

נייר עמדה בנושא המלצות דו"ח הביניים של הועדה לבחינת המדיניות הפיסקאלית בנושא משאבי נפט וגז

תמצית מנהלים

TASC נתבקשה על ידי מודיעין אנרגיה¹ (להלן - "השותפות") לבחון את המלצות הביניים של הועדה לבחינת המדיניות הפיסקאלית בנושא משאבי נפט וגז (להלן - "הועדה") כפי שפורסמו בחודש נובמבר 2010. מטרת נייר עמדה זה הינה להעריך את ההשפעה העתידית של המדיניות הפיסקאלית המוצעת על ידי הועדה על שוק ה-E&P ועל שוק הגז הטבעי בישראל ולהצביע על הנושאים הראויים לבחינה מחודשת על ידי הועדה.

המסקנות המרכזיות שלנו הן כדלקמן:

- א. **פני משק הגז בישראל לייצוא:** לאחר פיתוח שדות הגז תמר ודלית, ההצדקה לפיתוח של שדות גז עתידיים תהיה תלויה בפוטנציאל ייצוא הגז הטבעי מישראל. ללא פוטנציאל ייצוא אין הצדקה לפעילות E&P (של גז טבעי) נוספת;
- ב. **התועלת הצפויה למדינה:** התועלת הצפויה מפיתוח שדות גז נוספים, מעבר לתמר, טמונה לא רק בהגדלת הכנסות הממשלה ממיסים והיטלים, אלא גם ביצירת תחרות מפותחת יותר בין ספקי הגז, וכן הבטחת אספקת גז לאורך זמן;
- ג. **סיכוני פרויקט ייצוא:** הסיכונים העומדים כיום בפני שדה תמר נמוכים משמעותית מרמתם והיקפם של הסיכונים בשדות גז שטרם פותחו. מעבר לסיכוני ה-E&P הרגילים ושיעור ההצלחה הנמוך יחסית בקידוחים, עבור שדות עתידיים קיימת אי וודאות בנוגע להיתכנות ולמועד תחילת שיווק הגז עקב העדר תשתיות ייצוא והקושי הצפוי בהקמת תשתיות אלו. קידום הקמת מתקן להנזלת גז על חופי ישראל צפוי להתקל בקשיים לאור מחסור בקרקע זמינה ומשוכות סטטוטוריות צפויות (לא קיימת דוגמא מסחרית בינלאומית למתקן הנזלה ימי). כלכליותו של פרויקט הקמת צנרת הולכה לטורקיה או ליוון מוטלת בספק וייתכן שיהיה קושי להוציאו לפועל באקלים הגיאוגרפי-פוליטי הנוכחי;
- ד. **מדינות השוואה:** בכל ניסיון לבצע השוואה בינלאומית של המדיניות הפיסקאלית יש צורך לבחור מדינות דומות במאפייני משק הגז לזה הקיים בישראל. כלומר, יש לבחור מדינות בעלות פוטנציאל למציאת גז במים עמוקים בעלות סיכון גבוה מהסיכון הגיאולוגי הרגיל. פרמטר מכריע בבחירת המדינות הינו רמת ההטייה לכיוון ייצוא והיותם של המדינות בשלב מקדמי יחסית של הקמת תשתיות הייצוא. ניתוח המדיניות הפיסקאלית לזו הנהוגה במדינות השוואה רלוונטיות יותר, אשר נמצאות בתהליך פיתוח תחום ייצוא גז, עשויה להוביל למסקנות חדות יותר מאלו שנבעו מהשוואה שבוצעה בדו"ח הועדה, אשר התבססה על ההנחה כי שוק היעד של שדות הגז הטבעי בישראל נמצא בקרבתם. מניתוח זה עולה כי רמת ה-Government Take במדינות אלו נעה בין רמה של כ-35% עד למקסימום של 50%;

¹ בנספח א' מפורט בקצרה פרופיל השותפות

ה. **יחס סיכון-תשואה בלתי הולם:** ההתייחסות הדלה של הועדה לפרויקטים שנועדו לייצוא גז מודגשת בניית הכלכלי שביצענו לבחינת הרווחיות של שדה טיפוסי המיועד לייצוא. מניתוח זה עולה כי גם בהנחה שתשתית הייצוא הרלוונטית קיימת, התשואה על השקעות בתחום חיפושי הגז עלולה להיות מופחתת בעקבות יישום המלצות הועדה, אל רמה שעלולה שלא לשקף את רמות הסיכון בתחום, וכתוצאה מכך להפחית משמעותית את הפעילות בסקטור.

ו. על בסיס הניתוח, אנו מציעים לבחון **ארבעה שינויים מרכזיים** בהמלצות דו"ח הביניים: (1) לצמצם את ה-Government Take עבור פרויקטי יצוא לרמה נמוכה מזו המוצעת על ידי הועדה (כ-60% עד 70% כאשר לא נלקח בחשבון נושא מיסוי יחידים כך שהרמה האפקטיבית עלולה להיות גבוהה אף יותר) על מנת לעמוד בשורה אחת עם מדינות **רלוונטיות** ולוודא שקיים תמריץ להמשך השקעות בתחום חיפושי הגז והנפט בישראל; (2) לאמץ מודל ROR במקום מודל ה-R-Factor המוצע. על רקע אי הוודאות בנוגע לתזמון זמינות תשתיות הייצוא, שיטת ה-ROR, אשר מכילה פיצוי עבור מימד הזמן, נראית כשיטה העדיפה; (3) קביעת מחירי העברה בין פעילויות הפקת והנזלת הגז (LNG) בשקיפות ועל בסיס רמות ה-Netback בפועל של מכירת גז לשווקי הייצוא; (4) מתן אפשרות להגדרת הוצאות קידוחי חיפוש כמוכרות לצרכי חישוב ההיטל.

הקדמה

באפריל 2010 מינה שר האוצר את ועדת ששינסקי על מנת לבחון את המדיניות הפיסקאלית בנושא משאבי נפט וגז בישראל. בנובמבר 2010 פרסמה הועדה את מסקנות הביניים וביקשה התייחסויות מהגורמים הרלוונטיים. השותפות, אשר נראה כי פניה מיועדים לייצוא אם וכאשר תגלה מאגרי גז חדשים, פנתה ל-TASC, חברת ייעוץ אסטרטגי המתמחה בתחום האנרגיה, לבחון את דו"ח הביניים ולהעריך את ההשלכות הצפויות על שוק חיפושי הגז המיועד לייצוא. חוות דעת זו, המרכזת את מסקנותינו מבחינת הדו"ח, מחולקת לחמישה חלקים: (1) היבטי ביקוש והיצע במשק הגז הטבעי בישראל (2) פרופיל הסיכונים המלווה לפרויקטים של ייצוא גז טבעי (3) בחינת המדיניות הפיסקאלית בנושא משאבי הגז והנפט במדינות אחרות, תוך מתן דגש על מדינות אשר נמצאות בשלבים הראשונים של פיתוח משק גז טבעי המבוסס על ייצוא LNG (4) בחינת רמת התשואה הצפויה לפרויקטים של E&P תחת המלצות הועדה (5) ממצאים בנוגע לנושאים המרכזיים שעל הועדה לבחון מחדש לפני פרסום המלצותיה הסופיות.

ביקוש והיצע גז טבעי בישראל

משק הגז הטבעי בישראל נמצא בשלבו הראשונים. לפני כעשור, נתגלה שדה הגז הטבעי ים תטיס, בעוד הפקת הגז משדה זה החלה בשנת 2004. ספק הגז השני בישראל, EMG המצרי, החל באספקת גז רק בשנת 2008. בשנת 2009, רמת הצריכה של גז טבעי בישראל עמדה על כ-4.5 BCM, כאשר חברת החשמל הינה צרכן הגז הטבעי המרכזי. תחזית צריכת הגז בישראל מפורטת בתרשים 1.

לפיתוח שדות גז נוספים מעבר לשדה תמר ישנן השלכות כלכליות חיוביות למשק הגז בפרט ולכלכלת ישראל בכלל. ראשית, פיתוח שדות גז נוספים, לצד ייצוא גז טבעי, יעלו באופן משמעותי את הכנסות המדינה ממיסים שונים ומתמלוגים. שנית, פיתוח שדות גז נוספים, במידה שמבנה הבעלות של השדות החדשים יהיה שונה ממבנה הבעלות של תמר וים תטיס, יצור משק גז תחרותי יותר שיוביל להתייעלות ולירידת מחירים. לבסוף, פיתוח מאגרים נוספים יגביר את הבטחת ההיצע של הגז הטבעי (Security of supply) לאורך זמן. בהתחשב בתלות הגבוהה והגוברת של שוק האנרגיה והתעשייה באספקת גז טבעי, הבטחת ההיצע הינה בעלת חשיבות מכרעת למשק.

פרופיל הסיכונים של פרויקטי ייצוא גז טבעי

פעילות בתחום ה-E&P מגלמת בתוכה פרופיל סיכונים גבוה. במהלך תקופת הקידוח, על החברות להשקיע עשרות, ולעיתים מאות מיליוני דולרים בקידוחים לפני שקיימת ודאות לגבי הימצאות כמות גז או נפט באזור החיפוש שתצדיק פיתוח מסחרי. במקרים רבים ההשקעות הראשוניות אינן מניבות כל תמורה.

גם במקרים בהם נמצאות כמויות בקנה מידה מסחרי, עלויות הפיתוח גבוהות מאד, ויכולות להגיע למיליארדי דולרים, בעיקר בחלקות שנמצאות במים עמוקים, כמו בישראל. רמת ההשקעות עלולה לגדול באופן משמעותי בעקבות תנאים קשים של קרקעית הים, שינויים בעלויות הציוד ושירותי הפיתוח בתקופות שונות ובעקבות סיכונים נוספים הקשורים בבניית פרויקטים הנדסיים מורכבים. בנוסף, במשק הישראלי יש להתחשב בסיכונים גיאופוליטיים, ביטחוניים, וכן סיכונים רגולטורים וסטטוטוריים הגבוהים יותר מאשר אלו ברוב המדינות האחרות בעולם. כמו כן, לאחר שלב הפיתוח, על החברות לאתר לקוחות גדולים מבוססים כלכלית, שיכולים להתחייב לרמת צריכת גז טבעי שנתית משמעותית.

בפרויקטי גז טבעי המיועדים לייצוא, הצורך בתשתית מתאימה, מהווה סיכון משמעותי נוסף. ישנן שתי אלטרנטיבות להקמת תשתית ייצוא: באמצעות טכנולוגיית הנזלת גז (LNG) או לחילופין באמצעות צנרת הולכת גז טבעי.

במתקן הנזלת גז טבעי, הגז מונזל בעזרת קירור ונשמר תחת לחץ גבוה. מתקן הנזלה סטנדרטי, בעל קיבולת הנזלה שנתית של 6 BCM, מצריך השקעה של כ-3 מיליארד \$ (מעבר להשקעה המשמעותית בפיתוח השדה), בעוד שתקופת הקמתו עורכת כ-3 שנים. בישראל קיים מחסור בקרקע מתאימה באזור החוף שתוכל להכיל מתקן הנזלה מתאים, בשטח מוערך של כ-700 דונם. מניסיון בפרויקטים דומים, מציאת אתר מתאים והקמת המתקן תארכנה, גם תחת תרחישים אופטימיים, כעשור או יותר. אלטרנטיבה למתקן הנזלה באזור החוף הינה בניית מתקן הנזלה צף (FLNG) מול חופי ישראל, אולם על אף שטכנולוגיה זו נבחנה מספר פעמים במקומות שונים בעולם, טרם הוקם מתקן מסחרי מסוג זה. הפרויקט המתקדם ביותר בתחום זה צפוי להיות מבוצע על ידי Shell בטימור, אולם הוא נמצא עדיין בשלבי תכנון ראשוניים. על כל פנים, נראה כי בשלב הנוכחי טכנולוגיה זו תגרור עלויות השקעה גבוהות משמעותית. כמו כן, פעילות LNG מצריכה קניית או חכירת אוניות מיוחדות שיכולות לשנע LNG. על מנת לשנע 6 BCM של LNG ללקוחות ברחבי העולם תידרש במוצע השקעה הונית נוספת בסך של כ-2 מיליארד \$ עבור רכישת הספינות. בנוסף לאמור לעיל, קיימים סיכונים נוספים מפרויקט ייצוא גז טבעי בשיטת LNG, לרבות סיכון הביקוש, המורכב מקשיים במציאת לקוחות

שיחתמו על חוזי רכישה ארוכי טווח באירופה וארה"ב (קושי זה נכון במיוחד לספק גז טבעי ישראלי), והשיעור ההולך וגדל של מסחר ב-LNG באמצעות מחירי Spot, המשתנים מעת לעת (על פי תחזיות צפוי עודף היצע בכמויות ה-LNG במהלך העשור הקרוב שיגרום ללחץ להורדת המחירים מטה). סיכון מהותי נוסף מורכב מהאתגר המימוני, התלוי ביכולת להשגת חוזים ארוכי טווח עם לקוחות קצה איכותיים.

אופציה נוספת הינה הקמת צנרת הולכה תת ימית אשר תספק גז לטורקיה או ליוון. הקמת מערכת זו תלויה באתגרים גיאוגרפיים, ובמורכבויות הנדסיות ומסחריות. על מנת להקים תשתית גז ליוון, לדוגמא, יהיה צורך בהקמת צינור גז תת-ימי באורך של כ-1200 ק"מ. על אף קיומם של מספר דוגמאות מרחבי העולם לבניית צינורות גז תת-ימיים בסדר גודל דומה (דוגמת Nord Stream Pipeline הנבנה בימים אלו ואורכו 1,224 ק"מ), קיימת מורכבות גבוהה בפרויקטים מסוג זה עקב רמת העלויות והסיכונים הגלומים. על מנת שהפרויקט יהיה כלכלי ובר מימון עליו להיות בקנה מידה גדול מאד עם לקוחות איכותיים במיוחד (ל-Nord Stream Pipeline יש קיבולת הולכת גז שנתית של כ-27.5 BCM והסכמים עם לקוחות כגון Gasunie, Gazprom, BASF ועוד). ספק אם פרויקט ייצוא גז מישראל ליוון או לטורקיה, יהיה בהיקף כזה שיוכל להצדיק הקמת צנרת לאחת מהמדינות המוזכרות בייחוד על רקע הקושי במציאת לקוחות איכותיים. גם במידה ויתאפשרו התנאים לביצוע הפרויקט, יישומו עלול לארוך שנים רבות.

לאור האמור לעיל, ניתן להסיק כי פרויקטי גז טבעי נוספים, מעבר לפרויקט תמר, יהיו חשופים לסיכונים עודפים על פני סיכוני ה-E&P הרגילים ובהשקעות הוניות רחבות היקף, הקשורים בצורך להבטיח את מכירת הגז אל מחוץ לישראל ללא וודאות בנוגע למועד וליכולת השלמת התשתית לייצוא הגז הטבעי.

בחינה בינלאומית של מדינות קבוצת הייחוס

בדו"ח של מר דניאל ג'ונסטון (נספח ב' לדו"ח הביניים), נבחרו מספר מדינות לשמש כקבוצת הייחוס להשוואה למשק הגז הטבעי בישראל⁴, על סמך מספר מאפיינים דומים לישראל. עם זאת, חלק ממדינות אלו ממוקמות בשלב חיים שונה משל ישראל, כאשר תשתית הייצוא ורמת הפיתוח של משק הגז המקומי נמצאות בשלבים בשלים (מדינות כגון אוסטרליה, נורבגיה, אינדונזיה, מצרים וכדומה). לצד מדינות אלו, נלקחו בחשבון מספר מדינות אשר אינן צפויות לפתח בקרוב תשתיות ייצוא מורכבות כגון מתקני LNG (כגון סוריה, בנגלדש וכדומה). לא נראה כי בבחירת קבוצת מדינות הייחוס הייתה התחשבות בעובדה ששדות הגז שיפותחו בעתיד בישראל ייועדו לשווקי ייצוא כאשר בשלב הנוכחי טרם קיימת תשתית ייצוא גז בישראל. על כן, זיהינו מספר מדינות שנמצאות בתהליך הקמת מתקני הנזלה לגז טבעי או שהקימו בעת האחרונה תשתית כזו. מרשימה יחסית קצרה של מדינות כאלה נוכו מדינות כגון איראן, תימן, סין וונצואלה על רקע מאפיינים שלטוניים ייחודיים. בהתאם לכך, איתרנו 3 מדינות להשוואה אשר לא הופיעו במסגרת קבוצת הייחוס שנבחרה בדו"ח: פרו, אנגולה ופפואה גינאה החדשה. להלן סקירה קצרה של המדינות הפיסקאלית הרלוונטית והרקע להתפתחות מגזר ה-E&P במדינות אלו.

⁴ עמ' 26 בדו"ח

טבלה 1: קבוצת מדינות ייחוס אלטרנטיבית

מס חברות	GT ⁵	משטר המיסוי החל על פעילות ייצוא גז טבעי	תחילת יצוא LNG	מדינה
30%	34% ⁶ (2009)	לצד הקצאת שדה גז ראשון בבלוק 88 ב-Camisea שבג'ונגל האמזונס לשימוש מקומי, נקבע כי שדה נוסף, בבלוק 56, ייועד לייצוא LNG. על מנת לעודד את הקמת מתקן ההנזלה והתשתיות הנלוות שעלותם מוערכת של \$3.8 מיליארד, הורידה הממשלה את התמלוגים ליצוא לכשביעית מגובה התמלוגים שחלים על גז לשימוש בתוך המדינה. בנוסף, אחוז התמלוגים שנקבע הוא מדורג ומוצמד למדד ה-Henry Hub. כיום, בעקבות הערכה מחדש של רזרבות הגז בפרו והחשש שהגז הקיים לא ייתן מענה לרמת הביקושים בתוך המדינה, הייצוא לא מעודד יותר והוחלט להעלות את המיסוי על יצוא ולהשוות את גובה המיסוי על גז שבתוך המדינה.	2010	פרו
35%	50% מ- ⁷ 2008	על מנת להשתמש בגז הנלווה לנפט (שכיום נשרף או מוזן לתוך מאגרים) ממספר שדות במים עמוקים לחופי אנגולה ולצורך פיתוח שדות נוספים שאותרו באזור, הוחלט להתחיל ביצוא בשיטת ה-LNG. על מנת לעודד את הקמתו, המדינה הורידה את המיסוי על הפרויקט מ-50% (מס לחברות נפט וגז) ל-35% - רמת מס החברות הרגיל. בנוסף, למדינה אחזקה של כ-22% בפרויקט. המתקן צפוי לקום בשנת 2012 ולייצא למעלה מ-7 BCM בשנה של גז טבעי לארה"ב ולאירופה.	2012	אנגולה
30%	כ-39% ⁸	לאחר גילוי מספר שדות גז במדינה בשנות ה-90, נדרשו צעדי הורדת מיסוי על מנת לפתח את השדות ליצוא בעזרת הקמת מתקן LNG ומכירת הגז לשווקים חיצוניים. לאחר מגעים עם מספר חברות נפט וגז פרטיות המדינה הורידה את היטל הגז הייעודי עבור מתקן ה-LNG מרמה של 30% עד למקסימום של 10% (זאת בנוסף למס חברות ותמלוגים)	2014	פפואה גינאה החדשה

* כלל המיסים מחושבים ללא ניכוי הוצאות תפעול, על כן שיעור השתתפות הממשלה צפוי להיות אף נמוך מהמצויין בטבלה

⁵ כולל מס חברות

⁶ מקורות: Repsol, שימוע בסנאט בארה"ב: קרלוס הררה דסקלזי - שר האנרגיה, פרו; (מחושב לפי 5% תמלוגים + 30% מס - לפני העלאת מסים)

⁷ מקורות: Net Resources International, Sonangol; (מחושב לפי: 22.8% אחזקת סונאנגול בפרוייקט, ללא השקעת הון עצמי + 35% מס)

⁸ מקורות: Ernst & Young, הסכם בין PNG LNG לבין הממשלה (מחושב לפי 2% תמלוגים, 2% מס פיתוח + 10% APT + 30% מס חברות)

כפי שעולה מהטבלה לעיל, נראה כי במדינות בהן עדיין לא קיימות תשתיות מתאימות, המדינה מעודדת ייצוא באמצעות משטר מיסוי המיטיב עם היזמים.

אנו ערים לעובדה כי השוואה בת שלוש מדינות בלבד לא יכולה לעמוד לבדה, עם זאת, לדעתנו, בעייתי אף יותר לבצע השוואה תוך התייחסות למדינות אשר בהן תנאי השוק שונים לחלוטין מישראל. בכל מקרה, על בסיס מבחר המדינות לעיל נראה שיש סיבה לשקול הפחתת רמת ה-Government Take מזה המוצעת בדו"ח הביניים של הועדה, בייחוד על רקע שיעור המיסוי האפקטיבי הגבוה יותר בישראל עקב מבנה שותפויות הגז והנפט ואחזקות של יחידים בהן (בייחוד במקרה של השותפות, בה אחזקות הציבור עומדות על כ-85%). פירוט נוסף של מדינות ההשוואה מופיע בנספח ב'.

בחינה כלכלית

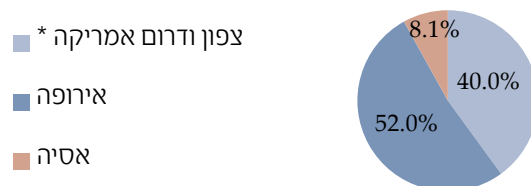
על מנת לבחון את מידת הפגיעה הכלכלית של מסקנות הביניים של הועדה על מאגרי גז טבעי עתידיים אשר צפויים לשמש לייצוא, הותווה מודל כלכלי המדמה את הפעילות של מאגר גז תיאורטי.

ההנחות אשר שימשו את המודל הפיננסי מפורטות במסגרת נספח ג'. הנחה מרכזית וקריטית עבור המודל הפיננסי הינה מחיר ה-Netback המוערך ביציאה ממתקן ההנזלה. רמת המחיר הנקבעת עבור גז טבעי נוזלי (LNG), תלויה בפרמטרים כגון המחיר בשוק היעד, עלות תהליך הגיזוז בשוק היעד, עלות ההובלה וכדומה. על מנת להעריך את רמת המחיר, התבססנו על מחירי Netback נורמטיביים של Purvin & Gertz, המחושבים באמצעות הערכת מחירי הגז הטבעי בשווקי היעד (על בסיס עסקאות בפועל ומחירי Futures). על מנת להתאים את רמת ה-Netback pricing לישראל ביצענו תחשיב המבוסס על רמות המחיר של אלג'יר וקטאר, עקב היותם המדינות הקרובות ביותר גיאוגרפית לישראל.

להלן רמות ה-Netback הרלוונטיות עבור ישראל, ב-\$ ל-MMbtu:

Zeebrugge	Sodegaura	Isle of Grain	Everett	Barcelona
6.7	6.4	6.6	3.0	7.9

כעת, נותר להעריך מהו תמהיל הייצוא הרלוונטי לישראל. לאור היכולת המוגבלת לבצע Cherry Picking של שווקי יעד, בייחוד בנקודת זמן זו, החלטנו להתבסס על תמהיל הייצוא של מצרים, מדינה שכנה בעלת מאפייני כדאיות כלכלית דומה לישראל. תמהיל ייצוא ה-LNG של מצרים בשנת 2009 הורכב כדלקמן:



מקור: BP Statistical Review 2010

* בעיקר ארה"ב

באמצעות שקלול רמת מחירי ה-Netbacks הרלוונטים לישראל עם תמהיל הייצוא הרלוונטי, התקבלה רמת המחיר ביציאה ממתקן ההנזלה (כ-5.6 \$ ל- $MMbtu$). עם זאת, לאור האפשרות לביצוע בחירה מעט יותר אופטימלית של תמהיל הלקוחות, בחנו גם תרחיש לפיו המחיר ביציאה ממתקן ההנזלה יעמוד על כ-6 \$ ל- $MMbtu$. יש לציין כי לטובת חישוב ההיטל נלקח מחיר נורמטיבי המדמה את מחיר ההעברה בין בעל השדה לבין מתקן ההנזלה. מחיר זה מתבסס על רמת ה-Netback המפורטת לעיל בהפחתת מחיר ההנזלה תוך גילום תשואה נורמטיבית עבור מתקן ה-LNG. לטובת יתרת המודל, לרבות הבחינה הכלכלית, ההתייחסות למתקן ההנזלה הינה כפרויקט מאוחד עם מאגר הגז הטבעי.

להלן התוצאות המרכזיות של הבחינה הכלכלית (טווח מחיר בסיס של 5.6-\$ ל- $MMbtu$):

Equity IRR לפי המלצות הועדה	Equity IRR לפי מצב קיים	
7%-8%	10%-11%	שדה גז של 100 BCM
15%-16%	19%-20%	שדה גז של 250 BCM

במידה וקיים צפי עבור שדה גז טבעי בינוני, לא קיימת כדאיות לפעילות E&P מבוססת ייצוא. כמו כן, במידה וקיים צפי לגילוי שדה גז משמעותי, בו רמת התשואה במערכת המיסוי הנוכחית סבירה אך נמוכה יחסית עבור פרויקט ייצוא, קבלת המלצות הועדה תוביל לפגיעה בכדאיות הפרויקט. במצב הנוכחי, קיים סיכוי נמוך להצלחה של יזמי E&P, על רקע הצורך בגילוי שדה גז משמעותי. כעת, עם המלצות דו"ח הביניים, ייתכן שאפילו גילוי שדה גז של כ-250 BCM לא יאפשר יחס תשואה-סיכון הולם.

מסקנות

מהניתוח שביצענו עולה כי כל מאגרי הגז הטבעי שיתגלו בעתיד בישראל ייועדו בעיקרם לייצוא. על אף הקביעה הברורה כי פני משק הגז הטבעי הישראלי הינו לייצוא, לא ברור האם בקביעת המלצותיה התבססה הועדה על הנחה זו. לדוגמא, בחוות הדעת שהוכנה על ידי מר דניאל ג'ונסטון מתואר משק הגז הטבעי הישראלי כזה הקרוב לחוף ולשוק היעד. לטעמנו, אין ספק כי גז טבעי שיופק בעתיד בישראל לא יהיה קרוב לשוקי היעד.

אנו ממליצים כי הועדה, לפני פרסום המלצותיה הסופיות, תבחן מחדש מספר נושאים מרכזיים כדלקמן:

א. רמת ה-Government Take - הועדה הציעה מנגנון מיסוי אשר יגדיל את רמת ה-Government Take לשיעור של כ-60%-70%, על פי חישוביה. כפי שהוצג, רמה זו צפויה לפגוע ברמת התשואה של שחקנים בשוק ה-E&P, ללא פיצוי ברמות הסיכון העודפות של פרויקטי ייצוא ובניגוד למספר מקרים בינלאומיים של משקי גז

טבעי הנמצאות בשלב חיים דומה לשוק הישראלי. במידה ויתקבלו המלצות הועדה כפי שמופיעות בדו"ח הביניים, ייתכן כי חברות בתחום יזנחו את פעילות חיפוש הגז הטבעי בישראל על רקע יחס סיכון-תשואה בלתי הולם. בשל כך, אנחנו מציעים ששיעורי המס יותאמו כך שיפחיתו את רמת ה-GT עבור מאגרים המיועדים לייצוא לעומת המוצע בדו"ח הביניים. הצעה זו עשויה להגדיל את רמת הכנסת המדינה מהתחום לאור האפשרות של יזמים לבצע פעילויות חיפוש ופיתוח שדות גז.

ב. מבנה המנגנון הפיסקאלי – הועדה הציעה מנגנון מיסוי מבוסס על היטל מדורג לפי שיטת ה-R-Factor. לטעמנו, האלטרנטיבה העיקרית ל-R-Factor, היטל מדורג לפי שיטת ה-ROR, מהווה שיטה מתאימה יותר לתנאים השוררים בישראל. הסיבה העיקרית לכך טמונה באי הוודאות של תזמון זמינות תשתיות ייצוא הגז הטבעי. על רקע הסבירות הגבוהה כי יארך זמן רב עד שתושלם הקמת תשתיות ייצוא (בין אם באמצעות LNG או באמצעות צנרת תת ימית). תחת שיטת ה-R-Factor, שאינה כוללת רכיב פיצוי המתחשב במימד הזמן, כל עיכוב או דחייה בתזמון הזמינות של תשתיות הייצוא יפחית את שיעור התשואה לבעלי המניות באופן משמעותי (ראה טבלה 2). על כן, חברות E&P בישראל צפויות להמתין עם פעילות חיפוש וקידוח עד להבהרת זהות ומועד הקמתן של תשתיות ייצוא הגז הטבעי. תחת שיטת ה-ROR, התשואה לבעלי המניות משתנה באופן מתון עקב עיכוב כגון אי השלמת הקמת תשתיות ייצוא. חלוקת סיכון שכזו בין המדינה לבין יזמי ה-E&P נראית סבירה יותר בייחוד על רקע הנחיצות של מעורבות אקטיבית של המדינה בפרויקט הקמת תשתיות הייצוא. כמו כן, על מנת להעריך את היקף הקיבולת הנדרש עבור מתקן ההנזלה וכתוצאה מכך את ההשקעה הנגזרת, יש להבטיח כי המערכת הפיסקאלית תתמרץ חיובית את פעילויות חיפוש הגז הטבעי כך שתיווצר וודאות גבוהה בנוגע לרמת הרזרבות לייצוא.

טבלה 2: השוואת תשואות על ההון העצמי בשיטות המיסוי השונות, כתלות במועד הקמת תשתיות הייצוא, עבור

מאגר בהיקף של 250 BCM, בהנחת מחיר של \$6 ל-MMbtu

9	4	1	הפרש בשנים בין האקספלורציה לבין תחילת הקמת מתקן ה-LNG
13%	18%	23%	שיטת R-Factor *
16%	19%	23%	שיטת ROR **

* בתרחיש הבסיסי, תחת שיטת ה-R-Factor ובהנחת תקופה בת 6 שנים עד להקמת מתקן LNG, רמת התשואה על ההון העצמי תעמוד על 16% ** שיטת ה-ROR שנבחנה מבוססת על פי זו הנהוגה באוסטרליה (PRRT), בתקנון שיעור המיסוי כך שבהפרש שנים של שנתיים, רמת התשואה תהיה שווה

ג. מחירי העברה – המערכת הפיסקאלית המוצעת עבור פרויקטי ייצוא, כפי שמוצגת בדו"ח הביניים של הועדה, תוטל אך ורק על רווחי פעילות ה-E&P. על כן, עבור פרויקט ייצוא, יש לקבוע מחירי העברה לגז הטבעי המועבר בין מאגר הגז לבין מתקן ההנזלה. לרמת מחירי העברה שייקבע תהיה השפעה קריטית על פוטנציאל התשואה של פרויקטי הייצוא, כפי שמוצג בטבלה 3. דו"ח הביניים של הועדה מציע כי מחירי העברה ייקבעו על ידי רשויות המס ומפרט הנחיות כלליות למדי בנוגע לאופן קביעתו של מחיר זה. אנו ממליצים כי בדו"ח הסופי של הועדה יפורט באופן נרחב אופן קביעת מחירי העברה, על מנת להגדיל רמת השקיפות. לטעמנו, רמת מחירי העברה צריכה לשקף באופן תואם ככל הניתן את רמת ה-Netback של גז טבעי הנמכר בשוקי הייצוא.

טבלה 3: השפעת קביעת מחירי העברה גבוהים מרמת ה-Netback בפועל (השווה ל-4.6\$/MMbtu)

Equity IRR לפי מחיר העברה של \$6.5	Equity IRR לפי מחיר העברה של \$5.5	Equity IRR לפי מחיר העברה של \$4.6 (על פי תרחיש בסיס)	
9%	13%	16%	שדה גז טבעי של 250 BCM

ד. **Ring fencing** – לאור המלצות דו"ח הביניים להגביל את הוצאות החברות לפי פרויקט, ומכיוון שהתשואה לפרויקט ייצוא נמוכה יחסית, ברור כי מתן אפשרות להכנסת הוצאות חיפוש של קידוחים אחרים שלא הניבו תוצאות חיוביות אל תוך בסיס ההיטל, תיטיב עם גופים חדשים שעומדים לבצע מספר קידוחי חיפוש ותאפשר לקיחת סיכונים מוגברים. אפשרות זו קיימת במדינות שונות בעולם לרבות אוסטרליה ואנגולה.

אנו מודים לוועדה כי העמידה בפנינו את האפשרות להציג בפניה את חוות הדעת שערכנו. נשמח להופיע בפני הועדה ולהציג בהרחבה את עמדתנו.