلب کمپانی‌های نفت ، ملـــزم بـه خـــــرید کـــالاها و خدمات تولید داخلـی هستند مشروط به اینکه کالاها و خدمات در شرایط رقابتی تهیه شوند. سیاست خـــریـــــد و تـــدارک شرکت‌های بین المللی نفت الزاماً منطبق بر منافع ملی دولت میزبان نیست. این سیاست‌ها معمولاً بر اساس ارتباط طبیعی و خصوصیات صنعتی کشـــور میـــزبـان و کمپانی نفتی در درازمدت بنا نهاده می‌شـود. بـرای کشور میزبان، آگـاهی کامـــــل از سیاست خرید و تدارک کمپانی نفت جهت استفاده از فـرصت به دست آمده برای تولیدکنندگان داخل ضروری است.

۱۰. آموزش نیروهای کشور میزبان

در اغلب قوانین یا قراردادهای نفتی، کمپانی‌های نفت، ملزم به دادن آموزش به نیروی انسانی کشور میزبان هستند. دولت کشور میزبان باید به دقت وظایف کمپانی نفتی را در این زمینه مشخص نماید. برخی از این وظایف شامل تربیت (آموزش) پرسنل شرکت ملی نفت یا آژانس‌های دولتی یا وابسته به دولت به همان ترتیبی که کمپانی نفتی، افراد خود را آموزش می‌دهد می باشد. آموزش همزمان تئوری و عملی از اهمیت ویژه‌ای برخورداراست و همچنین باید تمام زمینه‌های صنعت نفت را در برگیرد. در برخی مواقع لازم است که کمپانی نفتی امکانات محلی آموزش را تاسیس نماید. اینچنین الزامات تعلیمی از جهت توسعه قابلیت سطح تکنولوژی و منابع ملی برای کشور میزبان بسیار ارزشمند است. این الزامات معمولاً با تضمین درصد مشخصی در استفاده از نیروهای داخلی توسط کمپانی نفتی همراه است. این الزامات، شامل جزئیات تعداد پرسنل، بخش و مدت آموزش که باید بوسیله کشور میزبان در ابتدا مشخص شود می‌باشد. در کشورهایی مانند نروژ که انتقال تکنولوژی ضروری است، باید موافقت نامه جداگانه‌ای جهت اطمینان از حفاظت انحصاری در ارتباط با عملیات تکنیکی منعقد گردد.

بطور مثال در آرژانتین باید ۷۵ درصـــد نیروی کار داخلی بعلاوه برنامه آموزشی، دراکوادور ۹۵ درصد کارگران و ۹۰ درصد پرسنل اداری و ۶۵ درصد پرسنل تکنیکی باید داخلی باشد. در غنا باید ۵۰ هزار دلار در هر سال برنامه آموزشی هزینه شود در بولیوی به مدت ۱۵ سال در کلیه سطوح باید اکثریت مشاغلین، داخلی باشند .

۱۱. حداقل سرمایه گذاری

تخمین دقیق هزینه‌های توسعه و تولید امکان پذیر نیست و لیکن حداقل هزینه برنامه معمولاً در دوره اکتشاف صـــرف می‌شود. معمولاً پیشرفت عملیات بواسطه منابع کمپانی نفت به کندی پیش می‌رود، بنابراین کشـــور میزبان باید کنترل کامل را در دوره توسعه میدان نفتی داشته باشد.

۱۲. الزامات کاری برنامه

کمپانی نفت ملزم است که عملیات بر روی حداقل چاهها و دیگرعملیات اکتشافی را در یک مدت مشخص انجام دهد که ممکن است با یک سقف هزینه ثابت و مشخص محدود شود. الزامات کاری ممکن است با

تعهدات پرداخت پول شرح داده شود. در این حالت کمپانی نفت در مورد تعیین هدف برنامه اکتشافی خودا انعطاف بیشتر خواهد داشت. به هر حال تورم با افزایش هزینه‌ها می‌تواند باعث بی اعتبار شدن هزینه‌های برنامه اکتشافی که دولت در ابتدای ارائه قرارداد پیش‌بینی کرده بود شود.

بنابراین بسیار مناسب است که نقطه نظرات دولت بوسیله عملیات خاصی که باید کمپانی نفت انجام دهد مشخص گردد، برای مثال تعداد چاه‌هایی که باید حفر شود. در این حالت مختصات چاه‌هایی که باید حفر شود بطور دقیق مشخص گردد و عمق و جهت چاه نشان داده شود. این الزامات بطور قابل توجهی به میزان وجود نفت و عوامل ریسکی در منطقه بستگی دارد. در اثنای مرحله اکتشافی، منافع دولت میزبان و کمپانی نفت یکسان است. هدف هر دوی آنها داشتن یک برنامه کامل و کارا در جهت جستجو و کشف همه میدان‌هایی که ممکن است ارزش تجاری داشته باشند می‌باشد. به هر حال در مواردی بین منافع و نظرات دولت و کمپانی نفت اختلاف وجود دارد. برای مثال یک کمپانی نفت که یک کشف نفتی و یک کشف گازی انجام می‌دهد ممکن است ترجیح دهد که تمام فعالیت خود را بر روی کشف نفت متمرکز کند در حالی که ممکن است کشف گاز برای آینده کشور میزبان خیلی مهم باشد. از طرفی چنانچه دولت بر روی برنامه و اجرای عملیات اکتشافی نفوذ داشته باشد در حالی که کمپانی نفت کنار گذاشته شود نیز وضعیت خوبی نخواهد بود.

۱۳. کمیته مشترک

شرکت ملی نفت یا دولت میزبان می‌توانند از طریق نمایندگان خود در کمیته مشترک مدیریتی بر روی عملیات انجام کار توسط کمپانی نفت اعمال نظر نمایند. روش انجام کار باید در قرارداد مشخص شده باشد. دلایل متعددی وجود دارد که چرا دولت یا شرکت ملی نفت حساسیت زیادی در روش توسعه میدان نفت یا گاز دارند.

اولاً در صورتی که این جزو منافع ملی در نظر گرفته شود حتی اگر سود میدان حداقل باشد، دولت باید از به تولید رسیدن میدان اطمینان حاصل نماید. چنانچه در قرارداد مربوط موادی در جهت اجبار کمپانی نفت به ادامه کار توسعه یا واگذاری حق توسعه میدان، وجود داشته باشد بسیار مفید است. همچنین موادی که به دولت اجازه توسعه میدان در صورت انصراف کمپانی نفت داده شود بسیار سودمند است . اینها مربوط به شرایط ریسک منحصر به فرد (sole Risk) می‌شود.

ثانیاً دولت باید مطمئن باشد که میدان بر اساس منافع مالی کشور توسعه یافته است . سرانجام ممکن است دولت مایل به داشتن سهمی در کنترل نرخ استخراج میدان باشد. در این حالت شرکت ملی نفت باید سهم

سرمایه خود را بر اساس یک قرارداد مشارکت پرداخت نماید. در این حالت طبیعی است که دولت دارای حق رای است که حداقل متناسب با سهم او در کمیته مشترک مدیریتی می‌باشد.

۱۴. انتشار اطلاعات

قرارداد معمولاً شامل مـوادی است کـــه کمپانی نفت را ملـزم به ارائه کلیه اطلاعات کسب شده طی عملیات اکتشاف می‌کند. بـرای دولت بسیار ضروری است که مطمئن شود این اطلاعات حاوی کلیه داده‌های مربوط مـــانند زمین شناسی، نقشه ساختمان، نمودار، نمونه و تعهدات مربوط باشند. بعلاوه برای دولت مهم است که مطمئن شـــــود کمپانی نفتی ملزم به ارائه مفاد اطلاعات، مطالعات و خبرهای گوناگون طی عمـــــلیات نفتی است. به این وسیله دولت قـــــادر است کـــه عملیات کمپانی نفتی راکنتـــــرل کند و برای اقدامات آتی اکتشاف توسعـــــه براساس سیاست ملی، برنامه ریزی نماید.

البته مالکیت اطلاعات عرضه شده بـــــه دولت در اختیـــار کمپانـــی نفتی قـــــراردارد و برای مدتی محرمانه باقی خواهد ماند. به هر حال دولت باید اطمینان حاصل نماید که اینچنین الزامات محرمانه، نباید مانع استفاده از اطلاعات برای مقاصد تحقیقات و آموزشی شود. همچنین امکان درج موادی در قرارداد در جهت دادن حق مالکیت مشترک اطلاعات به کشور میزبان با کمپانی نفت وجود دارد. در این مواد معمولاً تصریح می‌شود که فروش یا معامله با این اطلاعات باید به نفع هر دو طرف باشد.

۳-۷. پیش‌بینی دریافت‌های ارزی حاصل از صادرات نفت خام

درآمدهای ارزی دولت چه در سال‌های پیش از انقلاب اسلامی و چه پس از آن شدیداً از حجم دریافت‌های ارزی حاصل از صادرات نفت خام متاثر بوده است. در مواردی که پیش‌بینی‌های مربوط به دریافت‌های ارزی در لوایح بودجه و برنامه‌های دولت تحقق نیافته، تأثیرات نامطلوبی بر کلیه شئونات اقتصادی کشور برجای گذاشته است. از آنجایی‌که توازن بین درآمدها و هزینه‌های ارزی دولت برای سلامت اقتصاد مؤثر می‌باشد تلاش در

جهت پیش‌بینی مستدل و سنجیده دریافت‌های ارزی دولت ضروری به‌نظر می‌رسد. به طور خلاصه جهت پیش‌بینی دریافت‌های ارزی دولت توجه به موارد زیر حایز اهمیت می‌باشد:

- ✓ بررسی میزان تقاضای نفت‌خام...شامل تقاضای جهانی نفت‌خام و تقاضا برای نفت‌خام اوپک
- ✓ بررسی میزان عرضه نفت‌خام...شامل تولید جهانی نفت‌خام، تولید و سهمیه‌بندی تولید نفت اوپک و تولید نفت‌خام کشور
- ✓ پیش‌بینی صادرات نفت خام کشور در سال مورد بررسی
- ✓ بررسی وضعیت قیمت نفت‌خام...شامل بررسی موانع عمده افزایش قیمت نفت خام، بررسی عوامل مناسب در جهت افزایش قیمت نفت خام و پیش‌بینی‌های لازم در مورد قیمت نفت خام صادراتی کشور در سال مورد بررسی
- ✓ برآورد و پیش‌بینی درآمد ارزی دولت حاصل از نفت خام

فصل چهارم

انرژی‌های تجدیدناپذیر
(تاکیدی گازطبیعی)

فصل چهارم –انرژی‌های تجدیدناپذیر (تاکیدی گازطبیعی)

مقدمه

گازطبیعی به‌عنوان سوختی پاک، از مهم‌ترین انواع حامل‌های انرژی در سال‌های اخیر به‌شمار می‌رود. از یک سو، برخورداری این حامل از مزایای نسبی گوناگون از جمله ارزان بودن، آلایندگی کم محیط زیست، پایین بودن هزینه‌های فرآورش، پراکندگی منابع و باقی بودن ذخایر متناهی از این حامل در دنیا و از سوی دیگر، روند کاهشی ذخایر نفتی جهان، توجه بسیاری از کشورها و مصرف‌کنندگان عمده‌ی انرژی را به سمت خود معطوف داشته و موجب افزایش روزافزون سهم آن در سبد انرژی اولیه دنیا شده است، تا آنجا که به اعتقاد بسیاری از صاحب‌نظران در سال‌های آتی، گاز ارزش واقعی خود را در زمینه‌های مختلف تامین انرژی نشان خواهد داد. براساس برآوردی در سازمان اطلاعات انرژی، تقاضا برای این حامل انرژی از سال ۲۰۱۰ تا سال ۲۰۲۵ رشدی معادل ۷۰ درصد خواهد داشت و از 104 تریلیون فوت مکعب به ۱۵۶تریلیون فوت مکعب در این سال خواهد رسید و به این ترتیب گاز، انرژی برتر قرن ۲۱ خواهد بود[1]. براساس مطالعات متعددی که توسط مراکز و موسسات مطالعات بین‌المللی انرژی صورت گرفته است آغاز شکوفایی صنعت گاز بین سال‌های ۲۰۱۰ تا ۲۰۱۵ میلادی خواهد بود که با توجه به کاهش ذخایر نفت‌خام شناخته شده در جهان و اتمام ذخایر گازی برخی از کشورها (از جمله کانادا و آمریکا) و وابسته شدن آنها به بازار سه کشور عمده‌ی دارای ذخایر گازی (روسیه، ایران و قطر) تغییر و تحولاتی جدید در عرضه و تقاضای این ماده حیاتی پدید خواهد آمد.

از طرف دیگر برای کشور ایران، به‌عنوان اولین کشور خاورمیانه و دومین کشور دارنده ذخایر گازی در جهان پس از روسیه[2] که به موجب موقعیت استراتژیک خاص خود در خلیج‌فارس، ایفاکننده نقش مهمی در صنایع نفت و گاز جهان می‌باشد، طرح‌ریزی راهبردهای مشخص و هدفدار برای آینده، امری حیاتی به نظر می‌رسد. ازجمله نگرانی‌های موجود در این حوزه عدم توازن بین تقاضا و عرضه گاز است که تقاضای گاز خود شامل مصرف، صادرات و تزریق به چاه های نفتی[3] است. و عرضه گاز نیز خود شامل تولید و واردات گاز است. همچنین مشکلات سیاسی و جغرافیای سیاسی، مباحث تکنولوژی و امنیتی و مسایل مدیریتی و برنامه‌ریزی، از دیگر چالش‌های اصلی کشور ایران، در برخورد با جنبه‌های مختلف این منبع انرژی می‌باشد.

۴-۱. چشم‌انداز آتی تقاضای گازطبیعی

[1] Energy Information Administration

[2] همان ماخذ

[3] هدف از تزریق گاز به چاه های نفتی جلوگیری از افت فشار، تثبیت و یا تقویت فشار مخزن برای دریافت درصد بیشتری از نفت خام موجود می باشد.

تقاضای گازطبیعی در کشور طی سال‌های پس از انقلاب اسلامی رشد قابل توجهی داشته و به طور متوسط بیش از ۱۰٪ در سال بوده است، عمده این تقاضا در کشور در بخش‌های صنایع، نیروگاه‌ها، واحدهای خانگی و تجاری، خوراک واحدهای پتروشیمی، تزریق به میادین نفتی و حمل و نقل می‌باشد. وضعیت آب و هوایی کشور و نیاز بخش خانگی و تجاری جهت مصارف گرمایشی در ماه‌های سرد سال موجب شده روند مصرف گاز در طول ماه‌های سال یکسان نباشد و عمدتاً پیک مصرف در ماه‌های سرد سال اتفاق افتد. با افزایش مصارف بخش صنایع و نیروگاه‌ها و همچنین تزریق گاز به چاه‌های نفتی فاصله بین حداقل و حداکثر مصرف روزانه در طول سال کاهش یافته و امکان استفاده اقتصادی از سیستم‌های تولید، و پالایش و انتقال گاز فراهم می‌گردد.

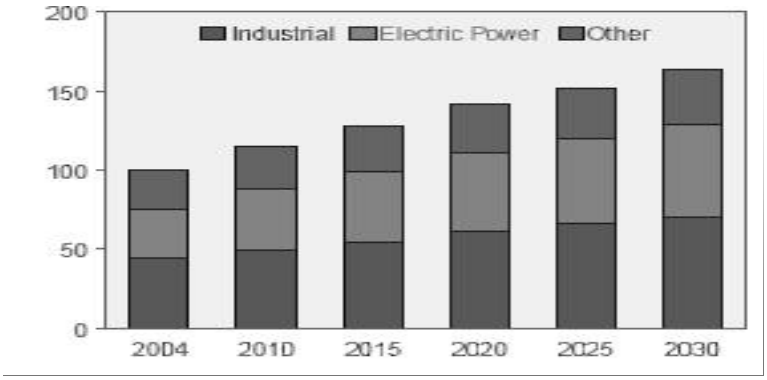
در بخش بین‌المللی، با عنایت به برآوردهای انجام شده، پیش‌بینی می‌شود تقاضای جهانی گازطبیعی بیش از سایر انرژی‌های اولیه، افزایش یابد. با توجه به برآورد آژانس بین‌المللی، انتظار می‌رود تقاضای جهانی گازطبیعی تا سال ۲۰۳۰ به حدود دو برابر حجم آن در سال ۲۰۰۴ افزایش یابد؛ به گونه‌ای که تقاضا از ۲.۸ تریلیون مترمکعب به ۴.۷ تریلیون مترمکعب برسد. مقایسه پیش‌بینی‌های سه مرجع عمده‌ی (OWEM[1],WEO[2],IEO[3]) رشد سالانه بین ۸۲ الی ۸۸ میلیارد مترمکعب تقاضای گازطبیعی در دهه (۲۰۳۰-۲۰۲۰) می‌باشد. علت عمدهٔ افزایش تقاضای گازطبیعی در دهه‌های آتی بالا رفتن مصرف کشورهای درحال‌توسعه به‌ویژه کشورهای آسیایی ذکر شده است. طبق برآورد اداره اطلاعات آمریکا، رشد مصرف گازطبیعی در آفریقا، آمریکای لاتین و کشورهای درحال‌توسعه آسیا، بیش از میانگین جهانی آن خواهد بود. رشد تقاضای گازطبیعی در هند و چین، تا سال ۲۰۳۰ بیش از ۵ درصد در سال خواهد بود که عمدتاً جایگزین زغال‌سنگ به‌خصوص در صنعت و تولید نیرو خواهد شد. بنابراین سهم کشورهای درحال‌توسعه آسیایی از تقاضای جهانی گازطبیعی از ۸درصد در سال ۲۰۰۲ به ۱۴درصد در سال ۲۰۳۰ افزایش خواهند یافت، هرچند هنوز تا سال ۲۰۳۰، مصرف سرانه گازطبیعی در کشورهای آمریکای شمالی عضوOECD و اقتصادهای درحال‌گذار بیش از دیگر کشورها خواهد بود، بدین گونه که کشورهای آمریکای شمالی عضو OECD، کشورهای اروپایی OECD و نیز روسیه، در سال ۲۰۳۰ به‌ترتیب، ۲۳درصد، ۱۶درصد و ۱۲درصد مصرف جهانی گازطبیعی را به خود اختصاص خواهند داد.

پیش‌بینی می‌شود بخش تولید نیرو در تمامی مناطق به‌ویژه درکشورهای توسعه‌یافته نقش کلیدی در افزایش تقاضای گازطبیعی را بر عهده خواهد داشت. طبق این پیش‌بینی‌ها، بخش تولید نیرو، ۵۹درصد از رشد تقاضای گازطبیعی تا سال ۲۰۳۰ را به خود اختصاص خواهد داد، بنابراین سهم این بخش از ۳۶درصد مصرف گازطبیعی در سال ۲۰۰۴ به ۴۷درصد در سال ۲۰۳۰ افزایش خواهد یافت. در پیش‌بینی تقاضای گازطبیعی در جهان در آینده فرض قیمت، اساسی‌ترین نکته در تعیین محدوده تقاضا است. همچنین پیش‌بینی میزان رشد مصرف انرژی که متأثر از رشد اقتصادی است یکی دیگر از عوامل مؤثر به شمار می‌آید، در هر دوی این

[1] OPEC World Energy Model
[2] World Energy Outlook 2011
[3] International Energy Organization

عوامل فرض قیمت نفت نکته مهمی در برآورد نهایی قیمت گاز به شمار می‌رود. میزان مصرف گاز در جهان در سال‌های2000-1995 با رشد 2/2درصد در سال‌های 2005-2000، 3/2 درصد در سال‌های 2010-2005 و 2/2درصد و در سال‌های ۲۰۲۰-۲۰۱۰ بیش از 25 درصد از تقاضای انرژی جهان توسط گاز تأمین خواهد شد. و این در حالی است که سهم نفت به 35 درصد و زغال‌سنگ به 27 درصد کاهش می‌یابد.

نمودار۱. چشم‌انداز تقاضای گازطبیعی جهان تا سال ۲۰۳۰(تریلیون فوت مکعب)



منبع:www.eia.doe.gov

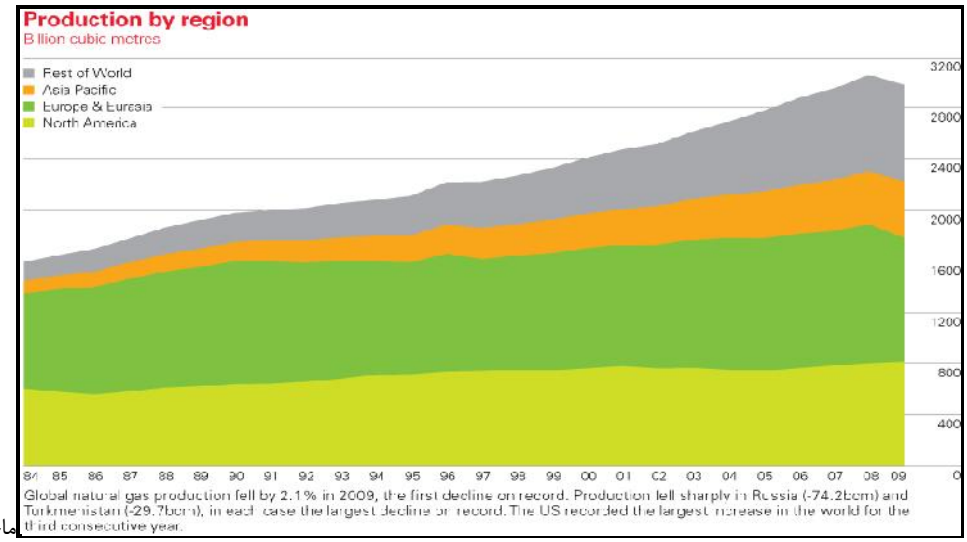
۴-۲. تولید گازطبیعی

تولید گاز ایران در سال ۲۰۰۸ برابر 6372 میلیون مترمکعب در روز و در سال2010 تولید 6579 میلیون مترمکعب گاز در روز گزارش شده است[1]. به طوری که در حال حاضر عمده تولید گاز طبیعی کشور از حوزه های خشکی و گاز های همراه نفت است و تقریبا ۳۵ درصد از تولید گاز کشور از مخازن دریایی تامین می شود. از طرفی هم، با توجه به اینکه هزینه های اکتشاف، استخراج، تولید در بخش دریا به مراتب بالاتر از بخش خشکی است. این تغییر سهم و افزایش تولید در بخش دریا موجب افزایش هزینه های تمام شده گاز طبیعی در این بخشها در سال های آتی نسبت به وضعیت موجود خواهد بود.

میزان تولید گاز طبیعی در سال ۲۰۰۹ نسبت به سال ۲۰۰۸ در حدود ۲ درصد کاهش یافته است. منطقه اروپا و اوراسیا با۱۰۵۸/۶ میلیارد متر مکعب بالاترین مصرف گاز و با ۹۷۳ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۰۹ بالاترین میزان تولید گاز را در میان سایر مناطق دارد.

[1] Energy Information Administration(EIA)

شکل ۱. تولید گازطبیعی به تفکیک مناطق عمده‌ی جهان (میلیاردمتر مکعب)



ماخذ:

BP2010

۴-۳. فرصت‌ها و چالش‌ها در تجارت جهانی گازطبیعی

تجارت گاز نسبت به تجارت نفت از دو ویژگی خاص برخوردار است: ۱. وابستگی شدید صادرکنندگان و واردکنندگان به یکدیگر به دلیل نبود فرصت ذخیره‌سازی حداقل برای دوره قرارداد و ۲. ریسک بالای سرمایه-گذاری. با توجه به این دو ویژگی لازم است قیمت‌ها به گونه‌ای تنظیم شود که ضمن حفظ امنیت عرضهٔ گاز، قیمت این فرآورده با تغییرات احتمالی در قیمت سایر سوخت‌ها به‌ویژه سوخت‌های رقیب، به گونه‌ای باشد که منافع عرضه‌کنندگان حفظ گردد. لذا تعیین ضریب همبستگی میان قیمت گازطبیعی و نفت‌خام، مقدار ثابت فرمول، محدوده کف و سقف قیمتی و نیز تعیین دوره بازنگری قیمت در فرمول قیمت‌گذاری گاز باید یکی از مهمترین اصول در مذاکرات مربوط به صادرات گاز در سطوح رقابتی و همتراز با سایر بازارهای رقیب تعیین گردد.[1] درحال حاضر استفاده از گاز در بخش‌های مختلف اقتصادی بیشتر شده و تقاضا برای آن را افزایش داده است. با این که مصرف گاز به شدت رشد کرده ولی تولید داخلی گاز در اکثر کشورها از چنین شدتی برخوردار نبوده است. همچنین به دلیل اینکه اکثر ذخایر زیرزمینی گازی دنیا دور از مراکز رو به رشد مصرف واقع شده-اند و حجم ذخایر عرضه‌کننده گاز (که مجاور مراکز مصرف بوده‌اند) رو به کاهش گذاشته‌اند، لذا بحث تجارت گازطبیعی در آینده به مراتب از اهمیت بیشتری برخوردار خواهد شد و حتماً تغییراتی در سرمایه‌گذاری‌ها

[1] غلامعلی رحیمی،۱۳۸۷

صورت خواهد گرفت. دلایل عمده توسعهٔ تجارت جهانی گازطبیعی عبارت از: روند پر شتاب رشد اقتصاد جهانی به‌خصوص در کشورهای درحال‌توسعه، روند پر شتاب تقاضای انرژی به‌عنوان موتور محرکه رشد و توسعه اقتصادی، توجه به ابعاد مختلف بحث توسعه پایدار و ضرورت مباحث زیست محیطی، گازطبیعی به‌عنوان یک منبع انرژی پاک و سازگار با محیط زیست و گازطبیعی به‌عنوان منبع انرژی ارزان قیمت می‌باشند. در حالی که، موانع مهم توسعهٔ تجارت بین‌المللی گازطبیعی را می‌توان به شرح زیر بیان کرد:

- ویژگی‌های فیزیکی گازطبیعی(حجم زیادی از گازطبیعی حاوی مقدار کمتری انرژی در مقایسه با نفت-خام است)
- هزینه‌های سرمایه‌ای بسیار سنگین انتقال
- برخلاف تجار نفت‌خام بخش عمده‌ی هزینه تمام شده گازطبیعی مربوط به عملیات انتقال است.
- در مسافت‌های طولانی، استفاده از روش سنتی خط لوله پاسخگو نیست.
- عدم دستیابی سریع به تکنولوژی‌های متنوع اقتصادی
- تنوع و فاصله زیاد نقاط عمده‌ی تولید و مصرف گازطبیعی[1]

در این راستا به نظر می‌رسد موانعی در جهت توسعه صادرات گاز کشور نیز وجود دارد که مهمترین آنها عبارتند از: موانع سیاسی و تحریم‌های اقتصادی سیاسی، سرمایه‌گذاری‌های نامناسب در میدان پارس جنوبی، بازاریابی ضعیف، عدم اجماع کارشناسان و مسئولین در خصوص نحوه‌ی استفاده از گاز و عدم انسجام، یکپارچگی و اعمال مدیریت کارآمد بین سه شرکت دولتی که مسئول تولید و عرضه گاز در کشور می‌باشند.

این سه شرکت عبارتند از شرکت ملی نفت ایران که مسئول تولید و عرضه‌ی گاز می‌باشد، شرکت ملی گاز ایران که مسئول توزیع، پخش و بازاریابی گاز در کشور است و شرکت ملی صادرات گاز ایران که در سال ۱۳۸۱به منظور ساماندهی کلیه فعالیت‌های مرتبط با صادرات گازطبیعی کشور تشکیل و مسئول صادرات گاز از طریق خط لوله و LNG گشته است[2]. شرکت‌های بین‌المللی که به سرمایه‌گذاری در صنعت گاز ایران تمایل دارند می‌بایست با سه شرکت مختلف دولتی مذاکره کنند که با مشکلات اداری عدیده‌ای مواجه می-باشند. به منظور حل این مشکل به نظر می‌رسد که ایران به یک سازمان مستقل مانند گازپروم روسیه و یا سوناتراک الجزایر نیاز دارد که مسئولیت استخراج، بازاریابی و صادرات گاز را برعهده گیرد. [3]

سند چشم‌انداز بیست ساله جمهوری اسلامی ایران مقرر داشته است که ایران بایستی به سومین تولیدکننده گاز در جهان تبدیل شده و سهم ۸ تا ۱۰ درصدی از تجارت جهانی گاز را در اختیار داشته باشد. این چشم‌انداز تولید روزانه حدود ۱/۳ میلیارد مترمکعب در روز یعنی ۳/۵ برابر تولید کنونی را مقرر داشته

---

[1] امور بین‌الملل شرکت ملی گاز ایران، ۱۳۸۹ و منصوره رام ۱۳۸۵

[2] سیامک ادیبی، ۱۳۸۱

[3] غلامحسین حسن تاش،۱۳۸۷

است. براساس این چشم‌انداز کشور بایستی به سمت تاثیرگذاری بر وضعیت مدیریت گاز در منطقه و تشکیل اتحادیه کشورهای صادرکننده گاز نیز حرکت نماید. همچنین با عنایت به مطرح بودن موضوع ایجاد سازمان کشورهای صادرکننده گاز که به پیشنهاد کشورمان در حال پیگیری است، ایران بایستی جایگاه خود را در عرصهٔ تجارت بین‌المللی گاز ارتقا بخشد تا بتواند به‌عنوان یکی از اعضای تاثیرگذار این اتحادیه در حال تاسیس، ایفای نقش نماید.

نکته مهم دیگری که توجه به آن سیاست‌گذاری‌های انرژی کشور را اجتناب‌ناپذیر می‌نماید، این است که تا قبل از کاهش ارزش گازطبیعی در جهان و کاهش سهم این حامل انرژی در سبد مصرف انرژی جهان بایستی برای صادرات این منبع انرژی تمهیداتی اندیشیده شود. از نکاتی که در این راستا بایستی در نظر گرفته شود آن است که پروژه‌های گاز عمدتاً سرمایه‌بر بوده و نیاز به تکنولوژی پیشرفته دارد و ضرورت مشارکت و تأمین مالی خارجی به روش‌های مختلف در این بخش احساس می‌شود. لذا بایستی تضمین‌های مالی و پیش‌شرط‌های انتقال تکنولوژی لازم برای راه‌اندازی پروژه‌های گازی تدارک دیده شود. همچنین تاثیر تعاملات بین‌المللی گاز بر تعاملات سیاسی و اقتصادی کشور در بلندمدت از جمله مواردی است که منافع زیادی را برای کشور به ارمغان می‌آورد.[1]

۴-۴. گزینه‌های مختلف استفاده از منابع گازی

برنامه‌ریزی توسعه صنعت گاز می‌تواند حول چهار محور باشد: مصرف داخلی، تزریق به مخازن نفت جهت افزایش بازیافت، صادرات گازطبیعی و کسب درآمد ارزی، تبدیل گاز به فرآورده‌های مختلف. در خصوص استفاده تجاری و مسکونی باید گفت که بیش از 40 درصد مصرف ایران را شامل می‌شود و مسئولان با سیاست‌گذاری‌های مختلف سعی در کاهش این مقدار می‌نمایند. در خصوص تبدیل به فرآورده، حجم چندانی را شامل نمی‌شود. اما با استفاده از تزریق منابع گازی به میادین نفتی و صادرات گازطبیعی می‌توان بحث سیاست‌های بهینه صادرات ایران را پیگیری نمود.

۴-۴-۱. تزریق گازطبیعی

تزریق گاز به مخازن نفتی رکن اساسی در تولید صیانتی از میادین نفتی را دارد. هدف از تزریق گاز به میادین نفتی، جلوگیری از افت فشار، تثبیت و یا تقویت فشار مخزن برای بازیافت درصد بیشتری از نفت‌خام موجود در جای اولیه است. گاز تزریقی به جداسازی سولفید هیدروژن احتیاج ندارد زیرا وجود این ترکیب در گاز به بازیافت نفت نیز کمک می‌کند. میزان تزریق گازی که توسط شرکت ملی نفت ایران در سال ۱۳۸۶ صورت گرفته، حدود ۸۷.۷ میلیون مترمکعب در روز بوده است و تزریق گاز به میزان کافی به میادین نفتی، تأمین-

[1] شهروز ابوالحسینی ۱۳۷۷

کننده منافع ملی است، زیرا موجب می‌شود تا علاوه بر بازیافت میلیاردها بشکه از نفت در جا، چندین تریلیون مترمکعب گاز برای استفاده نسل‌های آینده ذخیره‌سازی شود. جدول 1 میزان تزریق گاز به میادین نفتی کشور را طی دوره زمانی ۱۳۸۰ تا ۱۳۸۶ را نشان می‌دهد.

مقدار نفتی که از این راه به دست خواهد آمد، رابطه بسیار نزدیکی با مکانیسم تولید اولیه، طبیعت سنگ مخزن، گستردگی شکافها، زمان تزریق و نوع سیالات قابل تزریق دارد .در حال حاضر، به منظور ازدیاد برداشت از روش تزریق گاز در مناطق خشکی استفاده می‌گردد. به‌ویژه آن که بسیاری از میادین نفتی ایران در نیمه دوم عمر خود هستند. در سال ۱۳۸۷، ۷۷/۷۴ میلیون مترمکعب گازطبیعی به میادین نفتی تزریق شده است که نسبت به سال قبل از آن ۱۱/۴ درصد کاهش داشته است. در سند توسعه بخشی نفت و گاز برنامه چهارم توسعه اقتصادی-اجتماعی پیش‌بینی گردیده بود که در سال ۱۳۸۷ روزانه ۱۴۹ میلیون مترمکعب گاز جهت تزریق در دسترس باشد در حالیکه در عمل حدود ۵۰ درصد از این گاز برای تزریق به کار گرفته شده است.[۱]

جدول 1. تزریق گاز به میادین نفتی طی سال‌های ۸۷-۱۳۸۰ (میلیون مترمکعب در روز)

سال	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷
مقدار تزریق گاز	۷۵/۴۰	۷۲/۳۵	۷۷/۸۹	۸۰/۰۵	۷۷/۲۵	۷۳/۰۵	۸۷/۷۰	۷۷/۷۴

منبع: ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۷

طرح‌های در دست اجرا در زمینه ازدیاد برداشت نفت از طریق تزریق گاز به شرح زیر می‌باشند:

طرح جمع‌آوری و تزریق گاز به میادین نفتی جنوب، تزریق گاز آغاجاری، پروژه جمع‌آوری و تزریق گازهای همراه نرگسی، پروژه جمع‌آوری و تزریق گاز قلعه نار، افزایش توان تزریق گاز در میادین نفتی کرنج و پارسی، ایستگاه جدید تزریق گاز گچساران، ایستگاه جدید تزریق گاز بی‌بی حکیمه، احداث ایستگاه تزریق گازهای همراه بنگستان و لب سفید، بهسازی فرآورش میدان نفتی هفتکل، بهینه‌سازی و نوسازی فرآورش نفت و گاز میدان نفتی نفت سفید.

میزان ذخایر و " نفت خام در جای اولیه"[۲] کشور، حدود 137 میلیارد و 600 میلیون بشکه می‌باشد. [۳] از این میزان، تا کنون جمعاً حدود 55 میلیارد بشکه از مناطق خشکی و دریایی برداشته شده است. میزان ذخایر بالفعل نفت خام کشور با توجه به ذخایرکشف شده جدید، حدود 37 میلیارد بشکه است. همچنین میزان ذخایر بالقوه نفت خام (برداشت ثانویه) کشور حدود 50 میلیارد بشکه است. این رقم حدود 5 میلیارد بشکه نفت قابل بهره‌برداری که در 50 تاقدیس شناخته شده کوچک، واقع شده است را شامل می‌شود که هنوز

[1] ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۷

[2] Initial Oil in Place (IOIP)

[3] IEA,2010

حفاری اکتشافی در آنها شروع نشده است 45 میلیارد بشکه دیگر نیز در مخازن نفتی شناخته شده واقع شده است.[1]

تنها راه بافعل نمودن حدود 45 میلیارد بشکه نفت موجود در مخازن ایران، تزریق گاز به میزان لازم و کافی در آنهاست. میزان گاز مورد نیاز جهت تزریق در این مخازن به منظور بالفعل نمودن این ذخایر، 150 تا 200 تریلیون پای مکعب پیش‌بینی می‌شود. این حجم گاز باید طی دوره‌ای 20 ساله تزریق شود. بر این اساس، میانگین تزریق در حدود 20 میلیارد پای مکعب در روز خواهد بود. ظرفیت تولید نفت پس از حدود 10 تا 15سال تزریق گاز با حجم فوق، به میزان وسیعی افزایش می‌یابد. تنها از این طریق، می‌توان مصرف داخلی و صادرات 50 سال آینده کشور را تامین نمود.[2] چنین حجمی از گاز مورد نیاز را می‌توان از ذخایر پارس جنوبی، پارس شمالی، گازهای همراه که قسمت اعظم آن سوخته می‌شود و سایر مخازن گاز ایران تامین نمود.

برنامه و پروژه‌های تزریق گاز در سال‌های قبل از انقلاب، حدود 250 میلیون مترمکعب در روز بوده است. می‌بایست که از سال 1360 ضمن تزریق حجم مذکور،گازی در نواحی خشکی سوزانده نشود. متاسفانه به علت شروع جنگ تحمیلی انجام این پروژه عظیم میسر نگردید. اکنون پس از گذشت 23 سال و کاهش حدود 23میلیارد بشکه از ذخایر نفتی، همچنین با کاهش قابل ملاحظه فشار مخزن اصلی کشور و اضافه شدن مخازن جدید به لیست قبلی، حجم گاز بیشتری جهت تزریق در این مخازن، مورد نیاز است. با یک حساب ساده می‌توان نشان داد که برای جبران تاخیر تزریق گاز به مخازن اصلی و جدید، حداقل حدود600 میلیون مترمکعب گاز در روز مورد نیاز است. اکنون روزانه هنوز حدود 50 میلیون مترکعب از گازهای همراه میادین مختلف کشور می‌سوزد و پروژه خاصی جهت جمع‌آوری و تزریق آنها وجود ندارد.[3]

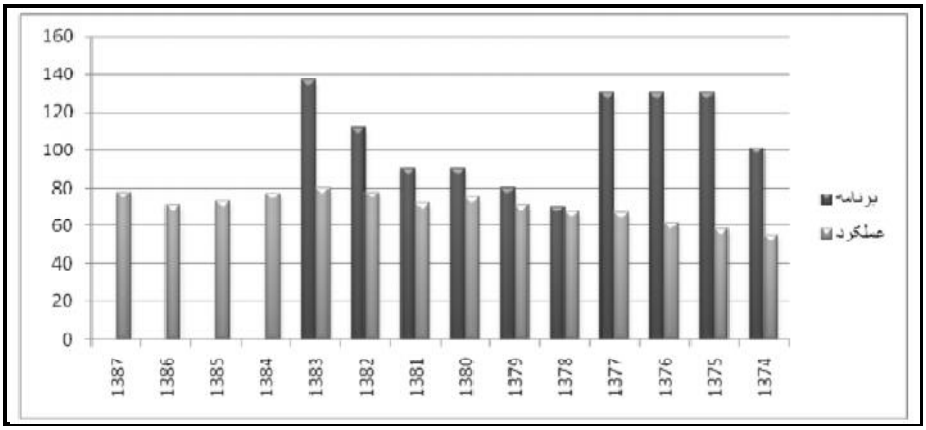
در سالهای بعد از انقلاب، حجم گازی که عملاً به میادین نفتی تزریق شده همواره کمتر از میزانی است که کارشناسان رسماً توصیه کرده‌اند. روند تزریق گاز به میادین نفتی طی سال‌های برنامه‌های اول (۱۳۶۸-۱۳۷۲) و دوم (۱۳۷۸-۱۳۷۴) و سوم (۱۳۸۳-۱۳۷۹) و چهارم توسعه کشور (۱۳۸۸-۱۳۸۴)، به صورت نمودار زیر قابل نمایش است.

[1] سعیدی(1381)، موقعیت نفت و گاز کشور در بازارهای نفت و گاز جهان، ص7

[2] همان، ص72

[3] سعیدی(1382) ، ضرورت تزریق گاز به میدان‌های نفتی، ص100

نمودار۲. مقایسه برنامه و عملکرد تزریق گاز به میادین نفتی (میلیون مترمکعب در روز)



منبع: ترازنامه هیدروکربوری، انتشارات موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، سال ۱۳۸۷، ص ۵۳

آمارهای مربوط به مقادیر برنامه‌ریزی شده گاز تزریقی در برنامه سوم از منابع زیر است: سند برنامه توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی، بخش انرژی

تزریق گاز در سال 1377 تقریباً ۶۷.۵ میلیون مترمکعب در روز بوده است در حالی‌که بنا به اظهارات وزیر نفت باید دست کم ۲۷۰ میلیون مترمکعب باشد: "در حال حاضر حدود 70 میلیون مت مکعب (شاید کمتر) تزریق گاز به میادین نفتی‌مان داریم که حداقل باید (براساس برآوردهای موجود) نزدیک به 200 میلیون مترمکعب در روز به آن اضافه شود "[۱].

کاهش شدیدی که در سیاست تزریق گاز به میادین نفتی برای هم خوانی بیشتر برنامه با عمل در سال آخر برنامه دوم روی داده است (کاهش تزریق از ۱۳۰.۷ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۷۷ به ۷۰ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۷۸)، در خلال برنامه سوم همچنان ادامه دارد. البته طی سال‌های مختلف برنامه سوم نیز، اهداف در نظر گرفته شده از رشد برخوردار است و از80 میلیون متر مکعب در روز به ۱۳۷ میلیون متر مکعب در روز افزایش داده است. با اینکه اهداف برنامه سوم توسعه برای حجم گاز تزریقی به میادین نفتی به نحو بی‌سابقه‌ای کاهش یافته است،گازی که عملاً به میادین نفتی تزریق شده هنوز کمتر از اهداف تعیین شده است. [۲] مشاهده می‌شود که تزریق گاز به میادین نفتی در 12 سال اخیر بین 50 الی 80 میلیون مترمکعب در روز بوده است که این میزان نسبت به میزان پیش‌بینی شده بسیار کم می‌باشد.

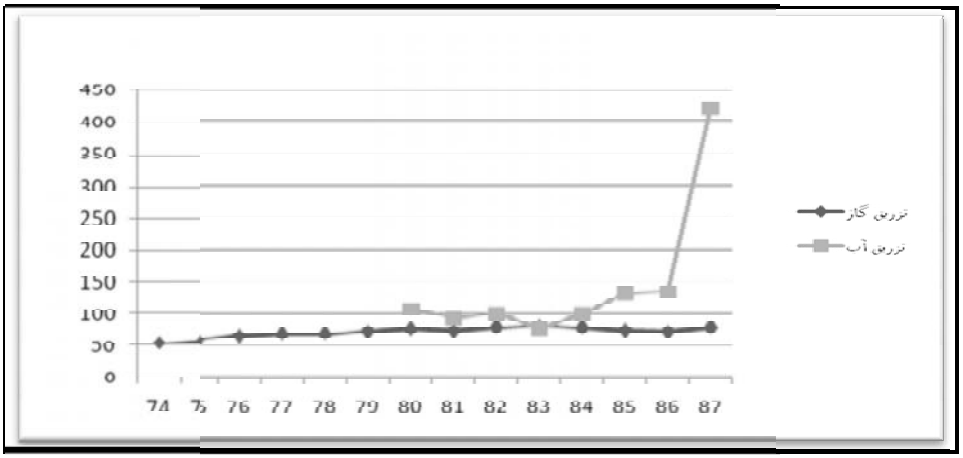
یکی دیگر از راه‌های افزایش ضریب بازیافت استخراج نفت از میادین مربوطه، تزریق آب به این میادین می-باشد. اما به دلیل شرایط خاص میادین نفتی موجود در ایران و به دلیل هزینه‌های سرسام‌آور تزریق آب به

[۱] گزارش وزیر نفت درباره لایحه بودجه سال 1378 به مجلس شورای اسلامی -نشست دوم مورخ۱۳۷۷/۱۰/۲۲به نقل از مجله مجلس و پژوهش، شماره 27 ، اردیبهشت و خرداد 1378 ، صفحه225

[2] درخشان(1381)، ص56

میادین نفتی، طبق نظر مهندسان این رشته، به نظر می‌رسد تزریق گاز به میادین نفتی بر تزریق آب اولویت بیشتری دارد. [1] اما طی سال‌های اخیر همواره میزان تزریق آب از گاز بیشتر بوده و همچنین حالت صعودی به خود گرفته است و از ۱۰۶.۲ میلیون بشکه در روز به ۴۲۰.۶۱ میلیون بشکه در روز رسیده است. نمودار روندی تزریق آب و گاز طی سال‌های 1376 الی 1387 به صورت زیر می‌باشد.

نمودار۳. مقایسه میزان تزریق آب و گاز به میادین نفت (میلیون مترمکعب و میلیون بشکه در روز)



منبع: ترازنامه هیدروکربوری، انتشارات موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، سال ۱۳۸۷، ص ۵۳

همواره تزریق آب به میادین نفتی علیرغم هزینه‌های سرسام‌آور آن بر تزریق گاز با وجود مزیت‌های آن، در اولویت بوده است. به نحوی که در چند سال اخیر میزان تزریق آب از رشدی بیش از تزریق گاز برخوردار بوده است.

ضرورت و عوامل تاثیرگذار در تزریق گاز به میادین نفتی ایران

اولویت و ضرروت تزریق گاز به منظور برداشت صیانتی از مخازن شکاف‌دار به‌صورت یک روش ارحج IOR از قبل انقلاب مورد توجه بوده و نیز مطالعات جامع، تحقیقات آزمایشگاهی و توسعه دانش مهندسی مخازن و ارائه روش‌های نوین ازیاد برداشت بر این ضرروت صحه گذاشته است. اما نکته حائز اهمیت آن است که تزریق گاز به هر مخزن نفتی صرفاً پس از امکان‌سنجی و شناسایی ویژگی‌های سنگ و سیال و نیز توجه به مکانیسم یا مکانیسم‌های تولیدی آن امکان‌پذیر است زیرا گاهاً به‌واسطه عدم برنامه‌ریزی صحیح مربوط به شناخت از مخزن و چگونگی میزان تزریق، اگرچه به هدف تثبیت فشار و یا فشار افزایی دسته یافته‌ایم اما به هدف

[1] برای اطلاعات بیشتر در این زمینه به سعیدی(1381) ، ضرورت تزریق گاز به میدان‌های نفتی مراجعه شود.

افزایش تولید نرسیده‌ایم. معمولاً مخازن سنگ کربناته با تخلخل پایین و دارای شکستگی فراوان سنگ با تزریق گاز، مکانیسم Gravity drange (رانش ثقلی) فعال می‌شود، دارای شرایط مناسب برای تزریق هستند. مخازن کم‌شیب و یا افقی، مخازن دارای کلاهک گازی بسیار بزرگ، مخازن سنگ گچی با شکستگی بسیار کم، مخازن ماسه‌ای دارای آبران قوی و مخازن بسیار کوچک، دارای شرایط مناسب برای تزریق نمی‌باشند. بنابراین تجربه مطالعات مخازن مختلف نشان می‌دهد که به علت وجود تفاوت‌های نظیر ساختار مخازن، وضعیت هندسی ساختمان، مشخصات سنگ و سیال، مکانیزم حاکم بر تولید و همچنین هزینه جمع‌آوری، عمل‌آوری، انتقال، تراکم و تزریق سیال(اعم از آب، گاز و یا سایر مواد افزونی به این سیالات) فقط با امکان تشخیص ارجحیت تزریق آب، گاز و ... میسر می‌گردد.

از جمله موضوعات حائز اهمیت آن است که ممکن است گاز تزریقی شرایط تعادل نفت و گاز مخزن را تغییر داده و باعث رسوب مواد آسفالتی درون خلل و فرج و یا درزهای سنگ مخزن نفت شود که تولید چاه‌ها و مخازن تحت تأثیر این پدیده دچار نقصان خواهند شد.

یکی دیگر از ضروریات تزریق گاز توجه کافی به اندازه ستون نفتی و نیز حجم گاز تزریق به آن مخزن است. مسلماً حجم گاز تزریقی باید پس از انجام مطالعه جامع و بررسی‌های مهندسی جهت تزریق به مخزن، عملیاتی گردد و همانطور که حجم کمتر گاز تزریقی افت فشار مخزن و در نتیجه کاهش ذخایر ثانویه را بدنبال دارد، حجم بالای تزریق گاز نیز باعث میان‌شکنی(Break hrough) گاز تزریقی در چاه‌های تولیدی و از دست رفتن ظرفیت تولید نفت به علت تولید گاز اضافی در چاه‌ها و در مجموع اتلاف انرژی و کاهش درآمد خواهد شد در نتیجه سرمایه‌گذاری‌های هنگفت برای تزریق حجم بسیار زیاد گاز توجیه اقتصادی نخواهد داشت. البته باید توجه داشت که Break hrough یا میان‌شکنی الزاماً بواسطه حجم گاز تزریقی نیست بعضاً به دلیل محل نامناسب تزریق و یا چاه‌های تزریقی انتخابی اتفاق می‌افتد....

گاهاً تصور بر آن است که سقف تولید ارتباط مستقیم خطی با تثبیت فشار دارد که این موضوع نمی‌تواند یک قاعده قلمداد گردد. در میدان گچساران علی‌رغم رسیدن به نزدیکی به فشار اولیه اما به دنبال، ستون نفت در شکاف‌ها کاهش یافته و منجر به از دست دادن تعداد زیادی از چاه‌ها شده است و لذا برای حفظ سقف تولید اقداماتی همچون حفاریهای جدید جهت تولید و کاهش حجم تزریقی گاز صورت گرفته است.

تزریق گاز به صورت امتزاجی در ایران با توجه به "راهنما" بودن این پروژه اقدامی مناسب و به لحاظ فنی در خور تقدیر راست خصوصاً که تحقیقات آزمایشگاهی این پروژه با بکارگیری آزمایشات لوله قلمی (slim tube) و تعیین شرایط امتزاج(حداقل فشار امتزاج MMP) و حداقل میزان غنی‌سازی(MME) پیش از تزریق گاز به صورت آزمایشگاهی در ایران انجام شده بود.

اما نکته قابل توجه آن است که تزریق امتزاجی عمدتاً در مخازن ماسه‌ای جوابدهی بهتری دارد تا مخازن عمیق و سنگ ناهمگون کربناته و شنی ایران، از طرفی بواسطه استفاده از گاز غنی جهت تزریق و احتمالاً استفاده از مایعات گازی جهت غنی‌سازی گاز، می‌بایست به اقتصادی بودن پروژه توجه داشت زیرا ممکن است این نوع پروژه‌ها توجیه اقتصادی نداشته باشند.

ایجاد تمهیدات لازم جهت تأمین گاز تزریقی

به منظور نیل به اهداف تزریق که در مباحث فوق به آن اشاره شد باید توجه داشت که عدم برنامه‌ریزی جهت تامین گاز موردنیاز جهت تزریق، به مثابه دور شدن از برنامه تولید و برداشت غیرصیانتی از مخازن است زیرا حسب تعریف کلیه اقدامات فنی قابل انجام جهت برداشت هر چه بیشتر از مخازن نفتی و زود بازده کردن مخازن، متناسب با توان تولید آنها، آن اجزأ مصادیق صیانت از ذخایر هیدروکربوری محسوب می‌گردد.

موراد ذیل می‌تواند جهت رسیدن به اهداف تامین روزافزون گاز تزریقی تعیین‌کننده باشند:

۱- برنامه‌ریزی جهت اکتشاف میادین گازی

۲- برنامه‌ریزی و توسعه میادین اکتشافی پس از اخذ اطلاعات موردنیاز و انجام مطالعات جامع

۳- توسعه میادین گازی گروه خامی

۴- استفاده از منابع گازی گروه خاص به عنوان گاز غنی جهت تامین انجام پروژه‌های تزریقی امتزاجی

۵- جایگزینی گازهای غیر هیدروکربوری جهت تزریق

اگرچه برنامه‌های جهت اکتشاف جدید در مناطق خشکی و دریایی کشور در دست تهیه است و احیاناً برنامه توسعه برخی از میادین اکتشافی در حال اجرایی شدن می‌باشد اما باید توجه داشت که عزم جدی برای عملیاتی کردن این پروژه‌ها اهمیت اساسی دارد.

در خصوص برنامه‌ریزی جهت توسعه میادین گازی و ایجاد ظرفیت‌های جدید تولید گاز می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

۱- میدان گازی کیش دارای حدود ۴۸ تریلیون فوت مکعب گاز در جای اولیه و حدود ۳۶ تریلیون فوت مکعب گاز قابل برداشت است بنابراین پس از اخذ اطلاعات جدید از جمله حفاری چند حلقه چاه توصیفی- تولیدی و انجام لرزه‌نگاری سه بعدی می‌بایست آن جهت توسعه در اولویت قرار گیرد.

۲- میادین گازی دریایی گلشن، فردوس، دی و لایه گازی میدان کوه موند جهت توسعه و برنامه‌ریزی به منظور تولید می‌بایست در اولویت قرار گیرند.

۳- یکی از منابع عظیم گازی در ایران، منابع گروه خامی از جمله خامی پازنان، مارون، کرنج و ... می‌باشد.

سازند خامی کرنج و سازند خلیج اغاجاری واقع در حوزه مدیریت شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب از جمله منابع گاز غنی می‌باشند که توسعه و استخراج گاز از آنها هم بلحاظ تامین ظرفیت جدید گاز و هم به لحاظ نزدیکی به محل پروژه‌های تزریق گاز در مناطق نفتخیز جنوب اقتصادی خواهند بود.

در اینجا صراحتا باید گفت که عدم انجام اقدامات فنی عاجل در توسعه میادین گازی براساس برنامه‌ریزی و امکان‌سنجی‌های فنی، موجبات عملکردهای غیربهینه در تولید و عدم صیانت از ذخایر را بدنبال خواهد داشت.

۴- در انجام پروژه‌های تزریق گاز امتزاجی در کشور، با توجه به غنی‌سازی گاز جهت تزریق، استفاده از مایعات گازی(از جمله NCL) جهت غنی‌سازی گاز خشک مطرح شده است بطوریکه در حال حاظر در

پروژه تزریق امتزاجی میدان رامشیر(آسماری) جهت غنی سازی گاز خشک آغار/ دالان از گاز مایع NCLبه میزان ۶ تا ۱۰ هزار بشکه در روز می‌بایست استفاده نمود که احتمالاً با توجه به قیمت بالای NCL، این پروژه غیراقتصادی نمایانده شود. بنابراین بهتر است موضوع امکان‌سنجی استفاده از گاز غنی مخازن گروه خامی مورد بررسی قرار گیرد و در این صورت اقتصادی بودن طرح محتمل خواهد بود.

۵- با توجه به نیاز روزافزون به گاز طبیعی و کمبود ظرفیت‌های موردنیاز در کشور استفاده از منابع گازهای غیر هیدروکربنی از جمله نیتروژن و co_2 می‌بایست برنامه‌ریزی و امکان‌سنجی شود.

۶- استفاده از گاز کلاهک میدان پازنان یکی دیگر از منابع تامین گاز می‌باشد.

تولید از کلاهک گازی میدان پازنان می‌بایست به میزانی باشد که فشار مخزن از سطح معینی پایین‌تر نرود زیرا آبران قوی این میدان موجب می‌شود که نفت سبک این میدان به داخل کلاهک گازی رانده شده که این امر باعث هرزروی شدید این میدان خواهد شد. از این رو لازم است تولید از این میدان را جهت صیانت از مخزن به میزان قابل ملاحظه‌ای کاهش داد و مابه‌التفاوت را می‌توان از محل دیگری تامین نمود.

لازم به تاکید است که استفاده از کلاهک گازی میادین نفتی با توجه به اصول علمی و فنی مهندسی مخازن مجاز نمی‌باشد، کلاهک گازی میادین نفتی تامین‌کننده انرژی و پتانسیل مخازن تولیدی نفت می‌باشند.

۴-4-۲. مصرف گازطبیعی

توجه به میزان مصرف گاز داخلی یکی از ارکان برنامه‌ریزی برای صادرات یا تزریق گاز می‌باشد. محور اساسی توسعه صنعت گاز به‌ویژه پس از انقلاب، بر مصرف گاز در جهت تامین نیاز انرژی داخل کشور و جایگزینی آن به جای فرآورده‌های نفتی استوار بوده است. سیاست استفاده بیشتر گاز در مصارف انرژی داخلی به‌ویژه بخش-های صنعت و نیروگاه گرچه فواید زیست‌محیطی مناسبی را به همراه دارد و میزان یارانه پرداختی دولت که قسمت اعظم آن به فرآورده‌های نفتی اختصاص می‌یابد را تا حدی کاهش می‌دهد، اما تنها راه کاربرد گاز نیست و البته بیم آن می‌رود که در صورت عدم جلوگیری از رشد بی‌رویه مصرف داخلی گاز، دیگر گازی برای صادرات در دهه‌های آینده باقی نماند. مصرف گازطبیعی در بخش‌های مختلفی اعم از بخش تبدیلات، مصارف داخلی بخش انرژی (واحدهای تولیدکننده انرژی)، تلفات انتقال و توزیع گازطبیعی، بخشهای مصرف‌کننده نهایی (صنعت، حمل و نقل، خانگی، خدمات، سایر بخشها و مصارف غیرانرژی) صورت می‌گیرد. ذکر این نکته ضروری است که مصرف سوخت پتروشیمی‌ها در بخش صنعت و خوراک مصرفی آنها به عنوان مصارف غیرانرژی در نظر گرفته می‌شود.

طرح گاز سوز کردن خودروها و استفاده از CNG در ناوگان حمل و نقل کشور می‌تواند جایگزین مناسبی برای بنزین و گازوئیل باشد. این امر باعث کاهش آلودگی‌های زیست محیطی و همچنین کاهش هزینه‌های

اقتصادی بخش حمل و نقل را به دنبال دارد. به‌طوری‌که با توجه به شرایط اقلیمی ایران و با توجـه بـه وجـود شبکه گسترده توزیع گاز، جایگزین مناسبی برای دیگر سوخت‌هاست.[1]

در زمینه مصرف داخلی گازطبیعی چالش‌ها و مسائلی از جمله قیمت ارزان گاز طبیعی، نیروگاهها به‌عنوان مصرف‌کنندگان اصلی گازطبیعی، عدم امکان ذخیره‌سازی گازطبیعی و تراز منفی گاز مطرح است.

ایران در سال‌های اخیر به یکی از بازارهای عمده مصرف گازطبیعی در خاورمیانه و جهان تبدیل شده است. نرخ رشد مصرف گاز در ایران از سال ۱۳۸۳ الی ۱۳۸۸ حدود ۱۰.۵ درصد در سال بوده است. مصرف گازطبیعی در بخش خانگی از ۲۱۴.۱ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۸۳ به ۲۹۶.۶ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۸۸ رسیده که نشانگر رشد ۳۸.۵ درصدی طی این دوره می‌باشد. این بخش در سال ۱۳۸۸ با مصرف ۶۵ درصد گاز طبیعی کشور بزرگترین بخش مصرف‌کننده این حامل انرژی در ایران بوده است. پس از بخش خانگی بخش صنعت با سهم ۳۰.۵ درصد قرار دارد.

۴-۴-۳. صادرات گازطبیعی

در خصوص صادرات نیز فعالیت‌های مختلفی از طرف شرکت ملی گاز انجام شده است تا ظرفیت انتقال گـاز ایران به کشورهای مختلف همسایه و اروپایی‌ها از طرفق مختلف افزایش یابد. برخی از این فعالیت‌ها به شـرح زیر است:

طرح گازرسانی ایران به کشورهای هند و پاکستان از طریق خط لوله به خط لوله صلح معروف شده است. براساس تفاهم‌های انجام شده، ایران متعهد می‌شود که تا مدت 25 سال، گاز خود را با قیمت ارزان به هند و پاکستان بفروشد. طرح ابتدایی خط لوله صلح، به سال 1979 باز می‌گردد، اما شروع بحث صادرات گاز ایران به هند در سال 1990 مطرح شد. گفتگوها بر سر این طرح که نام گرفته از ده سال پیش برای کاهش دادن مناقشات میان پاکستان و هند برای این طرح پیشنهاد شد. توافق" خط لوله صلح " اصلی برای احداث خط لوله انتقال گاز ایران به هند از طریق خاک پاکستان در سال 1994 به دست آمد، اما سبب تنش سیاسی بین هند و پاکستان برای چند سال به طور جدی دنبال نشد، تا اینکه در سال 2004 ، با آغاز روند بهبود روابط دو کشور این طرح دوباره مورد بررسی قرار گرفت. در این میان مهمترین موضوع و نقطه اشتراک تمام بحث‌ها در این سال‌ها، ابراز تمایل پاکستان و هند برای خرید گازطبیعی ایران و خواست جدی ایران برای فروش گاز خود است و همواره برگزاری جلسات سه جانبه و تفاهم بر موضوعات جزئی این طرح نقطه انفصال این طرح نام گرفته است. طول خط لوله ایران به هند 2700 کیلومتر است و قرار است گاز صادراتی ایران را از مسیر پاکستان به هند منتقل کند. پیش‌بینی شده است که در صورت توافق نهایی، 1100 کیلومتر از این خط لوله در ایران، 1000 کیلومتر در پاکستان و 600 کیلومتر در هند احداث شود. با تکمیل این طرح، روزانه 150

[1] . سید محمد مهدی تسلطی (۱۳۸۴)

میلیون مترمکعب گاز ایران به هند و پاکستان صادر می‌شود که 90 میلیون مترمکعب آن برای هند و 60 میلیون مترمکعب آن برای پاکستان در نظر گرفته شده است.

تهاتر گاز با برق :کشور ارمنستان به ازای هر یک مترمکعب گازی که دریافت می‌کند 3 کیلووات ساعت برق به شرکت توانیر تحویل خواهد داد. هم اکنون 250 مگا وات که بعد به یک هزار مگاوات در مقابل ۱.۵ میلیون مترمکعب گاز که به 3 میلیون مترمکعب افزایش خواهد یافت، مورد مبادله قرار خواهند گرفت.

برای صادرات گاز به اروپا گزینه‌های مختلفی مطرح است. یکی از این گزینه‌ها مسیر ترکیه و اتصال به خط لوله و مسیر دیگر از خاک ترکیه برای اجرای خط لوله پرشین (خط لوله نهم سراسری) است. اما غیر از این دو مسیر گزینه‌های دیگر نیز مطرح است که شامل ساخت خط لوله‌ای از خاک عراق و سوریه و انتقال آن به جنوب ایتالیا است. مسیر عراق و سوریه هم گزینه بسیار مهمی است، چرا که بخش اعظم آن از دریا عبور می‌کند. البته به غیر از این مسیرها، صدور گاز از طریق کشورهای آذربایجان و عربستان نیز به عنوان دو گزینه دیگر مطرح است .در حال حاضر فشارهای خارجی باعث شده که کشورهای اروپایی برای "صلح " به طور مستقیم وارد مذاکره با ایران نشوند ولی به هر حال آنها به گاز ایران نیاز دارند. طراحی ادامه خط لوله صادرات گاز به پاکستان ادامه روند مذاکرات صادرات گاز به کشورهای عراق، امارات، کویت، عمان و بحرین، مذاکره با اروپا، چین، هند و سوریه برای فروش گاز و افزایش فعالیت‌های شرکت در زمینه اجرای پروژه‌های ال.ان.جی از جمله مهمترین برنامه‌های شرکت ملی گاز در سال 89 است.

با توجه به نکات فوق می‌توان به این نتیجه رسید که عزم شرکت ملی گاز ایران برای صادرات جزم می‌باشد و هرچه زودتر در راستای نهایی کردن مذاکرات اقدامات لازم را انجام می‌دهد.

۴-۴-۴. مقایسه اقتصادی تزریق گاز طبیعی به میادین نفتی و صادرات آن

در این قسمت به مقایسه ۲ پروژه که اولی تزریق گازطبیعی به میادین کشور (گازطبیعی که پارس جنوبی استخراج می‌شود و پس از جداسازی مایعات گازی از طریق لوله و به کمک ایستگاه‌های تقویت فشار به حوزه موردنظر برای تزریق ارسال می‌گردد). و دومی پروژه‌ی صادراتی گازطبیعی (از طریق خط لوله و یا به صورت گازطبیعی مایع شده)، گازطبیعی از میدان پارس جنوبی استخراج می‌شود.

پروژه های تزریق به میادین نفتی

این پروژه یک جریان درآمدی (حاصلضرب قیمت در مقدار نفت خام اضافه شده ناشی از تزریق گاز در طی دوره بهره‌برداری، بدست می‌آید که به شدت به نوسانات قیمت وابسته است و بنابرین لزوم برآورد دقیق‌تر قیمت نفت را تاکید می‌کند.) و یک جریان هزینه‌ای (شامل هزینه‌های سرمایه‌ای در بخش بالادستی و ساخت و اجرا و هزینه‌های عملیاتی هرکدام می‌باشد.) دارد.

اگر برای محاسبه ارزش اقتصادی پروژه‌ها از شاخص نرخ بازده‌ی داخلی استفاده می‌شود.

$$o = \sum \frac{R_{jt}^{I} - C_{jt}^{I}}{(1+irr_{j}^{I})^{t}}$$

R_{jt}^{I} = درآمد نقدی حاصل از فروش نفت خام ازدیاد برداشت در پروژه j ام در سالt(Q_{jt}^{I} مقدار نفت خام برداشت شده ناشی از تزریق)

C_{jt}^{I}= جریان نقدی مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی پروژه تزریق گاز j ام در سال t می‌باشد. برای محاسبه معادل گازی یک بشکه نفت خام معمولا" از روش موازنه مواد استفاده می گردد.

$$(1/a) = Equivalent\ Gas = Q/Q' = (B_O + (GOR - R_S)B_{gp}) / B_{gi}$$

Qحجم گاز تزریقی در شرایط اتمسفر، Q'حجم نفت تولیدی در شرایط اتمسفر، B_O ضریب حجمی نفت خام، GOL نسبت گاز به نفت تولیدی، R_S نسبت گاز به نفت محلول، B_{gp} ضریب حجمی گاز تولیدی و B_{gi} ضریب حجمی گاز تزریقی است. این مقدار برای پارس جنوبی در دمای ۲۳۰ درجه فارنهایت و فشار ۵۰۰۰ P_{si} معادل ۰/۰۰۳۹۳ است. پس فرمول کلی برای محاسبه شاخص نرخ بازده داخلی در مورد پرژه‌های تزریق گازطبیعی بصورت زیر است.

$$o = \sum \frac{p_{jt}^{I} a_j Q_{jt}^{I} - C_{jt}^{I}}{(1+irr_{j}^{Ik})^{t}}$$

پروژه های صادرات گاز طبیعی

پروژه صادرات I ام ،فروش مقدار میلیون مترمکعب گاز در سال به کشور خریدار I ام برای مدت ۳۰ نشان می دهد.

$$0 = \sum \frac{R_{it}^{E} - C_{it}^{E}}{(1+irr_{i}^{E})^{t}}$$

R_{it}^{E} = درآمد نقدی حاصل از فروش گازطبیعی به کشور i ام در سال t ام

C_{it}^{E}= جریان نقدی مجموع هزینه ای سرمایه و عملیاتی برای پروژه i ام در سال t ام

می باشد. تمام پروژه‌های مطرح برای صادرات گاز ایران از طریق خط لوله و LNG به ۵ گروه تقسیم می‌شود و به کمک مدل ارزیابی اقتصادی تنظیم شده برای آنها و برآورده‌های مختلف از قیمت گازطبیعی، محاسبات مربوط به بازده انتظاری و انحراف معیار آنها به شرح زیر است:

۴-۴-۳-۱. فرآیند مدیریت پروژه‌های صادرات گازطبیعی

مدیریت برنامه‌ریزی و اجرایی پروژه‌های بین‌المللی خرید و فروش گازطبیعی به طور مستقیم تابع میزان و شدت پیچیدگی آن پروژه است. پروژه‌های بین‌المللی گازطبیعی به دلایل مختلف از پیچیدگی بسیاری برخوردار است:

۱- تعداد کشورهای صادرکننده و یا تقاضاکننده

۱-۱ چند فروشنده، یک خریدار

۱-۲ چند خریدار، یک فروشنده (خط لوله صادرات روسیه به کشورهای اروپایی- ایران به هند و پاکستان)

۱-۳ یک خریدار، یک فروشنده (ایران به ترکیه – ترکمنستان به ایران)

۱-۴ چند فروشنده، چند خریدار (خط لوله ناباکو – NABUCCO)

۲ – معمولا هرچه تعداد خریداران از یک خط لوله بیشتر باشد پروژه اقتصادی‌تر است.

۳ سخت‌تر بودن امکان دسترسی به توافقات نهایی همراه با تعدد طرف‌های درگیر در پروژه.

به دلیل:

۳-۱ تفاوت در مبانی حقوقی و قانونی کشورهای مختلف

۳-۲ اختلافات بین دول مختلف

۳-۳ ویژگی‌های اقتصادی و ریسکی مختلف

۳-۴ تفاوت در ویژگی‌های زیست محیطی و شرایط جغرافیایی

۳-۵ تفاوت در استانداردها

محوظات کلی قرارداد خرید فروش گازطبیعی GSPA عبارتند از:

۱- تعاریف و تفاسیر

۲- دوره قرارداد Duration

۳- نقطه تحویل، انتقال مالکیت و ریسک Delivery Point

۴- زمان شروع بهره‌برداریCommencement Date

۵- مقدار گاز

۶- قیمت و فرمول قیمت‌گذاری

۷- صورت حساب و پرداخت‌ها

۸- تسهیلات و تجهیزات خریدار و فروشنده
۹- مشخصات فیزیکی و شیمیایی گاز
۱۰- اندازه‌گیری و تست
۱۱- ضمانتنامه‌ها
۱۲- فورس ماژور
۱۳- تعهدات و غرامات Liability & Indemnity
۱۴- داوری و محاکم
۱۵- خاتمه قرارداد
۱۶- موارد متفرقه

دوره قرارداد معمولا ۲۵ تا ۳۰ ساله منعقد شده و از سه بخش تشکیل می‌شود:

۱- دوره اولیه_ افزایش ظرفیت Build Up Period
۲- دوره عرضه ثابت Plateau Period
۳- دوره تجدید قرارداد Extension Period

نقطه تحویل، انتقال مالکیت و ریسک

در نقطه تحویل که به توافق طرفین می‌رسد، فروشنده متعهد است که گازطبیعی را مطابق با مشخصات توافق شده، از نظر:

۱- مقدار گاز Gas Quantity
۲- ترکیب گاز Gas Composition
۳- ارزش حرارتی گاز Gross Heating Value(GHV)
۴- فشار گاز Gas Pressure

به خریدار تحویل نماید. مالکیت و ریسک‌های مربوطه تماماً در این نقطه به خریدار منقل می‌شود. تا قبل از آن تمام ریسک‌ها متوجه فروشنده است.

مقدار گازطبیعی:

مقدار گازطبیعی در شرایط مختلف مورد توافق قرار می‌گیرد. مقدار گازطبیعی در یک قرارداد با واژه‌های مختلف تعریف و مورد توافق واقع می‌شود:

۱- مقدار قرادادی سالانه Annual Contract Quantity (ACQ)

معادل مقدار گازطبیعی است که فروشنده متعهد می‌شود در یک سال قراردادی به خریدار تحویل نماید.

۲- مقدار قراردادی متوسط روزانه Average Daily Contract (ADCQ)

معادل مقدار گاز متوسط روزانه‌ای است که به خریدار تحویل می‌شود.

ACQ = ADCQ* 365 Days

۳- حداکثر مقدار قراردادی روزانه

Maximum Daily Contract Quantity (Max DCQ)

۴- حداقل مقدار قراردادی روزانه

Minimum Daily Contract Quantity (Min DCQ)

معمولاً مقدار گاز مورد تقاضا از طرف خریدار تابع شرایط مختلف به خصوص نوسانات فصلی دما است. لذا این مقدار در طول سال دچار نوسان بده و طرفین برای مبادله گاز در ماه‌های مختلف سال در مقادیر مختلف توافق می‌کنند. با توجه به ضرورت طراحی مهندسی و فنی تاسیسات انتقال این نوسانات نمی‌تواند از یک دامنه‌ای بیشتر باشد.

۵- مقدار گاز اضافی Excess Gas

در صورت درخواست خریدار برای دریافت گاز ضافی بر Max DCQ آن را به فروشنده اطلاع داده و چنانچه فروشنده قادر به تامین آن باشد، مقدار گاز تحویلی را به خریدار تحویل می‌دهد. طبیعی است در این حالت به صورت توافقی قیمت مقدار گازطبیعی بیشتر از قیمت گاز قراردادی است. و در صورت درخواست فروشنده برای تحویل گاز اضافه بر مقدار گاز توافقی در آن دوره، آن را به خریدار اطلاع داده و چنانچه خریدار موافقت نماید، مقدار گاز اضافی به قیمتی کمتر از قیمت قراردادی گاز تحویل می‌شود.

حداقل مقدار قراردادی سالانه : Min. ACQ

تعهد دریافت گاز یا پرداخت وجه Take Or Pay Obligation:

خریدار متعهد است که در طول یک سال قراردادی یا گاز معادل حداقل مقدار قراردادی سالانه را دریافت نموده و وجه معادل آن را مطابق قیمت قراردادی پرداخت نماید، یا چنانچه قادر به دریافت حداقل مقدار قراردادی سالانه نشد، وجه معادل آن را پرداخت نماید.

Min. ACQ = 0.9 *Adjusted ACQ

مقدار قراردادی سالانه تعدیل شده Adjusted ACQ:

معادل مقدار قراردادی سالانه گاز منهای :

۱- مجموع کل گازی که به علت مسائل فورس ماژور خریدار مطابق قرارداد، خریدار موفق به دریافت آن نشده است.
۲- کل گازی که به علت بدهی‌های سال قبل تحویل شده است.
۳- مجموع کل گازی که به علت غیرکیفی بودن، خریدار آن را نپذیرفته است.
۴- مجموع کل گازی که به هر علت از جمله مسائل فورس ماژور فروشنده، فروشنده موفق به تحویل آن نشده است.

کسری سالانه گاز Annual Deficiency:

مقدار گازی که در طول یک سال قراردادی به هر دلیل به خریدار تحویل داده نمی‌شود. این مقدار کسری باید در محاسبات کل گاز لحاظ شده و مطابق قرارداد برای آن تصمیم‌گیری شود.

مقادیر پیش فروش شده Carry Forward Quantity:

مقدار گازی است که به بنا به درخواست خریدار و موافقت فروشنده در هر سال تحویل شده و به عنوان اعتبار برای فروشنده لحاظ می‌شود.

گاز جبرانی Make Up Gas

اگر در طول یک قراردادی خریدار وجه گازی را پرداخت نموده باشد ولی قادر به تحویل آن نباشد، آن مقدار گاز اعتباری برای خریدار و در محاسبات لحاظ می‌شود. این مقدار گاز باید بر اساس یک توافق منطبق با قرارداد در یک یا چند دوره برای خریدار جبران شود.[1]

[1] از آقای دکتر تورج دهقانی جهت در اختیار قرار دادن مطالب این بخش تشکر و قدردانی می‌شود.

۴-۴-۳-۲. بازارهای بالقوه گاز ایران

با عنایت به رشد متوسط سالانه حداقل ۳ درصدی تقاضای گازطبیعی در بازارهای جهانی می‌توان شرایط بالقوه بازارهای صادراتی گاز ایران را امیدوارکننده تلقی نمود، ولی این واقعیت را نیز باید در نظر گرفت که ایران در منطقه‌ای قرار دارد که بیش از ۴۰ درصد از ذخایر اثبات شده گاز جهان در این منطقه واقع شده است.[۱] درضمن به دلیل نوع خاص تجارت، گازطبیعی عموماً در بازارهای انحصاری منطقه‌ای دادوستد می‌شود. به‌طوری که عرضه‌کنندگان محدودی امکان دسترسی به یک بازار را دارند و از طرف دیگر نیز در خود بازارها معمولاً توزیع‌کنندگان محدودی، گازطبیعی را به مصرف‌کنندگان نهایی آن اعم از بخش‌های خانگی، تجاری یا نیروگاهی می رسانند. این واقعیت باعث می‌شود که بازارهای همسایه توسط کشورهای رقیب در منطقه هدف-گیری شوند و ایران از دستیابی به بازارهای بالقوه‌ای که در مجاورت آن قرار دارند، محروم گردد. اهمیت این مساله هنگامی پررنگ‌تر می‌شود که به ماهیت قراردادهای گازی خط لوله که عموماً قراردادهایی طویل‌المدت می‌باشند توجه نماییم. براین اساس از دست دادن یک بازار بالقوه معادل محرومیت از دستیابی به این بازار برای مدتی بسیار طولانی خواهد بود.[۲] در حال حاضر بازارهای بالقوه گاز ایران عبارتند از:

- کشورهای جنوب شرق آسیا (کره جنوبی، ژاپن)
- کشورهای پاکستان، هند و چین
- بازارگاز اروپا
- کشورهای حوزه خلیج فارس
- کشورهای شوروی سابق

بازارهای بالقوه فوق‌الذکر را می‌توان به دو گروه اصلی بازار گاز آسیا و بازار گاز اروپا تقسیم نمود. نقاط قوت و ضعف هریک از این دو بازار ذیلاً مورد بررسی قرار گرفته است[۳].

بازار آسیا با وجود تقاضای نسبتاً بالا برای گاز و رشد خوب آن، همچنین به‌رغم ابعاد و جنبه‌های سیاسی و استراتژیک با همسایگان شبه قاره هند، بازاری ناشناخته و امتحان نشده است. خطوط لوله از مناطق ناامنی مانند بلوچستان عبور می‌کند. اختلاف‌های دیرینه هند و پاکستان هم هر لحظه ممکن است دشواری‌هایی را ایجاد کند. قابلیت هر دو کشور به پرداخت هزینه‌ها و قیمت گاز هم اعتبار چندانی ندارد، اما هر دو کشور قابلیت بالایی برای مصرف دارند و جایگزین‌های بهتری هم در اختیار ندارند. در هر صورت با توجه به ظرفیت

[1] BP Statistical Review of World Energy June 2011
[2] BP Statistical Review of World Energy June 2011
[3] بهروزی‌فر، مرتضی (۱۳۸۵)

بالای توسعه گاز ایران، پس از اروپا، امکان صدور به بازارهای آسیا هم وجود دارد. آینده دورتر تجارت جهانی گاز تا حد زیادی در گرو توسعه LNG و GTL خواهد بود و ایران هم طرح‌هایی در دست بررسی و اقدام دارد. هر دو روش پرهزینه هستند و فناوری‌های پیشرفته‌ای لازم دارند. از سوی دیگر، فناوری آنها انحصاری و ممکن است در شرایط کنونی دسترسی به آنها برای ایران وجود نداشته باشد. تجارت جهانی گاز تا چند دهه آینده به وسیله خطوط لوله خواهد بود و همین خطوط لوله هستند که میان کشورها و همسایگان، وابستگی‌ها و مسئولیت‌های مشترک درازمدت ایجاد می‌کند. به نظر کارشناسان، روسیه نمی‌تواند خواسته‌های خود را در مورد سیاست‌های صدور گاز به ایران تحمیل کند. بلکه از طریق دادن مشوق‌های مالی و فنی در مسیر خط لوله آسیایی می‌تواند گسترش سیاست تجارت گاز ایران با پاکستان و هند را آسان کند و آن را شتاب بخشد. اروپایی‌ها هم این را می‌دانند و می‌کوشند تا استراتژی صدور گاز ایران را تا حد امکان متوجه اتحادیه اروپا سازند.[1]

بازار اروپا علاوه بر دلایل سیاسی و امنیتی، به چند دلیل می‌تواند بازار خوبی برای صادارات گاز ایران باشد. و دلایل آن عبارتند از:

- ❖ بازار گاز اروپا تحت تأثیر ناامنی تأمین انرژی از روسیه است.
- ❖ تراز گاز این کشورها، منفی است.
- ❖ قراردادهای گازی اروپاییان تا سال ۲۰۱۰ بود و بعد از آن برای کسری تراز گاز خود مجبور به انعقاد قراردادهای جدیدی می‌باشند.
- ❖ بازار انرژی کشورهای اروپایی بسیار شفاف است و میزان تقاضا در آنها مشخص است می‌تواند محل خوبی برای صادرات گاز ایران گردد.[2]

ذکر این نکته ضروری است که کشورهای اروپایی از نظر مسائل امنیت ملی، همواره خواستار متنوع کردن مبادی واردات انرژی و به‌ویژه گاز (که دارای کشش قیمتی تقاضای بسیار پایینی در دهه‌های اخیر می‌باشد) بوده‌اند، بنابراین می‌توان ادعا کرد که این کشورها در حال حاضر به‌دنبال دست‌یابی به منابع جدید گاز در جهان هستند و با توجه به ظرفیت‌های بالقوه یاد شده در ایران؛ جمهوری اسلامی می‌تواند گزینه‌ی بسیار مناسبی برای صادرات گاز به اروپا باشد، که این مسئله خود مستلزم سرمایه‌گذاری کشورهای اروپایی برای توسعه‌ی صادرات گاز ایران و حل چالش‌های تکنولوژیکی و مالی کشور در زمینه‌ی صادرات گاز می‌باشد.

بنابراین با توجه به موقعیت جغرافیایی اروپا، عملاً اقتصادی‌ترین منابع تامین گاز اتحادیه‌ی اروپا، کشورهای آفریقایی و خاورمیانه و به‌ویژه ایران خواهند بود. طبق پیش‌بینی‌های آژانس بین‌المللی انرژی، حجم صادرات

---

1 EIA., 2010

2. رضا رستمی ثانی،۱۳۷۵

گاز این دو منطقه طی سال‌های ۲۰۰۶ تا ۲۰۳۰ به‌ترتیب ۱۸۵ و ۲۶۸ میلیارد مترمکعب در سال افزایش می-یابد. بنابراین، این کشورها می‌توانند تامین‌کننده بالقوه گازطبیعی اروپا باشند.

در سال‌های اخیر با افزایش شدید قیمت نفت‌خام و گازطبیعی در جهان بسیاری از پروژه‌های گازی مورد توجه سرمایه‌گذاران قرار گرفته است، پروژه‌های صادرات گاز ایران علی‌الخصوص پروژه صادرات گاز به اروپا را نیز می‌توان در زمره این پروژه‌ها برشمرد. روند افزایشی قیمت گازطبیعی این فرصت را برای کشورمان به وجود آورده است تا طرح‌هایی چون صادرات گاز ایران به اروپا بیش از پیش مورد توجه قرار گیرد.

عمده‌ی صادرات گازطبیعی ایران به روش سنتی خط لوله و گازطبیعی مایع شده (LNG) صورت می-پذیرد. به‌طور خلاصه در خصوص مقایسه دو روش عنوان شده جهت انتقال گاز می‌توان به این نکته اشاره کرد که جهت شناسایی بهترین روش اقتصادی عرضه گاز، بررسی دو پارامتر فاصله و حجم مبادلات، اصلی‌ترین فاکتورهای تاثیرگذار در انتخاب سناریوی انتقال است. برای مسافت‌های کوتاه قطعاً صادرات به شیوه‌ی خط لوله دارای توجیه اقتصادی است و معمولاً هم از همین روش استفاده می‌شود.[۱] برای مسافت‌های طولانی‌تر نیز از روش LNG استفاده می‌شود.

بازارهای بالقوه خط لوله؛ نقاط قوت و ضعف

در بررسی بازارها باید به دو هدف کلی توجه کرد: ۱.بعد اقتصادی و تضمین سود بلندمدت ۲. بعد استراتژیک براساس جغرافیایی به بازارهای منطقه‌ای و بین‌المللی دسترسی دارد.

در شمال؛ بازارهای آذربایجان و ارمنستان قرار دارند که به‌دلیل تقاضای پایین، حجم صادرات به این کشورها قلیل است ولی می‌توان به‌عنوان بازارهای استراتژیک مطرح باشند. در شرق؛ بازارهای هند و پاکستان وجود دارند که دارای پتانسیل بالا برای جذب گاز هستند ولی از لحاظ اعتبار و تضمین پرداخت در سطوح پایین‌تری نسبت به کشورهای اروپایی قرار دارند و به همین دلیل باید این بازارها را در رده بازارهای اقتصادی-استراتژیک طبقه‌بندی کرد. این بازار نیز دارای مشکلاتی است که می‌توان به‌صورت زیر طبقه‌بندی نمود:[۲]

۱. مشکلات پرداخت به موقع خریدار
۲. عدم تضمین امنیت خط لوله در داخل خاک پاکستان و احتمال بروز موارد متعدد فورس ماژور در طرف تقاضا
۳. سطح پایین قیمت‌ها که در این رابطه قیمت گاز با قیمت معادل فرآورده‌های با سولفور بالا مقایسه می-گردد.

---

[1] رافائل کاندیوتی، ۱۳۸۸

[2] Kumar Verma,SH (2006)

در جنوب ایران؛ کشورهای عربی حوزه خلیج‌فارس قرار دارند، در این بخش قطر با تمام قوا به‌عنوان یک عرضه‌کننده جهانی گاز در حال بهره‌برداری از مخزن مشترک پارس جنوبی است. در غرب کشورمان؛ کشور ترکیه واقع شده است. اهمیت ترکیه نه‌تنها به‌عنوان یک مصرف‌کننده بلکه به‌عنوان دروازه ترانزیت گاز ایران به اروپا، بسیار بالاست. به عبارتی معقولانه‌ترین راه برای ورود به اروپا، مسیر ترکیه است[1] و از همین طریق نیز ایران می‌تواند از لحاظ اقتصادی دارای اهمیت زیادی باشد ولی ورود گاز کشورمان به اروپا می‌تواند از لحاظ اقتصادی دارای اهمیت زیادی باشد ولی ورود به این بازار هم دارای مشکلاتی نظیر: هزینه‌های ترانزیت، وجود رژیم‌های حقوقی مختلف پیش‌روی انتقال گاز تا مرز اروپا، تضمین عرضه بلندمدت گاز، وجود بازار رقابتی و تعیین قیمت براساس مکانیزم بازار و انحصار روسیه در صادرات گاز به اروپا می‌باشد.

بازارهای بالقوه LNG؛ نقاط قوت و ضعف

یکی از مشخصه‌های بارز صادرات گازطبیعی مایع شده انعطاف‌پذیری آن از لحاظ عرضه به بازارهای مختلف است. به‌عبارتی می‌توانند بدون درگیری با رژیم‌های حقوقی متفاوت گاز را توسط کشتی‌های مخصوصLNG به تمام نقاط دنیا صادر نمود. مسائلی که در ارتباط با صادرات گاز به روش LNG وجود دارد به شرح زیر است:

- نیاز به سرمایه‌گذاری بالا و بالطبع نیاز به تامین مالی پروژه
- وجود زنجیره از بالادستی تا پایین‌دستی- تقریباً تمام طرح‌های بالادستی پروژه‌های LNG به‌صورت قراردادهای مشارکت در تولید می‌باشد که باعث پیوست بین بالادستی و پایین‌دستی می‌شود ولی در ایران قراردادهای BUY BACK تا حدودی باعث قطع این زنجیره می‌گردد.
- وجود پیچیدگی و محدودیت در فناوری مایع‌سازی، به‌طوری‌که بیش از ۹۰٪ از لایسنس آن در اختیار شرکت‌های آمریکایی است و بقیه به شرکت‌های اروپایی تعلق دارد و به دلیل مشکل تحریم مشکلاتی در دستیابی و بکارگیری آن‌ها وجود دارد.[2]

۴-۴-۳-۳. موانع و محدودیت‌های صادراتی گازطبیعی ایران

کشور ما برای صادرات گاز خود با محدودیت‌های فنی، مالی، سیاسی، مدیریتی و ملاحظات مصرف داخلی روبه‌رو است. سرمایه‌گذاری کم در تاسیسات کشور مثل پارس جنوبی (میدان عظیم مشترک گاز ایران با قطر) و از دست دادن حجم گازی که بی‌مهابا توسط قطر برداشت می‌شود و همچنین تحریم ایران، ریسک بالای

[1] برنامه‌ریزی تلفیقی وزارت نفت،۱۳۸۷

[2] منصور خلیلی عراقی، ۱۳۸۷

سیاسی ایران و همچنین ضعف بازارهای در دسترس ایران از لحاظ ملاحظات سیاسی و اقتصادی، از موانع صادراتی ایران لحاظ می‌شود.[1]

چالش‌هایی که در مسیر صادراتی گاز کشور وجود دارد، می‌توان بدین‌صورت مورد توجه قرار داد. اکثر میادین نفتی ایران در نیمه دوم عمر خود قرار داشته و برای افزایش و حفظ بازیافت نیاز به تزریق بیش از گذشته را دارد. مساله دیگر نیاز داخلی کشور است، مصرف کشور در حال رشد است و سیاست‌های دولت در شبکه گازرسانی و جایگزینی با فرآورده‌های نفتی، قیمت‌گذاری داخلی، اتلاف انرژی، رشد جمعیت و تکنولوژی انرژی‌بر در کشور به این شتاب مصرف دامن می‌زند.[2]

جدول2.روند صادرات و واردات گازطبیعی ایران (۱۳۷۷-۱۳۸۷) (میلیارد مترمکعب)

شرح / سال	1377	1378	1379	1383	1384	1385	1386	1387
واردات	1863.0	2109.7	3286.7	5856.0	5175.7	6263.4	6168.5	7067.5
صادرات	-	-	-	3509.9	4735.4	5726.9	5621.0	4714.1

منبع: ترازنامه انرژی کشور۱۳۸۷

تحریم آمریکا و اقدامات این کشور علیه ایران مانع بزرگی در صادرات و چانه‌زنی‌های ایران در قراردادهای آنها می‌باشد. تحریم‌های آمریکا علیه ایران، لیبی و عراق تاثیر چشم‌گیری بر بخش انرژی این کشورها گذاشته است. این تحریم‌ها شامل سخت‌ترین اقدامات مانند توسل به نیروهای نظامی، عملیات سری، تهدید و از سوی دیگر تدابیر دیپلماتیک، اخراج دیپلمات‌ها، احضار سفیر، اعتراض رسمی و به تعلیق آوردن مبادلات فرهنگی را در بردارد. این تحریم‌ها باعث به تعویق افتادن سرمایه‌گذاری‌ها، محدودیت‌های تکنولوژی، نگرانی طرف تقاضا و سایر هزینه‌ها شده است. آمریکا همواره از مسیرهای غیر ایرانی حمایت کرده و از مسیرهای ایرانی مخالفت ورزیده است. خط لوله BTC (باکو- تفلیس- سیحال) با اراده و حمایت امریکا انجام گرفت و نفت و گاز آذربایجان را به مدیترانه رسانید.

نقش تکنولوژی و جغرافیای فیزیکی

گازطبیعی با توجه به ماهیت فیزیکی خود با مشکلاتی در انتقال و حتی در مصرف روبرو می‌باشد؛ دشواری انتقال گاز به مناطق دوردست، گاز را به‌عنوان یک کالای منطقه‌ای قرارداده است، ولی ظهور تکنولوژی‌های نوین تحول زیادی در زنجیره فرآیند گازطبیعی از تولید تا مصرف ایجاد کرده است. گازطبیعی از طرق مختلف

[1] محمد مزرعتی، ۱۳۸۶

[2] . مسعود درخشان، ۱۳۸۱

از جمله مایع‌سازی تحت سرما (LNG)، تبدیل به مواد پتروشیمی و با استفاده از تکنولوژی‌ها قابلیت انتقال و خرید و فروش بالایی پیدا کرده است. فناوری LNG با توجه به پیشرفتهای تکنولوژیکی اخیر خود و کاهش هزینه‌های تولید و همچنین افزایش قیمت گاز در بازارهای مهم نظیر اروپا، اقتصادی‌ترین راه انتقال گاز به بازارهای دوردست می‌باشد.[1] البته به‌دلیل محدودیتهای طرف تقاضا در دریافت LNG و همچنین کمبود ترمینال‌های دریافت LNG، استفاده از این تکنولوژی با دشواریهایی روبرو است. این فناوری نیاز به دانش فنی پیشرفته‌ای دارد و اکثر شرکت‌های فعال در آن آمریکایی هستند. استفاده از GTL نیز نیازمند طیف وسیعی از تجهیزات، دانش فنی و نیروی انسانی ماهر می‌باشد که خود محرکی برای توسعه صنعت و اقتصاد کشور خواهد شد. البته LNG و GTL بسیار سرمایه‌بر بوده و دارای ریسک بالایی از نوع ریسک ساختار هزینه[2] هستند؛ تکنولوژی در توسعه‌ی پروژه‌های LNG بسیار بحث برانگیزتر از خط لوله می‌باشد. شاید مهمترین عامل کاهش در هزینه‌های صنعت LNG ناشی از افزایش اندازه‌ی واحدهای مایع‌سازی Train بوده است. انتقال از توربین‌های بخار به توربین‌های گازی و افزایش اندازه‌ی تورینهای گازی، کارخانه‌های مایع‌سازی را قادر با افزایش ظرفیت تولید بوده است. تکنولوژی تاثیر به‌سزایی در توزیع منافع ترمینالها دارد. امروزه مخالفتهای عمومی فزاینده‌ای با ساخت ترمینالها و محل استقرار آنها در برخی کشورها وجود دارد.

آنچه در برخورد با تکنولوژی‌های جدید اهمیت دارد این است که، هنوز بسیاری از این تکنولوژی‌ها از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نیستند و دیگر اینکه انتقال تکنولوژی در آن به سادگی صورت نمی‌گیرد؛ مخصوصاً برای کشوری مثل ایران که دچار مشکلات سیاسی بین المللی است.

۴-۴-۳-۴. وضعیت آینده انرژی ایران در صورت ادامه صادرات گاز

برای اطلاع اهداف بخش انرژی کشور ایران، باید به اسناد بالادستی در نفت و گاز مندرج در سیاست‌های کلی نظام در بخش انرژی، قانون برنامه چهارم توسعه و سیاست‌های کلی برنامه پنجم توسعه توجه نمود. به طور مثال:

- ✓ افزایش ظرفیت تولید صیانت شدهٔ نفت متناسب با ذخایر موجود
- ✓ افزایش ظرفیت تولید گاز، متناسب با حجم ذخایر کشور به منظور تأمین مصرف داخلی و حداکثر جایگزینی با فرآورده‌های نفتی.

[1] OPEC Review Paper 2010

[2] تولیدکنندگان گازطبیعی دارای ریسک بالای در سرمایه‌گذاری در بخش گاز می‌باشند. به‌عنوان مثال در پروژه های LNG هزینه سرمایه‌گذاری در کشورهای مصرف‌کننده شامل ترمینال دریافت‌کننده و تبدیل مجدد گاز (۹-۱۳٪) در مقایسه با هزینه‌های سرمایه‌ای پرداخت شده توسط کشورهای تولیدکننده شامل توسعه‌ی میدان و کارخانه مایع‌سازی (۵۱-۷۰٪) بسیار کوچک می‌باشد. سازمان مطالعات انرژی آکسفورد در یک تحقیق، پروژه‌ی فرضی جدید با ظرفیت ۳/۳ میلیون تن در سال و با فرض ۶۶۰۰ مایل دریایی فاصله از بازار خریدار، هزینه‌ی سرمایه‌گذاری بخشهای مختلف زنجیره‌ی LNG را برآورد کرده است.

- ✓ بهره‌برداری از موقعیت منطقه‌ای و جغرافیایی کشور برای انتقال نفت و گاز منطقه به بازارهای داخلی و جهانی
- ✓ عدم خام‌فروشی و صادرات فرآورده‌ها، قطع وابستگی مالی دولت از درآمدهای حاصل از صادرات این منابع

این در حالی است که وقتی به اسناد چشم انداز صنعت نفت و گاز ایران در افق 1404 و اهداف استراتژیک شرکت ملی گاز ایران که توسط قوه مجریه تنظیم گشته، نگریسته می‌شود، قسمتی به عنوان حفظ جایگاه صادراتی ایران به این اهداف افزوده می‌شود:

- ✓ حفظ جایگاه ظرفیت دومین تولیدکننده نفت خام در اوپک
- ✓ هدف عمده شرکت ملی گاز ایران قرار گرفتن در رتبه سوم جهانی و دراختیار گرفتن 10 در صد از تجارت جهانی گازطبیعی
- ✓ صدور گازطبیعی به کشورهای همسایه؛ از طریق خط لوله و به سایر کشورهای جهان؛ از طریق تولید گاز مایع شده

لذا دیده می‌شود بر خلاف اسناد بالادستی، حفظ سهم صادراتی ایران در اوپک و در بخش گاز به عنوان یکی از اهداف سیاست‌های بخش نفت وگاز در لایه‌های اجرایی دیده می‌شود،که نشان از نبود یکپارچگی در میان سیاست‌گذاران در خصوص مسائل انرژی می‌باشد. این مساله از آن حیث دارای اهمیت است که هدف" حفظ و ارتقای جایگاه صادراتی ایران "با هدف تولید صیانتی نفت و گاز "در تضاد می‌باشد. زیرا تولید صیانتی نفت در گرو تزریق گاز به اندازه کافی به میادین نفتی می‌باشد، در حالی‌که حفظ و ارتقای صادرات نفت و گاز ایران در میان کشورهای اوپک به منزله فروش حداکثری منابع نفتی و به خصوص منابع گازی می‌باشد.

حال سوال اساسی که در این زمینه می‌توان مطرح کرد این است که چرا با وجود مطالعات مختلف فنی و اقتصادی که نشان از برتری روش تزریق گاز به میادین نفتی نسبت به صادرات گاز دارد، سیاستگذاری در ایران در جهت صادرات گاز می‌باشد و تزریق گاز در برنامه‌های مختلف توسعه در سالیان گذشته، همیشه کمتر از حد برنامه‌ریزی شده بوده است؟

در سال‌های اخیر در برخی مقاطع تولید نفت ایران، کمتر از حد در نظرگرفته شده اوپک بوده است. ایران در دو دوره پایین‌تر از سهم در نظرگرفته شده در اوپک تولید کرده است. دوره اول مربوط به سال‌های ۱۳۶۳ الی ۱۳۷۰ که به دلیل جنگ تحمیلی عراق علیه ایران و اثرات آن بود و دوره دوم از سال ۱۳۸۳ شروع شده است که نشان‌دهنده این است که میادین نفتی ایران قادر به تامین سهمیه اوپک نیستند.[1] کاهش طبیعی فشار مخازن نفتی درکنار عدم توجه کافی به راه‌های افزایش حفظ و فشار مخزن که موجب شده برداشت ثانویه در حد مناسب صورت نگیرد، میلیون‌ها بشکه نفت به‌صورت سالیانه از بین می‌رود.

[1] Azadi and Yarmohammad (2011)

دو دلیل اصلی وجود دارد که نشان‌دهنده این است که صادرات گاز نمی‌تواند به عنوان اولویت تخصیص گاز کشور، مطرح شود: کاهش تولید به دلیل مشکلات فنی و مصرف داخلی بسیار بالا. بنا به دلایلی همچون تحریم‌های بین‌المللی، ارتباطات بین‌المللی نه چندان مستحکم، عدم تزریق گاز به اندازه کافی، ناکارآیی سرمایه‌گذاری داخلی و ضعف سیستم بیع متقابل برای قراردادهای مرتبط با تولید نفت، نرخ کنونی تولید بیش از 7 درصد افت کرده است و با وجود روند موجود انتظار می‌رود که در آینده، تولید نفت کشور کمتر هم شود.[1] از طرفی دیگر، رشد سریع مصرف تولیدات نفتی در داخل کشور، افق درخشانی برای آینده صادرات نفت ایران را نشان نمی‌دهد.

جدول3. روند مصرف نفت در ایران (هزاربشکه در روز)

2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1322	1423	1509	1578	1641	1728	1718	1822	1787	**1799**

BP2011

مصرف نفت ایران در سال ۲۰۱۰، ۱۷۹۹ هزار بشکه در روز و تولید ۴۲۴۵ هزار بشکه در روز است.[2] از آن جایی که صادرات می‌تواند حداکثر به اندازه تفاوت تولید و مصرف داخلی صورت بگیرد، می‌توان برآورد کرد که تا چند سال دیگر، ایران قادر به صادرات نفت خام خواهد بود. برای این کار می‌توان سناریوهای مختلفی را براساس نرخ تخلیه (استخراج) و نرخ رشد مصرف داخلی در نظر گرفت.

با توجه به اجرای سیاست‌های واقعی کردن قیمت حامل‌های انرژی در ایران، می‌توان تأخیری چند ساله در این مسأله را در نظر گرفت. زیرا سیاست افزایش ناگهانی قیمت‌های حامل‌های انرژی، سیاست شوک درمانی است که اثرات خود را بر مصرف، در سال‌های اولیه می‌گذارد و چنانچه با سیاست‌های تکمیلی غیرقیمتی نظیر دسترسی وسایل با مصرف انرژی پایین‌تر و بهبود تکنولوژیکی در دستگاه‌های مصرف‌کننده انرژی، همراه نشود، بعد از وقفه‌های چند ساله، مصرف به سطح قبلی خود باز می‌گردد. در تحقیقاتی نیز که در زمینه کاهش مصرف انرژی در کشورهای مختلف جهان صورت گرفته است، عمده دلیل کاهش شدت انرژی و درنتیجه مصرف انرژی، اجرای سیاست‌های غیرقیمتی عنوان شده است.[3] لذا اگر سیاست‌های تکمیلی برای کاهش مصرف انرژی در ایران صورت نگیرد، مصرف بعد از وقفه‌ای 2 تا 3 ساله به سطح قبلی خود بر می‌گردد. بنابراین، باید اعداد بدست آمده را 3 سال اضافه کرد. یعنی حداکثر بعد از دوره‌ای 10 تا 15 ساله، سطح مصرف داخلی از تولید نفت بیشتر می‌شود و بعد از آن حتی به واردات نفت و فرآورده‌های نفتی برای تأمین مصرف داخلی نیاز خواهد بود.

[1] Azadi and Yarmohammad (2011)

[2] BP2011

[3] برای اطلاعات بیشتر در این زمینه به شورای جهانی انرژی(1387) ، بررسی و ارزیابی سیاست های کارآیی انرژی در جهان، مراجعه شود.

فصل پنجم

انرژی‌های تجدیدپذیر

فصل پنجم –انرژی‌های تجدیدپذیر

مقدمه

وضع موجود و شرایط کنونی دنیا به نفع استفاده از منابع تجدیدپذیر برگشت خورده است. دلیل این ادعا هم این است که در حال حاضر کشورهای اروپایی یا حتی آسیایی نظیر هند و چین برای جامعه آینده‌شان تا سال 2020برنامه‌های بسیار مفصلی در راستای برداشت از منابع تجدیدپذیر اندکی که در اختیار دارند، در نظر گرفته‌اند. یعنی تا سال 2020 حدود 20درصد قدرت کشورهای اروپایی در بخش برق می‌بایست از منابع تجدیدپذیر تامین شود. در حال حاضر کشور آلمان بالای۱۴-۱۵ درصد کل ا نرژی‌اش را از منابع تجدیدپذیر تامین می‌کند، کشور آلمان دارای منابع انرژی بادی خوبی است. در همین حال از منابع دیگر نیز بی‌بهره نیست و در چنین شرایطی این کشور علاوه بر اینکه توانسته به تولید 14 درصد از انرژی مورد نیاز کشورش از منابع تجدیدپذیر برسد، توانسته بازار بزرگ صنعت منابع تجدیدپذیر را در دنیا ایجاد کند و به عنوان یکی از اعضای اصلی آژانس بین‌المللی انرژی باشد. مطمئنا هیچ کدام از اقدامات صورت گرفته بی‌هدف و بی‌دلیل نبوده و در پیشبرد آنها حتماً بسیاری مسائل اقتصادی، اجتماعی و زیست محیطی را در نظر گرفته‌اند و درا ین راستا وضعیت آینده خود را پیش‌بینی کرده‌اند. هم اکنون کشور چین بشدت، در تولید نسل جدید توربین‌های بادی و خورشیدی فعالیت می‌کند. این حرکت در دیگر کشورهای آسیای جنوب شرقی همچون تایوان، چین، ژاپن و هند نیز در حال توسعه می‌باشد. حتی در منطقه ما هم ابوظبی و دبی دبیرخانهNGO های منابع تجدیدپذیر را گرفته‌اند و بودجه‌ها و هزینه‌های بالایی معادل16 - 15 میلیارد دلار را در این رابطه به کار برده‌اند. ترکیه نیز در استفاده و نصب توربین‌های بادی و انرژی خورشیدی برای تامین بخشی از انرژی مصرفی‌اش در حال فعالیت است.

در چنین شرایطی در کشور ما با توجه به این که قیمت پایه‌ای انرژی فسیلی تاکنون بسیار پایین بوده و هم اکنون نیز اینگونه است، راه انداختن استفاه از منابع تجدیدپذیر مانند باد و خورشید بسیار مشکل می‌باشد. به این دلیل که سوبسید بسیار زیادی به انرژی فسیلی داده می‌شود و مردم تمایلی به استفاده از مولدهای تجدیدپذیر مثل توربین بادی یا انرژی‌های خورشیدی ندارند، چون اینها به قیمت روز و بدون سوبسید تنظیم شده و عرضه می‌شوند. این در حالی است که چون انرژی‌های فسیلی مشکلاتی درست می‌کند همه کشورها در حال دور شدن از آنها هستند، اما در کشور ما روی این منابع بشدت سوبسید داده می‌شود و از طرف دیگر منابع تجدیدپذیر عظیمی که در کشور هست را نادیده می‌گیریم و هیچ استفاده‌ای از آنها برای تامین انرژی خود نمی‌کنیم. برای اصلاح این مسیر غیرمنطقی باید جریان برعکس شود. یعنی سوبسیدها به جای اینکه به

منبع انرژی فسیلی تعلق بگیرد به منابع تجدیدپذیر داده شود. یکی از نتایج این روند غیرمنطقی سوبسیدها، آلودگی‌های ناشی از سوخت‌های فسیلی یا مضرات دیگری که این منابع بار می‌آورند، می باشد.

منابع تجدیدپذیر نوین شامل انرژی زیست توده مدرن، حرارت و برق زمین گرمایی، نیروگاه‌های برق آبی کوچک، گرمای خورشیدی دماپایین، برق بادی، برق خورشیدی، و انرژی اقیانوسی می‌باشند.

۵-۱. ضرورت و اهمیت منابع انرژی تجدیدپذیر

نیازبه انرژی، یک ضرورت برای استمرار توسعه اقتصادی، تدارک و تامین رفاه و آرمش زندگی بشری است. اما در اینجا این سوال مهم مطرح می‌گردد که آیا منابع انرژی‌های فسیلی جوابگوی نیازهای آتی جهان به انرژی برای بقا، تکامل و توسعه خواهد بود؟

دلایل متعددی برای منفی بودن سوال فوق می‌توان برشمرد: ازجمله محدودیت و درعین حال مرغوبیت انرژی‌های فسیلی که ازنظر منطقی کاربردهایی بهتر ازاحتراق دارند و نیز تحولات تهدیدآمیز در آب و هوای کره‌زمین همچون افزایش دمای کره زمین وافزایش میزان انتشار گازهای آلاینده طی دویست سال گذشته. از دیگر مشکلات زیست محیطی ناشی ازمصرف بی‌رویه انرژی می‌توان به مواردی همچون آلودگی آب، آلودگی دریا، تغییر کاربری اراضی، آثار منفی دفع ضایعات جامد، آلودگی هوا، باران‌های اسیدی و تغییرات جهانی آب و هوا اشاره کرد.

دو راه حل اصلی برای تعدیل این مشکلات وجود دارد که عبارتند از مصرف بهینه‌ی انرژی، و افزایش مهم مصرف انرژی‌های تجدیدپذیر در سبد انرژی‌های مصرفی جهان. درکشورما به کارگیری انرژی‌های نو با موانعی همچون وجود نفت ارزان و منابع غنی هیدروکربنی، عدم شناخت کافی این انرژی‌ها توسط مردم و مسولان و عدم توجیه اقتصادی در سرمایه گذاری‌های اولیه روبه روست. چرا که انرژی‌های تجدیدپذیردر مقایسه با سوخت‌های فسیلی ازهزینه بهره‌برداری پایین‌تر و هزینه‌های سرمایه گذاری بالاتری برخوردارند.

در انرژی‌های تجدیدپذیر، ویژگی‌هایی همچون سازگاری با طبیعت، عدم آلودگی محیط زیست، تجدیدپذیری، پراکندگی و گستردگی منابع آنها در تمام جهان باعث شده است تا این انرژی‌ها بویژه در کشورهای درحال توسعه ازجاذبه بیشتری برخوردار گردند. از آن‌رو، در برنامه‌ها و سیاست‌های بین‌المللی، از جمله در برنامه‌های سازمان ملل متحد ودر راستای رسیدن به توسعه پایدار جهانی، اهمیت ویژه‌ای به منابع تجدیدپذیر انرژی داده می‌شود.

مزایای منابع انرژی تجدیدپذیر

- منابع انرژی تجدیدپذیر عمر طولانی و چرخه‌های طبیعی داشته و برخلاف منابع انرژی تجدید ناپذیر نظیر سوخت‌های فسیلی حتی احتمال پایان این منابع نیز وجود ندارد و این مسئله تداوم مصرف انرژی را برای نسل‌های بعد تضمین می‌نماید.
- منابع انرژی تجدیدپذیر به‌خصوص انرژی‌های بادی و خورشیدی به‌دلیل فراوانی و امکانات مناسب جغرافیایی دارای قابلیت‌های بالایی در تولید انرژی هستند و استفاده از آنها می‌تواند موجب صرفه-جویی در مصرف سوخت‌های فسیلی گردد.
- استفاده منحصر بفرد از نیروگاه‌هایی با سوخت‌های فسیلی موجب ایجاد تمرکز در مناطق تولید انرژی خواهد شد ولی با استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر به راحتی می‌توان در هر محل با شرایط جغرافیایی مناسب اقدام به تولید انرژی نمود و این امر تولید غیرمتمرکز انرژی را در مناطق با جمعیت کم و پراکنده نظیر روستاها و جزایر میسر می‌سازد.
- منابع انرژی تجدیدپذیر برخلاف سوختهای فسیلی دارای ویژگی عدم تولید آلاینده‌های مختلف بوده و در صورت استفاده از این منابع کاهش آلودگی محیط زیست میسر می‌گردد،
- استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر در کنار ایجاد مشاغل مختلف و اشتغال‌زایی می‌تواند موجب بهبود مدیریت مصرف بار در شبکه برق شده و در ساعات پرمصرف شبکه برای یاری رساندن به توان تولیدی نیروگاه‌ها و کاستن از اضافه باردار شدن آنها مورد استفاده قرار گیرد. بررسی تمامی موارد فوق گواهی بر افزایش بهره‌وری انرژی همزمان با کاهش هزینه‌ها و نیز بهبود کیفیت آن در صورت استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر است.

محدودیت‌های منابع انرژی تجدیدپذیر

- با وجود هزینه‌های تعمیر و نگهداری پایین منابع انرژی تجدیدپذیر به‌دلیل هزینه‌های بالای سرمایه-گذاری اولیه استفاده از این منابع انرژی گرانتر از سایر منابع انرژی به‌نظر می‌رسد،
- استفاده از این منابع با محدودیت‌های زمانی و مکانی همراه بوده و مثلاً برای استفاده از انرژی باد، توربین‌ها بایستی در محل‌هایی با سرعت باد کافی و دائمی در تمام طول سال نصب شوند به‌طوری‌که

مینیمم سرعت باد در منطقه برای به‌حرکت درآوردن پره‌ها و تولید انرژی کفایت کند و یا سلول‌های خورشید بایستی در مناطقی با حرارت و نور زیاد و دائمی خورشید نصب گردند.

با وجود محدودیت‌ها و مزایای ذکر شده، دلایل عمده استفاده از منابع انرژی‌های تجدیدپذیر را می‌توان در عوامل زیر برشمرد:

- ✓ کاهش طول عمر منابع انرژی فسیلی در کنار عواملی همچون افزایش جمعیت و رشد اقتصادی، نیاز به پیدا کردن جایگزینی برای آن را از هم اکنون ضروری می‌سازد و اگر کوتاهی در این زمینه رخ دهد، با مشکلات زیادی در آینده نه چندان دور مواجه خواهیم شد. برای این منظور بایستی از هم اکنون به فکر جایگزین کردن یک منبع جدید به جای منابع موجود باشیم.
- ✓ افزایش آلودگی هوا و محیط‌زیست که با استفاده بیش از پیش از منابع سوخت‌های فسیلی و انتشار انواع گازهای آلاینده به‌وجود آمده است و نیاز برای یک جایگزین برای این سوخت‌ها به منظور کاهش آلودگی هوا ضروری می‌باشد.
- ✓ توجیه اقتصادی که با عنایت به قیمت‌های ایجاد و احداث نیروگاهها با سوخت‌های تجدیدپذیر و فسیلی و قیمت برق تولیدی آنها، نشان‌دهنده لزوم استفاده از این منابع برای کاهش هزینه‌های طرح است. استفاده‌های گسترده‌تر از منابع انرژی‌های تجدیدپذیر را در طول سال‌های آینده شاهد خواهیم بود. محدودیت‌هایی در این میان وجود دارند که بی‌شمار و پیچیده بوده و گوناگونی منابع تجدیدپذیر و مشکلات فنی هریک بر این محدودیت‌ها می‌افزاید. هر چند این موضوع در کشور ما بسیار شدید به چشم می‌خورد ولی در کشورهای اروپایی و آمریکایی با گذشت زمان استفاده از سیستم‌های تولید پراکنده بیشتر رواج می‌یابد.

ایران علی رغم داشتن منابع عظیم نفت و گاز باید به منابع تجدیدپذیر انرژی مانند باد، خورشید، بیوماس و دیگر انرژی‌های پیش گفته توجه بیشتر نماید.انتظار می‌رود با توسعه بهره‌گیری از انرژی‌های تجدیدپذیر طبق یک برنامه‌ی مشخص، بتواند بسیاری از چالش‌ها را شناسایی کرد. در تدوین یک برنامه راهبردی به منظور استفاده بیشتر از انرژی‌های تجدیدپذیر لازم است مسائل زیر مورد توجه قرار گیرد:

پتانسیل هر یک از انرژی‌های تجدیدپذیر در ایران، شناسایی و انتخاب مناطق مناسب، ترسیم یک چشم‌انداز مدون برای انرژی‌های نو در ایران، انجام سرمایه‌گذاری با اولویت‌بندی هر یک ازانرژی‌های تجدیدیذیر، ایجاد برنامه‌ای مدون جهت انتقال و توسعه فناوری‌های مربوطه و تدوین شیوها و زمینه‌های مشارکت مردمی در تولید غیرمتمرکز انرژی‌های نو

۵-2. انواع انرژی‌های تجدیدپذیر

امروزه حفظ سلامت اتمسفر از مهمترین پیش‌شرط‌های توسعه اقتصادی پایدار جهانی به شمار می‌آید. از این رو است که دهه‌های آینده به‌عنوان سال‌های تلاش مشترک جامعه انسانی برای کنترل انتشار کربن، کنترل محیط زیست و در واقع تلاش برای تداوم انسان بر روی کره زمین خواهد بود.

بنابراین استفاده از منابع جدید انرژی به جای منابع فسیلی امری الزامی است. سیستم‌های جدید انرژی در آینده باید متکی به تغییرات ساختاری و بنیادی باشد که در آن منابع انرژی بدون کربن نظیر انرژی خورشیدی و بادی و زمین گرمایی و کربن خنثی مانند انرژی بیوماس مورد استفاده قرار می‌گیرند. بدون تردید انرژی‌های تجدیدپذیر با توجه به سادگی فن‌آوری‌شان در مقابل فن‌آوری انرژی هسته‌ای از یک طرف و نیز به‌دلیل عدم ایجاد مشکلاتی نظیر زباله‌های اتمی از طرف دیگر نقش مهمی در سیستم‌های جدید انرژی در جهان ایفا می‌کنند. در هر حال باید اذعان داشت که در عمل عوامل متعددی به‌ویژه هزینه اولیه و قیمت تمام شده بالا، عدم سرمایه‌گذاری کافی برای بومی نمودن و بهبود کارآیی تکنولوژی‌های مربوطه، به حساب نیامدن هزینه‌های خارجی در معادلات اقتصادی، نبود سیاست‌های حمایتی در سطح جهانی، منطقه‌ای و محلی، نفوذ و توسعه انرژی‌های نو را بسیار کند و محدود ساخته است. ولی پژوهشگران و صنعتگران همواره تلاش خود را جهت رفع این مشکلات مبذول می‌دارند.

بطور کلی عمده منابع تجدیدپذیر نوین انرژی شامل انرژی زیست توده مدرن، زمین گرمایی، نیروگاه‌های برق آبی کوچک، انرژی خورشیدی، برق آبی، انرژی بادی و انرژی دریایی می‌باشند.

۵-2-1. انرژی خورشیدی

انرژی خورشیدی نتیجه فرآیند پیوسته همجوشی هسته‌ای در خورشید است. شدت توان تابش خورشیدی در مدار میانگین کره زمین برابر ۱/۳۶۷ kW/m^2 است که به آن ثابت خورشیدی گفته می‌شود. این انرژی سرچشمه تمام انواع دیگر انرژی‌های تجدیدپذیر به جز انرژی زمین گرمایی است. اگرچه کل منبع انرژی خورشیدی ۱۰۰۰۰ برابر مصرف انرژی فعلی بشر است اما اندک بودن شدت این توان و تنوع زمانی و جغرافیایی آن مشکلات عمده‌ای را فراهم می‌نماید که احتمالاً سهم این انرژی را در مخلوط کل انرژی محدود می‌نماید. بنابراین پیش از آنکه سهم محتمل آتی این انرژی را برآورد نماییم لازم است که مشخصات عمده گردآوردنده های خورشیدی را در سطح مورد علاقه درک کنیم.

از انرژی خورشیدی می‌توان برای مصارف خانگی، صنعتی، نیروگاهی و نیز استفاده ازسیستم‌های فتوولتاییک که مستقیماً انرژی خورشید را به الکتریسیته تبدیل می‌کند بهره گرفت. ازجمله کاربردهای دیگر انرژی خورشیدی خارج ازشیوه نیروگاهی، تامین آبگرم بهداشتی توسط آبگرم کن خورشیدی و حمام خورشیدی و تهویه مطبوع خورشیدی، کوره خورشیدی، اجاق‌های خورشیدی و آ ب شیرین کن خورشیدی

است. سرمایه گذاری‌های انجام شده در پروژه‌های خورشیدی تا پایان سال 83حدود ۴۴ میلیارد (عمدتاً به صورت ریالی) بوده وکل سرمایه گذاری لازم برای طرح جمعاً حدود7 میلیارد ریال برآورد شده است که ازطریق وزارت نیرو و سازمان انرژی اتمی دنبال می‌شود. ایران یکی از کشورهایی است که ازتابش نور خورشید با قدرت و توان مطلوب برخوردار است و ازمناطق بسیار مستعد برای بهره‌گیری ازانرژی خورشیدی می‌باشد به طوری که میزان تابش متوسط روزانه آفتاب به ۴ کیلووات ساعت بر متر مربع می‌رسد و متوسط تعداد ساعات آ فتابی، از ۲۸۰۰ ساعت در سال بیشتر است. مقادیر ذکر شده به طور متوسط بیان شده‌اند و در شهرهای کویری کشور همچون یزد، ساعات آفتابی به ۳۲۰۰ ساعت نیز می‌رسد. استان‌های فارس، تهران، خراسان، یزد و سمنان از جمله مناطقی هستند که پتانسیل بالایی برای انرژی خورشیدی دارند.

با توجه به فن‌آوری‌های موجود و وسعت استفاده ازانرژی خورشیدی در دنیا، به نظر می‌آید در بخش‌هایی مانند گرمایش ساختمان‌ها، تولید آب گرم، طبخ غذا، خشک‌کن‌ها و آب شیرین کن‌ها، این انرژی می‌تواند با انرژی‌های رایج، رقابت کند.درحال حاضر، ساخت نیروگاه‌های مستقل خورشیدی به صرفه نیستند ولی نیروگاه‌های چرخه ترکیبی، همچون خورشیدی گازی یا خورشیدی . بخاری بسیار اقتصادی می‌باشد.

فرهنگ‌سازی در استفاده همگانی ازانرژی خورشیدی و شناساندن نقش آن درحفاظت ازمحیط زیست ومصرف بهینه‌ی سایر منابع و ارائه تسهیلات مورد نیازبه این بخش، می‌تواند همگانی شدن استفاده ازاین نوع انرژی را سرعت بخشد.

مثال۱. بیشترین مقدار شدت تابش با احتساب کاهش آن بر اثر نفوذ در اتمسفر و وجود ابرها، در سطح اتمسفر در $40\ ^\circ N$ و برابر با $0/95 kW/m^2$ می باشد که تنها در زمان مشخص روز رخ می دهد بنابراین مقدار متوسط به میزان قابل ملاحظه ای کمتر است. اما در همین شدت تابش، مجموعه ای از گردآورنده ها برای جمع آوری $1 \times 10^6\ Btu/h$ انرژی باید بدون در نظر گرفتن شرایط جوی، تغییرات زمان روز و یا راندمان گردآورنده اندازه ای برابر با $3333\ ft^2$ داشته باشند. اگر گردآورنده بتواند سراسر روز خورشید را ردیابی کند ممکن است قادر به جمع آوری $8 \times 10^6\ Btu/day$ انرژی باشد. بافرض آنکه در سال ۳۶۵ روز کار کند بیشترین مقدار انرژی جمع آوری شده عبارت خواهد بود از:

$$(8 \times 106\ Btu/day)(365\ days/year) = 2920 \times 106\ Btu/year$$

اگر ارزش انرژی $4.00/10^6\ Btu$ باشد، آنگاه ارزش مقدار بالا برابر $11,680/year$ می باشد. مساحت لازم برای گردآورنده $3333\ ft^2$ است و هزینه نصب شامل کنترل می تواند حدود $20/ft^2$ باشد. بنابراین هزینه گردآورنده های پیشنهاد شده حدود 66,660 خواهد بود که در شرایط ایده آل بازگشت سرمایه آن حدود ۵/۷ سال خواهد بود.

۵-2-۲. انرژی بادی

انرژی بادی از شکل‌های غیرمستقیم انرژی خورشیدی است، زیرا تابش خورشیدی باعث ایجاد اختلاف دما در سطح زمین می‌شود و این اختلاف دما سرچشه بادها می‌باشد. خود باد می‌تواند بوسیله سیستم‌های فنی استفاده شود.

پروژهای انرژی باد برای اولین بار در ایران در سایت‌های رودبار منجیل و هرزویل اجرا گردید. پروژه‌های سهند تبریز، بابائی از منجل، دیزباد بینالود و بجنورد در خراسان، امکان‌سجی مناطق کهک، ده سیاه‌پوش، فیروزکوه دیگر پروژه‌های اجرایی و مطالعاتی است. سرمایه گذاری‌های انجام شده در پروژه‌های بادی تا پایان سال 83 به صورت ارزی و ریالی در مجموع 17میلیون دلار و بیش از ۴۰۰میلیاردریال بوده است. کل سرمایه‌گذاری‌های لازم برای کل طرح‌های بادی جدید ۲ 7میلیون دلار و بیش از ۳۰۰ میلیارد ریال برآورد شده است که از طریق وزارت نیرو و سازمان انرژی اتمی دنبال می‌شود. این سرمایه‌گذاری‌ها موجب شد تا بخش خصوصی کارخانه سدید صبا نیرو، تکنولوژی موردنیاز برای ایجاد اولین کارخانه ساخت توربین‌های بادی در کشور را فراهم سازد و خط تولید چنین توربین‌هایی به راه افتد . اکنون علاوه بر تولید توربین‌های بادی برای نصب درداخل کشور، تعدادی نیز در ارمنستان درحال نصب هستند.

سرمایه گذاری‌ها در بخش انرژی بادی سبب شد تا جهشی در این راستا صورت گیرد. انرژی باد از جمله انرژی‌های تجدیدپذیر است که درمقایسه با دیگر انرژی‌های تجدیدپذیر به علت قدرت بازدهی بالا، و اقتصادی بودن در ابعاد وسیع‌تری مورد بهره‌برداری قرار گرفته ودر جایگاه ویژه‌ای قراردارد. براساس نتایج پروژه تعیین پتانسیل باد در ایران ایران کشوری با باد متوسط است ولی برخی مناطق ازدارای باد مناسب و مستمر می-باشند. توان بالقوه انرژی باد در سایت‌های مطالعه شد. حدود ۶۵۰۰ مگا وات بوده و اکثر نقاط دارای پتانسیل، در مناطق شرقی کشور واقع شده اند. ارتقا فن‌آوری و افزایش توربین‌ها و رفع محدودیت‌ها می‌تواند به فعالیت‌های مطالعاتی و اجرایی سرعت ببخشد.

شدت توان بادی از خروشیدی بسیار بیشتر است، برای مثال در طول یک طوفان شدید $10\ kW/m^2$ و هنگام کولاک $25\ kW/m^2$ است در مقایسه با آن بیشترین شدت تابش خورشیدی حدود $1\ kW/m^2$ می-باشد. اما از طرف دیگر یک نسیم ملایم با سرعت $5\ m/s$ تنها شدت $0.075\ kW/m^2$ دارد. انرژی باد مانند سایر منابع انرژی تجدیدپذیر، به طور گسترده ولی پراکنده در دسترس می‌باشد. قبل از انقلاب صنعتی بعنوان یک منبع انرژی، به میزان زیاد مورد بهره‌برداری قرار می‌گرفت ولی در طی انقلاب صنعتی سوخت‌های فسیلی به دلیل ارزانی و قابلیت اطمینان بالا، جایگزین انرژی باد شدند. با این وجود بحران نفتی باعث ایجاد تمایلات

جدیدی در زمینه تکنولوژی انرژی باد جهت تولید برق متصل به شبکه گردید. در سالهای اخیر، مشکلات زیست محیطی و مسئله تغییر آب و هوای کره زمین بعلت استفاده از منابع انرژی مرسوم[1] این علاق را تشدید کرده است. از طرف دیگر پتانسیل بالای این انرژی به طور کامل قابل دستیابی نخواهد بود زیرا با مسائلی از قبیل زیبا شناسی، هزینه ساخت و تداخل فرکانس های تلویزیونی و رادیویی مواجه است. از جمله جنبه‌های زیست محیطی دیگری که به بهره‌برداری از انرژی باد و توربین‌های بادی مرتبط هستند می‌توان به ایمنی، سروصدا، آسیب به پرندگان اشاره نمود.

مزایای کاربرد انرژی بادی

- زوال ناپذیری از مهمترین مزایای انرژی بادی است.
- پاک بودن این انرژی و عدم آلوده کردن محیط زیست توسط این انرژی.
- انرژی باد، باصرفه‌ترین گزینه برای تولید برق در میان مشتقات انرژی خورشیدی است. تکنولوژی استفاده از انرژی باد چندان پیچیده نیست و در دسترس بسیاری از کشورها است. با بزرگ شدن اندازه ماشین-های بادی هزینه برق تولیدی پایین می‌آید.
- وزش باد در زمستان‌ها سریعتر است، بنابراین هنگامی که نیاز بیشتری به برق داریم، الکتریسیته بیشتری تولید می‌شود.
- عدم نیاز به نیروی انسانی برای استخراج این نوع انرژی و همچنین به دست آمدن نتیجه مستقیم بدون انتظار طولانی مدت، از مزایایی است که کارشناسان برای انرژی بادی بر شمرده‌اند.
- هزینه‌های کمتر تولید این انرژی در مقایسه با انرژی خورشیدی نیز عامل مهم دیگری بوده است تا بسیاری از کشورهای جهان به فکر ساخت توربین‌های بادی بزرگ و کوچک و همچنین تأسیس مزارع بادی بیفتند.
- عدم نیاز توربین بادی به سوخت می‌باشد.

معایب کاربرد انرژی بادی

- مسأله تأثیر زیست محیطی آن است. به دلیل ظاهر ناخوشایند و پر سر و صدا بودن مولدهای بادی، بخصوص چون در نواحی زیبای خارج از مناطق شهری قرار دارند. اما باید گفت مولدی که سوخت آن زغال سنگ است، مسلماً پر سر و صداتر و زشت‌تر از دکلهای آسیاب بادی خواهد بود. صدای متوالی توربین‌های دکل‌های آسیاب بادی برای کسانی که در نزدیکی آنها می‌باشند، یک موضوع مهم به شمار

[1] Conventional energy sources

می‌رود. اکنون صدای این مولدها به کمک فناوری چرخ دنده‌ها و توربین‌های سه تیغه‌ای قابل کنترل می‌باشد.

- توربین‌های چرخان باعث تداخل در دریافت تلویزیونی می‌شوند و به نظر می‌رسد وقتی باد نمی‌وزد، منظره ناخوشایندی از چیزهایی بی‌مصرف را به نمایش می‌گذارند.
- دستگاه‌های بادی به زمین‌های زیادی نیاز دارند. یک ماشین بادی حدوداً به دو جریب زمین نیاز دارد. یک دستگاه نیروی بادی صدها جریب زمین نیاز دارد.
- ماشین‌های بادی برای سرعت معین طراحی می‌شوند و در این سرعت بالاترین بازدهی را خواهند داشت. تهیه ماشینی که برای تمام سرعت‌های باد کار کند، گرانتر تمام می‌شود . با اضافه کردن دستگاههای ذخیره برق، بهای برق تولیدی به مراتب افزایش می‌یابد.
- جدی‌ترین آسیب زیست محیطی ماشین‌های بادی شاید تأثیر منفی آنها روی جمعیت پرندگان وحشی باشد، برای برخی افراد، برق زدن تیغه‌های آسیاب‌های بادی در افق می‌تواند آزار دهنده باشد و برای برخی دیگر آنها جایگزین زیبایی برای دستگاه‌های نیروی سنتی هستند.

به کار اندازی یک دستگاه نیروی بادی کار آسانی نیست و مالکان آن باید برای تعیین موقعیت نصب آن به دقت برنامه‌ریزی کنند. آنها باید میزان وزش باد، شرایط هواشناسی محلی، نزدیکی خطوط انتقال برق و کدهای منطقه‌بندی محلی را در نظر بگیرند.

۵-۲-۳. انرژی زمین گرمایی

مرکز زمین(به عمق تقریبی ۶۴۰۰ کیلومتر)که در حدود ۴۰۰۰ درجه سانتیگراد حرارت دارد، به عنوان یک منبع حرارتی عمل نموده و موجب تشکیل و پیدایش مواد مذاب با درجه حرارت ۶۵۰ تا ۱۲۰۰ درجه سانتیگراد در اعماق ۸۰ تا ۱۰۰ کیلومتری از سطح زمین می‌گردد. بطور میانگین میزان انتشار این حرارت از سطح زمین که فرایندی مستمر است معادل ۸۲ میلی‌وات در واحد سطح است که با در نظر گرفتن مساحت کل سطح زمین(۱۰*۵/۱ متر مربع) ، مجموع کل اتلاف حرارت از سطح آن، برابر با ۴۲ ملیون مگاوات است. در واقع این میزان حرارت غیرعادی، عامل اصلی پدیده‌های زمین شناسی از جمله فعالیت‌های آتشفشانی، ایجاد زمین لرزه‌ها، پیدایش رشته کوه‌ها(فعالیت‌های کوه‌زایی) و همچنین جابجایی صفحات تکتونیکی می-باشد که کره زمین را به یک سیستم دینامیک تبدیل نموده و پیوسته آن را تحت تغییرات گوناگون قرار می-دهد. امروزه با بهره‌گیری از فن‌آوری‌های موجود، تنها بخش کوچکی از این منبع سرشار مهار شده و بطور اقتصادی قابل بهره‌برداری است.

انرژی زمین گرمایی، انرژی حرارتی ذخیره شده در پوسته جامد زمین است که بیشتر در امتداد صفحات تکتونیکی و در نواحی شناخته شده آتشفشانی و زلزله خیز متمرکز شده است. ظرفیت کنونی آن می‌تواند جوابگوی نیاز فعلی و حتی بیش از آن باشد. انرژی زمین گرمایی بر خلاف سایر انرژیهای تجدیدپذیر (خورشیدی، بادی، امواج و غیره) منشأ یک انرژی پایدار با ضریب دسترسی صد در صد است که به طور شبانه‌روزی در طول سال قابل بهره‌برداری می‌باشد. اگر از آن بیش از مقدار بازیابی، بهره‌برداری نشود می‌تواند به عنوان انرژی تجدیدپذیر نام برده شود. کاربردهای انرژی زمین گرمایی به طور کلی به دو بخش عمده نیروگاهی (غیرمستقیم) و غیر نیروگاهی (مستقیم) طبقه بندی می‌گردد.

خروج بخار از یک چاه زمین گرمایی

تولید برق از منابع زمین گرمایی هم اکنون در۲۲ کشور جهان صورت می‌گیرد که مجموع قدرت اسمی کل نیروگاه‌های تولید برق از این انرژی بیش از ۸۰۰۰ مگاوات می‌باشد. این در حالی است که بیش از ۶۴ کشور جهان نیز با مجموع ظرفیت نصب شده بیش از ۱۵۰۰۰ مگاوات حرارتی از این منبع انرژی در کاربردهای غیر نیروگاهی بهره برداری می نمایند.

نیروگاه زمین گرمایی تبخیر آنی

در این نیروگاه‌ها سیالی که معمولاً به حالت دوفاز مایع و بخار از اعماق زمین و از طریق چاه‌های زمین گرمایی استخراج می‌شود به مخزن جداکننده هدایت شده و بدین وسیله فاز بخار از فاز مایع جدا می‌شود. بخار جدا شده وارد توربین شده و باعث چرخش پره‌های توربین می‌شود. پره‌ها نیز به نوبه خود محور توربین و در نتیجه محور ژنراتور را به حرکت وا می‌دارند که باعث بوجود آمدن قطب‌های مثبت و منفی در ژنراتور شده و در نتیجه برق تولید می شود.

نیروگاه زمین گرمایی با چرخه دو مداره(باینری)

در این نوع نیروگاه‌ها نیاز به مخزن جداکننده در تجهیزات نیروگاه وجود ندارد زیرا آب گرم استخراج شده وارد مبدل حرارتی شده و حرارت خود را به سیال عامل دیگری که معمولاً ایزوپنتان می‌باشد و نقطه جوش پایین-تری نسبت به آب دارد، منتقل می‌کند. در این فرآیند ایزوپنتان به بخار تبدیل شده و به توربین منتقل می-شود که در اینجا توربین و ژنراتور طبق توضیحات فوق می توانند برق تولید کنند.

از کاربردهای مستقیم انرژی زمین گرمایی می‌توان به مواردی همچون احداث مراکز آب درمانی و تفریحی-توریستی، گرمایش انواع گلخانه، احداث مراکز پرورش آبزیان و طیور، پیشگیری از یخزدگی معابر در فصل سرما، تامین گرمایش و سرمایش ساختمانها توسط پمپ‌های حرارتی زمین گرمایی اشاره نمود. از جمله کار بردهای غیرنیروگاهی انرژی زمین گرمایی می‌توان به گر مایش خانگی، پرورش ماهی، مراکز گلخانه‌ای، ذوب برف و ... اشاره نمود.

حدود بیست کشور از این انرژی برای گرم کردن خانه‌ها، گرم کردن آب و یا برای تولید الکتریسیته استفاده می‌کنند که مجموع قدرت اسمی کل نیروگاه‌های تولید برق ازاین روش در جهان بیش از 8 هزار مگاوات می-رسد. این درحالی است که بیش از۵۰ کشرر جهان نیز با مجموع ظرفیت نصب شده یش از۱۵هزار مگاوات حرارت ازاین منبع انرژی در کاربردهای غیر نیروگاهی بهره‌برداری می‌کنند. درحال حاضر تولید کلی این روش، کمتر ازیک درصد از انرژی مورد نیازجهان است. انرژی زمین گرمایی برخلاف سایر انرژی‌های تجدیدپذیر منشأ یک انرژی پایدار به شمار می‌آید. چنانکه به طور مداوم و به صورت۲۴ساعت در روز و ۳۶۵ روز در سال می‌توان با بار کامل ازان برق یا انرژی حرارتی تولید کرد و این در حالی است که سایر انرژی‌های نو، فصلی و وابسته به زمان و شرایط خاصی هستند. با توجه به اینکه محل احداث واحدهای تولید برق زمین گرمایی دوردست وصعب العبور می‌باشند، هزینه ساخت و تولید برق در این واحدها، اصلی‌ترین عامل تأثیرگذار در زمینه‌ی ساخت نیروگاه‌های زمین گرمایی است. ارقام ارائه شده در مورد قیمت برق تولیدی در این واحدها با درنظر گرفتن ۳۰ سال عمر مفید و عدم استفاده ازسوخت، محاسبه می‌شوند. هزینه واقعی ساخت نیروگاه‌های زمین گرمایی بیش از ۱۶۰۰دلار به ازای هر کیلووات ساعت توان نیروگاه است.

۵-2-۴. انرژی زیست‌توده

اصطلاح زیست‌توده به طور کلی شامل همه مواد تولیدکننده انرژی است که از منابع بیولوژیکی مانند چوب یا ضایعات آن، ضایعات باقیمانده از صنایع سلولزی، پسماندهای صنعت غذایی، فضلاب یا ضایعات جامد شهری، ضایعات محصولات کشاورزی انرژی‌زا که به منظور تولید انرژی کشت داده می‌شوند، و مواد بیولوژیکی دیگر به

دست می‌آید. بر طبق یک طبقه‌بندی، زیست توده که از آن به بیوانرژی نیز یاد می‌شود، به دو گروه مدرن و سنتی[1] تقسیم می‌شود. دسته اول شامل تمام مصارف مقیاس بزرگی است که جایگزین منابع انرژی مرسوم یعنی سوخت‌های فسیلی جامد، مایع و گازی هستند. برنامه‌های بیوانرژی در برزیل، سوئد و ایالات متحده امریکا مثال‌هایی از این دسته‌اند. از طرف دیگر زیست‌توده مدرن موارد زیر را شامل می‌شود:

ضایعات چوب (صنعتی)، تفاله نیشکر (صنعتی)، ضایعات شهری و بیوسوخت‌ها (شامل بیوگاز و محصولات کشاورزی انرژی‌زا)

دسته سنتی اساساً محدود به کشورهای در حال توسعه بوده و به طور عمومی شامل مصارف کوچک است که معمولاً کمتر در بازار عرضه می‌شوند. مصرف و بکارگیری هیزم برای پخت و پز در مناطق روستایی جهان سوم یک مثال نمونه است. زیست توده سنتی شامل موارد زیر است:

۱. هیزم و زغال چوب برای مصارف خانگی
۲- کاه شامل پوسته‌های برنج
۳- سایر ضایعات کشاورزی
۴- فضولات حیوانی

برسر راه مصرف گسترده زیست‌توده موانعی وجود دارد که در ادامه به مهمترین آنها به طور خلاصه اشاره شده است.

۱. محدودیت‌های اقتصادی

منابع اولیه زیست‌توده می‌توانند موارد مصرف پرارزش‌تری داشته باشند. پروژه‌های زیست توده در مقایسه با سایر منابع متعارف انرژی از نداشتن یک میدان عمل هموار رنج می‌برند. ضایعات زیست توده حاصل از فرآورده‌های با ارزش ممکن است کمیاب‌تر شوند و بازار دیگری داشته باشند. ممکن است سیاست‌های تشویقی وسیع، به ویژه در برنامه‌های جنگل‌کاری لازم باشند. تکنولوژی موجود ممکن است به آن درجه از رشد و بلوغ برای پذیرش ریسک از سوی سرمایه گذاران بخش خصوصی نرسیده باشد. ثابت ماندن قیمت نفت در بعضی دوره‌های زمانی اخیر موجب کند شدن رشد بیوانرژی شده است.

[1] منظور از زیست توده سنتی، مصرف چوب، فضولات حیوانی و بقایای کشاورزی به عنوان سوخت در کوره‌ها و یا در اجاق‌های باز برای پخت و پز یا تامین گرما به روشی بسیار ناکارآمد می‌باشد.

۲. *تاثیرات زیست محیطی*

توسعه زیست توده مدرن باید سازگار با نیاز و تمایل به حفظ تنوع موجودات زنده باشد. بدیهی‌ترین تهدید در این مورد جایگزین کردن جنگل‌های طبیعی با طرح‌های جنگل‌کاری تک محصولی می‌باشد. مرداب‌ها و باتلاق‌ها و مناطق زندگی حیات وحش نیز ممکن است مورد تهدید قرار گیرند. فعالیت‌های کشاورزی مدرن موجب از بین رفتن گسترده گونه‌های مختلف، کاهش در جمعیت گونه‌ها، تخریب سرزمین‌های طبیعی و اکوسیستم‌ها و فقیر شدن خاک‌ها شده است. توسعه زیست توده مدرن در صورتی‌که بدون قیود مناسب و بدون تکیه بر اصول محکم تداوم یابد، ممکن است موجب تشدید این روند تخریب گردد و در صورتی‌که با معیارهای گسترده و محکم و با مراقبت‌های کامل تداوم یابد می‌تواند باعث معکوس شدن این روند تخریب گردد. بعلاوه نیازهایی در مورد نگهداری و محافظت مناطقی با زیبایی‌های طبیعی خیره‌کننده، مناظر طبیعی چشمگیر، مناطق مهم و حساس از نظر اکولوژی و نیز گونه‌های مختلف گیاهی و جانوری وجود دارند. همچنین باید مواد منتشر شده و پسابهای حاصل از فرآیندهای تولید و مصرف بیو انرژی کنترل شوند و از توازن بین منابع ایجاد و حذف گازهای گلخانه‌ای از طریق مدیریت مناسب منابع زیست توده اطمینان حاصل شود.

۳. *موانع حقوقی*

سیاست‌های جاری انرژی اغلب تمایلی برعلیه منابع انرژی تجدیدپذیر دارند. مالیات‌ها و یارانه‌ها، اغلب موجب تشویق استفاده از سوخت‌های فسیلی می‌شوند که باعث کاهش هزینه‌های کاری در سرمایه‌گذاری‌های درازمدت می‌گردند. قیمت‌های انرژی منعکس‌کننده هزینه‌های خارجی اجتماعی مانند اثرات آلودگی هوا و خطرات اتمی نیستند. همکاری بین محققان، تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان بالقوه به خوبی هماهنگ نشده است و باید بهبود یابد. شرکت‌های برق اغلب تمایلی به خرید توان اضافی و یا ارائه توان کمکی ندارند. هدف تمرکز شرکت‌های تولید برق، اغلب علیه بهره‌وری و توسعه بیوانرژی است و اکثر منابع زیست‌توده خارج از شبکه‌های برق موجود در کشورهای در حال توسعه است. بخش عمده‌ای درآمد کشاورزان در برخی کشورها وابسته به برنامه‌های غذایی یارانه داده شده است. تولیدکنندگان زیست‌توده ممکن است تا زمانی که از وجود بازار مناسب برای تولیدات خود اطمینان کافی به دست نیاورند، تمایلی به تولید محصولات زیست‌توده نداشته باشند و برعکس، شرکت‌های برق ممکن است تا زمانی که از وجود و در دسترس بودن منابع کافی زیست‌توده مطمئن نشوند تمایلی به ساخت تاسیسات بیوانرژی نشان ندهند. هرگز بازار مشترک مهمی برای سوخت‌های زیست توده وجود نداشته است. زیست‌توده هنوز به عنوان یک سوخت عادی تلقی می‌شود که به ایدئولوژی سبز تعلق دارد و صنعتی با مقیاس کوچک است.

۵-2-۵. انرژی برق آبی

بشر قرن‌های متمادی است که از انرژی آب‌های در حال فرو ریزش، ابتدا در شکل مکانیکی و سپس از اواخر قرن نوزدهم با تبدیل آن به انرژی الکتریکی استفاده کرده است. از نظر تاریخی نیروگاه‌های آبی، نخست در مقیاس کوچک و برای تامین نیازهای مناطق مجاور نیروگاه توسعه یافتند. اما با گسترش شبکه‌های انتقال و افزایش قابلیت انتقال بار، تولید برق در واحدهایی که روزبه روز بزرگتر می‌شدند متمرکز گردید و از نظر اقتصادی از مزایای توسعه در مقیاس بزرگ برخوردار گشت. برای توسعه مکان‌هایی مورد توجه بوده‌اند که جذاب‌ترین وضعیت اقتصادی را داشته باشند، در نتیجه هم وجود ارتفاع یا هم بلند و هم نزدیکی به مراکز بار فاکتورهای مهمی به حساب می‌آیند. به همین دلیل توسعه فقط به سایت‌های عظیم محدود نشده است و امروزه نیروگاه‌های آبی طیف وسیعی را شامل می‌شوند که ظرفیت آنها از زیر یک مگاوات تا بیش از ۱۰۰۰۰ مگاوات متفاوت است. راندمان تولید برق آبی از دو برابر راندمان نیروگاه‌های حرارتی رقیب بیشتر است. شایان ذکر است انرژی اولیه برق آبی، بادی و خورشیدی به دو روش محاسبه می‌شود. در روش اول باتوجه به متوسط راندمان نیروگاه‌های حرارتی که در کشورهای آسیایی ۳۸٪ است:

۱kwh (انرژی ثانویه برق آبی) =۰/۰۰۰۵۸۸ boe➔۱kwh(انرژی اولیه برق آبی) = ۰/۰۰۱۵۵ boe

روش دوم یا روش انرژی فیزیکی است که در این روش انرژی اولیه آب، باد و خورشید را معادل انرژی تولیدی برق، یعنی راندمان ۱۰۰٪ می‌گیرند.

۱kwh ۱ (انرژی ثانویه برق آبی) = kwh(انرژی اولیه برق آبی) = ۰/۰۰۰۵۸۸ boe

روش اول در کشورهایی که نیروگاه‌های آبی سهم بسزایی را در تولید برق دارند، ایجاد مشکلاتی را در تعیین ضریب راندمان می‌نماید.

با اینکه تعاریف در مورد نیروگاه‌های برق آبی بسیار مختلف است، تعریف نیروگاه‌های برق آبی کوچک در این بخش همه نیروگاه‌هایی را شامل می‌شود که ظرفیت آنها تا ۱۰ مگاوات باشد. بنابراین نیروگاه‌های برق آبی کوچک، شامل دسته‌های مینی هیدرو و میکرو هیدرو نیز می‌شوند که معمولا فقط به کابردهای محلی محدود هستند اما از نظر آماری نمی‌توان آنها را از نیروگاه‌های برق آبی کوچک جدا کرد.

عمر طولانی، وراندمان بالا، عدم مصرف سوخت و عدم آلایندگی محیط زیست، پایین بودن هزینه تعمیر و نگهداری و بهره‌برداری، استفاده چند مظوره از منابع آبی و نیروگاه‌های برق آبی و کنترل سیلاب‌های مخرب را می‌توان ازجمله مزایای نیروگاه‌های برق آبی برشمرد. برای توسعه این منابع انرژی محدودیت‌هایی نیز وجود دارند که شامل عوامل اقتصادی و فنی، عوامل اجتماعی اقتصادی و عوامل زیست محیطی و قانونی می‌باشند.

هزینه اولیه سرمایه‌گذاری بالای طرح‌های برق آبی، به ویژه در کشورهای در حال توسعه که مشکلات مالی در آنها بحرانی‌تر است، به عنوان مانعی در راه گسترش آنها عمل می‌کند. نیروگاه‌های کوچک آبی عموماً برای این ساخته می‌شوند که با استفاده از یک منبع موجود تا فاصله‌ای که از نظر انتقال میسر است، به افزایش کوچکی در تقاضای انرژی پاسخ گویند. از طرف دیگر غالباً به مسئله آموزش و انتقال تکنولوژی که کشورهای در حال توسعه را قادر به ایفای نقش مستقل و مهمتری در توسعه نیروگاه‌های کوچک آبی می‌نماید توجه زیادی می-شود اما نتایج به دست آمده همیشه کاملاً مثبت نبوده است. کشورهای در حال توسعه تمایل دارند اتکاء وسیعی به حمایت تکنولوژیکی خارجی داشته باشند. به عبارت دیگر شکاف تکنولوژیک موجود به نحور مؤثری که انتظار آن می‌رفت پر نشده است. این حقیقت به اضافه هزینه وارد کردن نیروهای متخصص، مواد و تجهیزات خارجی، حتی اگر کمک‌های خارجی نیز وجود داشته باشد، از توسعه گسترده نیروگاه‌های کوچک آبی جلوگیری کرده است. در بعضی کشورها بویژه در شمال امریکا و غرب اروپا مقررات زیست محیطی و کنترلی چنان دست و پاگیر، شدید و پرهزینه شده‌اند که در حال حاضر به عنوان عامل مهم و بازدارنده‌ای در توسعه این نیروگاه‌ها به شمار می‌روند.

۵-2-۶. انرژی دریایی

دریاها و اقیانوس‌های جهان حاوی مقادیر عظیمی از انرژی به‌صورت جزر ومد، امواج، و اختلاف درجه حرارت می‌باشند. امکان بهره‌برداری از این انرژی‌ها از نظر فنی به اثبات رسیده و عملاً نشان داده شده است. غلظت نمک موجود در آب دریاها و آب شیرین رودخانه‌های جهان که به دریا سرازیر می‌شوند متفاوت است. این اختلاف غلظت منبع دیگری را برای استخراج انرژی بوجود می‌آورد. اگرچه از نظر تئوری استخراج این انرژی امکان‌پذیر است ولی این مسئله در عمل به اثبات نرسیده است. بنابراین استفاده از انرژی گرادیان نمک در آینده نزدیک مطرح نیست.

روش‌های استخراج انرژی امواج، جزرومد و حرارتی دریاها به شدت سرمایه بر هستند. این امر ناشی از پایین بودن دانسیته انرژی‌های دریایی است و اگرچه از طریق بهبودهای فنی امکان کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای وجود دارد، ولی سرمایه‌بر بودن روش‌های فنی استخراج انرژی، ماهیتی ذاتی دارد. در نتیجه پتانسیل توسعه این منابع بسیار محدود است.

منابع انرژی امواج، جزرومد و حرارتی دریایی به طور کلی در تمام کاربردها، تمام نشدنی و غیرآلاینده هستند و اگرچه از اثرات سوء عاری نمی‌باشند ولی از آنجا که هیدروکربن نمی‌سوزانند بی‌خطر تلقی می‌شوند. در مورد تولید برق جزرومدی طرح‌هایی که مستلزم سدسازی در مصب رودخانه‌ها هستند، چنان صدمات زیست محیطی گسترده‌ای بر زیستگاه‌های طبیعی وارد می‌کنند که اصولاً جذابیت خود را از دست داده‌اند. اما در آینده ممکن است با کمک طرح‌هایی که به ساختن سد و ایجاد مخزن ارتفاعی نیازی ندارند ثابت شود که

برق تولیدی از جزرومد در مصب رودخانه‌ها هنوز هم دارای پتانسیل‌های قابل ملاحظه است. منافع بالقوه اجتماعی، حمایت مستمر از توسعه منابع انرژی دریایی را حقانیت می‌بخشد.

۵-۳. تکنولوژی‌های مربوط به انرژی تجدیدپذیر

اگر از منابع انرژی تجدیدپذیر شامل زیست توده، برق آبی، خورشیدی، بادی، زمین گرمایی و اقیانوسی، به روشی مدرن استفاده شود می‌توانند برای اهداف زیست محیطی، اجتماعی و اقتصادی بسیار مناسب باشند. مزایای بسیاری برای این تکنولوژی‌ها وجود دارد از جمله آنکه:

۱) به حامل‌های انرژی، تکنولوژی‌ها و زیرسازی تولید حرارت، سوخت‌ها و الکتریسیته تنوع می‌دهند.

۲) دستیابی به منابع انرژی پاک را بهبود می‌بخشند.

۳) در استفاده از سوخت‌های فسیلی توازن ایجاد می‌کنند و در نتیجه آنها را برای کاربردهای دیگر و برای مصرف در آینده ذخیره می‌سازند.

۴) انعطاف‌پذیری سیستم‌های تولید برق را برای مواجهه با تغییرات در تقاضای الکتریسیته افزایش می‌دهند.

۵) آلودگی و انتشارات ناشی از سیستم‌های مرسوم انرژی را کاهش می‌دهند.

۶) وابستگی را کاهش می‌دهند و هزینه‌های صرف شده برای واردات سوخت را حداقل می‌کنند .

۷) باعث ایجاد شغل می‌شوند. یک مزیت دیگر برای بسیاری از تکنولوژی‌های انرژی تجدیدپذیر آن است که آنها به خوبی با کاربردهای خارج از شبکه، وفق داده می‌شوند و بنابراین برای نواحی دوردست مناسب هستند.

۵-۳-۱. موانع مشترک ظهور منابع و تکنولوژی‌های انرژی تجدیدپذیر

با وجود بهبود شرایط برای ظهور منابع تجدیدپذیر و تکنولوژی‌های آن، برای گسترش آنها همچنان موانع بسیاری باقی می‌ماند. این موانع می‌توانند رشد طولانی‌مدت این بخش را متوقف نماید، مگر آنکه دولت‌ها، بخش خصوصی و مصرف‌کنندگان اختصاصی انرژی برای غلبه بر آنها چاره اندیشی کنند. این موانع شامل موارد زیر می‌شود:

تعریف منبع: ظرفیت هر منبع تجدیدپذیری بستگی به شرایط محلی دارد. برای استفاده بهینه از این منابع، اطلاعات بهتری به ویژه در مورد تغییرات آنها مورد نیاز است. درک مبسوط شرایط محلی در سراسر دنیا به فعالیت وسیعی نیاز دارد اما هر کشوری دارای منابع انرژی بومی است که می‌بایستی به عنوان جزئی از برنامه-ریزی مبسوط انرژی ملی یا ناحیه‌ای درک شود.

توسعه تکنولوژی: تحقیقات و توسعه تقریباً تا زمان اندکی پیش از این محدود بوده است. بسیاری از تکنولوژی‌های موجود ولی نه همه، برای استفاده کارآمد از تجدیدپذیرها کاملاً نارسا بوده و یا در غیاب کمک-های مالی، نسبتاً گران هستند، هزینه‌های سرمایه‌گذاری در این بخش بالا است و باید برای جلب اعتماد مصرف‌کنندگان در زمینه سرمایه‌گذاری سوخت آتی، توسعه بیشتری انجام شود. زمینه‌های توسعه نه تنها شامل طراحی، بلکه ساخت، نصب، راهبری و نگهداری این سیستم‌ها و حتی تربیت نیروی کار ماهر نیز می-شود. موفقیت و نفوذ هرچه بیشتر تجدیدپذیرها در بازار تا حدود معینی بستگی به توسعه سیستم‌های حمل و نقل و ذخیره‌سازی انرژی خواهد داشت. الزام کاهش حداقل اثرات زیست محیطی محلی به آن معنی است که باید از استفاده متمرکز و با توان بالای نیروگاه‌های تجدیدپذیر در نواحی‌ای که از نظر محیط زیستی حساس هستند، اجتناب کرد.

سیاست‌های اقتصادی و تشکیلاتی: سیستم‌های انرژی تجدیدپذیر به طور ذاتی هزینه‌های سرمایه‌گذاری بالاتری از سیستم‌های سوخت فسیلی دارند زیرا در آغاز کار سیستم معادل سوخت مصرفی در تمام طول عمر مفید خریداری می‌شود. بنابراین برای موفقیت تجدیدپذیرها لازم است که به هزینه‌های متحمله در عمر مفید سیستم و کاهش احتمال زیان و ضررهای اقتصادی در سرمایه‌گذاری اهمیت داده شود. برای مقابله با نبود انگیزه، منابع انرژی‌های تجدیدپذیر در برخی از نقاط و وضعیت‌های خاص، همانند کالیفرنیا و برزیل مورد تشویق قرار گرفته‌اند. اما استفاده وسیع سیستم‌های انرژی، اثرات قابل توجهی فراتر از محدوده فیزیکی خود دارند و تشخیص این اثرات معمولاً به هنگام مقایسه سیستم‌های انرژی درنظر گرفته نمی‌شود. بعلاوه سرمایه-گذاری قابل توجهی که در طول دهه‌های گذشته به وجود آمده است استفاده گسترده و پیوسته سوخت‌های فسیلی معمولی را تشویق می‌نماید. در حقیقت یکی از بزرگترین موانع عملی در برابر معرفی انرژی‌های نوین تجدیدپذیر، سطح عظیم سرمایه‌گذاری موجود در سوخت‌های فسیلی است. لذا غیر واقعی است اگر انتظار داشته باشیم که سرمایه‌گذاران، تولیدکنندگان یا مشتریان، این سرمایه‌گذاری‌ها را نادیده بگیرند و زیربنای موجود را رها کنند و از سایر انواع انرژی استفاده کنند مگر آنکه این انرژی‌های نوین بتوانند از نظر قیمت با سوخت‌های معمولی رقابت کنند.

بسیاری از شرکت‌های انرژی‌های تجدیدپذیر شرکت‌های کوچکی هستند که سرمایه محدود دارند و توانایی محدودتری در تحمل بازپرداخت‌های دارند که مشخصه استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر می‌باشد. تخفیف‌های

مالیاتی بر تولید یا سرمایه‌گذاری، نمونه‌هایی از سازو کارهای موفقی هستند که محرک استفاده از منابع تجدیدپذیر بوده‌اند. مقرراتی که سیستم‌های متغیر و پراکنده تولید نیرو را دلسرد می‌کند به عبارت دیگر مقررات دست و پاگیر، شبکه سرمایه‌گذاری ناکافی، محدودیت در دسترس بودن محصولات، نداشتن زیرساخت‌های لازم، تردید برخی از متصدیان اصلی در قسمت انرژی نسبت به نقش و ارزش منابع تجدیدپذیر نیز از جمله موانع وابسته به سیاست‌های اقتصادی و سازمانی می‌باشند.

محیط زیست: اشتیاق جدیدی که برای توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر بوجودآمده بیشتر ناشی از ترس درباره تغییرات آب و هوایی بخاطر فعالیت‌های انسان و به طور عمده سوزاندن سوخت فسیلی می‌باشد. یک نتیجه تاسف‌بار از این هراس آن است که تاکیدی که بر تغییرات بالقوه آب و هوا منظور شده، تاکیدی را که بر اثرات نامطلوب زیست محیطی محلی که ممکن است بوسیله ابعاد و انواع انرژی‌های نوین تجدیدپذیر به وجود آید تحت الشعاع قرار داده است. برای مثال باید به افزایش نگرانی‌ها درباره تاثیر مصرف محصولات کشاورزی انرژی‌زا بر روی در دسترس بودن غذا، نامطلوبی توسعه انرژی جزرومدی در جایی‌که ایجاد سدها و حوضچه‌ها را به همراه دارد، توجه ویژه در توسعه زیست توده مدرن و انرژی بادی اشاره کرد.

آموزش عمومی: مصرف‌کننده انرژی موجودیت انرژی‌های معمول را همیشگی می‌پندارد و تنها هنگامی که این انرژی‌ها مختل می‌شوند توجهش جلب می‌گردد. پس مصرف‌کننده معمولی، سیستمی را که به آن وابسته است نمی‌شناسد و این یکی از دلایلی است که کسب موفقیت قابل توجه در صرفه‌جوئی یا افزایش کارایی انرژی خیلی مشکل است. استفاده گسترده از تجدیدپذیرها و ایجاد مقبولیت عمومی، به درک حتی بیشتری از سیستم‌های انرژی و کاربرد چنین دانشی در جنبه‌های بسیاری از زندگی روزانه دارد. برای نمونه، منافع محلی یا نیازهای اقتصادی بایستی در تقابل با اثرات زیست محیطی ناحیه‌ای یا جهانی متعادل گردند.

همکاری و مشارکت بین المللی: بخش بیشتری از تکنولوژی و منابع مالی برای بکارگیری منابع تجدیدپذیر در اختیار کشورهای توسعه یافته است. همچنین این کشورها فوائد و ضررهای اقتصادهای پرمصرف انرژی را که به طور عمده بر پایه سوخت‌های فسیلی هستند تجربه کرده‌اند. در این کشورها فرصت استفاده از تجدیدپذیرها وجود دارد اما همین فرصت‌ها به ابعاد وسیع‌تر در کشورهای در حال توسعه که به طور عمومی منابع فنی و مالی مورد نیاز برای پیشرفت قابل ملاحظه در این زمینه را ندارند نیز وجود دارد. فشار فزاینده افزایش جمعیت در دنیای در حال توسعه و مشکلات روزافزون اجتماعی و محیط زیستی آنها نیاز به از بین بردن شکاف‌های اطلاعاتی و تکنولوژی را در حالی‌که هنوز زمان باقی است، ایجاب می‌نماید که از طریق همکاری بین المللی با یک مجموعه متفاوت از اولویت‌ها و تکنیک‌ها میسر است.

اکثر موانع را می‌توان از طریق تصمیم‌گیری‌های سازمانی مناسب برطرف نمود. اغلب، اندازه کارخانه‌های انرژی تجدیدپذیر کوچک است و بنابراین هزینه‌های هر واحد کمی دارند. این یک رویداد مثبت است. از طرف

دیگر نیازی برای جستجوی مبالغ زیاد سرمایه‌گذاری نیست. اما هزینه‌های معاملاتی وزن بیشتری دارند مگر آنکه بسیاری از پروژه‌های کوچک به صورت دسته‌های تشکیلاتی بزرگ در آیند.

۵-۴. چشم‌انداز انرژی‌های تجدیدپذیر

سازماندهی منابع انرژی‌های تجدیدپذیر با سرعت زیادی گسترش می‌یابد. به استثنای زیست توده که به صورت سنتی استفاده می‌شده است، با توجه به سناریوی مرجع پیش‌بینی می‌شود سهم انرژی‌های تجدیدپذیر در تقاضای اولیه انرژی از ۷٪ در سال ۲۰۰۶ به ۱۰٪ در ۲۰۳۰ افزایش یابد زیرا هزینه‌های انرژی تجدیدپذیر با فرض بالاتر بودن قیمت سوخت فسیلی و تکامل تکنولوژی‌های تجدیدپذیر، کمتر می‌شود که باعث می‌شود تجدیدپذیرها به نسبت توانایی رقابتی بیشتری داشته باشند و از حمایت سیاسی محکمی برخوردار شوند. صنعت مربوط به تجدیدپذیرها شانس استفاده از این توسعه را دارد تا نقش جانبی خود را حذف کند و تکنولوژی‌های نوظهور را وارد جریان اصلی نماید.

نقش تجدیدپذیرها براساس تولید الکتریسیته، که بیشتر از همه برق آبی و بادی است، بیش از دو برابر مقدار دوره چشم‌انداز است. سهم آن در توان کلی الکتریسیته از ۱۸٪ در ۲۰۰۶ به ۲۳٪ در ۲۰۳۰ افزایش می‌یابد. قبل از ۲۰۱۵، تجدیدپذیرها از گاز پیشی می‌گیرند و بعد از زغال‌سنگ، دومین منبع بزرگ الکتریسیته می‌شوند.

از نظر سازمان همکاری اقتصادی و توسعه OECD، افزایش تولید الکتریسیته از منابع تجدیدپذیر بزرگتر از افزایش تولید آن توسط سوخت فسیلی به همراه نیروی هسته‌ای می‌باشد. در دوره چشم‌انداز سهم تجدیدپذیرها در تولید الکتریسیته به مقدار ۲۶٪ افزایش می‌یابد.

پیش‌بینی می‌شود توان خروجی برق بادی در جهان یازده برابر افزایش یابد و تا ۲۰۱۰ بعد از هیدرو، بزرگترین منبع الکتریسیته از منابع تجدیدپذیر شود. بزرگترین افزایش در اتحادیه اروپا با احتساب ۶۰٪ افزایش در کل تولید الکتریسیته اتحادیه اروپا بین ۲۰۰۶ و ۲۰۳۰ است، جائی‌که سهم نیروی باد در ۲۰۳۰ به ۱۴٪ می‌رسد.

زیست توده، ژئوترمال و انرژی خروشیدی حدود ۶٪ کل تقاضای جهانی برای گرمایش را در ۲۰۰۶ فراهم می‌کنند. پیش‌بینی می شود این سهم در ۲۰۳۰ به ۷٪ افزایش یابد. در جاهایی که منابع فراوانند و منابع مرسوم انرژی گران می‌باشند، گرمایش بر اساس منابع تجدیدپذیر می‌تواند در مقایسه با سیستم‌های مرسوم سوخت فسیلی رقابت کند.

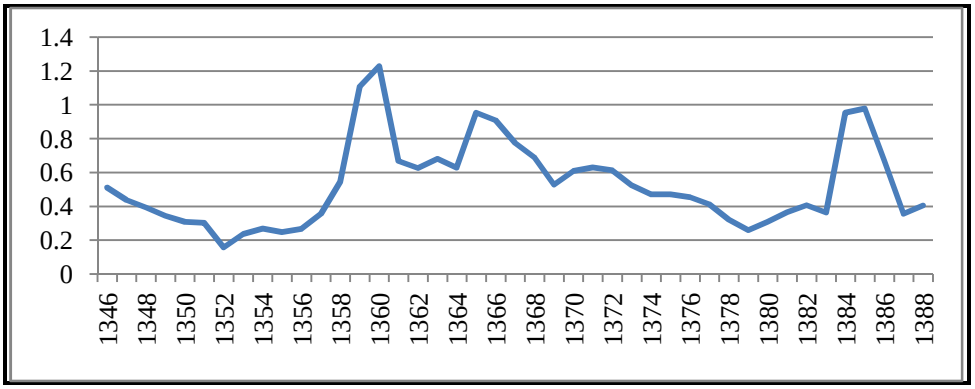
مقدار کل سرمایه متراکم در منبع انرژی تجدیدپذیر در ۲۰۰۷-۲۰۳۰، ۵/۵ تریلیون دلار، برحسب دلار در سال ۲۰۰۷، می‌باشد. بخش بزگتر این سرمایه برای تولید الکتریسیته است. تجدیدپذیر ها تنها کمتر از نصف کل سرمایه پیش‌بینی شده در تولید الکتریسیته را در بر می‌گیرند[1].

۵-۵. سرمایه‌گذاری در انرژی تجدیدپذیر

در سناریوی مرجع، مقدار کل سرمایه تجمعی در شکل‌های مدرن انرژی تجدیدپذیر در دوره ۲۰۰۷ تا ۲۰۳۰ ۵/۵ میلیارد تریلیون، با دلار سال ۲۰۰۷، است. بیشترین سرمایه‌های بخش تجدیدپذیر, ۶۰٪ کل، برای تولید برق است بعد از آن سرمایه‌گذاری برای گرمایش از منابع تجدیدپذیر است،که به ترتیب ۳۶٪ و ۴٪ کل می-باشند. کل سرمایه‌گذاری در تجدیدپذیرها برای تولید برق در سناریوی مرجع از ۲۰۰۷ تا ۲۰۳۰ به میزان ۳/۳ تریلیون دلار بود، این مقدار ۱۶۱۷ گیگاوات ظرفیت اضافی فراهم می‌کند که عمده آن به خاطر افزایش ظرفیت باد و هیدرو می‌باشد.

پیش‌بینی می‌شود افزایش متوسط سالانه ظرفیت برای تولید برق از منابع تجدیدپذیر در دوره ۲۰۰۷ تا ۲۰۳۰، ۵۹ گیگاوات بشود. حدود ۲۷ گیگاوات برای هیدرو و ۳۲ گیگاوات برای سایر تجدیدپذیرها. کل افزایش سالانه ظرفیت در طول همان دوره ۱۸۸ گیگاوات می‌شود در ۲۰۱۶ تا ۲۰۳۰ افزایش ظرفیت برق آبی ۲۴ گیگاوات در سال و سایر تجدیدپذیرها ۴۹ گیگاوات در سال از کل ظرفیت جدید ۱۸۹ گیگاوات در سال است. سرمایه‌گذاری سالانه در تجدیدپذیرها از همان قرار افزایش می‌یابد. در کل دوره پیش‌بینی، سرمایه-گذاری سالانه در ظرفیت برق تجدیدپذیر جدید بزرگتر از نیروگاه‌های با سوخت فسیلی است، ظرفیت برق تجدیدپذیر، ۴۸٪کل سرمایه پیش‌بینی شده برای تولید برق بین ۲۰۰۷ و ۲۰۳۰ محسوب می‌شود.

نمودار۱. سهم انرژی‌های تجدیدپذیر از کل انرژی های تولیدی کشور (درصد)



منبع: ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۸

[1] World energy outlook 2oo8, international energy agency, © OECD/IEA, 2008

فصل ششم

ارزیابی‌سرمایه‌گذاری پروژه

فصل ششم –ارزیابی سرمایه‌گذاری پروژه

مقدمه

از آنجا که تحلیل‌های اقتصادی برای دستیابی به راه حل یا راه حل‌هایی که در آینده مورد استفاده قرار می-گیرند بکار می‌روند، طبیعتاً مبتنی بر ارزیابی‌های وقایعی هستند که در آینده رخ می‌دهند. مشکل‌ترین بخش از یک تحلیل اقتصادی، ارزیابی کمیت‌های مرتبط با آینده می‌باشد. ارزیابی‌ها، بیشتر مبتنی بر نتایج گذشته تشکیلات اقتصادی است. بررسی سوابق، به جهت حصول ارزیابی‌های مثمرثمر و پرارزش، می‌بایست مکرراً در مورد سوابق آماری اقتصادی و مهندسی، با قضاوت صحیح و تحلیل معقول اجرا شود.

این نوع تصمیم‌گیری مربوط به زمانی است که متغیرهای غیرقابل کنترل، در مدل تصمیم‌گیری وجود ندارند. مدلسازی برای این گونه تصمیم‌گیری‌ها براساس مدل‌های ریاضی و مشخص استوار است. تکنیک‌های متنوعی که در این گونه تصمیم‌گیری‌ها می‌توان از آنها یاری گرفت عبارتند از:

تکنیک‌های مختلف اقتصاد مهندسی مانند نرخ بازگشت سرمایه، ارزش فعلی، نسبت منافع به مخارج و مدت بازگشت سرمایه و ... .

۶-۱. مفهوم طرح و تجزیه و تحلیل طرح اقتصادی

در هر طرح عمدتاً یک نوع فعالیت سرمایه‌گذاری مدنظر می‌باشد که توسط آن منابع سرمایه‌ای را برای ایجاد دارایی‌های مولد صرف کنیم که از آنها می‌توانیم تحقق فوایدی را طی مدتی از زمان انتظار داشته باشیم بنابراین طرح چیزیست که هم از نظر هزینه‌ها و هم از نظر درآمدهای اصلی قابل سنجش و اندازه گیری باشد.

منظور از تجزیه و تحلیل یک طرح، تجزیه و تحلیل بخش هزینه‌ها و بخش درآمدها می‌باشد که در بخش هزینه‌ها بایستی کل هزینه‌های اقتصادی را محاسبه نمود. و امروزه هزینه‌های زیست محیطی را نیز در نظر می‌گیرند. به طور کلی در یک طرح هزینه‌ها باید دقیقاً کمی شوند در بخش درآمدها لازم است کلیه درآمدها و منافعی که در نتیجه اجرای طرح در آینده بدست می‌آید در نظر گرفته و آن را تبدیل به حال نماییم در واقع مجموع درآمدهای زمان حال را به طور کمی محاسبه نماییم. حال دو بخش هزینه‌ها و درآمدها را با هم مقایسه می‌نماییم. اگر درآمدها بیش از هزینه‌ها باشد این طرح اقتصادی است.

$$PV_R = \frac{R_1}{(1+r)} + \frac{R_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{R_n}{(1+r)^n}$$

$$PV_c = C_0 + \frac{C_1}{1+r} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{C_M}{(1+r)^M}$$

$$PV_R \geq PV_C$$

۶-۲. هزینه‌های ثابت و متغیر

زمانی که هزینه‌های بالقوه درگیر در یک پروژه ارزیابی می‌شوند، درک تفاوت بین هزینه‌های ثابت و متغیر مهم است. هزینه‌های متغیر آنهایی هستند که مستقیماً با خروجی یک تاسیسات خاص یا فرآیند تولید، تغییر می‌کنند، مانند هزینه‌های سوخت. هزینه‌های ثابت آن هزینه‌هایی هستند که وابسته و مرتبط به خروجی فرآیند یا تاسیسات نیستند، مانند اجاره محل و بیمه.بنابراین مجموع هزینه‌های هر پروژه‌ای جمع هزینه‌های ثابت و متغیر است.

۶-۳. هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی

۶-۳-۱. هزینه‌های سرمایه‌گذاری

هزینه‌های سرمایه‌گذاری[1] معمولاً سال‌ها قبل از آنکه در آمدی عاید سرمایه‌گذار شود حادث می‌گردد. اجزای عمده تشکیل‌دهنده هزینه‌های سرمایه‌گذاری عبارتند از: هزینه‌های زمین‌شناسی و ژئوفیزیکی، هزینه‌های حفاری، هزینه تجهیزات (امثال: خرید تانکرها، نصب و برپاسازی سکوهای دریایی، تجهیزات فرآیندی، تجهیزات سرچاهی، خطوط نقل و انتقال مواد وغیره...). علاوه بر مواردی که ذکر شد، هزینه‌های سرمایه-گذاری در طول عمر اقتصادی پروژه نیز ممکن است انجام شود. برای مثال:

تغییرها برای استخراج از سایر ساختار های زمین‌شناسی.
اتصال چاه‌های فعلی به یک چاه افقی.
نصب و راه‌اندازی تجهیزات ایجاد نیروی بالا برندگی مصنوعی در چاه‌هایی که قبلاً به‌طور طبیعی دارای نیروی بالا برندگی بوده‌اند.
به روز رسانی و جایگزینی تجهیزات قدیمی.

[1] Capital Expenditures(CAPEX)

خصوصیت عمده هزینه‌های سرمایه‌گذاری این است که در پروژه تنها یک بار انجام می‌شود و معمولاً قسمت عمده مخارج را نیز شامل می‌شود.

هزینه‌های زمین‌شناسی و ژئوفیزیکی

این هزینه‌ها معمولاً مربوط به قبل از عملیات حفاری است. هزینه تحقیقات زمین‌شناسی، مطالعه لایه زمین و مطالعات ژئوفیزیکی در تصمیم‌گیری درباره محل حفاری تاثیر زیادی دارد. هزینه مطالعات ژئوفیزیکی معمولاً شامل هزینه دریافت حق لرزه‌نگاری در منطقه مورد نظر، هزینه لرزه‌نگاری، هزینه پردازش اطلاعات لرزه‌نگاری و سایر هزینه‌های مرتبط است. این هزینه‌ها و هزینه‌های مشابه در مجموعه هزینه‌های سرمایه‌گذاری قرار می-گیرد و در همان سالی که انجام می‌شود به آن مالیات تعلق می‌گیرد.

تخمین هزینه‌های لرزه‌نگاری به عوامل متعددی بستگی دارد. برای مثال هزینه لرزه‌نگاری دو بعدی با لرزه-نگاری سه بعدی متفاوت است، لرزه‌نگاری در دریا یا در خشکی هزینه یکسانی ندارد و به‌همین‌ترتیب وجود یا فقدان پارامترهایی در لرزه‌نگاری بر روی هزینه آن تاثیر خواهد گذاشت. بهترین راه تخمین این هزینه‌ها آن است که: **(۱)** قیمت خدمات لرزه‌نگاری از پیمانکاران مختلف پرسیده شود. **(۲)** از تجربیات مشابه لرزه‌نگاری در گذشته استفاده شود. در تخمین این هزینه‌ها همیشه به یاد داشته باشید که قیمت‌های خدمات لرزه‌نگاری و پردازش اطلاعات و نیز تفسیر اطلاعات براساس عرضه و تقاضا در بازار تعیین می‌شود. بنابراین دریافت آخرین قیمت‌ها از پیمانکاران مختلف برای انجام بهتر این کار ضروری است.

هزینه‌های حفاری

تخمین هزینه‌های حفاری ممکن است به اندازه طراحی خود چاه به کارهای مهندسی احتیاج داشته باشد. هزینه‌های حفاری به مسائل فنی درباره نحوه حفر چاه بسیار وابسته است و بنابراین در ابتدا باید این مسائل فنی را مشخص کرد:

الف) نوع چاهی که باید حفر شود (چاه‌های اکتشافی، ارزیابی، کمکی و توسعه‌ای): چاه‌هایی که برای اکتشاف مخازن جدید یا ارزیابی منطقه حفر می‌شود معمولاً هزینه‌های حفاری بیشتری در برخواهد داشت زیرا عملیات اندازه‌گیری و آزمایش در آنها بیشتر است. علاوه بر اینها با توجه به اینکه چاه‌های اکتشافی و آزمایشی در مناطقی ناشناخته حفر می‌شوند بهینه‌سازی پارامترهای حفاری در آنها سخت‌تر است.

ب) پیکربندی و نوع چاهی که باید حفر شود: انواع چاه‌ها از این نقطه‌نظر عبارتند از چاه‌های عمودی، چاه‌های مایل، چاه‌های افقی، چاه‌های انحرافی و چاه‌هایی که برای تخلیه آب یا گاز حفر می‌شوند.

ج) نوع قرارداد حفاری که منعقد می‌شود ودستگاه‌های حفاری مورد استفاده: هزینه استفاده از دستگاه‌های حفاری معمولاً قسمت عمده هزینه‌ی حفاری را شامل می‌شود. هزینه دستگاه‌های حفاری در مناطق مختلف به میزان فعالیت‌های حفاری و عرضه و تقاضا در آن منطقه بستگی دارد.

د) عمق چاهی که باید حفر شود و مقدار پیچیدگی لایه‌های زمین که مته حفاری از آنها عبور می‌کند: برای مثال هزینه‌های حفاری با عبور مته از لایه‌های پر فشار یا لایه‌های نرم یا لایه‌های حفره دار افزایش می‌یابد.

ه) نوع میله‌های جداری مورد استفاده و نحوه کاربرد آن در چاه.

ی) سایر مسائل فنی مانند نمونه‌گیری، آزمایش و تکمیل حفاری.

ارزیابی هزینه‌های حفاری معمولاً به شکل زیرمجموعه‌های مختلفی از هزینه‌ها بیان می‌شود. این نحوه ارزیابی معمولاً برای مصارف حسابداری و درک بهتر هزینه‌های بخش‌های مختلف مهندسی مناسب است (برای مثال در اکثر روش‌های حسابداری بهتر است هزینه‌های مشهود از هزینه‌های نامشهود حفاری جدا شود).

هزینه‌های تجهیزات

برای تولید گاز از میادین گازی تجهیزات بسیاری مورد نیاز است. بعضی از این تجهیزات از همان روز ابتدای تولید مورد استفاده قرار می‌گیرد و استفاده از بعضی دیگر تا چندین سال بعد به تعویق می‌افتد. برای مثال تانکرهای حمل آب و تجهیزات مورد استفاده در ایجاد نیروی بالا برندگی احتمالاً در سال‌های اولیه تولید مورد استفاده قرار نخواهد گرفت.

در پروژه‌های دریایی تجهیرات تولیدی پیچیده‌تر و گرانتر هستند. برای مثال در این پروژه‌ها علاوه بر تجهیزات خشکی به سکوهای مختلف نفتی، غلاف‌های سرچاهی با تجهیزات مخصوص و خطوط انتقال نفت/گاز از سکو به انباره‌های نگهداری در خشکی نیز احتیاج است.

در مطالعات اقتصادی، قاعده‌ای[1] برای تخمین هزینه‌های تجهیزات مورد استفاده قرار می‌گیرد که در آن لازم است دو نوع از تجهیزات از همه لحاظ به جز اندازه یکدیگر مشابه باشند. صرفه اقتصادی حاصل از مقیاس نیز در این قاعده مورد توجه قرار می‌گیرد و به‌طور کلی این ارتباط به شکل زیر بیان می‌شود:

$$C_C = C_r(\frac{Q_C}{Q_r})^{06}$$

که در آن داریم،

C_C = هزینه‌ی طراحی با اندازه Q_C

C_r = هزینه‌ی دستگاه مرجع به اندازه Q_r (که از قبل دانسته فرض می‌شود)

[1] قاعده شش دهم برای برآورد هزینه‌ها(Economy of scale)؛ تورج دهقانی، موسسه مطالعات بین المللی انرژی خرداد ۱۳۸۹

Q_C = اندازه‌ی دستگاه طراحی شده
Q_r = اندازه‌ی دستگاه مرجع
۰.۶= نمای همبستگی است

اگر نمای همبستگی یک باشد رابطه خطی بدست آمده که نشان می‌دهد صرفه اقتصادی نسبت به مقیاس در تخمین هزینه‌ها وجود نخواهد داشت. نمای همبستگی برای بیشتر تجهیزات در صنعت نفت ۰/۵و برای تجهیزات فرآیند شیمیایی معمولا ۰/۶در نظر گرفته می‌شود.[1] همانطور که از معادله ریاضی مشخص است، تعیین مقدار مناسب همبستگی در صحت ارزیابی‌ها تاثیر زیادی خواهد داشت.

۶-۳-۲. هزینه‌های عملیاتی

هزینه‌های عملیاتی شامل مجموع هزینه‌های لازم جهت تداوم عملیات تولید، هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه-های توزیع و فروش، هزینه‌های اداری، هزینه‌های مالی و استهلاک است .
مهمترین ویژگی این هزینه‌ها آن است که به‌صورت دوره‌ای تکرار می‌شود. در ارزیابی جریان نقدی، هزینه-های عملیاتی را به شکل سالیانه یا برحسب هر بشکه بیان می‌کنند. معمولاً هزینه‌های عملیاتی دارای پنج جز زیر است :

الف) هزینه‌ی نگهداری و تعمیرات تجهیزات
ب) هزینه‌های بالاسری.
ت) هزینه‌های تولید
ث) هزینه‌های نقل و انتقال مواد
ج) هزینه‌ی بیمه

فهرست زیر این دسته‌های مختلف هزینه‌ها را به‌صورت تفصیلی نشان می‌دهد.

هزینه‌ی نگهداری و تعمیرات تجهیزات: این هزینه‌ها به هزینه مواد و نیروی انسانی (ماهر و غیر ماهر) و هزینه مواد مصرفی بستگی دارد. هزینه تعمیرات و نگهداری به تمامی هزینه‌هایی اطلاق می‌شود که برای

[1] گزارش وزارت نفت (www.shana.ir)

فعالیت روان و بدون مشکل کلیه تجهیزات در یک میدان نفتی باید مصرف شود. هزینه نگهداری و تعمیرات تجهیزات را می‌توان به زیرمجموعه‌های زیر طبقه‌بندی کرد:

الف. هزینه بازرسی‌ها

ب.هزینه‌های تعمیرات و نگهداری پیشگیرانه (تعمیرات جزئی، تعویض قطعات کوچک، رنگ‌آمیزی قطعات، روانکاری قطعات)

ج. هزینه‌های اجتناب‌ناپذیر(تعویض و تعمیرات کلی قطعات)

هزینه‌های بالاسری: هزینه‌های بالاسری شامل این زیرمجموعه‌ها می باشد:

الف) هزینه نیروی انسانی (هزینه نیروی انسانی اداری، آزمایشگاهی، پزشکی، نگهبانی و انبارداری)

ب) هزینه مواد و ابزارهای اداری (برق، غذا، خوابگاه، مواد مصرفی)

ت) هزینه خدمات (ارتباطات، بیمه، مسافرت کارکنان، آموزش)

هزینه‌های بالاسری در شرکت‌های بزرگ همچنین شامل هزینه‌هایی می‌شود که به‌طور مستقیم در تولید نفت و گاز تاثیری ندارد. برای مثال هزینه‌های تحقیق و توسعه در شرکت مادر، هزینه بخش‌های اداری و مالی، و هزینه بخش‌های مطالعات استراتژی‌ریزی همگی در بخش هزینه‌های بالاسری اداری قرار می‌گیرد.

هزینه‌های تولید: این هزینه‌ها را می‌توان به زیرمجموعه‌های زیر تقسیم‌بندی کرد:

الف. هزینه فرازآوری[1] نفت از اعماق زمین.

ب. هزینه‌های آب‌گیری[2] و جداسازی نفت و گاز.

ج. هزینه‌های عملیاتی مانند تزریق گاز، آب، بخارآب، مواد شیمیایی.

د. هزینه‌های مرتبط با تخلیه آب.

هزینه‌های نقل و انتقال مواد: این هزینه‌ها عمدتاً به هزینه‌هایی اطلاق می‌شود که برای انتقال نفت یا گاز از محل تولید به پالایشگاه، تسهیلات فرآوری گاز، یا پایانه‌های صادراتی به وجود می‌آید. میزان هزینه‌های حمل ونقل به حجم موادی که باید منتقل شود، مسافتی که مواد باید انتقال یابد و وسایل حمل ونقل بستگی دارد. اقلام هزینه‌های نقل وانتقال مواد به‌ترتیب زیر است:

[1] Artifical Lift
[2] Dehydration

الف. هزینه پمپ‌ها و سوخت کمپرسور و خرابی‌ها.
ب. هزینه اجاره تانکرهای نفت و گاز که قیمت‌های جهانی دارد و به‌صورت ماهیانه به روز می‌شود.
ج. تعرفهٔ استفاده از خطوط لوله .
د. هزینه‌ی عملیات پایانه‌ها و اسکله‌ها.

هزینه‌ی بیمه: بیمه‌ی تجهیزات نفتی مخصوصاً در اوایل عمر یک پروژه موکداً توصیه می‌شود. هزینه‌ی بیمه تجهیزات بسته به آسیب‌پذیری آن از ۰/۵٪ تا ۴٪ هزینه جایگزینی متغیر است.
با وجود اینکه به‌خاطر تنزیل جریان‌های نقدی، اندازه هزینه‌ها در سال‌های آخر پروژه در ارزیابی پروژه‌ها تاثیر بسیار کمی دارد، ولی اگر هزینه‌های عملیاتی در سال‌های پایانی بیشتر از مقدار واقعی تخمین زده شود در نهایت، عمر اقتصادی پروژه کمتر از مقدار حقیقی آن برآورد خواهد شد و مشکلاتی به وجود خواهد آمد. از جمله این مشکلات، نارسایی‌هایی در طراحی مهندسی است. عناصر تشکیل‌دهنده هزینه‌های عملیاتی معمولاً از شرکتی به شرکت دیگر و از منطقه‌ای به منطقه دیگر متفاوت است اما با وجوداین درصدهای زیر مقادیر تقریبی این عناصر را برای محاسبات کلی نشان می‌دهد.

- هزینه‌های تولید در حدود ۳۵٪ کل هزینه‌های عملیاتی را تشکیل می‌دهد.
- هزینه‌های نقل و انتقال مواد در حدود ۲۳٪ کل هزینه‌های عملیاتی را تشکیل می‌دهد .
- هزینه‌ی بیمه تقریبا ۲۱٪ هزینه‌های عملیاتی را تشکیل می‌دهد.
- هزینه‌ی نگهداری و تعمیرات تقریبا ۱۷٪ کل هزینه‌های عملیاتی را تشکیل می‌دهد.
- هزینه‌های بالاسری تنها حدود ۴٪ هزینه‌های عملیاتی را تشکیل می‌دهد.[1]

برای پیش‌بینی صحیح هزینه‌های عملیاتی در یک پروژه، اطلاعات نسبتاً دقیق از هزینه‌های ذکر شده ضروری است. بعضی از هزینه‌ها برحسب تعداد بشکه تولید شده یا برحسب تعداد چاه‌های در حال تولید عنوان می‌شود. در استفاده از این آمار و ارقام باید توجه داشت که این هزینه‌ها نشان‌دهنده مقدار متوسط آماری به ازای هر چاه است و الزاماً چنین هزینه‌هایی برای هر چاه به‌وجود نخواهد آمد. برای مثال ممکن است مبنای تخمین هزینه‌ها چنان باشد که عملیات مرمت و بهسازی هر چاه هر پنج سال یک بار انجام شود. معنای این عبارت آن است که به‌طور متوسط در هر پنج سال عملیات مرمت و بهسازی به تعداد چاه‌های موجود باید انجام شود و هزینه‌های مربوط در هر دوره زمانی مورد توجه قرار گیرد.

1.ناهید عبدالهی اصل، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه علامه طباطبایی۱۳۸۹

۶-۴. نرخ‌های بهره

بهره همان قیمت یا اجاره پرداخت شده برای استفاده از پول یا وجوه پرداختی به صورت وام است که به صورت درصدی از وجوه قرض داده شده یا قرض گرفته شده بیان می‌شود. مبلغ وام را اصل پول می‌نامند. نرخ بهره یا نرخ رشد سرمایه معمولاً به طور سالیانه بیان می‌شود. بنابراین، در نتیجه نرخ بهره ۱۰٪ در سال روی ۱۰۰ دلار قرض گرفته شده یا سرمایه‌گذاری شده برای یک سال،۱۱۰دلار عاید خواهد شد.

نرخ بهره در بازار، متاثر از نرخ بهره پایه می‌باشد. این نرخ، نرخ بهره‌ای است که بانک‌ها برای معتبرترین مشتریان‌شان تعیین می‌کنند. نرخ تنزیل میزان نرخ بهره‌ای است که بانک مرکزی برای بانک‌هایی که از ذخایر آن استفاده می‌کنند تعیین می‌کند.

نرخ بهره حاکم بر بازار که در بازارهای مالی مشاهده می‌شوند، معمولاً متغیرند، و در هر زمان، مجموعه‌ای متفاوت از نرخ‌های بهره وجود دارد. میزان نرخ بهره به ریسک، زمان سررسید وام، هزینه‌های اداری که موسسه مالی عرضه کننده وام تحمیل می‌کند و رقابت برای دریافت وام بستگی دارد. در حالت کلی، نرخ بهره وام‌ها در شرایط زیر بالاتر خواهد بود:

- وجود ریسک برای قرض‌دهنده؛ که نشان‌دهنده این احتمال است که ممکن است اصل پول و بهره آن توسط قرض‌گیرنده باز پرداخت نشود.
- دوره طولانی‌تر وام؛ ریسک دوره‌های بلندمدت‌تر بیشتر است.
- مقدار کمتر وام؛ به دلیل هزینه‌های اداری بالاتر.
- سیستم مالی غیر رقابتی.
- حیطه سرمایه‌گذاری؛ نرخ‌ها برای سرمایه‌گذاری‌های پرمخاطره‌تر بیشتر خواهد بود.

نرخ بهره، متاثر از عرضه و تقاضای وجوه قابل پرداخت نیز می‌باشد. مقدار واقعی پولی که برای قرض دادن به قرض گیرندگان مورد انتظار در دسترس است را وجوه قابل وام دهی می‌نامند.

از سوی دیگر، عرضه وجوه قابل پرداخت به عنوان وام، تابعی از میزان پس‌انداز قبلی و فعلی افراد و بنگاه‌ها می‌باشد. بانک مرکزی، بانک‌های تجاری و عموم مردم منابع اصلی عرضه پول هستند.

بهره ساده و مرکب

بهره ساده تنها با استفاده از اصل پول محاسبه می‌شود و در طول یک دوره زمانی ثابت به دست می‌آید. در انتهای دوره، هم اصل پول و هم بهره حاصل از آن باز پرداخت می‌شود. وام‌های با بهره ساده ممکن است دوره زمانی متفاوتی داشته باشد.کل مبلغ بهره را می‌توان با استفاده از فرمول زیر محاسبه نمود:

بهره=اصل پول × تعداد دورهها × نرخ بهره

بهره مرکب مقدار بهره‌ای است که به اصل پول و بهره‌های به دست آمده در دوره‌های قبل تعلق می‌گیرد. در انتهای هر دوره، مبلغ اصل پول و بهره حاصل جمعاً به عنوان مبدا محاسبه بهره برای دوره بعد قرار می‌گیرند. برای محاسبه بهره در دوره بعد، مجموع اصل پول و بهره به دست آمده در دوره قبل به اصل پول برای دوره جدید مبدل می‌شوند. مقدار بهره تجمعی به تعداد دوره‌های مرکب‌سازی در سال و تعداد سال‌هایی که بهره پرداخت می‌شود بستگی دارد. این نوع بهره به طور گسترده‌ای در وام‌های خرید مسکن، وام‌های خرید خودرو، اقساط کارت‌های اعتباری و سایر وام‌های اقساطی به کار گرفته می‌شود. بهره مرکب، تعیین‌کننده مبلغ آتی برای پولی است که در حال حاضر سرمایه‌گذاری شده است. بهره مرکب با استفاده از معادله زیر محاسبه می شود:

$$\text{بهره} = \text{اصل پول} \times \left|\left(1+\frac{i_n}{m}\right)^{tm} - 1\right|$$

یا

$$\text{بهره} + \text{اصل پول} = \text{اصل پول} \times \left(1+\frac{i_n}{m}\right)^{\text{tm}}$$

که در این فرمول:

i_n = نرخ بهره اسمی که به صورت سالیانه بیان می‌شود.

m= تعداددوره‌های مرکب‌سازی در هر سال، برای مرکب‌سازی سالیانه مقدار m برابر ۱است، برای مرکب‌سازی شش ماهه مقدارm برابر ۲ است، برای مرکب‌سازی فصلی مقدارm برابر۴ است و برای مرکب‌سازی ماهیانه مقدار m برابر ۱۲است.

t=دوره وام یا تعداد سال‌ها

اگر بهره تنها یک بار در سال مرکب شود، در این صورت معادله ۳به صورت زیر ساده می‌شود:

بهره= اصل پول × $[(1+i_n)^t]$

نرخ بهره اسمی و موثر

نرخ بهره مرکب به دو نوع بیان می‌شود که عبارتند از نرخ بهره اسمی و نرخ بهره موثر سالیانه. نرخ بهره مرکب معمولاً به صورت نرخ بهره اسمی سالیانه نشان داده می‌شود که به طور دوره‌ای یعنی روزانه یا ماهیانه یا فصلی یا شش ماهه و پیوسته (تعداد بی‌شماری از دوره‌های زمانی در یک سال که تقریباً برابر با مرکب‌سازی روزانه می‌باشد) مرکب می‌شود.

نرخ بهره موثر نرخی است که وقتی روی مبلغی از پول برای یک سال اعمال شود. حاصل آن با نرخ بهره اسمی مرکب شده به تعداد m دوره زمانی در یک سال برابر شود. نرخ‌های بهره اسمی و موثر در صورتی برابر خواهند بود که مرکب‌سازی به صورت سالیانه رخ دهد. رابطه این دو نوع بهره به صورت زیر است:

$$i_e = (1+\frac{i_n}{m})^{tm} - 1$$

معادله برای نرخ‌های بهره اسمی سالیانه است که ممکن است به دفعات در یک سال ویا به طور پیوسته مرکب‌سازی صورت گیرد. با این وصف، همزمان با افزایش تعداد دفعات مرکب‌سازی ،m به سمت بی‌نهایت میل می‌کند. در این حالت به مرکب‌سازی پیوسته می‌رسیم. در معادله نشان داده شده است.

$$i_e = e^r - 1$$

۶-۵. استهلاک

استهلاک دارای معانی بسیاری است که چند تعریف آن در زیر آمده است:

۱- کاهش ارزش یک دارایی. این کاهش عبارت است از اختلاف ارزش یک دارایی در دو زمان مختلف به هر دلیلی که کاهش صورت گرفته باشد.

۲- توزیع هزینه یا ارزش اولیه یک دارایی منهای ارزش اسقاطی (اگر قابل پیش بینی و تخمین باشد) در طول عمر مفید دارایی.

۳- تفاوت ارزش یک دارایی موجود که قبلاً خریداری شده، با یک دارایی فرضی که به عنوان استاندارد مقایسه بکار رفته است. اگر با پیشرفت تکنولوژی، پدیده‌های جدید بوجود آیند ارزش دارایی (وسائل و ماشین آلات) موجود در موسسه با آنها سنجیده می‌شود و تفاوت، عبارت از مقدار استهلاک دارایی موجود است.

۴- استهلاک دارایی‌ها به دلایل زیر صورت می‌پذیرد: پیشرفت تکنولوژی، فرسودگی ماشین‌آلات، تغییرات مقررات عمومی مربوط به ماشین‌آلات، تغییر در مقدار و نوع سرویس مورد لزوم، ایجاد خسارات جانی و مالی توسط توسط یک دارایی باعث تعویض آن می‌شود.

روش‌های محاسبه استهلاک

روش‌های مختلفی برای محاسبه مقدار استهلاک موجود است. انتخاب هر روش استهلاک بستگی به قوانین و سیاست‌های مالی هر کشور دارد و اگر قوانین یک کشور اجازه انتخاب روش معینی را برای محاسبه استهلاک داد، آن روش می‌تواند قابل استفاده باشد.

تشریح روش محاسبه استهلاک به روش خط مستقیم:

روش خط مستقیم[1] ساده‌ترین و شاید متداول‌ترین روش محاسبه استهلاک است. در این روش مقدار استهلاک سالیانه ثابت است و طبق رابطه زیر حاصل می‌شود:

$$D = (P - SV)/ n$$

P هزینه اولیه دارایی است. از آنجا که دارایی هر سال تحت مقدار معینی مستهلک می‌شود، مقدار ارزش دفتری پس از m سال به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$BV_m = P - m*D \qquad m=1,2,\ldots\ldots n$$

قبل از سال ۱۹۸۱، امکان داشت که از یک روش معقول برای انواع دارایی‌های قابل استهلاک استفاده شود. یکی از این روش‌ها، روش خط مستقیم بود. در این روش، هزینه قابل استهلاک به طور مساوی در دوره عمر مفید آن پخش می‌شود. از معادله زیر برای محاسبه استهلاک استفاده می‌شود.

$$D_n = \frac{C - S_V}{n}$$

دراین معادله D_n مقدار استهلاک در سال nام، C کل هزینه دارایی، S_V ارزش اسقاط و n دوره عمر مفید دارایی است. ارزش اسقاط که آن را ارزش باقیمانده، ارزش نهایی یا ارزش ضایعات نیز می‌گویند، مقدار ارزش تخمینی دارایی در انتهای دوره عمر مفید آن می‌باشد. اگر دارایی پس از آنکه دیگر با بهره‌وری مناسبی قابل استفاده نیست فروخته شود، به مبلغ دریافتی ارزش اسقاط می‌گویند.

باید به خاطر داشته باشید که اگر پیش‌بینی شود یک دارایی قابل استهلاک در انتهای دوره عمر اقتصادی پروژه دارای ارزش اسقاط باشد و این ارزش بیش از ارزش دفتری (مبلغ اولیه منهای جمع استهلاک تا آن

[1] Straight Line Method (SL)

زمان) دارایی باشد، برای این مقدار اختلاف مالیاتی در نظر گرفته خواهد شد. مالیات و عایدات فروش در آخرین سال نقدی پروژه ظاهر می‌شود. در حالتی مشابه در صورتی که تجهیزات در ابتدا یا در میانه یک پروژه برنامه‌ریزی شده جایگزین شود، این جایگزینی باید در دوره بعدی جریان نقدی انعکاس داده شود.

۶-۶. معیارهای ارزیابی

معیارهای ارزیابی به دو دسته غیرتنزیلی و تنزیلی هستند. معیارهای غیرتنزیلی برای پول ارزش زمانی قائل نمی‌شوند. ولی به وسیله‌ی معیارهای تنزیلی می‌توان طرح‌هایی که دارای عمر و طول بهره‌برداری متفاوتی هستند را ارزیابی کرد. به‌عبارت‌دیگر، در این معیارها سودآوری طرح مبتنی بر عملیات طی عمر طرح است و تمامی دریافت‌ها و پرداخت‌های انجام شده در طی عمر طرح به زمان حال برگردانده می‌شود (ویلیامز، آلن، روبرت ساگدن، ۱۳۷۲).

الف) دوره بازگشت سرمایه[۱] ، **ب)** ارزش‌حال خالص[۲] ، **ح)** شاخص سودآوری[۳] ، **د)** نرخ بازده‌ی داخلی[۴] ، **ه)** نرخ بازده‌ی داخلی تعدیل شده [۵]، **ج)** روش نسبت منافع به مخارج

۶-۶-۱. زمان بازگشت سرمایه‌گذاری

«دوره بازگشت سرمایه»[۶] یک روش تقریبی برای مقایسه اقتصادی پروژه‌هاست، تحلیل‌گر با استفاده از این روش، در جستجوی دوره یا مدت زمانی است که سرمایه اولیه بتواند توسط درآمدهای سالیانه جبران شود. به عبارت ساده‌تر مجموع درآمدهای سالیانه در آن دوره برابر با هزینه‌های سرمایه‌گذاری گردد.

معمولاً سرمایه‌گذاران با توجه به شرایط اقتصادی تمایل به سرمایه‌گذاری در پروژه‌های کوتاه‌مدت دارد. به همین جهت در روش دوره بازگشت سرمایه پروژه‌ای اقتصادی‌تر است که دارای دوره بازگشت سرمایه کوچکتر باشد.

دوره بازگشت یک طرح سرمایه‌گذاری، تعداد سال‌هایی را که برای پوشش هزینه اولیه‌ی سرمایه‌گذاری (از محل منافع خالص سالانه) لازم است را به ما نشان می‌دهد. براساس این ضابطه، طرح یا گزینه‌ای که در کوتاه-

[1] Pay Back Period
[2] Net Present Value
[3] Profit Index
[4] Internal Rate Of Return
[5] Modified Internal Rate Of Return
[6] Payback Period

مدت اصل مبلغ سرمایه‌گذاری انجام شده را برگشت دهد برتری می‌یابد. دوره بازگشت سرمایه، نسبتی است از هزینه‌ی اولیه‌ی سرمایه‌گذاری به جریان نقدی سالانه است.

$$PBP = \frac{I}{NCF}$$

PBP = دوره بازگشت سرمایه، I = هزینه‌ی سرمایه‌گذاری اولیه،NCF = جریان نقدی سالیانه می‌باشد.

۶-۶-۲. ارزش حال خالص

ارزش حال خالص که آن را بهای فعلی نیز می‌نامند، با کسر ارزش‌حال درآمدها از ارزش‌حال هزینه‌ها به‌دست می‌آید. و نرم افزاری که برای انجام محاسبات به کار گرفته می‌شود Excel[1] می‌باشد. وقتی NPV یک سرمایه‌گذاری با یک نرخ تنزیل مشخص، مثبت است، دراین صورت هزینه تامین مالی سرمایه‌گذاری یا هزینه استفاده جایگزین از وجوه جبران می‌شود. سرمایه‌گذاری درآمدی را ایجاد می‌کند که برابر با ارزش‌حال مثبت است. به علاوهNPV مثبت نشان می‌دهد که نرخ بازگشت سرمایه‌گذاری حداقل برابر نرخ تنزیل است. در مقابل ،NPV منفی نشانگر آن است که سرمایه‌گذاری، عوایدی معادل با مقدار مورد انتظار از استفاده جایگزین از وجوه ایجاد نمی‌کند. فرمول معیار ارزش‌حال خالص (NPV) به‌صورت زیر است :

$$\text{Revenue} \quad pv = R_0 + \frac{R_1}{(1+r)} + \frac{R_2}{(1+r)^2} + \frac{R_3}{(1+r)^3} + \cdots + \frac{R_n}{(1+r)^n}$$

$$\text{Cost} \quad pv = C_0 + \frac{C_1}{(1+r)} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \frac{C_3}{(1+r)^3} + \cdots + \frac{C_n}{(1+r)^n}$$

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{R_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

با فرض اینکه:

R_t در آمد دوره t= قیمت در سال t ضربدر مقدار در سال t به کشور خریدار طی دوره‌های بهره‌بردای، به‌دست می‌آید. جریان درآمدی حاصله، به نوسانات قیمت طی دوره مطالعه بستگی خواهد داشت.

Pt: قیمت Qt: مقدار فروش

[1] به دلیل محدودیت در دسترسی به اطلاعات جزئی لازم برای به کارگیری نرم افزار کامفار در این تحقیق از نرم افزار اکسل استفاده شده است.

C_t هزینه دورهt = مجموع هرینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی پروژه

r: نرخ تنزیل یعنی حداقل نرخ بازگشت سالیانه مورد نیاز برای سرمایه‌گذاری جدید.

n عمر پروژه بر حسب سال

معیار ارزش‌حال خالص مزایای قابل ملاحظه زیر را دارا می‌باشد:

الف) ارزش زمانی پول را در بر می‌گیرد. ب) جریان نقدی را در کل دوره در نظر می‌گیرد. ج) کاملاً با هدف مالی حداکثرسازی ثروت سهامداران تطابق دارد. د) ارزش‌حال‌خالص طرح‌های گوناگون، به ارزش پول امروز می‌تواند جمع شود.

۶-۶-۳. شاخص سودآوری

بررسی NPV و IRR نشان می‌دهد که این دو روش چگونه کارایی سرمایه‌گذاری را اندازه‌گیری نمی‌کنند. برای غلبه بر مشکل کارایی، از شاخص سودآوری (PI) استفاده می‌شود PI نرخی بدون ابعاد است از نظر ریاضی PI با استفاده از معادله زیر به‌دست می‌آید :

$$PI = \frac{NPV}{I}$$

در این فرمول I = هزینه‌ی سرمایه‌گذاری اولیه و NPV = ارزش‌حال خالص پروژه می‌باشد.
PI نشان می‌دهد که برای هر دلار سرمایه‌گذاری چه مقدار منافع به‌صورت ارزش‌حال به‌دست می‌آید. از این شاخص می‌توان به‌عنوان یک معیار رتبه‌بندی برای تخصیص سرمایه استفاده کرد.

۶-۶-۴. نرخ بازگشت داخلی

نرخ بازده داخلی (IRR) معیار سودآوری مهم دیگری است که به طور گسترده‌ای مورد استفاده قرار می‌گیرد. هدف این روش، یافتن نرخ بهره‌ای است که اگر تمام درآمدهای آینده با آن نرخ بهره به زمان اول پروژه (زمان سرمایه گذاری) تنزیل شود، آن گاه درآمد تنزیل شده با میزان سرمایه‌گذاری برابر باشد و کارایی نهایی سرمایه را به‌دست دهد، این میزان بهره را نرخ بازده‌ی داخلی می‌نامند. در واقع IRR نرخ تنزیلی است که در آن ارزش‌حال خالص دقیقاً برابر صفر می‌شود. اهمیت ویژه‌ی این روش در آن است که در شرایط نبودن بازار متشکل مالی و نرخ تنزیل واحد در اقتصاد، نرخ بازده‌ی داخلی را می‌توان به‌کار گرفت. براساس این شیوه‌ی ارزیابی، اگر نرخ بازده‌ی یک طرح از نرخ بهره‌ی سرمایه بیشتر باشد، آن گاه طرح سودآور شناخته می‌شود و

اگر کمتر باشد، آن گاه طرح زیان‌آور ارزیابی خواهد شد. IRR به شکل درصد بیان می‌شود معادله مورد استفاده برای محاسبه IRR عبارت است از:

$$\sum_{t=0}^{n} \frac{R_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

تفاوت این است که در روش NPV، مقدار r معلوم است و NPV محاسبه می‌شود، ولی در روش IRR، NPV معلوم است (برابر صفر است) و مقدار IRR که باعث صفر شدن NPV است، محاسبه می‌شود.

اگر ارزش خالص طرحی مثبت باشد، چنین نتیجه می‌شود که نرخ بازده‌ی داخلی آن طرح از نرخ بازده‌ی قابل قبولی که برای سرمایه‌گذاری به کار برده شده، بیشتر است و بالعکس، اگر ارزش خالص طرحی منفی باشد، نرخ بازده‌ی داخلی آن طرح از نرخ بازده‌ی قابل قبولی که برای سرمایه‌گذاری به کار برده شده، کمتر است و نیز اگر ارزش‌خالص طرحی صفر باشد، می‌توان نتیجه گرفت که تمام سرمایه‌ی بکار رفته در طرح، به انضمام بهره‌های متعلقه در هر سال، برگشت داده شده و نرخ بازده‌ی طرح، معادل نرخ بازده‌ی مورد قبول است (ام ای میان، ۱۳۸۸).

۶-۶-۵. نرخ بازگشت داخلی اصلاح شده

نرخ بازده‌ی داخلی تعدیل شده به‌عنوان نرخ تنزیلی که ارزش‌حال جریانات نقدی خروجی را با ارزش‌حال جریانات نقدی ورودی برابر می‌کند، تعریف می‌شود. نرخ بازده‌ی داخلی تعدیل شده مزیت عمده‌ای نسبت به نرخ بازده‌ی داخلی معمولی دارد. نرخ بازده‌ی داخلی تعدیل شده فرض می‌کند که جریانات نقدی با نرخ هزینه‌ی سرمایه‌ی طرح، سرمایه‌گذاری دوباره می‌شود، در حالی که نرخ بازده‌ی داخلی فرض می‌کندکه جریانات نقدی با نرخ بازده‌ی داخلی خود آن طرح، سرمایه‌گذاری مجدد می‌شود. به دلیل اینکه سرمایه‌گذاری با نرخ هزینه‌های سرمایه‌ای شرکت، در مجموع فرض بهتر و معقول‌تری است، نرخ بازده‌ی داخلی تعدیل شده شاخص موثرتر و صحیح‌تری از قابلیت سودآوری طرح می‌باشد.

نحوه محاسبه MIRR به صورت زیر است (استرمولا و دیگران،۲۰۰۱[1])

$$MIRR = q^{\frac{1}{n-1}} - 1$$

[1] Stermole et al

که در آن n تعداد سال‌های عمر طرح و q خارج قسمت تقسیم ارزش پایانی جریانات ورودی (که براساس نرخ سرمایه‌گذاری مجدد محاسبه شده) بر ارزش‌حال جریانات خروجی (که با نرخ تنزیل اولیه تنزیل شده) است.

با وجود دقت نظری که در بکارگیری این روش‌ها به کار رفته است، این روش‌ها از برخی جهات فاقد کارایی هستند. نخست آن‌که، روش‌های یاد شده جنبه‌ی حسابداری دارند و برای ارزیابی و مقایسه‌ی طرح‌هایی مناسب هستند که دارای مقاصد مالی است. دوم آن‌که، نرخ تنزیل در سرمایه‌گذاری بخش عمومی نسبت به سرمایه‌گذاری بخش خصوصی متفاوت است و حساب سود و هزینه اجتماعی را شامل می‌شود که در بازده‌های مالی اصلاً منظور نیست. این مسئله به ویژه در سرمایه‌گذاری‌های بزرگ زیربنایی صادق است و لازم است که در سرمایه‌گذاری برای این گونه تاسیسات، منافع و هزینه‌های اجتماعی به دقت مورد ارزیابی قرار گیرند.

۶-۶-۶. روش نسبت منافع به مخارج

یکی دیگر از تکنیک‌های اقتصاد مهندسی برای مقایسه اقتصادی طرح‌ها، روش نسبت منافع به مخارج یا سود به هزینه (B/C)[1] می‌باشد. این روش علاوه بر بررسی اقتصادی طرهای سرمایه‌گذاررری خصوصی، یک روش کاربردی و معروف در ارزیابی طرح‌های دولتی محسوب می‌شود. فرمول کلی نسبت منافع به مخارج به‌صورت زیر است :

B/C = (منافع – ضررها) / (مخارج) هزینه‌ها

چنانچه B/C>1 و B/C=1 باشد طرح اقتصادی و اگر B/C<1 بود طرح غیر اقتصادی است.

۶-۷. آنالیز حساسیت

آنالیز حساسیت[2] در واقع یک نوع بازنگری به یک ارزیابی اقتصادی است. آنالیز حساسیت عبارت است از تکرار محاسبات یک فرآیند مالی با تغییر دادن پارامترهای اصلی و مقایسه نتایج بدست آمده با نتایج حاصل از اطلاعات اولیه. اگر تغییر کوچکی در یک پارامتر، منجر به تغییر چشمگیری در نتایج گردد، گفته می‌شود که طرح نسبت به آن پارامتر حساسیت دارد و آن یک پارامتر حساس است.

[1] Benefit – Cost Ratio
[2] Sensitivity Analysis

۶-۸. نقطه سربه‌سر طرح‌ها

در پاره‌ای از مقایسه‌های اقتصادی، یک یا تعداد بیشتری از عناصر هزینه، یا بسیار مشکوک‌اند و یا به صورت تابعی از عوامل دیگر می‌باشند. تحت بعضی از شرایط محیطی، متقاعدکننده‌تر این است که پارامتر غیرقطعی را به صورت تابعی متیر بیان نموده و مقدار معین را به گونه‌ای بدست آوریم که به ازای آن دو طرح، سربه سر[۱] شوند. آنالیز سربه سر معمولاً در برگیرنده عنصر متغیری است که برای هر دو طرح مشترک است. در مورد بیش از دو طرح نیز می‌توان تحلیل مشابهی انجام داد. نتایج حاصله در این حالت، حدودی را تعیین خواهند کرد که در هر یک از آنها، یکی از طرح‌ها اقتصادی‌ترین خواهد بود.

[1] Breakeven

فهرست منابع

آمارها و نمودارهای انرژی در ایران و جهان، وزارت نیرو، دفتر برنامه‌ریزی انرژی، ۱۳۸۸
احمدیان، م. (۱۳۷۸) ، اقتصاد نظری و کاربردی نفت. چاپ اول، تهران، دانشگاه تربیت مدرس، پژوهشکده‌ی اقتصاد.
احمدیان، مجید. (۱۳۷۸). نظریه قیمت در اقتصاد منابع پایان‌پذیر. انتشارات دانشگاه تهران، شماره ۲۱۰۷.
احمدیان، مجید، اقتصاد منابع تجدیدشونده، تهران، سازمان مطالعه و تدوین کتب علوم انسانی دانشگاه‌ها(سمت)، ۱۳۸۱
اله دادی، سمیه، راهبردی در جهت تدوین استراتژی جامع برای نهادهای فعال در بخش انرژی کشور استراتژی کلان انرژی)، پایان نامه کارشناسی ارشد، اقتصاد انرژی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران مرکزی، ۱۳۸۶.
اعلمی، رباب (۱۳۹۰)، ارزیابی اقتصادی صادرات گاز ایران به اروپا از طریق خط لوله و LNG، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه علامه طباطبایی، دانشکده اقتصاد.
امیرمعینی، مهران (۱۳۸۵)، کاربرد ابزارهای مالی در قراردادهای نفت و گاز؛ الگویی برای ایران، شماره ۸، ص ۹۱-۱۲۹
امامی میبدی، علی. (۱۳۸۵). تحلیل عوامل مؤثر بر قیمت نفت خام. فصلنامه پژوهشهای اقتصادی ایران،سال هشتم، شماره ۲۸، صص ۱۰۷-۱۲۲.
ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۸و ۱۳۸۷، دفتر برنامه‌ریزی کلان انرژی، وزارت نیرو
ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۸، گروه مطالعات انرژی موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی (IIES)
درخشان (۱۳۸۲)، منافع ملی و سیاست‌های بهره‌برداری از منابع نفت و گاز، مجله مجلس و پژوهشف سال نهم، شماره ۳۴، صص ۶۴-۱۳
رنجبر فلاح، محمدرضا، "الگوی جامع تقاضای انرژی در ایران"، رساله دوره دکتری، دانشکده اقتصاد دانشگاه تربیت مدرس، ۱۳۷۹
سعیدی (۱۳۸۱)، برنامه‌ریزی استراتژیک برای مدیریت مخازن نفت و گاز ایران، مجله مجلس وپژوهشف سال نهم، شماره ۳۴، صص ۱۸۸۶-۱۳۶

شورای جهانی انرژی(1387) ، بررسی و ارزیابی سیاست های کارآیی انرژی در جهان، مترجمان امیرعباس صدیقی و مهسا بیک لری، موسسه مطالعات بین المللی انرژی

عیدی، علی محمد(۱۳۸۱)، برنامه ریزی استراتژیک برای مخازن نفت و گاز کشور، نشریه مرکز پژوهشهای مجلس شورای اسلامی، سال نهم، شماره۳۴.

ملکی، ر. (۱۳۷۸) بررسی رابطه‌ی علّیت بین مصرف انرژی و رشد اقتصادی در ایران. پایان‌نامه‌ی کارشناسی ارشد دانشگاه شهید بهشتی.

یوسفی، علی(۱۳۸۶)، ایجاد اوپک گازی؛ آیا انحصار امکان پذیر است؟، فصلنامه بررسی های اقتصاد انرژی، سال سوم، شماره ۸، بهار

یوسفی، محمد(۱۳۸۶)، وضعیت و چشم انداز عرضه نفت در کشورهای غیر اوپک، سال سوم، شماره۸، بهار

Alberini,A. Gans,W. Velez-Lopez,D (2011). "Residential consumption of gas and electricity in the U.S.: The role of prices and income". Energy Economics, Pages 12

Asafu-Adjaye, J (2000). "The relationship between energy consumption, energy prices and economic growth; time series evidence from Asian developing countries". Energy Economics 22, 615–625.

Azadi, A.K., Yarmohammad, M.H.(2011), Analysis of Iran's Crude Oil Export Future Capacity, Energy Journal, 39, 3316-3326

Belke,A. Dobnik,F. Dreger,CH (2011). "Energy consumption and economic growth: New insights into the cointegration relationship". Energy Economics.

Bernstein, M.A., Griffin, J (2006). Regional Differences in the Price-Elasticity of Demand for Energy. National Renewable Energy Laboratory. Technical Report. Rand Corporation, Santa Monica, CA.

BP Statistical Review of World Energy, June 20١١, 2010

Berck, P., M. Roberts. (1996). Natural resource prices: will they ever turn up?. Journal of Environmental Economic Management, No. 31 (1) pp 65–78.

Berndt, E. R., and Wood, D. O. (1975). Technology, Prices and the derived demand for energy, Review of Economics and Statistics 57, 259-268.

Dasgupta, P. S., and G. M. Heal, (1974). The optimal depletion of exhaustible resources. Review of economic Studies, Symposium on the Economics of Exhaustible Resources, No.2, pp 3-28.

Energy Information Administration, Annual Energy Review, 2010

Farzin, H., (1992). The time path of scarcity rent in the theory of exhaustible resources. Economic Journal. 102 pp 841–851.

Hotelling, H., "The Economics of Exhaustible Resources", Journal of Political Economy, April 1931

Hanson, D.A., (1980). Increasing extraction costs and resource prices: some further results. Bell Journal of Economics. No. II (Spring), pp 335–342.

Hartwick, J.M., (1977). Intergenerational equity and the investing of rents from exhaustible resources. American Economic Review. No. 67 (5) pp 972–974.

Heal, G.M., (1976). The relationship between price and extraction cost for a resource with a backstop technology. Bell Journal of Economics. No. 7 (Autumn) pp 371–378.

Krautkraemer, J.A., (1998). Nonrenewable resource scarcity. Journal of Economic Literature. No. 36 (4) pp 2065–2107.
Lee, J., J.A. List, M.C. Strazicich, (2006). Non-renewable resource prices: deterministic or stochastic trends?. Journal of Environmental Economic Management. No. 51 pp 354–370.
Lin, Y.C., (2006). Estimating supply and demand in the world oil market. Working Paper. University of California at Davis.
Lin, Y.C., (2006). Optimal world oil extraction and the limits to the Hotelling model. Working Paper, University of California at Davis.
International Energy Agency ,World Energy Outlook 2010
Michot foss, michelle(2005), Global Natural Gas Issues and Challenges: A Commentary, The Eergy Journal, Vol 26, No 2
Oil out look to 2025, OPEC Review Paper 2010
Pindyck, R. S.(1979). The structure of world energy demand, MIT Press.
Pindyck, Robert & Rubinfeld, Daniel; Microeconomics, 4th edition, Pages: 462-468
Sharbafian, N. Mazraati, M. (2010), Outlook Model of Renewable Energies in Iran up to 2030, Pars Pidura Publishing Company
Stern, D.I. (1993). Energy and economic growth in the U.S.A., A multivariate approach, Energy Economics 15, 37- 150.
The Challenges of further cost reductions for new supply option (pipeline, LNG, GTL) :Sylvie Cornot- Gandolphe, Olivier Appert, Ralf Dickel, Marie- Francoise Chabrelie, Alexander Rojey

پیوست.

جدول ۱. بیست جزء ساختاری و مفهومی معمول در مقاله‌های علمی- پژوهشی

ردیف	مؤلفه	ملاحظات
۱	عنوان	معمولاً منعکس کننده مندرجات مقاله و حاوی کلیدواژه‌هاست. به طوری که اهمیت موضوع پژوهش و نوبودن آن را که در متن منعکس شده است، نشان می‌دهد
۲	معرفی پژوهشگر	سطح تحصیلات و رشته تحصیلی و گرایش پژوهشگر و محل تدریس یا اشتغال او همراه با آدرس پست الکترونیکی
۳	چکیده	حاوی مهم‌ترین اجزای متن اصلی است که به اختصار بیان شده‌اند.
۴	طبقه بندی JEL	www.aeaweb.org/Journal/jel_class_system.html برای طبقه بندی موضوعی از این آدرس استفاده نمائید
۵	کلیدواژه‌ها	واژگان مهم و اساسی پژوهش که دفعات تکرار و یا تأثیر آن بر پژوهش، فراوان و در زمره متغیرهای تعیین‌کننده پژوهش است. همچنین برای افزایش دسترس‌پذیری مقاله توسط مؤلف یا نشریه انتخاب می‌شوند.
۶	مقدمه	زمینه‌ساز بحث اصلی است و به معرفی مقدماتی پژوهش می‌پردازد.
۷	بیان مسئله[1]	به مشکلی که زمینه‌ساز اجرای پژوهش شده است، اشاره می‌کند.
۸	تبیین هدف[2]	به هدفی که مقاله دنبال می‌کند یا پژوهش دنبال کرده است، می‌پردازد.
۹	پرسش‌های پژوهش[3]	پرسش/پرسش‌های پژوهش است و گاهی همراه با فرضیه/ فرضیه‌ها ارائه می‌شود.
۱۰	پیشینه پژوهش[4]	مرور نوشتارها و تشریح مبانی نظری مرتبط با موضوع را در بر می‌گیرد.
۱۱	روش پژوهش و تحلیل	روشی که پژوهشگر برای انجام پژوهش ، آزمون فرضیه‌ها و تحقق هدف پژوهش بصورت کمی و کیفی انتخاب نموده و ضمن بیان دلایل انتخاب روش، ویژگی‌های اصلی پژوهش و آنچه آن را از موارد مشابه مجزا می‌کند، مشخص می‌سازد.
۱۲	ابزار پژوهش[5]	به معرفی ابزار گردآوری و روش تحلیل داده‌ها می‌پردازد.
۱۳	محیط پژوهش	جامعه آماری یا محیطی که پژوهشگر برای جستجوی هدف پژوهش خود انتخاب و داده‌های خود را در آن جستجو می‌نماید.
۱۴	جامعه نمونه پژوهش	محیط نمونه با ذکر روش نمونه‌گیری و انتخاب نمونه با ترسیم معیارها، وضعیت و شرایط نمونه که بتواند روایی پژوهش را تضمین کند.
۱۵	نتیجه آزمون فرضیات	هر یک از فرضیات یا هدف پژوهش با توجه به نتایج توصیفی و تحلیل ناشی از پژوهش، باید در بخش نتیجه‌گیری ارائه و رد و یا اثبات آن ترسیم گردد.
۱۶	مبانی نظری پژوهش	تئوری‌ها و دیدگاه‌هایی که می‌تواند در خدمت تحقیق، تبیین ادبیات نظری و روند تاریخی حاکم بر متغیرهای پژوهش باشد این امر درمقاله های علمی- پژوهشی از اهمیت بسیار بالائی برخوردار می‌باشد.
۱۷	داده‌پردازی	به بیان چگونگی و روند عملیاتی سازی موضوع پژوهش و قابل سنجش نمودن کمی و کیفی داده‌های جمع‌آوری شده و آماده‌سازی آن به همراه فرآیند پردازش و تحلیل داده‌ها گفته می‌شود.
۱۸	آمارهای کمی	در صورت استفاده از روشهای اقتصادسنجی و آماری در داده‌پردازی و آزمون فرضیاتی که پژوهشگر از آن بهره برده ، آمارهای کمی در مدلها ، اشکال و جداول مربوطه ارائه شده

[1]. Problem Statement
[2]. Aims and Objective
[3]. Research Questions
[4]. Literature Review
[5]. Research Tools

اقتصاد انرژی		
		تا نتیجه پایانی مقاله را فراهم آورد.
۱۹	تجویز و پیشنهاد	پیشنهاداتی را که پژوهشگر بر اساس نتایج پژوهش بدست آورده و اجرای آن را توصیه و تجویز می‌نماید.
۲۰	منابع[1] و ماخذ	ثبت منابع و ماخذ معتبر علمی که پژوهشگر از آنها در تنظیم مقاله بهره برده و به روش APA (نام خانوادگی نویسنده ، تاریخ انتشار ، شماره جلد و شماره صفحه) ارجاع داده شده و بایستی بر اساس روش معتبر در بخش پایانی مقاله ارائه شود.
۲۱	پیوست[2]	آنچه را که ذکر آن برای خواننده به عنوان اطلاعات تکمیلی مفید است، ارائه می‌کند.

[1]. References/Bibliography
Appendixes [2].

اقتصاد انرژی