

کاهش آلودگی با تولید انرژی الکتریکی از گازهای همراه میدان‌های نفتی دریایی و استفاده از سیستم به دام اندازی و ذخیره کربن

سعید جعفری، مجید علمی بایگی

برای کاهش آلودگی ناشی از سوخت‌های فسیلی در صنعت برق، راه‌کارهای گوناگونی پیشنهاد شده است. به دام اندازی و دفن کربن^۱ حاصل از فرآیند احتراق از امیدوار کننده‌ترین فناوری‌های تولید توان پاک در آینده می‌باشد.

گازهای همراه^۲ محصول جانبی در میدان‌های نفتی می‌باشند. در صورت امکان اقتصادی، این گازها جمع‌آوری و پس از پردازش به فروش می‌رسند. اما، غالباً این امر از توجیه اقتصادی برخوردار نمی‌باشد. سوزاندن گازهای همراه آسان‌ترین و کم هزینه‌ترین روش برای مدیریت آن‌ها به شمار می‌رود. تا جایی که بنا بر آمار بانک جهانی در سال ۲۰۱۰ میلادی سالیانه بیش از ۱۴۰ میلیارد مترمکعب گاز همراه در دنیا سوزانده می‌شود که سهم ایران در حدود ۷٪ از این مقدار (معادل یک فاز پارس جنوبی) است. با افزایش پیامدهای گرم‌شدن زمین، دیگر سوزاندن گازهای همراه برای جوامع و افکار عمومی، قابل قبول نمی‌باشد. در مورد میدان‌های نفتی واقع در دریا، شرایط مدیریت گازهای همراه پیچیده‌تر می‌باشد. در این موارد، معمولاً از گازهای همراه برای تأمین توان مصرفی تأسیسات میدان استفاده می‌شود. اما، غالباً حجم گازهای همراه موجود بسیار بیشتر از حجم مورد نیاز برای تولید توان مصرفی سکو است [۱].

تولید توان الکتریکی از گازهای همراه میدان نفتی دریایی کم‌تر مورد بررسی قرار گرفته است. در مقالات و تحقیقات بسیاری به محاسبه هزینه سطح‌بندی شده برق^۳ پرداخته شده است. اما، تا کنون این هزینه برای نیروگاه‌های گازی دریایی که از گازهای همراه به عنوان سوخت استفاده می‌کنند، محاسبه نشده است. در مقالات غالباً از گاز طبیعی و قیمت آن برای محاسبه هزینه سوخت استفاده می‌شود. در [۱]، تبدیل توان گازهای همراه دریاها عمیق پیشنهاد شده است. این مرجع، با فرض دبی گاز

چکیده - میدان‌های نفتی غالباً شامل حجم بالایی گاز به همراه نفت می‌باشند و مدیریت این گازها در میدان‌های نفتی دریایی همواره چالش برانگیز بوده است. در سال‌های اخیر، در صنعت برق گرایش به سمت تولید توان پاک به صورت چشم‌گیری افزایش یافته است. سیستم به دام اندازی و ذخیره کربن از جمله پر امیدترین تکنولوژی‌های تولید توان پاک می‌باشد. از طرف دیگر، هدف این مقاله، تحلیل اقتصادی - آلودگی تبدیل توان گازهای همراه میدان‌های دریایی به همراه سیستم به دام اندازی کربن می‌باشد. برای نیل به این هدف، ابتدا میدان دریایی فروزان برای مطالعه انتخاب و چهار طرح تبدیل توان تعریف می‌شود. برای تحلیل اقتصادی، ابتدا دوره بازگشت سرمایه و نرخ بازگشت داخلی طرح‌ها محاسبه می‌گردد. در ادامه، هزینه سطح‌بندی شده برق محاسبه می‌شود و به کمک این ابزار طرح‌ها به لحاظ اقتصادی مقایسه می‌شوند. کارآمدی مالیات کربن در تولید توان پاک بررسی می‌شود و تحلیل حساسیت نتایج انجام می‌شود. برای اطمینان از صحت نتایج برای سه بخش اصلی هزینه‌ها شامل هزینه سیستم به دام اندازی، هزینه ساخت نیروگاه و هزینه بهره‌برداری ثابت به کمک تابع توزیع نرمال عدم قطعیت ۲۰ درصدی در نظر گرفته می‌شود. نتایج نشان می‌دهند که ساخت و بهره‌برداری از نیروگاه بدون سیستم به دام اندازی به لحاظ اقتصادی ممکن نمی‌باشد و تبدیل توان گازهای همراه در نیروگاه واقع در خشکی به همراه سیستم به دام اندازی مناسب‌ترین طرح می‌باشد.

واژه‌های کلیدی - به دام اندازی و ذخیره کربن، تبدیل انرژی، گازهای همراه، هزینه سطح بندی شده تولید انرژی الکتریکی

۱- مقدمه

با توجه به گسترش روز افزون پیامدهای گرم شدن کره زمین، توجه افکار عمومی به اثرات این پدیده به صورت چشمگیری افزایش یافته است. سوخت‌های فسیلی به عنوان عامل اصلی گرمایش زمین، سهم ۶۷ درصد در جهان و ۹۶ درصد در ایران در تولید توان الکتریکی در سال ۲۰۱۲ دارا می‌باشند.

سعید جعفری، دانشجو کارشناسی ارشد دانشگاه فردوسی، مشهد،
(email: saeed.jafari67@gmail.com)

مجید علمی بایگی، دانشیار دانشگاه فردوسی، مشهد،
(email: m_oloomi@yahoo.com)

^۱ Carbon Capture and Storage (CCS)

^۲ Associated Petroleum Gas

^۳ Levelized Cost of Electricity (LCOE)

مگاوات می‌باشد که با فرض حداکثر بازده سیکل ترکیبی توربین گاز برابر ۵۵٪ تا توان ۹۷۵ مگاوات قابل دستیابی است. در انتخاب نوع نیروگاه، استفاده از سیکل ساده توربین گاز علاوه بر بازده پایین و نیاز به فضای بیشتر در مقایسه با سیکل ترکیبی توربین گاز، آلودگی بیشتری نیز در پی دارد. از طرفی، کنترل آلودگی ناشی از گازهای همراه، از اصلی‌ترین اهداف این مقاله می‌باشد. بنابراین، از سیکل ترکیبی توربین گاز برای واحدهای نیروگاهی استفاده می‌شود. واحدهای تولیدی از واحدهای سیکل ترکیبی شرکت زیمنس که از نوع "خشک کم آلودگی" می‌باشد و مناسب کاربردهای دریایی هستند، استفاده شده است. هر بلوک انتخابی، شامل دو توربین گاز و یک توربین بخار به همراه دو ژنراتور بازیابی بخار می‌باشد و بازده کل ۵۴/۷٪ و توان نامی کل ۱۳۵/۴ مگاوات می‌باشد [۴]. با توجه به حداکثر توان قابل دستیابی از گازهای همراه میدان فروزان و برای استفاده حداکثری از گازهای این میدان، از هفت بلوک از این نوع استفاده می‌شود. بنابراین حداکثر توان نیروگاه برابر ۹۴۷/۸ مگاوات خواهد بود.

۳- انتخاب طرح‌های تبدیل توان و محاسبه توان

خالص خروجی نیروگاه در هر طرح

هدف این مقاله تحلیل اقتصادی-آلودگی تبدیل توان گازهای همراه میدان‌های دریایی می‌باشد. بر این اساس، جدول ۲ طرح‌های مختلف تبدیل توان انتخابی را بیان می‌دارد.

جدول ۲- طرح‌های تبدیل توان انتخابی

طرح اول	نیروگاه واقع در دریا بدون سیستم به دام اندازی
طرح دوم	نیروگاه روی خشکی بدون سیستم به دام اندازی
طرح سوم	نیروگاه واقع در دریا با سیستم به دام اندازی
طرح چهارم	نیروگاه خشکی با سیستم به دام اندازی

در محاسبه توان خالص خروجی نیروگاه، توان مصرفی هر بخش نیروگاه از توان تولیدی نیروگاه کم می‌شود. توان مصرفی با جریمه انرژی که درصدی از توان کل می‌باشد مدل می‌شود. جدول ۳ جریمه انرژی بخش‌های اصلی نیروگاه را نشان می‌دهد.

جدول ۳ - جریمه انرژی قسمت‌های اصلی نیروگاه به همراه توان خالص

سیستم انتقال توان	۴٪
سیستم انتقال سوخت	۴٪
سیستم به دام اندازی و ذخیره کربن	۷٪
پردازش گاز	۵٪
مصارف داخلی	۷٪
توان خالص خروجی طرح‌های اول و دوم (مگاوات)	۷۹۶/۱۶
توان خالص خروجی طرح‌های سوم و چهارم (مگاوات)	۷۲۹/۸۱

معین و انتخاب سیستم تولید به محاسبه زمان بازگشت سرمایه طرح پرداخته است. اما، در این تحقیق هزینه سطح‌بندی شده برق، سیستم CCS و مالیات کربن یا بازار آلودگی نیز لحاظ نگردیده است. در [۲]، افزودن سیستم CCS به نیروگاه دریایی بررسی شده است. در این مقاله، به طراحی بهینه سیستم به دام اندازی بعد از احتراق با در نظر گرفتن قیود ساختاری موجود پرداخته شده است و ارزیابی کارآمدی سیستم به دام اندازی تحت تاثیر شرایط محیطی دریا صورت گرفته است. در [۳]، نیروگاه گرمایی دریایی پیشنهاد شده است و مقایسه‌ای بین تولید توان دریایی و تولید روی خشکی صورت گرفته است. سیستم CCS و مالیات کربن نیز به طرح اضافه شده است و با محاسبه هزینه سطح‌بندی شده برق، مقایسه بین تولید توان روی دریا و روی خشکی صورت گرفته است. اما، در این مقاله مرجعی برای سوخت مصرفی تعیین نشده است.

در این مقاله، تبدیل توان گازهای همراه میدان‌های نفتی دریایی به همراه سیستم CCS مورد بررسی قرار گرفته و به تحلیل اقتصادی - آلودگی این سیستم پرداخته می‌شود.

در ادامه، در بخش ۲ یک میدان نفتی دریایی در جنوب کشور انتخاب می‌شود و یک نیروگاه بر اساس ویژگی‌های میدان طراحی می‌شود. در بخش ۳ چهار طرح مختلف برای تولید انرژی الکتریکی از گازهای همراه میدان انتخابی پیشنهاد می‌شود. در بخش ۴ هزینه‌های نیروگاه محاسبه می‌گردد. در بخش ۵ نتایج تحلیل اقتصادی ارائه می‌شود. بخش ۶ به تحلیل حساسیت و بخش ۷ به تحلیل اقتصادی با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها می‌پردازد. نتیجه‌گیری در بخش ۸ ارائه می‌گردد.

۲- انتخاب میدان و نیروگاه

میدان نفتی فروزان Fz برای بررسی این تحقیق انتخاب شده است. این میدان که در منطقه عملیاتی خارک با کشور عربستان مشترک است، در ۱۰۰ کیلومتری جنوب جزیره خارک واقع شده است. ویژگی‌های گازهای همراه میدان فروزان در جدول ۱ ارائه شده است.

جدول ۱- مشخصات گازهای همراه میدان فروزان Fz

دبی گاز ناخالص	۵/۳۵۴ MMscm
ارزش حرارتی	۲۸/۵۲ MMBtu/Mscm
حجم سولفید هیدروژن	۴/۷۵٪
حجم گازهای بی‌اثر	۰/۱۲٪

با توجه به جدول ۱، دبی گازهای همراه خالص برابر MMscm ۵/۰۹ می‌باشد. با توجه به این مقدار و ارزش حرارتی گازهای همراه میدان فروزان، پتانسیل گرمایی این گازها برابر ۱۷۷۴

جدول ۵ - تجهیزات سکو ابعاد (Mscm)، هزینه آن‌ها (MMUSD)

ابعاد (Mscm)	طرح ۱	طرح ۲	طرح ۳	طرح ۴
واحدهای تولیدی	۴۲	-	۴۲	-
پردازش گاز	۴۵	۴۵	۴۵	۴۵
سیستم انتقال توان	۷۰	-	۷۰	-
سیستم CCS	-	-	۳۰	۳۰
حجم کل	۱۵۷	۴۵	۱۸۷۰	۷۵
هزینه (MMUSD)	۲۵۵/۱	۱۱۹/۵	۲۹۱/۵	۱۵۵/۸

به دلیل عدم قطعیت بالا در قیمت‌ها و عدم انتشار اطلاعات اقتصادی توسط شرکت‌های تولیدکننده، تعیین دقیق هزینه سیستم انتقال توان دریایی ممکن نمی‌باشد. در مرجع [۷] بیان شده است که هزینه سیستم انتقال توان دریایی از چندین بخش از جمله مبدل روی سکوی دریایی و مبدل واقع در خشکی، کابل فشار قوی دریایی، هزینه نصب کابل و هزینه سکوی دریایی تشکیل شده است. هزینه سیستم انتقال توان وابستگی شدیدی به قیمت کابل فشارقوی زیردریایی دارد. از طرفی عدم قطعیت بالا در قیمت کابل، بازه وسیعی برای هزینه سیستم انتقال توان ایجاد می‌کند. مرجع [۳]، کل هزینه بخش‌های مختلف سیستم انتقال توان (شامل هزینه‌های اولیه و جاری) را بین ۲۰۰۰ تا ۴۰۰۰ دلار بر مگاوات-کیلومتر تخمین زده است. برای بررسی اقتصادی، هزینه کل سیستم انتقال برابر ۳۰۰۰ دلار بر مگاوات-کیلومتر فرض می‌شود. بنابراین، هزینه کل سیستم انتقال برای طرح اول برابر ۲۳۹ میلیون دلار آمریکا و برای طرح سوم برابر ۲۱۹ میلیون دلار آمریکا می‌باشد.

۴-۲ هزینه‌های تولید توان

هزینه‌های تولید توان شامل هزینه سوخت، هزینه بهره‌برداری و نگهداری و مالیات کربن می‌باشد. با توجه به نرخ گرمایی نیروگاه که برابر ۶۲۳۹ Btu/kWh می‌باشد، دبی گاز خالص مصرفی نیروگاه برابر ۴/۹۸ MMscm/D می‌باشد که دبی گاز ناخالص مصرفی برابر ۵/۲۳ MMscm/D خواهد بود. قیمت تعیین شده برای گازهای همراه ۱/۷۵ سنت دلار آمریکا بر متر مکعب می‌باشد و ضریب ظرفیت نیروگاه ۶۰٪ انتخاب شده است. بنابراین، هزینه سالیانه سوخت برابر ۲۰/۰۳ میلیون دلار آمریکا خواهد بود. هزینه انتقال گاز از [۸] استخراج شده است. برای فاصله انتقال ۱۰۰ کیلومتر هزینه انتقال سوخت برابر USD/MMBtu ۰/۱۶ می‌باشد. از این رو، هزینه انتقال سالیانه سوخت برابر ۴/۹۸ میلیون دلار آمریکا خواهد بود.

هزینه بهره‌برداری نیروگاه به هزینه بهره‌برداری ثابت و هزینه

لازم به ذکر است که گازی که شامل مقادیر قابل توجه از سولفید هیدروژن باشد، با عنوان گاز ترش شناخته می‌شود. گاز ترش صدمات اساسی به خط لوله انتقال وارد می‌کند و خوردگی آن، انتقال گاز توسط خط لوله انتقال را ناممکن می‌نماید [۵]. با توجه به سهم ۴/۷۵٪ سولفید هیدروژن از گازهای همراه میدان نفتی فروزان، شیرین‌سازی گازهای همراه در محل میدان برای انتقال گاز توسط خط لوله یا برای تولید توان الکتریکی ضرورت دارد. از این رو، نیاز به احداث سکوی دریایی جهت پردازش گازهای همراه برای هر دو نوع نیروگاه خشکی و نیروگاه دریا الزامی می‌باشد.

۴-۱ هزینه‌های نیروگاه

هزینه‌های نیروگاه به دو دسته کلی تقسیم می‌شود: هزینه‌های سرمایه‌گذاری بر اساس واحد پول بر کیلووات و هزینه‌های تولید توان که بر اساس واحد پول بر کیلووات ساعت بیان می‌شود.

۴-۱-۱ هزینه‌های سرمایه‌گذاری

هزینه‌های سرمایه‌گذاری هزینه‌هایی هستند که ابتدای پروژه به آن تزریق می‌شود و شامل هزینه ساخت نیروگاه، هزینه سیستم CCS، هزینه سیستم انتقال سوخت یا سیستم انتقال توان و هزینه سکوی دریایی می‌باشد. در مقالات هزینه سیستم به دام اندازی با نرخ تنزیل مناسب به هزینه سالیانه تبدیل می‌شود. فرض می‌شود که هزینه زمین نیروگاه وجود ندارد و مقدار آن برابر درآمد حاصل از فروش زمین در انتهای عمر نیروگاه می‌باشد. جدول ۴ هزینه ساخت یک نیروگاه جدید ۳۸۷ مگاواتی را نشان می‌دهد.

جدول ۴ - هزینه ساخت نیروگاه ۳۸۷ مگاواتی [۶]

نوع هزینه نیروگاه	هزینه (USD)
هزینه سرمایه‌گذاری	۲۵۲,۲۴۳,۵۰۰
هزینه زمین و آماده‌سازی آن	-
هزینه اتصال به شبکه	۳۱,۰۵۰,۰۰۰
هزینه کل	۳۸۳,۲۹۳,۵۰۰
میانگین (دلار آمریکا بر کیلووات)	۹۹۰/۴۲

اما، هزینه سکوی دریایی در طرح‌های مختلف وابسته به حجم و وزن تأسیسات و عمق آب می‌باشد. برای آب‌های کم عمق مرجع [۷] هزینه سکوی دریایی را بر حسب حجم تأسیسات روی سکو ارائه داده است. جدول ۵ هزینه سکوی دریایی در هر طرح را نشان می‌دهد.

جدول ۹ - مالیات سالیانه کربن در طرح‌های مختلف (MMUSD)

مالیات	طرح ۱	طرح ۲	طرح ۳	طرح ۴
	۴۳/۶	۴۳/۶	۶/۵	۶/۵

۵- ارزیابی اقتصادی

با کمک هزینه‌های محاسبه‌شده در بخش چهارم به تحلیل اقتصادی طرح‌ها پرداخته می‌شود.

۵-۱ درآمد سالیانه خالص

درآمد سالیانه خالص برابر است با درآمد سالیانه ناخالص که از آن هزینه‌های سالیانه کاسته شود. روابط مربوط به محاسبه درآمد خالص عبارتند از:

$$NI = Re - Exp - DB - IT \quad (1)$$

$$Re = NOP \times 8760 \times CF \times T / ER \quad (2)$$

$$DB = \frac{In}{BL} \quad (3)$$

$$IT = TR \times (Re - Exp - DB) \quad (4)$$

در این روابط، NI درآمد خالص، Re درآمد ناخالص، Exp هزینه‌های سالیانه، DB هزینه سالیانه استهلاک، IT مالیات سالیانه، NOP توان تحویلی به شبکه، CF ضریب ظرفیت، T تعرفه برق، ER نرخ تبدیل ریال به دلار، In هزینه سرمایه‌گذاری شده و BL طول عمر نیروگاه می‌باشد. با توجه به (۱) تا (۴)، جدول ۱۰ درآمد خالص طرح‌ها را نشان می‌دهد.

جدول ۱۰ - درآمد خالص طرح‌ها (MMUSD/year)

درآمد ناخالص	طرح ۱	طرح ۲	طرح ۳	طرح ۴
	۷۰	۷۰	۶۸۰	۶۸۰
هزینه‌های سالیانه	۱۶۴	۱۴۳	۲۱۳	۱۹۶
هزینه استهلاک	۴۰/۹۱	۳۰/۲	۴۱/۳۷	۳۱/۲۶
مالیات	-	-	۱۰۶/۲	۱۱۳
درآمد خالص	-	-	۳۱۸/۴	۳۴۰/۷

در محاسبه روابط مذکور، تعرفه برق در طرح‌های اول و دوم تعرفه بازار برق معادل ۵۰۰ ریال بر کیلووات ساعت و تعرفه برق در طرح‌های سوم و چهارم معادل تعرفه انرژی‌های تجدیدپذیر برابر ۴۸۷۸ ریال بر کیلووات ساعت می‌باشد. جدول ۱۰ نشان می‌دهد که طرح‌های اول و دوم درآمد کمتری از هزینه‌هایشان دارند. بنابراین، این دو طرح مقرون به صرفه نمی‌باشند. همچنین، طرح چهارم از درآمد خالص بیش‌تری نسبت به طرح سوم برخوردار است.

بهره‌برداری متغیر تقسیم می‌شود. هزینه بهره‌برداری ثابت نیروگاه به میزان تولید وابسته نمی‌باشد. اما، هزینه بهره‌برداری متغیر وابسته به تولید است. جدول ۶ هزینه بهره‌برداری ثابت برای نیروگاه ۳۸۷ مگاواتی را نشان می‌دهد و جدول ۷ هزینه بهره‌برداری متغیر نیروگاه را نشان می‌دهد.

جدول ۶ - هزینه بهره‌برداری ثابت نیروگاه ۳۸۷ مگاواتی (USD/year)

	(طرح‌های ۴و۲)	(طرح‌های ۳و۱)
خدمات	۳,۶۳۷,۵۰۰	۵,۴۵۶,۱۷۵
بهره‌برداری و نگهداری ثابت	۱۲,۶۸۱,۰۰۰	۲۲,۱۹۱,۷۵۰
هزینه‌های متفرقه	۳,۷۵۴,۰۴۲	۲,۶۶۲,۷۹۲
هزینه کل	۲۰,۰۷۲,۵۴۲	۳۰,۳۱۰,۷۱۷

جدول ۷ - هزینه بهره‌برداری متغیر نیروگاه در یک سال

هزینه بهره‌برداری متغیر	هزینه (USD)
توربین گاز	۱۶,۸۰۱,۸۱۳
توربین بخار	۳,۳۷۷,۹۵۹
مجوزها	۱,۸۶۸,۱۱۵
مواد مصرفی	۲,۶۱۵,۳۵۹
هزینه کل سالیانه	۲۴,۶۶۳,۲۴۷
هزینه میانگین (USD/MWh)	۵/۹۸

سیستم به دام اندازی و ذخیره کربن از سه بخش اصلی به دام اندازی کربن، ارسال آن و دفن کربن تشکیل شده است. سیستم به دام اندازی پس از احتراق مناسب‌ترین سیستم به دام اندازی برای نیروگاه‌های گازی می‌باشد.

در [۹]، هزینه به دام اندازی کربن بین ۳۳ تا ۵۷ دلار آمریکا بر تن کربن و هزینه دفن کربن بین ۰/۶ تا ۸/۳ دلار آمریکا بر تن کربن تخمین زده است. هزینه انتقال کربن در [۹] برای خط لوله دریایی با فاصله انتقال ۱۰۰ کیلومتر بین ۲ تا ۲/۴ دلار آمریکا بر تن کربن تخمین زده شده است. میزان انتشار کربن دی اکسید برای نیروگاه گازی سیکل ترکیبی بین ۳۴۴ تا ۳۷۹ کیلوگرم کربن بر مگاوات ساعت تخمین زده شده است. جدول ۸ با فرض مقادیر میانگین، هزینه سیستم CCS را ارائه می‌دهد.

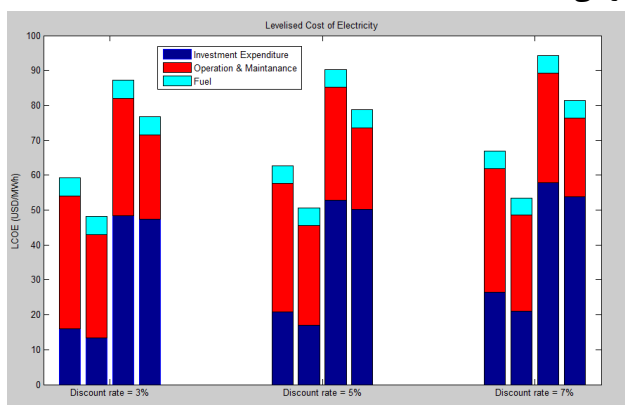
جدول ۸ - هزینه سالیانه سیستم CCS (MMUSD)

هزینه سیستم CCS	طرح ۱	طرح ۲	طرح ۳	طرح ۴
	-	-	۸۶/۲	۹۰

با استفاده از مکانیزم مالیات کربن، دولت مالیاتی را تعیین می‌کند تا شرکت‌ها برای هر واحد از آلودگی تولیدیشان مالیات پرداخت کنند. میزان مالیات کربن ۲۵ دلار آمریکا بر تن کربن فرض شده است. جدول ۹ میزان مالیات سالیانه کربن در طرح‌های مختلف را نشان می‌دهد.

برداری و نگهداری در سال Ft, t هزینه سوخت در سال Et, t انرژی الکتریکی تولیدی در سال t نرخ تنزیل و n طول عمر نیروگاه می‌باشد.

شکل ۱ هزینه سطح‌بندی شده تولید برق را در طرح‌های مختلف برای نرخ تنزیل ۳، ۵ و ۷ درصد نشان می‌دهد. ضریب ظرفیت نیروگاه ۶۰٪، مالیات کربن ۲۵ دلار آمریکا بر تن کربن و طول عمر نیروگاه ۳۵ سال فرض شده است. ملاحظه می‌شود که طرح‌های بدون سیستم به دام اندازی (طرح‌های اول و دوم) از هزینه سطح‌بندی شده تولید برق کم‌تری برخوردارند. اما، در بخش ۵-۱ نشان داده شد که این دو طرح مقرون به صرفه نمی‌باشند. از میان طرح‌های سوم و چهارم، طرح چهارم هزینه سطح‌بندی شده کم‌تری داراست. بنابراین طرح چهارم اقتصادی‌تر می‌باشد.



شکل ۱- هزینه سطح‌بندی شده تولید برق برای سه نرخ تنزیل

۵-۵ بررسی کارآمدی مالیات کربن

اگر فرض شود که دولت به‌منظور بهره‌گیری از گازهای همراه میدان‌های دریایی برق تولیدی از این گازها را با قیمت بالاتری از بازار برق خریداری کند؛ آن‌گاه دو طرح اول به لحاظ اقتصادی جذاب‌تر می‌باشند. در چنین شرایطی، مسائل زیست محیطی نقش پررنگ‌تری ایفا می‌کنند.

برای بررسی کارآمدی مالیات کربن میزان مالیات کربن را از ۲۰ دلار بر تن کربن تا ۶۰ دلار بر تن کربن افزایش داده و تاثیر آن بر هزینه سطح‌بندی شده بررسی می‌شود. شکل ۲ نتیجه را نشان می‌دهد.

ملاحظه می‌شود که با افزایش سه برابری مالیات کربن نیز طرح‌های شامل سیستم CCS هزینه سطح‌بندی شده بالاتری خواهند داشت. این به این معنی است که با اعمال مالیات کربن سنگین نیز نمی‌توان سرمایه‌گذاران را برای تولید توان پاک به کمک سیستم CCS مجاب نمود.

۲-۵ مدت زمان بازگشت سرمایه

بازگشت سرمایه زمانی حاصل می‌شود که ارزش فعلی جمع کل درآمد خالص حاصل از فروش محصول با هزینه سرمایه‌گذاری اولیه برابر شود. این مدت زمان برای طرح‌های مقرون به صرفه تعریف می‌شود. برای نرخ تنزیل ۵٪ مدت زمان بازگشت سرمایه در طرح سوم برابر ۵/۳۲ سال و برای طرح چهارم برابر ۳/۵۹ سال می‌باشد. ملاحظه می‌شود که زمان بازگشت سرمایه مناسب می‌باشد.

۳-۵ نرخ بازگشت داخلی

نرخ بازگشت داخلی معادل نرخ سودی است که سرمایه‌گذار می‌تواند با سرمایه‌گذاری در یک طرح به‌دست آورد. در واقع طرح مشابه یک بانک عمل نموده و به سرمایه‌گذاری که در آن سپرده‌گذاری می‌نماید، با یک نرخ سود که همان نرخ بازگشت داخلی می‌باشد، از محل درآمد سالیانه سود ارائه می‌نماید. به کمک نرم افزار اکسل و برای ضریب ظرفیت ۶۰ درصد نرخ بازگشت داخلی طرح سوم برابر ۱۷٪ و نرخ بازگشت داخلی در طرح چهارم برابر ۲۵٪ به دست آمده است. بنابراین، سرمایه‌گذاری برای تولید توان از گازهای همراه اقتصادی‌تر از سپرده‌گذاری در بانک می‌باشد.

۴-۵ هزینه سطح‌بندی شده تولید توان الکتریکی

تغییرات سالیانه هزینه‌ها و توان تولیدی یک نیروگاه، باعث تفاوت سال‌به‌سال هزینه تولید برق آن نیروگاه می‌شود. این تفاوت باعث پیچیده شدن مقایسه بین روش‌ها و طرح‌های مختلف تولید توان می‌گردد. از طرفی دیگر، درک تحلیل اقتصادی در زمان حال بسیار راحت‌تر می‌باشد. تحلیل اقتصادی هزینه تولید توان در زمان حال هزینه سطح‌بندی شده تولید توان و یا هزینه باس بار نامیده می‌شود. هزینه سطح‌بندی شده تولید توان معمولاً برای مقایسه اقتصادی طرح‌های تبدیل توان مختلف استفاده می‌شود و برابر با مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری برای تولید یک کیلووات ساعت (یا مگاوات ساعت) انرژی توسط یک نیروگاه در طول عمر مفید آن می‌باشد. رابطه (۵) در محاسبه هزینه سطح‌بندی شده تولید برق مورد استفاده قرار می‌گیرد [۱۰].

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \left(\frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t} \right)}{\sum_{t=1}^n \left(\frac{E_t}{(1+r)^t} \right)} \quad (5)$$

در این رابطه، $LCOE$ هزینه میانگین تولید برق در طول عمر نیروگاه، I_t هزینه‌های سرمایه‌گذاری در سال t ، M_t هزینه بهره-

برای سه بخش اصلی تشکیل دهنده هزینه سطح بندی شده تولید توان یعنی هزینه ساخت نیروگاه، هزینه بهره‌برداری و نگه‌داری ثابت و هزینه سیستم به دام اندازی و ذخیره کربن، تحلیل عدم قطعیت صورت می‌پذیرد.

جدول ۱۱- سناریوهای کاهش یافته به همراه احتمال رخداد هر کدام

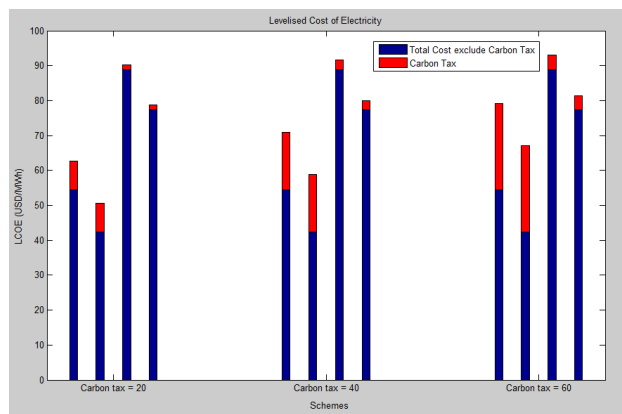
احتمال رخداد	طرح ۴	طرح ۳	طرح ۲	طرح ۱	سناریو
۰/۰۰۲	۷۷	۸۹	۵۳	۶۵	سناریو ۱
۰/۰۰۴	۷۸	۹۱	۵۲	۶۴	سناریو ۲
۰/۳۸۹	۸۰	۹۲	۵۱	۶۳	سناریو ۳
۰/۰۰۱	۷۸	۹۲	۵۳	۶۷	سناریو ۴
۰/۰۰۱	۸۴	۹۸	۵۵	۶۹	سناریو ۵
۰/۰۰۱	۸۸	۱۰۰	۵۴	۶۷	سناریو ۶
۰/۰۰۳	۷۲	۸۴	۵۰	۶۲	سناریو ۷
۰/۰۲۳	۸۳	۹۶	۵۳	۶۷	سناریو ۸
۰/۰۰۴	۸۲	۹۵	۵۴	۶۷	سناریو ۹
۰/۰۳۴	۷۴	۸۵	۴۸	۵۹	سناریو ۱۰
۰/۰۰۹	۸۳	۹۵	۵۱	۶۳	سناریو ۱۱
۰/۰۳۵	۷۸	۸۹	۴۸	۶۰	سناریو ۱۲
۰/۰۰۱	۷۴	۸۴	۴۷	۵۷	سناریو ۱۳
۰/۰۴۴	۸۲	۹۴	۵۰	۶۲	سناریو ۱۴
۰/۰۰۱	۷۵	۸۷	۴۹	۶۱	سناریو ۱۵
۰/۰۴۶	۷۵	۸۷	۵۱	۶۳	سناریو ۱۶
۰/۰۰۱	۷۳	۸۶	۵۲	۶۵	سناریو ۱۷
۰/۰۱۰	۷۸	۸۹	۵۱	۶۲	سناریو ۱۸
۰/۳۲۰	۷۸	۸۹	۵۱	۶۳	سناریو ۱۹
۰/۰۰۱	۸۳	۹۴	۵۳	۶۵	سناریو ۲۰

مراحل کار به این صورت است که ابتدا ۱۰۰۰ سناریو به صورت تصادفی با در نظر گرفتن توابع توزیع عدم قطعیت‌های سه هزینه مهم تعریف می‌شود. سپس، سناریوهای تعریفی به کمک روش کاهش سناریو به ۲۰ سناریو کاهش می‌یابد. جدول ۱۱ سناریوهای کاهش یافته را نشان می‌دهد. در انتها، به کمک معیارهای تکنیک سناریو شامل معیار هزینه مورد انتظار، معیار حداقل حداکثر پشیمانی و معیار مقاومت به انتخاب طرح مطلوب پرداخته می‌شود. جدول ۱۲ نتیجه تکنیک‌های سناریو را در طرح‌های مختلف نشان می‌دهد.

جدول ۱۲- انتخاب طرح بهینه بر اساس حداقل هزینه سطح بندی شده

طرح ۴	طرح ۳	طرح ۲	طرح ۱	
۷۹	۹۱	۵۱	۶۳	هزینه متوسط مورد انتظار
۱۱	۱۶	۰	۵	حداکثر حداقل پشیمانی
۰	۰	۱۰۰٪	۰	مقاومت

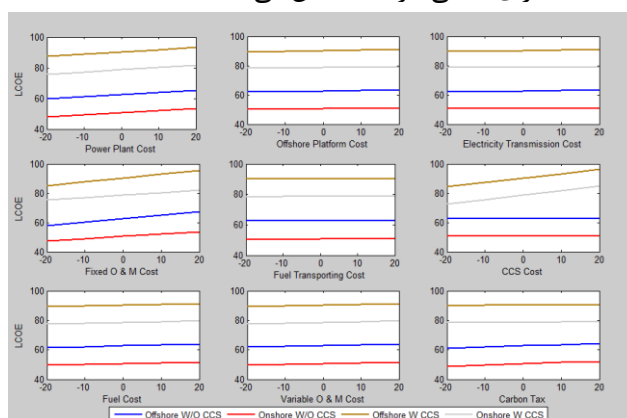
جدول ۱۲ نشان می‌دهد که طرح دوم به عنوان بهینه‌ترین طرح به لحاظ هزینه تولید توان می‌باشد. اما، در بخش ۵-۱ ملاحظه شد که دو طرح ابتدایی درآمد کم‌تر از هزینه‌هایشان دارند و مقرون به صرفه نمی‌باشند. بنابراین، برای یافتن بهینه‌ترین طرح به لحاظ درآمد خالص نیاز به بررسی مجدد تکنیک-



شکل ۲- تاثیر مالیات کربن بر هزینه سطح‌بندی شده برق

۶- تحلیل حساسیت

از آنجایی که در تحلیل اقتصادی از داده‌های دارای عدم قطعیت استفاده شده است، تحلیل حساسیت برای تأیید نتایج الزامی می‌باشد. در تحلیل حساسیت با تغییر پارامترهای ورودی به بررسی خروجی پرداخته می‌شود. برای تحلیل حساسیت نتایج به دست آمده به پارامترهای مختلف، با تغییر هر پارامتر بین ۰/۸ تا ۱/۲ مقدار اصلی آن، نتیجه هزینه سطح‌بندی شده تولید برق برای هر طرح مجدداً محاسبه گردیده است. شکل ۳ نتایج تحلیل حساسیت برای تمامی هزینه‌ها نشان می‌دهد.



شکل ۳- تحلیل حساسیت هزینه سطح‌بندی شده به هزینه‌های مختلف مطابق شکل ۳ افزایش هر کدام از هزینه‌ها، افزایش هزینه سطح‌بندی شده تولید برق را در پی دارد (در برخی موارد تغییر بسیار کم می‌باشد) و کاهش هر کدام از هزینه‌ها با کاهش هزینه سطح‌بندی شده همراه است. هم‌چنین ملاحظه می‌شود که با تغییر ۲۰٪ در هر یک از هزینه‌ها، ترتیب هزینه سطح‌بندی شده در هیچ‌کدام از طرح‌ها تغییر نمی‌کند. این مطلب گواهی بر صحت نتایج بدست آمده است.

۷- تحلیل اقتصادی با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها

در بخش ۶ تاثیر همزمان تغییر در هزینه‌ها تحقیق نشد. در این بخش با تعریف عدم قطعیت ۲۰٪ به کمک تابع توزیع نرمال،

operations: Presenting the Sevan GTW concept," *Applied Energy*, Vol. 86, pp 2298–2307, 2009.

- [3] B. Windén, M. Chen, N. Okamoto, D. K. Kim, and E. McCaig, "An Investigation into the Logistical and Economical Benefits of using Offshore Thermal Power in a Future CCS Scheme," *Energy Procedia*, pp 2997 – 3004, 2013.
- [4] Gas turbine SGT-800. Available at: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/fossil-power-generation/gas-turbines/sgt-800.htm#content=Technical%20data>
- [5] S. Mokhatab, Handbook of Natural Gas Transmission and Processing, 3rd Edition. 2015.
- [6] Review of the parameters for setting the vesting contract price for 2013 to 2014- final report, PA consulting report, 2012.
- [7] B. Van Eeckhout, D. Van Hertem, M. Reza, K. Srivastava, and R. Belmans, "Economic comparison of VSC HVDC and HVAC as transmission system for a 300 MW offshore wind farm", European Transactions on Electrical Power, 2010.R. Nicole, "Title of paper with only first word capitalized," J. Name Stand. Abbrev., submitted for publication.
- [8] C. Lucheros, Transmission system for offshore wind farm: a technical, environmental and economic assessment, M.Sc. Thesis, Hamburg University of Technology, 2013.
- [9] S. C. Gandolphe, O. Eppert, R. Dickel, M. F. Chabrele, and A. Rojey, "The Challenges of Further Cost Reductions for New Supply Options (pipeline, LNG, GTL)", 22nd World Gas Conference, 2003.
- [10] B. Meetz, O. Davidson, H. De Coninck, M. Loos, and L. Meyer, IPCC special: report on carbon capture and storage, Cambridge University Press, 2005.
- [11] International atomic energy agency, Expansion planning for electrical generating systems a guidebook, 1994.

های سناریو برای طرح‌های سوم و چهارم بوجود می‌آید. جدول ۱۳ نتیجه را نشان می‌دهد.

جدول ۱۳-انتخاب طرح بهینه براساس حداکثر سود

طرح ۴	طرح ۳	
۳۳۸	۳۱۸	سود متوسط مورد انتظار
۰	۶	حداکثر حداقل پشیمانی
٪۱۰۰	۰	مقاومت

جدول ۱۳ نشان می‌دهد که طرح چهارم یعنی نیروگاه واقع در خشکی به همراه سیستم به دام اندازی بیشترین سود را داراست و تا ۲۰ درصد عدم قطعیت سه بخش اصلی هزینه‌ها نیز این طرح بهینه‌ترین طرح خواهد بود.

۸- نتیجه‌گیری

در این مقاله، تولید توان الکتریکی از گازهای همراه میدان نفتی فروزان به همراه سیستم به دام اندازی کربن پیشنهاد شده است. با انتخاب میدان نفتی دریایی فروزان، تولید توان در محل و در خشکی به لحاظ اقتصادی بررسی شده است. با معرفی و محاسبه هزینه سطح‌بندی شده تولید برق (هزینه باس بار) نشان داده شد که انتقال گاز به خشکی و تولید توان در آن‌جا به لحاظ اقتصادی به صرفه‌تر می‌باشد. علاوه بر این، نتایج نشان می‌دهند که با توجه به تعرفه‌های بازار برق، احداث و بهره‌برداری نیروگاه با سوخت گازهای همراه میدان‌های دریایی اقتصادی نیست. اما، با اضافه شدن سیستم به دام اندازی کربن و در پی آن تولید توان پاک، تعرفه انرژی‌های پاک و تجدید پذیر شامل حال تولیدی این واحدها خواهد شد. در چنین شرایطی تبدیل توان گازهای همراه، نه تنها به لحاظ اقتصادی ممکن است؛ بلکه با بازگشت سرمایه در مدت کوتاهی همراه خواهد بود. همچنین، نشان داده شد که مقدار مالیاتی که در حال حاضر از انتشار کربن گرفته می‌شود حتی با افزایش چشم‌گیر سه برابری، قابلیت اقتصادی نمودن تبدیل توان پاک به کمک سیستم به دام اندازی کربن را ندارد. حتی در صورت وجود عدم قطعیت در هزینه‌های ساخت و بهره‌برداری، کلیه معیارهای تکنیک سناریو طرح نیروگاه خشکی با سیستم به دام اندازی را به عنوان طرح بهینه انتخاب می‌کند.

۹- مراجع

- [1] P. Angays, J. C. Guilhem, and J. Arjona, "Monetization of Associated Gases from Offshore Oil Fields by Electrical Power Generation," PCIC Europe Conference, pp 1-9, 2013.
- [2] J. Hetland, K. M. Kvamsdal, G. Haugen, F. Major, V. Karstad, and G. Tjellander, "Integrating a full carbon capture scheme onto a 450 MW NGCC electric power generation hub for offshore