



משרד ראש הממשלה

הוועדה לבחינת התועלת הכלכלית של אנרגיות מתחדשות

המלצות הצוות הבין משרדי

המועצה הלאומית לכלכלה
משרד ראש הממשלה



1. תקציר מנהלים


ב-2009 הציבה ממשלת ישראל יעד שאפתני של ייצור 10% מהחשמל בישראל עד 2020 באמצעות אנרגיה מתחדשת. מטרת דו"ח זה להציע **מתודולוגיה מוסכמת** להערכת התועלת הכוללת שנובעת למשק מהשגת יעד זה, **ולאפשר מנגנון בו התגמול לייזמים יתבסס על התועלות מהמיזם שלהם, בנוסף לשיטה המבוססת על הערכת העלויות של המיזם** הנהוגה כיום. מנגנון זה יאפשר הערכה מוסכמת של עלויות עודפות וסובסידיות באימוץ אנרגיה מתחדשת, תיעדוף נכון בין טכנולוגיות שונות בזמנים שונים, **ויתמרץ פיתוח ואימוץ טכנולוגיות בעלות תועלת משקית מקסימלית**. מנגנון זה יתמרץ חדשנות טכנולוגית ויישומית, ופיתוח ואימוץ טכנולוגיות הקיימות בעולם לשוק הישראלי ע"פ צרכיו.


דו"ח זה כולל את העקרונות והמתודולוגיה המוסכמת על מנת לאפשר לגורמים האמונים על כך, ובראשם רשות החשמל, ליישם מתודולוגיה זו וליצור תעריפים והסדרות מתאימים.


הוועדה בחנה את התועלת המתקבלת למשק החשמל מחיסכון בדלקים, מחסכון בהקמת מתקנים קונבנציונליים (חיסכון בהון), מצמצום זיהום האוויר, מהגברת הביטחון האנרגטי המשקי, ומהתועלת הכלכלית והאזורית במיזמים אלו. הדו"ח מהווה המלצה להמשך פעילות ע"י הרשויות הרלוונטיות והמוסמכות לניהול מדיניות שילוב אנרגיות מתחדשות במשק החשמל.


הנחת העבודה הראשית של העבודה הייתה כי התועלת המשקית תלויה במידה ניכרת במערכת ייצור והולכת החשמל הקיימת והעתידה לקום לפי תכנית הפיתוח של משק החשמל. כלל מרכיבי החיסכון תלויים מאוד במבנה המערכת. הכנסת טכנולוגיות חדשנות משנה את המערכת, ועל כן יש לחזור ולאמוד מעת לעת את התועלות שהוערכו בעבודה זו לתקופה הנוכחית בלבד.


בתחום הדלקים, הוועדה מצאה כי על מנת לאפשר שיטת הערכה כללית אשר תתעדף בין טכנולוגיות יש לתגמל את היזמים ע"פ שעת ייצור החשמל, בהתאם לעלויות המשקיות השוליות במקבצי שעות שונים. כך, מתקן המייצר יותר בשעות שיא הביקושים יזכה לתגמול גבוה יותר ממתקן המייצר בשעות השפל.


 **בתחום החיסכון בהון**, הוועדה מצאה כי פקטור משמעותי בתועלת המשקית מאנגריות מתחדשות היא יכולתם להחליף הקמת תחנות כוח קונבנציונליות. בבדיקה שנערכה עלה כי יכולת זו מצטמצמת ככל שקיימים יותר מתקני ייצור בעלי מאפיינים דומים. השפעה שולית פוחתת זו באה לידי ביטוי בהערכת התועלות, ומתמרצת את גיוון סל מקורות האנרגיה המתחדשת בישראל.


 **בתחום הסביבה**, העריכה הוועדה את התועלת ארוכת הטווח המתקבלת מצמצום מזהמים מקומיים ומהקטנת פליטות גזי חממה. הוועדה בחנה גם את השפעת פרויקטים סביבתיים שונים על תועלת זו. מעבודת הוועדה ניתן לראות כי ככל שהטכנולוגיות הקונבנציונליות נעשות פחות מזהמות, התועלת הסביבתית של האנגריות המתחדשות פוחתת.


 **בתחום הביטחון האנרגטי**, העריכה הוועדה את התועלת מייצור חשמל באמצעים אשר אינם תלויים באספקת והולכת הגז הטבעי הסדירה לישראל, או בייבוא דלקים. הוועדה בחרה להעריך תועלת זו של גיוון מקורות אנרגיה כפרמיית ביטוח כנגד כשל מערכתי במערכת הובלת הגז הטבעי לישראל.

 **בתחום הפיתוח הכלכלי**, העריכה הוועדה את התועלת למיזמים מייצגים, וקבעה כי התועלת תלויה במאפייניו הספציפיים של כל מיזם, וכי הערכתו והסיוע לו צריכים להתבצע ע"י הגורמים המוסמכים לכך במסגרת המדיניות הכוללת של הממשלה ולמול בקשה פרטנית של אותו המיזם.

 הוועדה בחנה אפשרויות לשילוב **מקורות אנרגיה היברידיים**, המשלבים ייצור ממקורות מתחדשים ופוסיליים, ומצאה כי בתנאים מסוימים קיים הגיון כלכלי בשילוב זה. כיום אין כלי מתאים להסדרת שילוב זה. הוועדה העריכה את התועלת העודפת מייצור באופן זה והציעה מנגנון להפנמת תועלת זו לשוק.

 **במספר דוגמאות שניתחה הוועדה, נמצא כי התועלת ממתקנים סולריים במאפייני ייצור דומים להיום היא בין 48 ל-66 אגורות**, כתלות ביכולת האגירה של המתקן, שעות הייצור שלו, וקרבתו למקורות הצריכה. המתודולוגיה המוצעת מאפשרת הערכה באופן דומה גם לטכנולוגיות אחרות.

 הוועדה בחנה את התועלת המתקבלת מהפרויקטים לאורך 20 שנות פעילות, אך היא סוברת כי **הארכת משך ההתקשרות תאפשר את צמצום עלויות המימון והפיתוח של הפרויקט**. נושא זה מתקשר לצורך לפשט את התהליכים הבירוקרטיים הכרוכים באישור פרויקט על מנת להוריד את העלויות הכרוכות בכך, ולאפשר פיתוח מיזמים בעלות אשר אינה מטילה נטל עודף על המשק. **הוועדה סקרה שורה ארוכה של חסמים אשר פתרונם הינו אפשרי לדעת חבריה, ויכול להוריד משמעותית את העלויות העומדות בפני ייצור חשמל ממקורות אלה. אלו מובאים כהמלצה לרשויות הרלבנטיות וכבסיס לפעילות צוות מקצועי להסרת חסמים בתחום.**

הוועדה מצאה כי על מנת לעמוד ביעד הממשלתי  משק החשמל הישראלי נדרש להתאים את עצמו למאפייני הייצור החדשים, אשר כוללים מורכבות אשר אינה קיימת בייצור חשמל מתחנות כוח קונבנציונליות. התאמה זו כרוכה בשדרוג רשת החשמל, פרסום וחידוש תכניות אב לפיתוח, וקידום יכולות אגירה וניהול ברשת. אי נקיטת פעולות אלה תקטין באופן משמעותי את יעילות שילוב האנרגיות המתחדשות לטווח ארוך ברשת.

2. מבוא

1.2 רקע

החלטת ממשלה 4450 מינואר 2009 הציבה יעד של ייצור 10% מהחשמל בישראל באמצעות מקורות אנרגיה מתחדשים עד 2020. יישום החלטה זו התבסס על שני דרכים מרכזיות לתמרוץ יזמים להתקין מתקני ייצור של אנרגיה מתחדשת: מכרזים ותעריפי הזנה. בשתי שיטות אלו הוגדרו מראש הטכנולוגיות הנדרשות, והתהליך הרגולטורי התמקד באישור איכות המתקן והערכת העלות הנורמטיבית או המינימלית הנדרשת ממשק החשמל על מנת לאפשר את הקמת המתקן.

שיטות אלו התבססו על הנחת יסוד כי ייצור חשמל קונבנציונלי לעולם יהיה זול יותר מייצור חשמל באמצעים מתחדשים, ועל כן ליצור מנגנונים המסדירים את מתן הסובסידיה על מנת לאפשר כניסה הדרגתית של טכנולוגיות ינוקא תוך גיוון תמהיל הדלקים בייצור החשמל בישראל, ויצירת תהליך של למידה באמצעות עשייה.

בשלוש השנים שחלפו מאז החלטת הממשלה בנושא, חלו שינויים מהותיים בשוק האנרגיה העולמי בכלל וייצור האנרגיה ממקורות מתחדשים בפרט. תהליך הלמידה שהחל ברגל מהוססת בתחילת 2009 צבר תאוצה רבה, וההיכרות הממשלתית והציבורית עם היתרונות והאתגרים של שילוב אנרגיה ממקורות מתחדשים הינו לאין ערוך מקיף יותר מזה שהיה ב-2009. לאור המציאות המשתנה והצורך במימוש יעיל של הידע שנצבר, החליטה הממשלה ביולי 2011 (החלטה 3484) על הקמת ועדה בין משרדית אשר תאפשר את מיצוי הידע שנצבר בישראל בתחום התועלות של שילוב מקורות אנרגיה מתחדשים במשק החשמל. מטרת תהליך חשיבה זה ליצור תשתית לפיתוח כלי החלטה ומדיניות עדכניים אשר יאפשרו את השלמת מימוש יעד הממשלה ל-2020, כמו גם את ביסוס מפת הדרכים להמשך מדיניות הממשלה בשנים שלאחר מכן.

2.2 מטרות

בהחלטת הממשלה מספר 3484 (17/7/2011) הוחלט על הקמת צוות בין משרדי לקביעת העלות והתועלת הכלכלית של שילוב אנרגיות מתחדשות. מסקנות הצוות צריכות לאפשר מעבר הדרגתי למדיניות המאפשרת שילוב אנרגיות מתחדשות במשק החשמל על בסיס תועלתם למשק (עקרון התועלת), ולא ע"י קביעת יעדים ומכסות, וכיסוי עלויות הייצור (עיקרון העלות). מטרת מתודולוגיה זו לסייע בהשלמת מימוש יעדי הממשלה בתחום האנרגיה המתחדשת לקראת 2020, והן להוות את הבסיס להמשך המדיניות הממשלתית בשנים הבאות להרחבת שילוב האנרגיות המתחדשות בצורה מושכלת. לאור זאת, הועדה הקדישה תשומת לב לבחינה כלכלית ומדויקת

ככל האפשר של התועלות משילוב אנרגיות מתחדשות, לצד הרצון לפרסום המלצות אשר יאפשרו תרגום פשוט של מסקנות הוועדה להסדרות, אמות מידה, וכלי מדיניות ע"י הגורמים המוסמכים לכך.

הוועדה פעלה מתוך רצון לשפר את תשתית הידע וההערכה המובילה את מדיניות שילוב מקורות האנרגיה המתחדשים למערכת החשמל, וליצור מערכת המאפשרת שילוב ארוך טווח של אנרגיות מתחדשות על בסיס כלכלי, תוך בקרה על העלות המשקית העודפת. מערכת זו תאפשר להבחין בין טכנולוגיות שונות על בסיס תועלתן המשקית, ותייצר ודאות ליזמים הפרטיים ולגורמים הממשלתיים. הוועדה פעלה במטרה לאפשר למערכת זו להיות שיתופית ובין משרדית על מנת להגביר את שיתוף הפעולה בין זרועות הממשלה בנושא, ולהקטין את הנטל הבירוקרטי.

3.2 מוקדי עיסוק הוועדה

הוועדה בחנה שלושה תחומים מרכזיים :

1. בניית מתודולוגיה להערכת התועלת הכלכלית של ייצור אנרגיה ממקורות מתחדשים, ומנגנוני שוק להפנמתה.
2. דרכים לצמצום העלויות ומשכי הזמן בשילוב אנרגיות מתחדשות, כך שהשלמת יעדי הממשלה ושילוב המתקנים ייעשו תוך עלות קטנה ככל האפשר למשק החשמל.
3. צעדים נדרשים במשק החשמל ובניהול הרשת על מנת להפיק את מלוא התשואה הפוטנציאלית משילוב מקורות אנרגיה מתחדשים בהיקף נרחב.

3. הערכת התועלת הכלכלית – עקרונות יסוד

1.3 חשיבות הערכת התועלת הכלכלית

ההסדר המרכזי בו נעשה שימוש בשנים האחרונות לתמרוץ שילוב מקורות אנרגיה מתחדשים הוא הסדר של תעריף הזנה, בו מוערכת העלות הנורמטיבית של הקמת מתקנים בטכנולוגיות שונות בשילוב תשואה נורמטיבית על ההון המושקע. הערכה זו מהווה בסיס לחוזה המחייב את משק החשמל (באמצעות ספק השירות החיוני חברת החשמל לישראל) לרכוש מבעל המתקן את כלל האנרגיה שתיוצר במחיר קבוע (וצמוד למדד) לתקופה של עשרים שנה. מדיניות זו מניחה כי עלות נורמטיבית זו גבוהה מעלות ייצור אלטרנטיבית, והתחייבות זו הכרחית על מנת לאפשר את שילוב מקורות אנרגיה אלה בתמהיל הדלקים לייצור חשמל.

מודל זה הוכח כמודל המתאים ביותר לשילוב ראשוני של אנרגיות מתחדשות, כיון שהוא מסיר חלק גדול מאי הוודאות הכרוכה בהתפתחות תחום חדש הן ליזמים והן לקובעי המדיניות. עם זאת, הוא כולל מספר בעיות המקשות על שימוש ארוך טווח ובר קיימא בו:

1. מכיוון שלכל טכנולוגיה מבנה עלויות אחר הוא מחייב את הממשלה להגדיר לכל טכנולוגיה ותת-טכנולוגיה מכסה ומחיר. כך, תמהיל מקורות האנרגיה המתחדשים נקבע ע"י גורמים בממשלה, ללא מתן משקל לגורמי השוק. התעלמות זו ממנגנון המשקל מחירים בולט לאור פרקי הזמן הממושכים הנדרשים להסדרה, תכנון ויישום פרויקטים מסוג זה. לעתים הממשלה מניחה כי טכנולוגיה מסוימת כדאית יותר על סמך מחירה בפרק זמן מסוים, ונוכחת לראות כי המגמות בשוק גרמו לבחירה לא אופטימאלית ויקרה של טכנולוגיות.
2. המודל מחייב את הרגולטור להעריך נכונה את העלויות הנורמטיביות והתשואה הנדרשת על מנת להקים פרויקטים מסוג זה. מנגנון זה בתקופות של שוק דינמי גורם לעתים רבות למבנה שוק מעוות, בו מחירי העלות יורדם ללא עדכון מתאים מטעם הרגולטור. במבנה שוק זה נוצר עודף ביקוש בולט לאור המחיר המוגדר בנקודה גבוהה מדי, והיצע מכסות קטן. מבנה זה, והצורך בחלוקה שרירותית שאינה מתעדפת איכות או יעילות כלכלית גורמת בטווח ארוך לחוסר תמריץ לשיפור היזמות ומבנה העלויות, לעלויות עודפות, ולפגיעה ארוכת טווח בענף.
3. המודל מניח כי הטכנולוגיות נתונות וכי אין יכולת או סיבה לתמרץ פיתוח טכנולוגיה ע"פ צרכי משק החשמל. יצירת מודל ללא תמריצים כאלו פוגע רבות בתועלות המתקבלות מענף זה. אין התחשבות בשעות בהן האנרגיה מסופקת, או באמינות האספקה של מתקן. אין התחשבות בהיקף תשתית ההולכה הנדרשת, או בהשפעה שיש לאופי הייצור שלו על ניהול המערכת. חוסר התמריץ מעכב את האופטימיזציה של המערכות, וגורם לבחירה ביניהם ע"פ קריטריונים לא כלכליים.
4. מודל המכסות מהווה תמריץ שלילי לחדשנות. המודל זה קיימות מכסות אך ורק לטכנולוגיות מוכחות ו-ותיקות, ומנגנון הבחירה ושיטת התגמול גורמים להעדפת יזמים לבחור בספקים זרים ומנוסים על פני חברות חדשניות, חלקן ישראליות, להן פוטנציאל

ארוך טווח לשיפור מערכת החשמל, אך סיכוי נמוך יותר לעבור את מערכת הסינון של הבקשות למכסה.

5. הצבת יעד ממשלתי כללי של אנרגיות מתחדשות, בשילוב מכסות פרטניות לטכנולוגיות ותתי-טכנולוגיות שונות, מנקז את התחרות בין היזמים השונים למקומות לא יעילים. במקום ליצור תחרות בין היזמים על איכות ומחיר, מוביל המנגנון לניסיון של חלק מהיזמים להקשות על יכולת היזמים מתתי-תחומים אחרים לקדם את הפרויקטים שלהם, ולצמצם את ניצול המכסות של תתי-טכנולוגיות אחרים. אסטרטגיה זו ננקטת מתוך תקווה כי על מנת לעמוד ביעד, תעביר הממשלה מכסות מתחומים לא מנוצלים לכאלה בהם הישימות גבוהה יותר, כך שליוזמים אלה תהיה כמות מכסות גבוהה יותר.

6. היעדר ניתוח וכימות מסודר של התועלת משילוב אנרגיות ממקורות מתחדשים והתבוננות ברכיב בעלות בלבד גורם לעמימות לגבי הכדאיות שבהסדרות אלה. עמימות זו מאפשרת לגורמים בעלי אינטרס להפעיל לחץ פוליטי לצמצום או הרחבת המכסות ולשינויים בתעריף, ובסופו של התהליך ליצור אי ודאות לגורמים המעוניינים להשקיע מכספם וממרחם בתחום. מגוון ניתוחים מראים כי בתחומים אלה הוודאות ארוכת הטווח היא הגורם החשוב ביותר להתפתחות בריאה ותקינה של היזמות בענף.

מטרת תהליך הערכת התועלת הכלכלית הוא ליצור תשתית אשר תאפשר הכנסת מנגנוני שוק, ובראשם את הגדרת "עקומת הביקוש" של המשק לאנרגיה מתחדשות. הוועדה סוברת כי הצבת מחיר כלכלי בו רכישת אנרגיה מתחדשת אינה מסובסדת במובן הרחב שלה, ויצירת מנגנון המאפשר תמריצים ע"פ התועלת המתקבלת מהם, תאפשר היווצרות שוק יזמות בריא יותר, ומיצוי הפוטנציאל של תחום זה בישראל.

2.3 רכיבי התועלת הכלכלית

הוועדה התמקדה בארבעה תחומים שונים של תועלות הנובעות משילוב מקורות אנרגיה מתחדשים במשק החשמל.

א. תועלות ישירות למשק החשמל ע"י צמצום צריכת דלקים ושימוש בהון לבניית מתקני ייצור קונבנציונליים.

ב. צמצום נזקים סביבתיים מייצור חשמל, ובראשם פליטות מזהמים כתוצאה משריפת דלקים.

ג. השפעות על הביטחון האנרגטי בישראל, ובכלל זה על הסכנה לרציפות האספקה ועלות הגיבוי המערכתית הנדרשת. בתחום זה נדרשה הוועדה גם להערכת ההשפעה של הורדת תנודתיות מחיר החשמל.

ד. השפעות על פיתוח אזורי, כלכלי ותעסוקתי.

בין הרכיבים השונים יש תחומי ממשק רבים, כך שלניתוחם נדרשה גישה מתודולוגית סדורה אשר תמנע "ספירה כפולה" של חלק מהתועלות.

3.3 הצורך בנוסחה כללית

מטרת הוועדה להציע בסיס למדיניות ארוכת טווח, אשר תספק וודאות לגורמים פרטיים וממשלתיים. על כן אין כוונת הוועדה לחתור לכימות התועלת הכלכלית במספר יחיד, אשר לא יהיה רלוונטי לאחר שינויים כלשהם במשק החשמל. מטרת ה- מתודולוגיה לאפשר את חישוב ה"מחיר ההוגן" שנכון ברמה המשקית לשלם בשנה נתונה עבור ייצור חשמל מתחדש למשך תקופת זמן נתונה, המאפשרת ודאות בהשקעת ההון הדרושה להקמת המתקן. הגורמים האמונים על הסדרת משק החשמל יוכלו להשתמש במתודולוגיה זו באינטרוולים קבועים (מידי שנה לדוג') על מנת לעדכן את התעריפים הרלוונטיים למתקנים שיאושרו מאותה נקודת זמן ולהבא.

השימוש בנוסחה קבועה מראש מאפשרת מחד ודאות מסוימת לתעריפים הבאים שיפורסמו מתוך האפשרות לחזות את המגמות בפרמטרים המרכזיים של הנוסחה, ומאידך מאפשרים את עדכון התעריף ע"פ השינויים בתנאים העולמיים והמקומיים במשק האנרגיה.

4.3 הצורך בנוסחה צופה פני עתיד

הניסיון הממשלתי של השנים האחרונות בשילוב אנרגיות מתחדשות במשק החשמל העלה כי על מנת לאפשר מימון והקמה של מתקנים לייצור החשמל, נדרשים תעריפי הזנה ידועים מראש לתקופות ארוכות טווח של כ- 20 שנה לפחות. הוועדה מאמינה כי גם במתכונת החדשה שתוצע יש לשמר עקרון זה. על המתודולוגיה המוצעת ע"י הוועדה לאפשר כימות של התועלות מייצור חשמל באנרגיה מתחדשת למשק החשמל לאורך חיי המתקן. כימות זה אמנם נתון לאי ודאות רבה, אך הוא הכרחי בתחום זה כמו בכל תכנון של פרויקטי תשתית והשקעה ארוכת טווח.

לאור זאת לא הסתפקה הוועדה ביצירת מתודולוגיה להערכת התועלת משילוב מקורות אנרגיה מתחדשים בנקודת הזמן הנוכחית בלבד, אלא בשקלול תחזיות שונות על מנת להעריך את התועלות בעתיד, ולאפשר את שקלולן לכדי תעריף רב-שנתי. שווקי הסחורות והאנרגיה העולמיים סובלים מתנודתיות רבה, והיכולת לחיזוי פרמטרים רבים כמו מחירי דלקים פוסיליים מוגבלת ביותר. עם זאת, בחרה הוועדה לפעול במתודולוגיה אשר תאפשר את צמצום חוסר הוודאות ליזמים בתחום, והגדלת הוודאות במשק החשמל בכללותו. מתן ודאות זו תוביל לשילוב הדרגתי וחכם של מקורות אנרגיה מתחדשים בטווח הארוך, ולהגברת היציבות במשק החשמל המקומי.

5.3 היתרון בהתחייבות ארוכת טווח

הוועדה בחנה את הצורך והחשיבות של יצירת התחייבות ארוכת טווח לתעריף מול יצרני החשמל. אל מול טענה פוטנציאלית כי מדובר בנטילת סיכון על צד הצרכן, גרסה הוועדה כי התחייבויות ארוכות טווח מהוות במקרה זה את צמצום הסיכון מצד שני הצדדים. בבסיס הדיון עמדה ההנחה כי יצרני חשמל וצרכני חשמל הינם שניהם שונאי סיכון. משמעות הנחה זו היא כי שניהם מעדיפים את התוחלת הצפויה של המשתנה הלא ודאי (במקרה זה עלויות ייצור החשמל) על פני תוצאת המשתנה במציאות. במילים אחרות, גם יצרנים וגם צרכנים מוכנים לשלם עבור ביטול שונות התוצאות העתידיות שלהם. על בסיס הנחה זו, קל לראות כי כאשר ניתן, על הרגולטור לנסות להסיר את הסיכון הן מהצרכנים והן מהיצרנים, שכן דבר זה ישפר את הרווחה של שניהם.

בתעשיות ייצור החשמל המסורתיות, אין אפשרות לצמצם לחלוטין את אי הוודאות הכרוכה בעלות תהליך הייצור. אולם, שימוש באנרגיה מתחדשת (ברוב המקרים) מאפשר להשיג שיפור שכזה ברווחה. בדלקים קונבנציונליים מחירם העתידי של הדלקים אינו ידוע, ועלויות הגידור הגבוהות מחייבות את חלוקת סיכון עלות הדלקים בין היזם והצרכן. בייצור אנרגיה מתחדשת

כלל העלויות ידועות כבר בתהליך הבנייה, ורמת האי ודאות נמוכה ביותר. להלן שני תרחישים המדגימים כי במקרה של אנרגיה מתחדשת, חוזים ארוכי טווח בין חברת החשמל לבין היזמים יכולים לאפשר נטרול מוחלט של השונות. התנאי להסרת הסיכון במקרה זה הוא הסכמה בין הצרכנים ליזם בנוגע לעלויות והתועלות הצפויות ובנוגע לחלוקה שלהן בין היצרנים לצרכנים. תחת תנאי שכזה מובן כי הפתרון האופטימאלי עבור שני הצדדים הוא להיכנס לחוזה ארוך טווח ככל האפשר (למשל לאורך כל חי המפעל) על פי חלוקה של התועלות והעלויות עליה הוסכם. בצורה שכזו, השונות הכרוכה בהסכמה מחודשת על החלוקה של העלויות בין הצדדים מסולקת לחלוטין.

תרחיש בו הרגולטור מחליט שלא להתחייב לחוזה ארוך טווח עם מחירים קבועים, אלא בוחר לחשב מחדש את המחירים בכל שנה, יגרום לכך שבחלק מהשנים המחירים בפועל יהיו גבוהים מההערכות ובחלק נמוכים מהן. משום שבחוזה ארוך טווח המחירים חושבו בהתבסס על האומדים הטובים ביותר לעלויות ולתועלות, סטיות אלה מהערכים הצפויים אמורות בתוחלת לקזז זו את זו באופן מלא.

החלטת הרגולטור לפתוח את החוזה מחדש בכל שנה פוגעת בצרכנים בשלוש דרכים:

1. צרכני חשמל לא אוהבים את השונות במחירים עימה הם מתמודדים. למעשה, אם היה קיים שוק של חוזים עתידיים לאספקת חשמל, הרבה צרכנים היו מוכנים לשלם יותר על מנת לבטל את הסיכון הנובע משונות זו (נובע מהיותם שונאי סיכון).
2. בהיעדר חוזים ארוכי טווח, קיימים יזמים שלא יוכלו לקבל את המימון הדרוש להקמת מפעל. עובדה זו תגרום לירידה בזמינות של אנרגיה מתחדשת גם כאשר התועלת למשק ממנה חיובית.
3. השונות הנובעת מחתימה מחדש על החוזה בכל שנה מובילה לסיכון גבוה יותר עבור היצרנים שנובע מחוסר הוודאות לגבי ההכנסות שלהם. סיכון זה מתורגם לפרמיית סיכון אותה גובים הבנקים מהיצרנים, ופרמיה זו מגולגלת על הצרכנים בצורה של תעריפי חשמל גבוהים יותר. גם במקרה זה, במידה והיו קיימים חוזים עתידיים בשוק החשמל, כל היצרנים היו מוכנים לשלם יותר על מנת לנטרל את הסיכון.

למעשה, תחת מדיניות של חתימה מחדש על חוזים מידי שנה, קיים ביקוש חיובי לחוזים עתידיים בשוק החשמל הן על ידי הצרכנים והן על ידי היצרנים המוכנים לשלם יותר על מנת לנטרל את הסיכון שבשונות. עובדה זו נובעת מהנחת המוצא שלנו בדבר היותם של יצרנים וצרכנים בשוק החשמל שונאי סיכון. סיכון זה הוא מלאכותי ונובע אך ורק ממדיניות הרגולטור. על כן, הפעילות האופטימאלית מייתרת את הצורך בחוזים עתידיים באמצעות חתימה על הסכם ארוך טווח ככל האפשר בין ספקי אנרגיה מתחדשת לבין הצרכנים או חברת החשמל.

6.3 פילוח לפי שעות הייצור

לאחר בחינת מגוון טכנולוגיות בתחום, התבהר לוועדה כי חלק גדול מהשונות בין ואפילו בתוך טכנולוגיות שונות טמון בשעות שונות של ייצור החשמל. ההבדל התפיסתי המרכזי בין מקורות אנרגיה מתחדשים טמון בכך שמרביתם תלויים בתהליכים חיצוניים המאפשרים להם לייצר חשמל בשעות מסוימות בלבד. עם זאת, כפי שצרכנים גדולים של חשמל משלמים תעריף אחר ע"פ שעות השימוש, וכפי שחברת החשמל רוכשת מספקים פרטיים חשמל ע"פ שעות הייצור, סוברת

הוועדה כי יש הגיון רב בביסוס התגמול ליצרני אנרגיה מתחדשת ע"פ השעות בהן מסופקת האנרגיה. מודל זה גם מופעל בהצלחה במדינות שונות הכוללות מנגנוני שוק להסדרת אנרגיות מתחדשות כדוגמת קליפורניה.¹ שימוש במתודה זו יאפשר דרך גרנית להערכת התועלת הישירה מכל טכנולוגיה ותת-טכנולוגיה קיימת ועתידית. בנוסף, היא תאפשר מתן תמריץ להתקנת פיתוחים שונים המאפשרים שליטה בפרופיל שעות הייצור של המתקן. לדוגמה, ניתן להתקין פאנל פוטו-וולטאי בצורה ישרה או עם עוקב (tracker) חד צירי או דו צירי. עוקבים אלו מעלים את עלות המערכת אך מאפשרים את הרחבת שעות הייצור של המתקן. בתרחישים שונים, ייתכן כי מתן תגמול על חשמל זה ע"פ התועלת הממוצעת שלו יגרום להשקעה בעוקב להיות לא כדאית, בעוד תגמול ע"פ שווי החשמל בזמן האספקה יהפוך את ההשקעה לכדאית, ולגרום להתקנתו. דוגמה בולטת נוספת היא אפשרות של אגירה, אשר בימים אלה עודנה בעלת עלות ניכרת. ככל שעלויות אלו פוחות גוברת החשיבות להציע למתקני אנרגיה מתחדשת תמריץ להתקנת פתרונות אגירה שונים אשר יאפשרו שליטה על זמן החשמל המסופק. תמריצים אלו עשויים גם לתרום לפיתוחים טכנולוגיים נוספים אשר יפעלו למקסם את משך הייצור בשעות השיא בהן החשמל נדרש, ולא יתמקדו בייצור בשעות השפל, בהן התועלת ממנו נמוכה יותר.

7.3 התחשבות באמינות ובתנודתיות פרופיל הייצור

הוועדה מצאה כי ישנה חשיבות מיוחדת בהערכת האמינות והתנודתיות של טכנולוגיות שונות בתחום האנרגיות המתחדשות. חוסר יציבות זה מקשה על כניסה רחבת היקף של טכנולוגיות כאלה, ומונע ממתקנים אלו השפעה משמעותית על הקמת מתקני ייצור קונבנציונליים. הוועדה בחרה להציב מספר קריטריונים לאמינות לתנודתיות, ולתגמל מתקנים העומדים בדרישות אלו באופן מוגבר. ע"פ עקרון זה, למתקנים אשר הינם "בני שיגור" (Dispatchable), ומאפשרים אמינות גבוהה יותר ויכולת ניהול מלאה, ערך גבוה יותר ממתקנים באמינות נמוכה יותר מבחינת חישוב יכולת ההספק (capacity credit) בתכנית הפיתוח של רשת החשמל.

8.3 התחשבות במקום הייצור

עלויות ההולכה, ואיבודי החשמל הכרוכים בהן תועלות שליליות של מקורות האנרגיה המתחדשים, להם השפעה גוברת ככל שיעשה בהם שימוש רחב היקף. הוועדה סוברת כי יש לתמריץ ייצור מוגבר של חשמל סמוך למקורות הצריכה, כך שתועלות שליליות אלה יצטמצמו. ייצור כזה יאפשר את צמצום האיבודים הכרוכים בהולכת החשמל, ואת העומס על מערכת הולכת החשמל והדחיפות בהרחבתה.

לאנרגיה מתחדשת מאפיינים ייחודיים מבחינת עלויות ההולכה הכרוכות בהם. מכיוון שיכולת ההספק של חלק ממתקנים אלו (בדגש על מתקנים מבוססי שמש ורוח ללא יכולת אגירה) נמוכה משמעותית מההספק המקסימלי שלהם (כ-30% במקרים רבים), ככל שמתקנים אלו יהיו רחוקים ממוקדי הייצור, תיווצר עלות עודפת גדולה יותר לאור השדרוג הנדרש בתשתיות ההולכה, המוקמים ע"פ ההספק המקסימלי שלהם. עלות זו מקוזזת רק באופן חלקי ע"י היתירות שתיווצר למערכת ההולכה בגין השקעה עודפת זו, ואספקת האנרגיה המתחדשת בשיעור יכולת ההספק שלהם.

¹ <http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/mpr>

9.3 התחשבות בהיקף החדירה של אנרגיות מתחדשות

הוועדה מצאה כי התועלת המתקבלת משילוב אנרגיות מתחדשות משתנה באופן משמעותי כפונקציה של היקף החדירה של אנרגיות מתחדשות, ורמת התמהיל של הטכנולוגיות השונות בתוך הענף. מטרת הוועדה היא ליצור תשתית המאפשרת שילוב מתמשך ובר קיימא של אנרגיות מתחדשות במשק החשמל על בסיס תועלותיהם. לאור זאת, המנגנון הכלכלי הנכון למציאת מידת השילוב הנכונה של המקורות המתחדשים אינו טמון בהגדרת כמויות ומכסות לכל טכנולוגיה, אלא בהגדרת התועלת הפוחתת של החשמל ממקורות אנרגיה אלו. הגדרות אלו יאפשרו מתן תגמול הולך ופוחת למתקנים ככל שמידת החדירה שלהם גוברת.

מנגנון זה יאפשר, לצד הפנמת התועלת הכלכלית הרלבנטית מכל מקור אנרגיה, את תמרוץ ועידוד התמהיל של מקורות האנרגיה המתחדשת, כמו גם את מציאת נקודת האיזון הנכונה מבחינה משקית לשילוב כל טכנולוגיה. מנגנון כזה יכול להוות וסת טבעי בהורדת התעריפים המשולמים לטכנולוגיות מבוססות אשר להן פוטנציאל להפחתת מחירים, לצד קיבוע המחירים בתחומים בהם השוק עדיין מצוי בתהליכי לימוד והתארגנות.

01.3 הקשר בין התועלת הכלכלית למנגנון התשלום

הערכת התועלות הכלכליות שהתבצעה על ידי הוועדה התבססה על ההנחה כי מנגנוני התשלום שיאפשרו את הפנמת תועלות אלו והעברתן ליצרני האנרגיה ממקורות מתחדשים הן כאלה המתבססים על משק החשמל ועל תעריפי החשמל. חלק מהתועלות המשקיות שהוערכו ע"י הוועדה הן כלליות יותר ואינן מתאימות להיכלל במסגרת העלויות המוכרות בתעריף החשמל. במקרים אלו, הצביעה הוועדה על הצורך למצוא גורם מימון אחר, בשים לב לצורך היזמי בוודאות.

הוועדה רואה חשיבות עליונה ביצירה מהירה של מנגנון יישום המתבסס על המתודולוגיה המוצעת ע"י רשות החשמל, המהווה את הגורם הציבורי המוסמך לעניין. כל מנגנון תגמול אשר יתבסס על התועלת הכלכלית יידרש כמובן להמשיך ולהתבסס על עקרון מזעור העלויות בייצור חשמל, כך שהתגמול יידרש להתחשב הן בתועלת והן בעלויות הייצור, באם נמוכות יותר.

11.3 עבודות דומות ע"י גורמים אחרים בעולם

לקראת סיום עבודת הוועדה נחשפו חבריה לעבודות דומות שנערכו במקומות אחרים בעולם בדגש על ארה"ב. העבודות נערכו ע"י מגוון מכוני ייעוץ, בחלקן אף בשותפות עם NREL, המעבדה האמריקאית הלאומית לתחום האנרגיות המתחדשות. חלק ניכר מהעבודות בחר במתודולוגיה דומה מאוד לזו שנבחרה ע"י הוועדה (לפני שעבודות אלו נכתבו או הוכרו ע"י הוועדה) והגיעו לממצאים דומים יחסית.²

² "A generalized approach to assessing the rate impacts of net metering", Jason Keyes and Joseph Wiedman, Interstate renewable energy council, 2012, Designing Austin Energy's Solar Tariff using a distributed PV value calculator, Clean power research and Austin energy "The Value of distributed Solar Electric Generation Generation to New Jersey and Pennsylvania", Richard Perez, Benjamin Norris. Thomas Hoff, Clean Power Research for the Mid-Atlantic Solar Energy industries association

4. עלויות נחסכות למשק החשמל כתוצאה משילוב אנרגיות מתחדשות

1.4 רקע

בפרק זה תוצג עבודת רשות החשמל לניתוח היקף החיסכון הנובע למשק החשמל משילוב אנרגיה ממקורות מתחדשים במקטעים הרלוונטיים למשק החשמל: ייצור, הולכה, וחלוקה. עבודה זו מתבססת על שני ניתוחים מקבילים שנערכו זה לצד זה:

הניתוח הראשון – עבודה שנעשתה ברשות החשמל, על סמך הנחות שנלקחו בהתייעצות עם גורמים מוסמכים במשק האנרגיה, ותוצאותיה שימשו כבנצ'מרק מול ההרצות שביצע אגף תפ"ט בחברת החשמל.

הניתוח השני – תוצאות ההרצות שבוצעו במערכות הרלוונטיות (UCOD ו- EGEAS) בחברת החשמל, על סמך מסמכי הנחות העבודה אשר הועברו אליהם על ידי נציגי הוועדה.

2.4 מרכיבי החיסכון המחוברים והנחות העבודה

חישוב הערך הנחסך למשק החשמל כתוצאה משילוב אנרגיה מתחדשת מתחלקים לרכיבים הבאים:

1. עלויות משתנות - דלקים ועלויות תפעול משתנות.
2. עלויות קבועות – עלויות הון ותפעול קבוע, עלויות אלו נחסכות כפונקציה של מקדם החיסכון בהון (Capacity Credit) המחושב בגין שילוב הספק מותקן ממקורות מתחדשים.

3.4 עיקרי המתודולוגיה והנחות העבודה

המתודולוגיה מתבססת על חישוב מפורט של העלויות הנחסכות לאורך שנות חיי מתקן האנרגיה המתחדשת, כתוצאה ממאפייני פעילותו המוכרים כיום, וע"פ הנחות מקובלות לגבי פיתוח משק החשמל בשנים הללו. המתודולוגיה היא גנרית במובן שניתן לבצע את החישוב עבור כל טכנולוגיה שמאפייני פעילותה (אורך חיי מתקן, שעות ייצור, יציבות שעות פעילות ויכולת שליטה עליהן) ידועים לנו ברגע החישוב.

המתודולוגיה מתבססת על חישוב הדלקים הנחסכים באמצעות תוכנת UCOD של יחידת הפיתוח בחברת החשמל לישראל. ההרצות באמצעות תוכנה זו מאפשרת לקבל את הדלקים הצפויים להיחסך ע"פ הנחות העבודה שהוזנו. חסכון ההון נקבע ע"פ הרצה דומה בתוכנת EGEAS³. הנתונים המפורטים להלן מתמקדים בהדגמה של יישום המתודולוגיה לטכנולוגיית אנרגיה מתחדשת ספציפית: אנרגיה סולרית. הוועדה ממליצה כי אופן בחינה זה, המשתמש בקירוב הטוב

³ בתאריך 14.3.2012 בוצעה פניה מטעם הוועדה לחברת החשמל, לביצוע הרצה תחת מסמך הנחות עבודה שהוגדר על ידי הוועדה – על מנת לאמוד את הערך הנחסך למשק החשמל כתוצאה משילוב אנרגיה מתחדשת. בנספח א' למסמך זה – מסמכי הנחות העבודה, ותוצאות ההרצות.

ביותר הקיים בידינו להערכת התועלת למשק החשמל, ישמש גם להערכת התועלות הנחסכות של טכנולוגיות נוספות. ויהווה בסיס לעדכון עיתי של התועלות לאורך השנים.

לצורך הניתוח בוצע שימוש בהנחות לגבי הפרמטרים המרכזיים הבאים :

פרמטר	ערך	שימושים בניתוח
שער ריבית	7%	רלוונטי לצורך מיצוע משוקלל של ערך הדלקים והתפעול המשתנה הנחסכים לאורך השנים, כמו גם להיוון ערך ההון הנחסך באופן דחוי בתוכנית הפיתוח העתידית
שער דולר	4.00	שער הדולר בעת פרסום העבודה
מאפייני תפוקת אנרגיה במתקן ייצור סולארי	1700 "שעות שמש" לשנת הפעילות הראשונה, 0.5 % דגרדציה לשנה	מאפייני תפוקת אנרגיה במתקן ייצור סולארי
הנחות עבודה לביקוש לחשמל	יפורט בנספח א'	הנחות עבודה לביקוש לחשמל
הנחות עבודה לגבי תוכנית פיתוח סטנדרטית במשק החשמל (תסריט "עסקים כרגיל")	יפורט בנספח א'	הנחות עבודה לגבי תוכנית פיתוח סטנדרטית במשק החשמל (תסריט "עסקים כרגיל")

לצורך הניתוח נבחנו מספר תרחישי ייחוס, ובוצעו מספר רב של הרצות. להלן יוצגו במסמך זה תרחישי הייחוס המרכזיים אשר בחרה הוועדה לנתח :

1. כניסת MW 400 של אנרגיה סולארית פוטו-וולטאית בשנת 2013 או 2014 בנוסף למכסות הקיימות.
2. כניסת MW 800 של אנרגיה סולארית פוטו-וולטאית בשנת 2013 או 2014 בנוסף למכסות הקיימות.
3. כניסת MW 1,200 של אנרגיה סולארית פוטו-וולטאית בשנת 2013 או 2014 בנוסף למכסות הקיימות.

יצוין כי באמצעות שימוש במתודולוגיה המוצעת ניתן יהיה לבצע ללא קושי את העבודה המוצגת גם לתרחיש של כניסת כמויות שונות במועדים עתידיים – ולהגיע לערכים נחסכים מתאימים. הבחירה בשנים 2013 ו-2014 נבעה מן הצורך להציג ערך כלכלי אשר יהיה בר יישום לצורך הערכת שווי להקמת מתקנים בעתיד הקרוב, והשוני בין התועלת משילוב מתקדמים בין שני השנים.

4.4 חסכון בדלקים ועלויות משתנות- יישום המתודולוגיה לתחום הסולארי

בטבלה המצורפת ניתן לראות את תמהיל הדלקים הנחשבים כתוצאה משילוב תוספתי של 400 MW באמצעים סולריים לרשת החשמל ב-2013 לאורך 20 השנים הבאות.

לוח 1. הרכב הדלקים הנחשך למול שילוב של 400 MW סולארי בשנת 2013									
שנה	מחז"מ - גז	טורבינה - גז	פחמית מוסבת - גז	מזוט - גז	מחז"מ - סולר	טורבינה - סולר	פחמית - פחם	מזוט - מזוט	סה"כ
2013	39%	4%	0%	17%	7%	2%	30%	2%	100%
2014	47%	1%	0%	9%	2%	0%	40%	0%	100%
2015	52%	0%	0%	2%	1%	0%	44%	0%	100%
2016	56%	2%	2%	5%	0%	0%	35%	0%	100%
2017	63%	1%	3%	3%	0%	0%	30%	0%	100%
2018	56%	1%	9%	1%	1%	0%	34%	0%	100%
2019	58%	0%	7%	0%	0%	0%	34%	0%	100%
2020-2032	58%	0%	9%	1%	1%	0%	31%	0%	100%
סה"כ במהלך השנים	39%-63%	0%-4%	0%-9%	0%-17%	0%-7%	0% - 2%	30%-42%	0%-2%	100%

ניתן לשקלל את מחירי הדלקים החזויים בשנים הרלבנטיות ולהעריך את עלות הדלקים והעלויות המשתנות הכרוכות בייצור אנרגיה מהם ע"פ תמהיל זה.

לוח 2. חסכון בדלקים – אג' לקוט"ש מיוצר, לשנה		
שנה	תרחיש א' – כניסת PV MW 400 בשנת 2013	תרחיש ב' – כניסת PV MW 800 בשנת 2013
2013	51.0	46.9
2014	33.6	31.0
2015	27.6	25.8

20.4	21.1	2016
19.6	22.2	2017
20.1	20.7	2018
20.1	20.7	2019
21.3	22.4	⁴ 2020-2032
21.5 אג' לקוט"ש	25.7 אג' לקוט"ש	ממוצע משוקלל ⁵

באמצעות מתודולוגיה זו ומתוך נתונים אלו ניתן לגזור את שווי הדלקים והעלויות המשתנות הנחסף הצפוי כתלות בהיקף שילוב אנרגיות מתחדשות במשק החשמל.

מניתוחי חברת החשמל ניתן לבנות מנגנון בו התגמול עבור האנרגיה המסופקת יהיה קשור באופן אינהרנטי לעלויות הדלקים הנחשכות באותו זמן, ע"פ מקבצי השעות המקובלים. ניתוח זה יאפשר גם את הרכבת מבנה התגמול הצפוי ליזמים המפתחים פרויקטים בטכנולוגיות שאינן סולריות. הניתוח המוצג להלן כולל את עלויות הדלקים בלבד, ואינו מתחשב בשאר התועלות שיפורטו לעיל.

לוח 3. עלויות נחשכות בסעיף הדלקים והתפעול כפונקציה של שעת ייצור - לפי משב"ים 2012

מבנה תעריף מוצע	שפל	גבע	פסגה
קיץ	16.1 אג' לקוט"ש	26.2 אג' לקוט"ש	67.9 אג' לקוט"ש
חורף	19.1 אג' לקוט"ש	37.1 אג' לקוט"ש	64.8 אג' לקוט"ש
מעבר	16.3 אג' לקוט"ש	20.9 אג' לקוט"ש	26.9 אג' לקוט"ש

שעות הפעילות של מתקן PV נורמטיבי, ע"פ מקבצי השעות המקובלים במשק החשמל הינם בעלי ההתפלגות הבאה:

לוח 4. התפלגות ייצור נורמטיבית למתקן סולרי לצורך חישוב תועלת ממוצעת משוקללת

מבנה ייצור נורמטיבי למתקן סולרי (ללא אגירה)	שפל	גבע	פסגה
קיץ	7% מהתפוקה	5% מהתפוקה	10% מהתפוקה
חורף	16% מהתפוקה	1% מהתפוקה	1% מהתפוקה
מעבר	9% מהתפוקה	8% מהתפוקה	42% מהתפוקה

⁴ כיוון שגבול ההרצה נקבע לשנת 2020, בוצעה אקסטרפולציה של הנתונים לשנים 2021-2032

⁵ באמצעות פריסה והיוון בשער ריבית של 7%

מכאן ניתן לסכם את התועלת בתחום הדלקים והעלויות המשתנות של מתקן המייצר ע"פ התפלגות הייצור הנורמטיבית של מתקן סולרי.

לוח 5. סיכום תועלות דלקים כתלות בכמות מתקנים סולריים תוספתיים

כמות אנרגיה סולרית תוספתית	MW 200	MW 400	MW 800	MW 1200
ערך דלקים נחסך לפי הרצת חח"י (אגורות לקוט"ש) – כניסה ב 2013	27.8	25.7	21.5	19.4
ערך דלקים נחסך לפי הרצת חח"י (אגורות לקוט"ש) – כניסה ב 2014	24.8	22.7	18.5	16.4

הוועדה ממליצה כי התגמול לא יתבצע על בסיס הנחות אלה אלא ביחס ישיר לשעת אספקת החשמל.

מתוצאות ההרצה ניתן להסיק מספר מסקנות:

1. ערך הדלקים שנחסך נמוך יחסית להערכות קודמות (ולניתוח רשות החשמל אשר יוצג להלן), בעקבות כניסה מאסיבית של תחנות כוח מבוססות גז טבעי בשנים הנדונות. כל סטייה מהנחות הפיתוח האמורות, תגדיל את החיסכון בדלקים ובעלויות משתנות. בפרט אמורים הדברים לגבי התרחישים האפשריים הבאים:

- עיכובים בהגעת הגז הטבעי בכמות המצופה לחופי ישראל.
- תקלות באספקת הגז.
- אספקה מתמשכת ומשמעותית של גז נוזלי מהמצוף הימי (BOUI) בעלויות מוגברות.

2. קיימת ירידה עקבית בערך הדלקים הנחסכים כתלות בשיעור חדירת אנרגיה סולרית. ירידה זו מורגשת גם לאחר עליה קטנה יחסית בשיעור החדירה לרשת (MW 800 במקום MW 400). ירידה זו נובעת מכך שכלל מקורות האנרגיה הסולרית מייצרים אנרגיה באותם שעות, כך שככל שהיקף החדירה גובר, התחלופה היא מול מקורות קונבנציונליים יותר יעילים. המשך מגמה זו (גם אם היא פוחתת) עשויה להפחית בטווח הארוך את ערך הדלק השולי הנחסך לערכים נמוכים יותר מהמתואר במסמך. בעקבות זאת גוברת המשמעות המיוחדת ליצירת תמהיל מקורות אנרגיה מתחדשת ולפיתוח יכולת אגירת אנרגיה ואספקתה בזמני הביקוש.

3. דחיית שנה בשילוב MW 400 סולארי (החל משנת 2014 במקום 2013) מפחית את החסכון בדלקים בשיעור חד של 3 אג' לקוט"ש. לאור אי הוודאות הרבה בהנחות העבודה שתוארו לגבי משק החשמל מומלץ לבצע הרצה סביב מתודולוגיה דומה, בהנחות עבודה מעודכנות לקראת מחצית שנת 2013 על מנת לקבוע את הערך הכלכלי העדכני לשילוב אנרגיות מתחדשות בשנת 2014.

4. ביחס להערכות שנמסרו לוועדה על ידי איגוד חברות אנרגיה מתחדשת – התוצאות שהתקבלו **גבוהות יחסית**. האיגוד העריך את החסכון בדלקים כ-19.6 אג' לקוט"ש, ועיקר הפער ביחס להערכותיו נובע משקלול שנת 2013 בחישוב התועלת בהרצה.

5. ביחס להרכב הדלקים הנחסף- בניגוד למצופה, חלק גדול מהחסכון אינו בצריכת הגז הטבעי (הצפוי להוות את הרכיב המרכזי בתמהיל הדלקים במשק בעשור הקרוב). תוצאות ההרצה מראות כי סך חסכון הדלקים הפוסילים שאינם גז נע בין 31.3% ל-45.4% במהלך ההרצה. נקודה נוספת הראויה לציון היא שלאורך זמן נראה כי שילוב היקף גבוה יותר של אנרגיה מתחדשת – מגדיל את החיסכון ברכיב הלא-גזי כמתואר בטבלה הבאה:

לוח 6. שיעור רכיב הלא-גז מתמהיל הדלקים הנחסף בעקבות שילוב אנרגיה סולארית תוספתית בשנת 2013									
ממוצע רב שנתי עד 2020	2020 והלאה	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	
<u>36.9%</u>	31.3%	34.5%	34.5%	30.4%	35.5%	45.4%	43.0%	40.4%	400 MW
<u>37.8%</u>	32.8%	36.4%	36.2%	33.3%	35.0%	42.9%	43.0%	42.5%	800 MW
<u>38.7%</u>	33.8%	36.5%	38.5%	36.2%	33.9%	42.8%	43.0%	44.7%	1200 MW

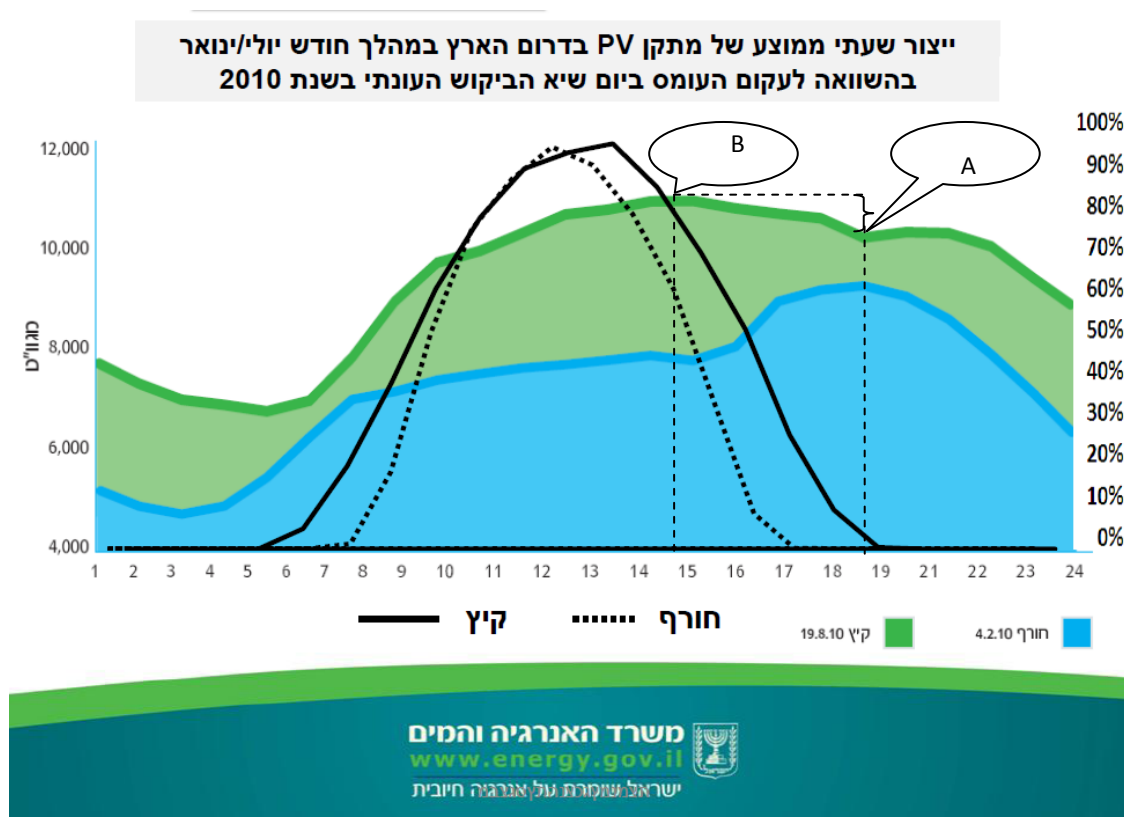
מגמה זו הופכת למובהקת החל משנת 2017 והלאה – וניכרת בעיקר בחסכון בחשמל המיוצר בפחם.

5.4 חיסכון בעלויות הון ותפעול קבועות- מתודולוגיה

מידת היכולת של תחנות כוח באנרגיה מתחדשת להחליף (לחסוך) את הצורך בהקמתן של תחנות כוח פוסיליות – היוותה מקור לדיונים רבים ועבודות במשק האנרגיה במהלך השנתיים וחצי האחרונות.

ההערכה הראשונית לגבי מקדם החלפת ההון (Capacity Credit) המתאים ניתנה על ידי משרד האנרגיה והמים במסמך המדיניות שפירסם בשנת 2010 ובה הניח כי המקדם עומד על 75%. קרי: הקמת 1 MW באנרגיה סולארית חוסכת למשק הקמת 0.75 MW בתחנה קונבנציונלית אלטרנטיבית.

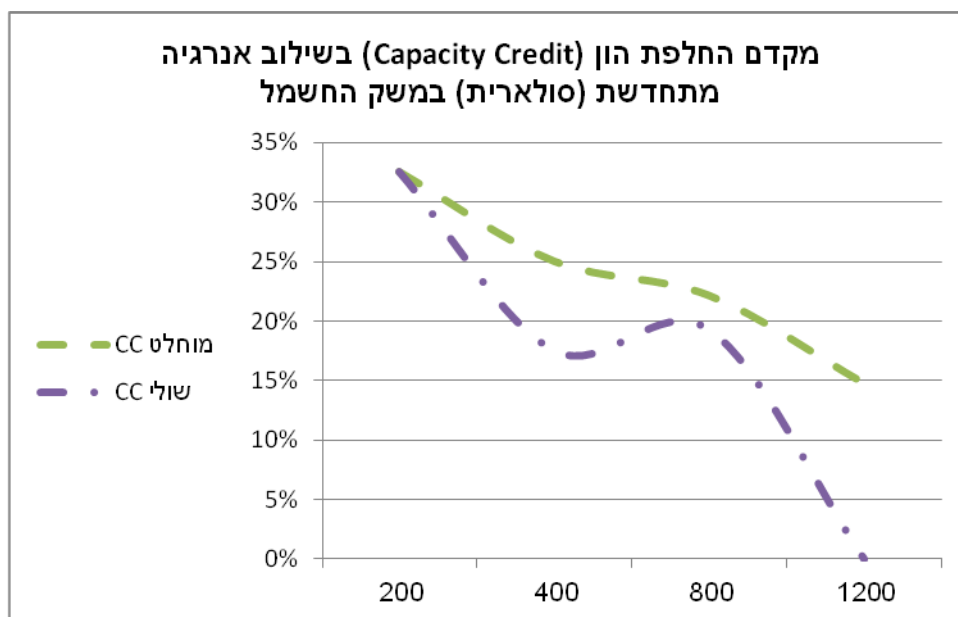
בהמשך – לאור אי היכולת של אנרגיה סולארית לשמש מקור אנרגיה בשיא הביקוש בחורף (ובשעות הערב בקיץ) עדכן משרד האנרגיה את הערכותיו – וקבע כי ה-CC השולי (כלומר – ה-CC לתוספת הספק נוסף ליעדים שקבעה הממשלה) הוא אפסי, (עד 10%).



מן הגרף ניתן להבחין בכך שבשעה 19:00 – שעה בה הביקוש בקיץ אינו רחוק משיאו (נקודה A יחסית לנקודה B בגרף), היקף הייצור הסולארי הוא אפס. על כן מידת היכולת של אנרגיה מתחדשת סולארית לחסוך הספק מותקן מעבר להפרש ההספק בין נקודה A לנקודה B – נמוכה מאוד.

לצורך עבודת הוועדה – הועברו הנחות עבודה מפורטות לחח"י לצורך חישוב ה-CC לתרחישים שונים של שילוב אנרגיה מתחדשת נוסף למכסות שנקבעו בהחלטות הממשלה. התודולוגיה אשר שישמשה את חברת החשמל היא המקובלת בעולם, וצויינה גם ע"י ה-IEA כמתודולוגיה האמינה ביותר לחישוב מורכב זה.⁶ בעבודת הניתוח התברר כי מקדם ה-CC רגיש ביותר להיקף האנרגיות המתחדשות המותקן ברשת החשמל. לשם המחשה, אם היקף ייצור האנרגיה הסולרי גבוה מהפער בין שיא הביקוש הקיצי החזוי לשיא החורפי החזוי, אזי מקדם זה למתקן השולי שואף לאפס. תחת הנחות העבודה המקובלות בהם נעשה שימוש בעבודה זו – התקבלו התוצאות הבאות עבור מתקנים סולריים. פירוט רחב ומקיף של עבודה זו מצוי בנספח ב'.

⁶ World Economic Outlook 2011, 190-193. ובהרחבה המתודולוגית "Modelling the capacity credit of renewable energy sources",
http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/energymodel/Methodology_capacityCredit.pdf



הגרף מתאר את ערך ההון הנחסך כיורד בהתמדה עם התגברות השילוב של מקורות אנרגיה מתחדשים במשק החשמל, באופן אשר עקבי עם הניתוח התיאורטי אשר הוצג במסמך זה. ה- CC לשילוב MW 200 סולארי הוא כ- 33%, ואילו ה- CC השולי לשילוב MW 600 סולארי נוספים מעל ערך זה (במדרגות של MW 400 ו-MW 800) נע סביב ה- 20%. מעל שילוב של MW 800 סולארי – אין תרומה בחסכון בהון למשק החשמל כתוצאה משילוב אנרגיה מתחדשת סולארית. ומסקנה זו מוסברת בכך שהתרומה לאמינות משק החשמל פוחתת משמעותית יחסית להיקף החדירה לרשת – משום שהאנרגיה הסולארית מייצרת אנרגיה באותן השעות.

ראוי לציין כי התחשיב נערך ביחס לתרחיש של תוספת אנרגיה מתחדשת יחסית למכסות המאושרות, ולפיכך אין להסיק מן הגרף כי מקדם החיסכון בהון למכסות הקיימות הוא 20%- 33%. 600 ה- MW הראשונים של אנרגיה סולרית בישראל יעניקו CC של כ- 85%. בהתאם ל- CC המחושב, חושבו עלויות התפעול וההון הקבועות הנחסכות בכל אחת מהמדרגות, וחולקות בכמות הקוט"ש המיוצר ע"י תחנה סולארית – על מנת לקבל ערך הון נחסך פר קוט"ש מיוצר.

לוח 7. סיכום חסכון ברכיב עלויות הון ותפעול קבועות

היקף חדירת אנרגיה סולרית תוספתית ב 2013	MW 200	MW 400	MW 800	MW 1200
חסכון ממוצע	7.4	5.8	5.1	3.4

הוועדה בחרה להתייחס לחסכון הנורמטיבי בעלויות ההון, ולא להתחשב במועד הספציפי בו יתבצע החיסכון כתלות בפיתוח משק החשמל. התייחסות זו הכרחית מכיון שחישוב החיסכון הוא מעגלי- פיתוח יתר בתחום הקונבנציונלי מייתר את הצורך באנרגיה מתחדשת, כפי שפיתוח יתר של מגזר האנרגיה המתחדשת מצמצם את הצורך בתחנות כח קונבנציונליות. על מנת לאפשר פיתוח עתידי מושכל של המשק יש לבחון את תרומתו הנורמטיבית של כל רכיב בתמהיל הייצור. תכנית הפיתוח הנוכחית לא השתמשה במכלול הנתונים הנ"ל והיא מתבססת על הגדרת יעדי

תמהיל ממשלתיים, ובכללם רכיב של 10% ייצור חשמל באנרגיות מתחדשות. ביזור מקורות זה הוא אילוף בתכנית הפיתוח ומחייב התייחסות מותאמת.

מעבר לכך, קיימת מידה של אי ודאות בהתממשות כלל תכניות הפיתוח במועדן, כך שכניסה מוקדמת של אמצעי ייצור בשלב בו משק החשמל מצוי מתחת ליעדי הרזרבה שלו הוא כזה המניב תועלת מיידית ו-ודאית, אותה יש לשקלל.

מאידך, ניתן גם לטעון כי העובדה שמשק החשמל כבר בחר בהשקעת יתר בתחום הקונבנציונלי אכן גורמת לחסכון להיות מורגש רק בשנים 2018-2019, ועל דחייה זו לבוא לידי ביטוי בהיוון התועלת מחיסכון בהון. בטבלה להלן הצגנו את שתי אפשרויות החישוב.

לוח 8. סיכום חסכון ברכיב עלויות הון ותפעול קבועות

היקף חדירת אנרגיה סולרית תוספתית ב 2013	MW 200	MW 400	MW 800	MW 1200
חסכון ממוצע נורמטיבי	7.4	5.8	5.1	3.4
חסכון ממוצע נורמטיבי, מהוון לזמן החיסכון החזוי	5.8	4.5	4.0	2.7

לסיכום, הערך הנורמטיבי הנחסך ברכיב הון ותפעול קבועים לקוט"ש סולארי מיוצר בתרחשי הייחוס המרכזיים (MW 200-800) עומד על 5.1-7.4 אג'. זאת בהתחשב במקדם החלפת הון ממוצע (Capacity Credit) של 25%-33%. ערך החיסכון למשק החשמל מתאפס מעל שילוב 800 MW סולארי נוסף במשק החשמל ב 2013 מעבר למכסות הקיימות.

נוסף לתועלות מחסכון בדלקים והון, ניתן להצביע על תועלות נוספות מאנרגיה מתחדשת במאפיינים ספציפיים. הוועדה ממליצה להעניק פרמיות מיוחדות לשימוש בטכנולוגיות במאפיינים אלו לאור כימות תועלות אלו. תועלות אלו מפורטות בטבלה הבאה:

נושא הפרמיה	הגדרה	התועלת	שווי פרמיה
Dispatchability	מתקן אשר מספק זמינות למנהל המערכת בכל עת ⁷	שיפור ביכולת לחסוך הון ועלויות תפעול קבועות מ-25% ל-100%	לכל אחוז תוספת – 0.32 אג' לקוט"ש למתקן Full-Dispatch – תוספת 17.1 אג' לקוט"ש
שימוש לצריכה עצמית	צריכה עצמית של האנרגיה המיוצרת במתקן	חסכון שולי בעלויות הולכה וחלוקה, וחסכון באיבודי אנרגיה לרשת	תוספת של 6.1% לקוט"ש + 1 אג' לקוט"ש נוסף על התעריף המובטח ליזם רגיל

שילוב יכולות אגירה מקומיות ומעבר למתקני בעלי יכולת התאמה של מאפייני הייצור שלהם למאפייני הביקוש היא קריטית לפיתוח ארוך הטווח של משק האנרגיה המתחדשת בישראל. מאפייני רשת החשמל הישראלית ייחודיים יחסית. הרשת הינה אי אנרגטי, היצע רכיבי הייצור בה הוא בעל גמישות נמוכה (אין מקורות גרעיניים או הידרו-אלקטיים), ואין בה נכון להיום יכולות אגירה מרכזיות. **מיצוי הפוטנציאל המלא של האנרגיה המתחדשת בישראל יתאפשר רק אם רכיב משמעותי בתוכה יכלול יכולות Dispatch או אגירה אשר יאפשרו ניהול מושכל של היצע האנרגיה המתחדשת המיוצרת בהתאם לביקושים.** על כן הקדישה הוועדה זמן ומחשבה מרובים על מנת לכמת את התועלות הנובעות למשק החשמל כתוצאה ממאפייני יצור הכוללים שליטה או אגירה (Dispatch) על מנת לאפשר תמרוץ תעריפי בשיעור מתאים. הוועדה רואה בכניסת יכולות אלו חשיבות רבה, וסוברת כי יש לכמת תועלת זו ולתמרץ מתקנים כאלו בהתאם.

כימות תועלת ה dispatch בוצעה ע"פ מתודולוגיית חברת חשמל, לפיה מקדם ה CC מייצג את מידת היכולת של מנהל המערכת להסתמך על יכולת הייצור של המתקן ביחס לעקום הביקוש האפקטיבי. ככל שמקדם זה גבוה יותר השווי ההוני של התחנה גדל בפרופורציות המפורטות. יש לשים לב, שבמקרים רבים, וכפי שיודגם להלן במקרה של מתקן ביוגז, הגידול בשווי ההוני של התחנה פרופורציונלי יחסית לגידול בשעות הפעילות של התחנה, כך שהחזר לקוט"ש הינו נמוך יותר. כאשר בוחנים את ההחזר להספק האנרגיה המותקנת (MW) ולא לייצור (MWH) אזי ניתן לראות את מלוא השפעת החסכון בהון.

התועלת שבייצור סמוך לצריכה

באופן דומה, קיימת חשיבות רבה לפיזור הגיאוגרפי של מתקני הייצור והסמכת חלקם למוקדי הצריכה כך שייצור רכיב משמעותי של האנרגיה המתחדשת באזורים מרוחקים לא יחייב

⁷ מידת העמידה של מתקן בקריטריון זה תיקבע על ידי מנהל החשמל במשרד האנרגיה והמים, ככלל: מתקני CSP עם גיבוי פוסילי/אגירה, מתקני ביוגז וביומסה, או מתקני PV עם אגירה – נופלים בהגדרה זו

השקעות משמעותיות ותופתיות בתשתיות הולכה יקרות. במקרי קיצון, בהם מתקנים נוספים מחייבים שדרוג תשתית הולכה שלא לצורך אחר, סוברת הוועדה כי יש להשית עלויות אלה כנגד תועלת המתקנים ולבחון את כדאיותם.

הוועדה כימתה את התועלת שבייצור סמוך לצריכה בהתבסס על חסכון בעלויות הולכה, וצמצום איבודים ברשת. עלויות ההולכה כומתו בכאגורה, והיקף האיבודים הנחסך בכ 6% מיהקף האנרגיה המיוצרת.

7.4 הדגמת חישוב התועלות למתקני ביוגז

המתודולוגיה הכללית שהוצגה לעיל מאפשרת לייצר חישובי תועלת פרטניים עבור מגוון טכנולוגיות ייחודיות. מתקני אנרגיה מתחדשת הינם בעלי מאפיינים ספציפיים ומחייבים ניתוח פרטני עבור כל טכנולוגיה ומתקן.

נניח לשם ההדגמה מתקן טיפוסי בעל:

1. יכולת שליטה וגמישות מלאה (Fully dispatchable) בייצור החשמל שלו.

2. יכולת פעולה של 5000 שעות בשנה, המפוזרות באופן שווה על פני כלל המש"בים.

ברכיב הדלקים, ניקח את מטריצת תעריפי התועלת המשתנה ונכפיל אותה בפרופיל הייצור הצפוי למתקן, אשר יפעל כ- 5000 שעות בשנה, המפוזרות באופן פרופרציונלי על כלל שעות הפעילות. התעריף הממוצע המתקבל הוא 29.14 אגורות לקוט"ש.

ברכיב ההון, נחלק את ההון הנחסך על פני 5000 שעות פעילות המערכת בשנה, ונכפיל אותו ב Capacity credit, במקרה זה הוא 100%. נקבל 7.6 אגורות עבור רכיב הון, או 4736 ₪ עבור כל קילו-וואט מותקן.

בפרקים הבאים נראה גם את התאמות חישוב התועלת הסביבתית והתועלת לבטחון אנרגיה של מתקנים אלו המצטרפת לתועלת הישירה שלהם לעלויות משק החשמל.

8.4 סיכום תועלות ישירות דלקים והון

לסיכום הפרק עד כה, להלן סיכום התועלות המחושבות במשק החשמל לתוספת של אנרגיה סולרית בהיקפים משתנים ב 2013. ההתאמה לטכנולוגיות שונות או למועדי הקמה שונים היא פשוט בהתבסס על המתודולוגיה שהוצגה להלן.

לוח 9. סיכום תועלות למתקנים סולאריים (PV) תוספתיים למכסות ע"פ ניתוח חח"י

תרחישי ייחוס מרכזיים	ערך ממוצע נחסך למשק החשמל ל-20 שנה ברכיב משתנה – הקמה ב-2013	פרמיה בגין חסכון ברכיב קבוע	סה"כ ערך נחסך למשק החשמל
תוספת 200 MW סולארי	27.8 אג' לקוט"ש	7.4 אג' לקוט"ש	35.2 אג' לקוט"ש
תוספת 400 MW סולארי	25.7 אג' לקוט"ש	5.8 אג' לקוט"ש	31.5 אג' לקוט"ש

תוספת MW 800 סולארי	21.5 אג' לקוט"ש	5.1 אג' לקוט"ש	26.6 אג' לקוט"ש
תוספת MW 1200 סולארי	19.4 אג' לקוט"ש	3.4 אג' לקוט"ש	22.8 אג' לקוט"ש

מהנתונים לעיל ניתן לראות כי המתודולוגיה מצליחה לממש את אחת המטרות של קביעת התעריף הכלכלי. התועלת הפוחתת של שילוב אנרגיות מתחדשות מאפשרת לעבור ממבנה של מכסות למבנה של נקודת איזון כלכלית. באם יאומץ מודל זה, אנרגיה מתחדשת מכל טכנולוגיה (שעלותה קטנה מתועלתה הראשונית) תוכל להשתלב ברשת עד הנקודה בה תועלתה השולית תשתווה לעלותה השולית.

9.4 חישוב בקרה - ניתוח רשות החשמל

הנתונים שהוצגו לעיל, המבוססים על ניתוח חברת החשמל, מקורם בניתוח ממוחשב מתוחכם הכולל אופטימיזציה תחת כמות גדולה של אילוצים והנחות. ניתוח זה הוא המדויק והמהימן ביותר להערכת עלויות הדלקים וההון הנחסכות. עם זאת, גם מתודולוגיה זו חשופה לטעויות פוטנציאליות כתוצאה מהנחות לא מדויקות או הגדרות לא אופטימליות של המודל. על מנת לוודא כי התוצאות שהתקבלו אכן משקפות נאמנה את התועלות הצפויות, החליטה הוועדה לבצע שלושה ניתוחי בקרה ברשות החשמל, ולראות האם הערכים המתקבלים במתודולוגיות שונות דומה.

הבדיקה העלתה כי באופן כללי ארבעת המתודולוגיות (שלוש של רשות החשמל והניתוח המדויק של חח"י) הניבו ערכים דומים, כך שנראה כי אכן ניתוח חברת החשמל התבסס על הגדרות מכוילות מספיק לאור המידע הקיים בדינו כיום. ככל שהיקף חדירת האנרגיות הסולריות המנותח גדל התגלעו פערים בין הניתוחים, לאור אופיין הליניארי של המודלים הפשטניים ברשות החשמל, ואי התחשבותם בתועלת השולית הפוחתת של אנרגיות במאפייני ייצור דומים במשק החשמל.

לוח 10. השוואת ערכי ניתוח חח"י לניתוחי בקרה שבוצעו ברשות החשמל.

תרחישי ייחוס מרכזיים	ערך ממוצע נחסך למשק החשמל ל-20 שנה ברכיב משתנה (דלקים) – בהינתן הקמה ב- 2013	פרמיה בגין חסכון בהון	סה"כ ערך נחסך למשק החשמל
תוספת MW 200 סולארי	ניתוח רשות: 30.8 אג' לקוט"ש מודל עלויות שוליות: 27.8 אג' לקוט"ש נתוני Ex post 2010: 29.0 אג' לקוט"ש	רשות: 7.2 אג' לקוט"ש	בנצ'מרק: 35-38 אג' לקוט"ש
	ניתוח חח"י: 27.8 אג' לקוט"ש	חח"י: 7.4 אג' לקוט"ש	חח"י: 35.2 אג' לקוט"ש
תוספת MW 400 סולארי	ניתוח רשות: 30.8 אג' לקוט"ש מודל עלויות שוליות: 27.8 אג' לקוט"ש	רשות: 5.6 אג' לקוט"ש	בנצ'מרק: 33.4- 33.6 אג' לקוט"ש

נתוני Ex post 2010: אג' לקוט"ש			
חח"י: 31.5 אג' לקוט"ש		ניתוח חח"י: 25.7 אג' לקוט"ש	
חח"י: 5.8 אג' לקוט"ש			
בנצ'מרק: -35.7 אג' לקוט"ש		ניתוח רשות: 30.8 אג' לקוט"ש	
רשות: 4.9 אג' לקוט"ש		מודל עלויות שוליות: 27.8 אג' לקוט"ש	
		נתוני Ex post 2010: אג' לקוט"ש	
חח"י: 26.6 אג' לקוט"ש		ניתוח חח"י: 21.5 אג' לקוט"ש	
חח"י: 5.1 אג' לקוט"ש			
בנצ'מרק: -31.1 אג' לקוט"ש		ניתוח רשות: 30.8 אג' לקוט"ש	
רשות: 3.3 אג' לקוט"ש		מודל עלויות שוליות: 27.8 אג' לקוט"ש	
		נתוני Ex post 2010: אג' לקוט"ש	
חח"י: 22.8 אג' לקוט"ש		ניתוח חח"י: 19.4 אג' לקוט"ש	
חח"י: 3.4 אג' לקוט"ש			

כפי שניתן לראות – קיים שוני מסוים בין ההרצות שביצעה חח"י לבין הבנצ'מרק המתבסס על שלושה ניתוחים שונים (ניתוח תיאורטי של הרשות בהתבסס על הנחות עבודה, מודל עלויות שוליות, וניתוח נתוני העלויות השוליות (Ex post) בפועל לשנת 2010), כאשר הבנצ'מרק מניב תוצאות גבוהות יותר ככל שהיקף החדירה המנותח גבוה יותר. יחד עם זאת, מיוחסת אמינות גבוהה יותר להרצות שביצעה חח"י, המתבססים על מודלים בעלי רמת דיוק גבוהה. לאור המרחק הסביר בין הבנצ'מרק לתוצאות חח"י, ולאור עדיפות חישובי חח"י מבחינת דיוק ואמינות, הוחלט להתחשב בתוצאה שהתקבלה מחישובי חח"י.

חישוב הבנצ'מרק התבסס על שלושה חישובים נפרדים:

1. אמידת הערך הנחסך למשק החשמל בעלויות משתנות – לפי מודל עלויות שוליות נורמטיביות המשמש את הרשות. היתרון: מודל המבוסס על עלויות נורמטיביות, החסרון: אינו "צופה פני עתיד" אלא מתבסס על נתוני העבר.
2. אמידת הערך הנחסך למשק החשמל בעלויות משתנות – לפי נתוני העלויות השוליות בפועל (EX POST) לשנת 2010. היתרון: נתוני עלויות בפועל, ולא מודל, זאת לתקופה שלפני משבר הגז. החסרון: 2010 - שנה בה היה היקף שילוב האנרגיה המתחדשת ברשת בהיקף אפסי, הדלקים השוליים הנחסכים אינם דומים לדלקים הנחסכים לאחר חדירתם של כ- MW 1,400 סולארי לרשת (לפי המכסות הקיימות).
3. תרחיש חסכון בדלקים והון אשר גובש בהתייעצות עם גורמים מוסמכים במשק החשמל. היתרון: מודל המבוסס על תרחיש התפתחות עתידי של משק החשמל. החסרון: דיוק לוקה בחסר, מודל פשטני בהכרח.

פירוט מודלים אלו מופיע בנספח ב' למסמך זה.

5. תועלות מצמצום זיהום אויר מייצור חשמל

1.5 רקע

בתהליך ייצור החשמל הקונבנציונלי נשרפים דלקים ונפלטות שני סוגים של מזהמים לאויר :

1. מזהמי אוויר הפוגעים בבריאות האדם: SO_2 , NO_x , $PM_{2.5}$, PM_{10} . הנזקים מפליטת מזהמים אלו הם אזוריים ומושפעים ממקום הפליטה וממאפייניו האקלימיים, הדמוגרפיים והכלכליים.

2. גזי חממה שפליטתם גורמת להתחממות האטמוספירה של כדור הארץ: יש סדרה של מזהמים המכונים "גזי חממה" הגורמים להתחממות האטמוספירה: פחמן דו-חמ צני (CO_2), אוזון (O_3), מתאן (CH_4), חנקן תת-חמצני (N_2O), משפחת הפראונים (כלורו-פלורו-פחמימנים CFC's), אדי מים (H_2O). לשם פשטות, גזי חממה אלו מומרים לשווי ערך CO_2 ועלות הנזק מחושבת עבור פליטת CO_2 בלבד. הנזק מפליטת גזי חממה הוא גלובלי במהותו; טון CO_2 הנפלט בנקודה כלשהיא על פני כדור הארץ, גורם לאותו נזק כמו טון הנפלט בנקודה אחרת.

המשרד להגנת הסביבה בשיתוף משרד האוצר יזם בשנת 2008 ביצוע עבודה האומדת את הנזקים הכספיים לאדם ולסביבה שנגרמים מפליטת המזהמים בתהליך ייצור החשמל. העלויות הללו אינן מופנמות במחיר החשמל, למרות שהן נוצרות בתהליך ייצור החשמל, ולכן הן נקראות עלויות חיצוניות לייצור החשמל. במסגרת העבודה ביצעה חברת "פארטו הנדסה" אומדן לנזקים מזיהום האוויר הן של מזהמים שפוגעים בבריאות והן של גזי חממה. בנוסף, בשנת 2011 הגישו חברת "כיוון" ופרופ' ניר בקר עבודה בנושא עלויות חיצוניות של זיהום אוויר בתחבורה ותעשייה שבמסגרתה נבדקו גם העלויות החיצוניות של מזהמים שנפלטות והערכת אומדן העלות החיצונית של גזי החממה. העבודה להלן מתבססת בחלק ניכר על עבודות אלו, בשילוב תהליכי עדכון והתאמה.

2.5 תועלות סביבתיות נוספות

באמצעות ייצור חשמל באנרגיות מתחדשות ניתן להישג מטרות סביבתיות רבות, מעבר להפחתת המזהמים הכרוכים בייצור חשמל ממקורות פוסיליים. לדוגמה, ניתן להשתמש בפסולת לייצור חשמל, ולצמצם את הנזקים הסביבתיים הכרוכים בהטמנתה ופירוקה.

בדומה לניתוח בפרק אודות התועלת התעסוקתית של ייצור חשמל ע"י אנרגיה מתחדשת, תפיסת הוועדה היא כי תועלות אלה דורשות כימות פרטני ברמת הפרוייקט. מחזור אשפה, כמו גם הגנה על מקורות מים מאידוי ויתרונות אחרים מחייבים ניתוח פרטני של התועלות ברמת הפרוייקט. בנוסף, תועלות אלו אינן תועלות הכרוכות באופן ישיר במאפייני ייצור החשמל בישראל ועל כן מחייבים מעורבות תקציבית והתמחותית של הגורם הממשלתי האמון על הסוגייה.

לצד זאת, רואה הוועדה חשיבות ביצירת דרך בירוקרטית מהירה, בהובלת המשרד להגנת הסביבה ומשרדים רלבנטיים אחרים בהגדרת טכנולוגיות שונות כאנרגיה מתחדשת, לצורך חישוב עיתי של היקף האנרגיה המתחדשת המיוצר בישראל ביחס ליעד. הוועדה אינה סוברת כי יש להעניק תעריף

הזנה מסובסד לכל טכנולוגיה של אנרגיה מתחדשת, אך יש לנהל מעקב מסודר אחר היקף השימוש בהן, ולתמרץ ולתגמל באופן מתואם את הרחבת השימוש בחלקן ע"פ תועלתיהן המשקיות הכוללות.

3.5 מזהמים הפוגעים בבריאות

קיימות שתי שיטות לאומדן הנזק מפליטת מזהמים הפוגעים בבריאות האדם :

שיטת העברת תועלות (Benefit Transfer)- השיטה הזו כוללת שימוש בממצאי מחקרים שנעשו בעולם וניתוח הממצאים לפי ערכים מסבירים, כגון : סקטור, תוצר לנפש, צפיפות אוכלוסיה, גודל אוכלוסייה מושפעת, מקור זיהום, אחוז אוכלוסייה חלשה (זקנים וילדים) שיש בכוחם להסביר את השונות בתוצאות המחקרים. תוצאות השיטה מאפשרות למקבלי החלטות לבצע התאמה של ערכי הזיהום במקום מסוים, לפי התאמת המשתנים המסבירים למאפיינים של המקום הנבדק. שיטה זו מקובלת במדינות שונות ויעילה (אומדן טעות לא גבוה) במצבים של תקציב מוגבל ו/או לוח זמנים קצר.

שיטת תגובה-מינון (Dose-Response)- שימוש בפונקציות של תחלואה ותמותה האומדות את הקשר בין חשיפת הציבור למזהם מסוים בריכוזים שונים, לבין כמות התחלואה והתמותה. לצורך זה נדרש לכמת את ערכי הסימפטומים של התחלואה ויותר מכך את הערך הכלכלי של חיי אדם. ערכים אלו נקבעים על סמך סדרת הנחות שונות אשר עשויות להניב תוצאות שונות. כך למשל, היום לפי נוהל פר"ת ערך חיי אדם בישראל כ- 4.5 מלש"ח. בעבודה של חברת כיוון ופרופ' בקר נעשה שימוש בערך של 6.64 מלש"ח ואילו לפי חישובי ה-OECD, הערך צריך להיות 9 מלש"ח. בעבודה זו לא נעשה שימוש במתודולוגיה זו, ועל כן לא נדרשה הוועדה לסוגיה זו.

4.5 פירוט המתודולוגיה של חברת פארטו

שיטת העברת תועלות - התבססות על נתוני ExternE

עבודת הצוות הבין משרדי ב 2008 התבססה על תכנית ExternE וממשיכותיה. התכנית התחילה בשנות ה-90 ומטרתה היתה לאמוד באופן מקיף וכולל את נזקי זיהום האוויר הנגרמים בתהליך ייצור החשמל. התכנית כוללת תחשיבים לעלויות חיצוניות עבור רוב מדינות אירופה ומדינות נוספות בשיטת מנה - תגובה כלומר דרך הערכת הנזק הבריאותי שנגרם מהזיהום. הנזק מושפע ממקום הפליטה, ממאפייניו האקלימיים (זרמי אוויר, משקעים וכו') וכן ממאפייניו הדמוגרפיים (צפיפות ופיזור אוכלוסיין). בנוסף, מחיר הנזק מושפע מההבדלים ממחירי הטיפול הרפואיים בין מדינה למדינה, הבדלים בהערכת חיי אדם ועוד. העלויות שחושבו בתכנית התייחסו רק להיבטים בריאותיים ולא לנזקים מפגיעה ביבולים חקלאיים, בסביבה או בחומרים ובמבנים.

1.4.5 אופן ביצוע התאמה לישראל

צפיפות

עלויות הזיהום של כ- 40 מדינות נותחו באמצעות רגרסיה ונמצא הקשר בין משתני הצפיפות בכל מדינה לבין עלות נזקי המזהמים. לפי הרגרסיות ולפי הצפיפות של ישראל ניתן היה להסיק מהי

עלות נזקי הזיהום בישראל. לדוגמא, לגבי הנוקסים (NO_x) התקבלה משוואת הרגרסיה למטה, בה הוצבה צפיפות האוכלוסייה ביחס לישראל בתרחישים שונים: רדיוס של 250 ק"מ, 500 ק"מ, 700 ק"מ ו-1000 ק"מ. לדוגמא, הצפיפות ביחס לישראל ברדיוס של 500 ק"מ, היא 96 נפש לקמ"ר. מהצבה של 96 במשוואה למטה ניתן היה לחלץ את עלות זיהום הנוקסים שעומד על 4,551 יורו לטון עבור צפיפות אוכלוסין ב"רדיוס" 500 ק"מ.

$$\ln(CNOX) = 4.721 + 0.811 * \ln(96) = 8.423$$

ממוצע של ממצאי ניתוח הצפיפות לפי רדיוסים שונים הביא לתוצאה של 3,672 יורו לטון נוקסים (ראה עמ' 25 בעבודה של פארטו), שהומרו ל- 4,348 לפי יורו של שנת 2007 (ראה עמ' 26) לפני התאמה כלכלית.

התאמה כלכלית

על מנת להתאים את המחירים שנקבעו באירופה לעולם הישראלי, נקטו מחברי דו"ח פארטו מ-2008 להתאים מחירים אלו ביחס בין התוצר לנפש הממוצע באירופה, לזה הישראלי. השוואה זו נעשתה ע"פ נתוני 2007 לקביעת הערכים, והערכים מעודכנים מאז ע"פ הנתונים הישראליים בלבד, וע"פ נוסחת העדכון שתוצג להלן.

לוח 1- נתונים לחישוב ההתאמה הכלכלית, דולר אמריקאי, 2007

תוצר לנפש	
ישראל	22,475
איחוד אירופי	34,108

לוח 2. פירוט העלויות החיצוניות המוכרות לזיהום אוויר מייצור חשמל קונבנציונלי על ידי המשרד להגנת הסביבה לפי מזהמים ע"פ דו"ח פארטו והתאמה לנתונים עדכניים.

יורו לטון	2007 ש"ל לטון ⁸	2013 ש"ל לטון ⁹
SO_2	4,947	26,219
NO_x	2,865	15,185
$PM_{2.5}$	9,905	52,497
PM_{10}	7061	37,423

⁸ לפי שער חליפין של 5.3 ש"ל ליורו לשנת 2007

⁹ המחירים הוצמדו עד ל-2012 בתוספת עלייה ריאלית של 3.4% (מכפלת העדכון שתוצג בהמשך עם נתוני האמת הכלכליים בשנים 2007-2011). התאמת המחירים ל-2013 בוצעה בשיעור אינפלציה חזוי של 2% ב-2012. העדכון הריאלי לגבי 2012 בוצע לפי המקדם ארוך הטווח (3%).

עלות נזק הפליטות עולה לאורך זמן. מכיוון שמתקן אנרגיה מתחדשת חוסך בפליטות מזהמים לתקופה של כ- 20-25 שנים, עלה הצורך במנגנון אשר יעדכן את עלות הנזק לאורך חיי המתקן. ההנחות של פארטו לגבי שיטת העדכון היו שעלויות הזיהום משקפות את מצבה הכלכלי של במדינה ואת יכולתה ורצונה להקצות משאבים לצמצום הזיהום ולכן יש להתחשב בעליית ההכנסה לאורך השנים. בנוסף, ההנחה היא שגמישות הביקוש להשקעה בבריאות ובהארכת תוחלת החיים ביחס להכנסה היא קטנה מיחידתית (0.85). המשמעות היא שאם ההכנסה גדלה ב-10%, הביקוש גדל ב- 8.5% בלבד. לאור הנחות אלו, הציעה חברת פארטו את נוסחת העדכון הבאה:

שיעור שינוי בתמ"ג שוטף לנפש*גמישות = שיעור השינוי בעלות.

הבעיה בשיטה המוצעת היא שמצד אחד אין התחשבות בשינוי בצפיפות על פני השנים ומצד שני הגמישות מופעלת גם על מדד המחירים, אשר אינו רלוונטי לעבודה זו העוסקת במחירים ריאליים בלבד ע"פ מחירי 2013. לאור זאת הציעה הוועדה שיטה דומה, הכוללת התייחסות לבעיות הנ"ל:

לוח 3- נתונים לצורך חישוב העדכון השנתי

משתנה	פירוש	מתודה	נתון	הערות
E	שיעור הצמיחה הריאלי לנפש	שיעור ממוצע 2001-2011	1.9%	בשנים אלה היה שיעור הצמיחה המשקי הממוצע 3.6% בשנה, ושיעור הגידול באוכלוסייה היה 1.7%
	גמישות הביקוש ביחס להכנסה	הנחה	0.85	
	מדד המחירים לצרכן 2007-2011	שיעור השינוי בפועל בין ינואר 2007 לינואר 2012	17.1%	
	מדד המחירים 2012	הערכה ע"פ הנתונים ב 11 החודשים האחרונים	1.5%	
	שיעור הגידול העתידי הצפוי באוכלוסייה ובצפיפות האוכלוסין	ע"פ התחזית הדמוגרפית של הלמ"ס, 2008	1.4% לשנה	תרחיש הביניים, 2006-2030

לפי הנתונים בלוח 3 מקבלים ששיעור העדכון הריאלי השנתי לאחר התאמת הנתונים ל- 2013 צריך לעמוד על 3%.

ישנן מספר שיטות לאומדן העלויות חיצוניות של גזי החממה.

עלות הנזק - עלות הנזק שגורמים גזי החממה נגזרת מתוך מודלים תיאורטיים המנסים להעריך את מידת הנזק הכלכלי שתגרום התחממות כדור הארץ. מודלים אלו מתבססים על פרמטרים דמוגרפיים, כלכליים ומטאורולוגיים ורצים על פני מאות שנים. אופי הנזקים בהם מתחשבים הם: תדירות גבוהה של אירועי מזג אוויר קיצוני, עליית פני הים, פגיעה ביבולים החקלאיים ועוד.

עלות המניעה - העלויות הכרוכות בצמצום פליטת גזי החממה בהתאם ליעדים בינלאומיים שונים.

ככל שנשקיע יותר בטכנולוגיות למניעת הנזקים, כך יגדלו עלויות המניעה. מבחינה כלכלית, כדאי יהיה לנו להשקיע במניעת הנזקים עד לגובה עלותם, כך שבשוליים עלות המניעה זהה לעלות הנזק.

בדוח הבין משרדי מ-2008 מוצגות שתי המתודולוגיות לקביעת ערך גזי חממה. כמו כן, נסקרו דוחות שונים: דוח סטרן, תכנית ExternE, מחקר עבור המשרד לאיכות הסביבה בבריטניה והשוק האירופי למסחר באשרות פליטה. מהניתוח התקבל שעלות הנזק הממוצעת המוערכת היא כ-22.5 יורו לטון. ערך מחיר אשרת פליטה באותו זמן היה דומה יחסית, בין 21- ל-25 יורו לטון. לאור זאת הומלץ על ערך של 22.5 יורו לטון. ערך זה הוכפל בערך יחסי התמ"ג של ישראל והאיחוד האירופי לשנת 2007 (0.659) והתקבל ערך של 14.83 יורו לטון. הוועדה הבין משרדית מ-2008 הציעה בזמנו לעדכן מספר זה לפי מחיר ממוצע של אשרת פליטה בזמן העדכון (מוכפל ביחסי התמ"ג של ישראל והאיחוד האירופי). שיטת עדכון זו טומנת בחובה בעיות לאור הפער (אשר ייתכן והוא זמני) בין מחיר הנזק והמניעה, והצורך ביצירת הערכה על תוואי מחיר זה לאורך שנות חיי המתקן על מנת לכמת בעת הקמתו את תועלתו.

הוועדה דנה בשתי שיטות שונות לחישוב עלות גזי החממה לעניין הערכת התועלות מצמצומן במתקני אנרגיה מתחדשת. להלן פירוט שתי השיטות וממצאיהן.

שיטה 1- עלות הנזק

לפי בדיקתו של פרופ' בקר עלות הנזק הגלובלית היא 103 ₪ לטון, הבדיקה מתבססת על שתי עבודות מרכזיות בתחומן, המציגות את המגמות בעולם:

א. Greenstone,) Estimating the Social Cost of Carbon for Use in U.S. Federal Rulemaking (2011).

בעבודה הזו שנעשתה עבור ממשלת ארה"ב מציינים שהערכים שמתקבלים בעבודה הם בשימוש בניתוחי עלות תועלת בהערכת צעדים רגולטוריים.

ב. (Mailbach, 2008), Handbook on Estimation of External Costs in the Transport sector.

בעבודה הזו שנעשתה עבור האיחוד האירופאי ונסקרים במסגרתה מחקרים רבים, מציינים שיש שינוי במגמה משימוש בעלויות מניעה לשימוש בעלויות חיצוניות שמתבססות על עלויות הנזקים. טווח העלויות החיצוניות שנאמד בעבודה נע בין 25 יורו לשנת 2010, ל-40 יורו לשנת 2020 ועד 85 יורו לטון לשנת 2050 (ערך מרכזי בין ערך מינימלי וערך מקסימלי).

לאחר חישוב עלות הנזק הגלובלית ניתן להעריך גם אפשרות לעדכון לאורך זמן. התוואי שהוצע ע"י המשרד להגנת הסביבה טען שיש שלושה פרמטרים עיקריים שמשתנים על פני הזמן: מספר הנפשות, כמות הפליטה והערכת הנזק מהפליטה. במחקר האמריקאי (Greenstone et al., 2011) מניחים שקצב גידול הפליטות בעולם, התוצר לנפש וגידול האוכלוסייה בין 2000 ל-2050 הם: 1%, 1.6% ו-0.9% בהתאמה. הכפלה של כל אלו יחד מביאה לשיעור התקנון אשר הוצע ע"י המשרד להגנת הסביבה בגובה 3.5%.

שיטה 2- מחירי שוק חזויים

עלות המניעה והעקרונות לקביעת מנגנוני אשרות הפליטה מונעים מאותו רציונל של השגת יעדי הפחתה מתואמים על ידי המדינות השונות. הסיבה המרכזית לחשיבות של צמצום פליטות הפחמן דו חמצני בישראל כרוכה במאמץ הבינלאומי לצמצום פליטות אלה והתמודדות עם השפעתן. חלק מתהליך ההתקבלות של ישראל למועדון ה-OECD, והגדרתה כמדינה מפותחת, כולל בחובו גם דרישה מצד הקהילה הבינ"ל להשתתף במאמץ זה, המחייב שותפות של מספר רב ככל האפשר מדינות. מנגנון מחירי השוק המיושם במגוון שווקים בעולם, ובאופן הבולט ביותר בתוך האיחוד האירופי, מבטא למעשה את העלות העדכנית של צמצום פליטות הפחמן השולית המשקללת את המצב הכלכלי העדכני, את יעדי ומחויבויות השוק להפחתת פליטות, ואת עלות מניעת הפליטה השולית באמצעים אחרים. העובדה כי בשוק האירופאי מדובר בשוק פיננסי סחיר בעל מחזור גבוה מאפשרת להשתמש בו כאינדיקטור למחיר שהקהילה העולמית מתמחרת פליטות פחמן ברגע נתון. לאור היקפי המסחר המרשימים, קיימות גם תחזיות עתידיות המאפשרות לנו להעריך בקירוב את עלות הפחמן הצפויה לאורך זמן, או במקרה שלנו לאורך חיי מתקן אנרגיה מתחדשת.

לוח 4. תחזית Bloomberg New Energy Finance למחירי טון CO_2

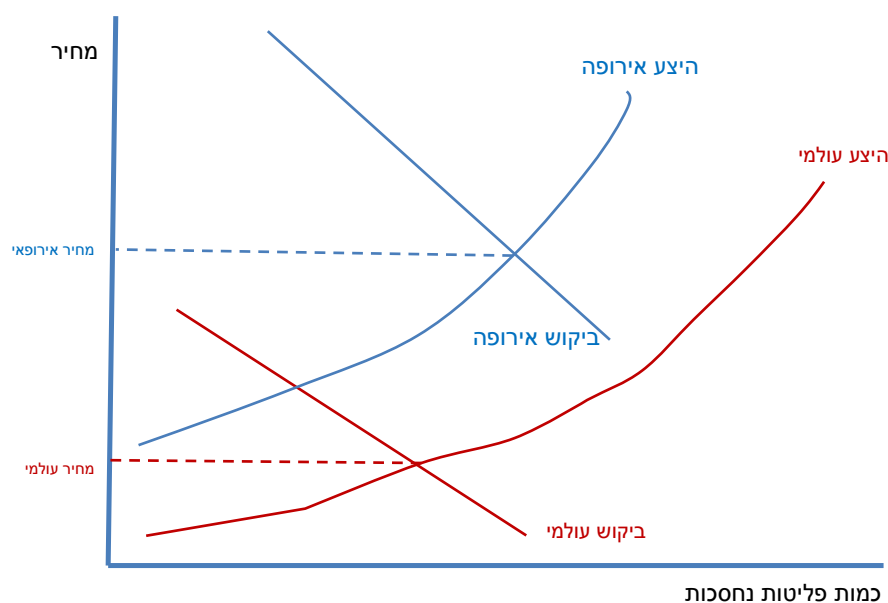
שנה	עלות ביוור	עלות בשקלים
2013	2.93	14.65
2014	2.23	11.15
2015	2.45	12.25
2016	12.49	62.45
2017	22.53	112.65
2018	27.14	135.7
2019	30.96	154.8
2020	36.28	181.4

מחירים אלו משקפים את המחירים הצפויים לפי יעדי הפליטה ותרחיש העסקים כרגיל האירופאי. לאור חוסר הודאות לגבי מבנה השוק בשנים שלאחר 2020, הונח כי מחיר ה- CO_2 העולמי לאחר 2020 ישאר קבוע (ריאלית).

מתודולוגיה זו סוברת כי בשנים הקרובות תידרש ישראל להשתלב במאמץ הבינלאומי, ומחירי הפחמן העולמיים יהיו רלבנטיים גם אליה. עם זאת, מחיר הפחמן בשוק עולמי צפוי להיות שונה במעט מהמחיר בשוק האירופאי. זאת מכיון ש:

1. מכיוון שהשוק האירופאי עבר תהליך ארוך של צמצום פליטות, היצע ההתייעלות שלו מצומצם ביחס לשווקים אחרים בעולם.
2. יעדי ההפחתה בשוק זה, המהווים את צד הביקוש להפחתה, הינם גבוהים באופן מסורתי מהיעדים בשווקים אחרים בעולם.

תרשים 1. תרשים סכמטי של הסיבה להבדלי המחיר הצפויים בין השוק האירופאי והעולמי



לאור הבדלים אלו מומלץ לתקנן את המחירים האירופאיים בפקטור של 0.75, המהווה את היחס ששרר לפני המשבר באירופה בין אשרות פליטה בתוך השוק האירופאי (ETS) ובין אשרות הפליטה בין מדינות מתפתחות ומפותחות בעולם (CDM).

שיטה 3. התאמת עלות הנזק הגלובלית לרמת המחוייבות

המתודולוגיה אשר זכתה למרב התמיכה בוועדה גרסה כי נקודת הייחוס הנכונה לעלות פליטות גזי החממה היא עלות הנזק הגלובלית, אשר הוערכה בכ 103 שקלים. עם זאת, את עלות זו יש לשקלל ביחס להיקף המחויבות הגלובלית והישראלית ביחס להשקעת משאבים לצמצום פליטות אלו בטווח הזמן הקצר. הנוסחה שגובשה בוועדה גרסה כי לאור חוסר ההסכמה העולמית כיום על מנגנון בינלאומי לאכיפת יעדי הפחתה, מומלץ בטווח הקצר לשקלל רק 50% מעלות הנזק. עם זאת, לאור ההבנה כי בטווח הארוך לא יהיה מנוס מיצירת מערכת גלובלית מחייבת לאכיפת הפחתות אלה, ולאור הצורך לשקלל מחויבות זו כבר כעת לאורך זמן (מכיוון שמדובר בהון המחזיק מעמד זמן רב), הוסכם לשקלל את מלוא הערכת עלות הנזק הגלובלית בטווח הארוך (החל מ 2020).

לוח 5. תוצאות המתודולוגיות השונות להערכת מחירי CO2.

שנה	שיטה א' עלות הנזק לפי בקר והמשרד להגני"ס, ש	שיטה ב' תחזית BNEF למחיר אשרת פליטה אירופית, יורו	שיטה ג' – בה נעשה שימוש בפועל עלות הנזק מותאמת למחוייבות
2013	107	2.9	11.0
2014	110	2.2	8.4
2015	114	2.5	9.2
2016	118	12.5	46.8
2017	122	22.5	84.5
2018	127	27.1	101.8
2019	131	31.0	116.1
2020	136	36.3	136.1
2021-2032	140-191	36.3	136.1
			103

6.5 חישובים ליישום המתודולוגיה

לוח 5. סיכום עלויות מזהמים מקומיים, מחירי 2013, ש לטון

מזהם	עלות נוכחית (2013)	עלות ב-2032
SO2	38,125	66,256
NOx	22,081	38,374
PM	54,417	94,569
מקדם עדכון ריאלי	3%	

לוח 6. פליטות מזהמים לפי דלקים

פחם (טרם התקנת סולקנים)	פחם (לאחר התקנת סולקנים)	גז טבעי	סולר ט"ג	סולר מחזור משולב	מזוט
2.4	0.66	0.02	1.1	0.7	2.3
2.5	0.66	0.3	2.4	0.9	1.3
0.07	0.07	0.01	0.13	0.06	0.14
842	842	436	1033	670	743

נכפול את כמויות המזהמים לכל דלק (לוח 6) במחירים השנתיים של המזהמים (לוחות 4 ו-5) ונקבל (לוח 7) את העלויות השנתיות לקוט"ש המיוצר מכל סוג אמצעי ייצור קונבנציונלי.

לוח 7. עלויות פליטת מזהמים לפי דלק ושנה, אגורות לקוט"ש, 2013-2032

דלק/תחנה	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
פחם (טרם התקנת סולקנים)	19.3	19.8	20.2	20.7	21.2	21.7	22.2	27.1	27.7	28.2
פחם (לאחר התקנת סולקנים)	8.6	8.8	8.9	9.0	9.2	9.3	9.5	14.0	14.2	14.3
גז טבעי	3.0	3.0	3.1	3.1	3.1	3.1	3.2	5.5	5.5	5.5
סולר ט"ג	15.5	15.8	16.1	16.4	16.7	17.1	17.4	23.1	23.5	23.9
סולר מחזור משולב	8.4	8.5	8.7	8.9	9.0	9.2	9.3	13.0	13.2	13.4
מזוט	16.2	16.6	16.9	17.3	17.7	18.1	18.6	22.9	23.3	23.8
2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
פחם (טרם התקנת סולקנים)	28.8	29.4	30.0	30.6	31.3	32.0	32.6	34.1	34.1	34.1
פחם (לאחר התקנת סולקנים)	14.5	14.7	14.8	15.0	15.2	15.4	15.6	16.0	16.0	16.0
גז טבעי	5.6	5.6	5.6	5.6	5.7	5.7	5.8	5.8	5.8	5.8
סולר ט"ג	24.3	24.7	25.1	25.5	26.0	26.4	26.9	27.4	27.9	27.9
סולר מחזור משולב	13.6	13.8	14.0	14.2	14.4	14.6	14.8	15.1	15.3	15.3
מזוט	24.2	24.7	25.2	25.8	26.3	26.8	27.4	28.0	28.6	28.6

נתאים את עלויות אלו לתמהיל אמצעי הייצור הנחשבים בעקבות שילוב אנרגיות מתחדשות בין 2013-2032 בשל התקנת מתקן אנרגיה מתחדשת ב 2013 ע"פ חישובי חברת החשמל (לוח 8) ונקבל (בשורה האחרונה) את העלות הנמנעת לקוט"ש מתחדש בכל שנה לאורך התקופה.

לוח 8. תמהיל אמצעי הייצור הנחסכים והעלות הנמנעת לקוט"ש אנרגיה מתחדשת על בסיס שנתי

דלק/תחנה	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
פחם (טרם התקנת סולקנים)	36%	42%	42%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
פחם (לאחר התקנת סולקנים)	0%	0%	0%	30%	23%	26%	22%	22%	22%	22%
גז טבעי	53%	55%	57%	70%	77%	74%	78%	77%	77%	77%
סולר ט"ג	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
סולר מחזור משולב	9%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
מזוט	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
עלות חיצונית נחסכת לקוט"ש	9.6	10.3	10.4	4.9	4.5	4.7	4.6	7.4	7.5	7.5
דלק/תחנה	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
פחם (טרם התקנת סולקנים)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
פחם (לאחר התקנת סולקנים)	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
גז טבעי	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%
סולר ט"ג	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
סולר מחזור משולב	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
מזוט	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
עלות חיצונית נחסכת לקוט"ש	7.6	7.7	7.7	7.8	7.9	7.9	8.0	8.1	8.2	8.2

ממוצע מהוון של התועלות לאורך 20 השנים בריבית ריאלית של 5% מעלה כי השקלול השנתי של התועלות החיצוניות ממתקן אנרגיה מתחדשת סולארי שיותקן ב- 2013 הוא **7.75 אגורות לקוט"ש**. בשנים הקרובות, עד 2017, מתוכננת הרכבת סולקנים המורידה דרמטית את זיהום האוויר המקומי הנובע מייצור חשמל באמצעות פחם (אך לא משפיע על גזי החממה). שינוי זה אשר נלקח בחשבון בחישובינו, מקטין את התועלת הסביבתית בייצור חשמל מתחדש. ללא התקנת הסולקנים בתחנות הפחמיות, הייתה התועלת הסביבתית הממוצעת גבוהה בכ 3 אגורות לקוט"ש.

6. תועלת לשיפור הביטחון האנרגטי במשק החשמל

1.6 תמהיל הדלקים במשק האנרגיה הישראלי והסיכונים הנלווים

משק החשמל הישראלי, ומשק האנרגיה בכלל מתבסס על מספר מוגבל ביותר של מקורות אנרגיה. עד לפני כעשור, היה התמהיל המבוסס באופן כמעט בלעדי על פחם ותזקי קי נפט. תמהיל זה, היה רגיש ביותר לתנודות מחיר עולמיות, אך אפשר התמודדות עם סיכונים אי אספקה באמצעות אחסנה (בעיקר לפחם), וגיוון ספקים. בשנים האחרונות מצטמצם רכיב תזקי קי הנפט במשק החשמל, ורכיב הגז הטבעי הופך להיות הרכיב הדומיננטי ביותר בסל הדלקים. ב- 2010 היווה הגז הטבעי מקור ל- 40% מהחשמל המיוצר בישראל. תכנית הפיתוח של משק החשמל לעשורים הקרובים כוללת הרחבה משמעותית של ההתבססות על הגז הטבעי בייצור החשמל, כך שהוא יגדל עד לכדי אספקת כשני שליש מהביקוש לחשמל בישראל. באופן זה, תמהיל הדלקים העתידי של משק החשמל יכלול רכיב מרכזי של גז טבעי (60-70%), רכיב משני של פחם (20-30%) ורכיב משלים של אנרגיות מתחדשות (~10%).

הגז מהווה מקור אנרגיה איכותי ביותר. הוא זול יחסית לחלופות המרכזיות, מזהם משמעותית פחות משאר החלופות שאינן אנרגיה מתחדשת, ומאפשר ייצור בתחנות כוח של מחזור משולב המאפשרות אלטרנטיבה יעילה אנרגטית, חסכונית בקרקע, וזולה בהיבטי עלויות הון. שוק הגז הטבעי הוא באופן היסטורי פחות תנודתי משוקי סחורות אנרגיה אחרות, ומתבסס לעתים תכופות על חוזים ארוכי טווח. החיסרון המרכזי של השימוש בגז טבעי היא סיכון אי האספקה הנלווה אליו. אחסנת הגז הטבעי דורשת את דחיסתו או הנזלתו ומהווה הליך יקר ומוגבל בהיקפו. לאור ההבדל הגדול בין גז מקומי המובל בצינור ובין מחירי הגז הנוזלי בשווקים הגלובליים, האפשרות לגיוון ספקים היא מוגבלת ביותר לאור היקפי הייבוא הפוטנציאלי המצומצמים והפער העצום במחירים (בעוד מחיר הגז המקומי הוא מתחת ל- \$6, מחיר הגז המיובא עשוי להגיע ל- \$18-\$20).

ההתמודדות המרכזית עם סיכון זה היא באמצעות פיתוח יתירות תשתית להובלת הגז ממאגרי הגז הטבעי בים התיכון (בעידן בו מצרים לא מספקת גז טבעי למדינת ישראל) למערכת ההולכה בישראל. ככל שיתירות זו תגבר, וככל שיהיו מגוון מאגרים ישראליים במי הים התיכון, כך תקטן ההסתברות לתקלה טכנית מערכתית אשר תפסיק את אספקת הגז הסדירה לישראל.

2.6 גיוון מקורות כביטוח

הסיכון לאי אספקת גז, הגובר ככל שהביקוש השעתי לגז גובר ומחייב היקף רחב יותר של תשתיות הולכה, מהווה סיכון מערכתי למשק האנרגיה הישראלי. סיכון זה גורם לכך שבכל תרחיש לא תהיה התבססות מלאה על גז טבעי, אלא יישמר העיקרון של גיוון מקורות אנרגיה כביטוח מפני תקלה קצרת מועד באספקת אחד המקורות.

השימוש באנרגיה מתחדשת מהווה רכיב מרכזי בגיוון זה, לאור העובדה כי מדובר במקור אנרגיה בעל אמינות ויציבות גבוהה אשר אינו מושפע מהתנודתיות ביכולת אספקת הגז (או הפחם והנפט) למשק, כמו גם לתרחישי קיצון של מתיחות איזורית. לאור זאת, במדידת התועלות המתקבלות מייצור חשמל באמצעות מקורות אנרגיה מתחדשת יש לכלול את התועלת בהכללת רכיב חסר סיכון זה בפורטפוליו של מקורות האנרגיה במשק.

אם נאמץ את ההתייחסות הפיננסית שהצענו בסעיף הקודם, ניתן למדוד את התועלת מהיות רכיב הייצור חסר סיכון וללא קורלציה לסיכונים האחרים בתיק, באמצעות עלות הביטוח לרכיבים המסוכנים בתיק, או ע"פ הערכת עלות הנזק באם תתרחש. משק החשמל הוא משק שונא סיכון-דבר שנובע בעיקר מהערכת חח"י לאי אספקת חשמל בעלות משקית גבוהה ביותר של 111 ₪ לקוט"ש לא מסופק. עלות זו- יותר מפי 200 מהעלות הממוצעת, מבהירה כי ביטוח במחיר סביר יהווה אלטרנטיבה עדיפה.

במתודה זו עקבנו אחרי הצעתם של ירום אריאב ומאיר אמיר¹⁰ אשר הציעו לבחון את עלות הביטוח באמצעות ההחלטה הממשלתית על הקמת תחנה D באשקלון כתחנה דו דלקית. תחנה זו פחות יעילה באופן משמעותי בתחנה ייעודית לגז במחזור משולב, אך היא כוללת רכיב ביטוח פנימי מכיוון שבמקרה של אי אספקת גז היא יכולה לייצר חשמל מפחם. גם אם החלטת ההשקעה הסופית בעניין עודנה מתעכבת הסכימה הוועדה כי אכן מדובר באומדן איכותי לראיית עלות הביטוח, והוא זול יותר מהאלטרנטיבות האחרות. הוועדה הסכימה כי מחיר זה כביטוח מקובל על המדינה, והדיון כעת הוא על השפעות חיצוניות נוספות של הקמת התחנה, כמו גם השפעות הנובעות מגודלה. הוועדה לא כללה בחישוב עלויות נוספות בהן הניתן לראות ביטוח לאספקת גז סדירה כגון יתירות תשתית של מערכת הולכת גז, ריבוי מתקני כניסה לטיפול בגז מהים וכו'.

עם זאת, ההשוואה לייצור באמצעות אנרגיה מתחדשת אינה מדויקת לאור מאפייני הייצור הייחודיים של אנרגיה מתחדשת, המייצרים רק בחלק מסוים משעות השנה. לצורך תקנון זה המשכנו ע"פ מקדם ההון (Capacity Credit) שגילינו בפרק הראשון, כך שמדובר בביטוח הרלבנטי רק ל-30% מהזמן והיכולת הנדרשים, ועל כן הוא מחייב גיבוי. לאור זאת, הוכפלה עלות הביטוח הכוללת במקדם זה, כדי לתת את התועלת הביטוחית של ייצור חשמל באנרגיה מתחדשת.

¹⁰ "ניתוח כלכלי של התועלת למשק של התעשייה הפוטו-וולטאית וקביעת המחיר לקוט"ש סולארי הנגזר מכך", ירום אריאב ומאיר אמיר, 2012, כחלק מעמדת איגוד החברות לאנרגיה מתחדשת ביחס לעבודת הוועדה.

לוח 1. עלויות עודפות של תחנת כח דו דלקית, והתאמתן לאנרגיה מתחדשת

תחנת כוח דו דלקית	מחז"מ		
2180	1255	השקעה לKW מותקן, \$	(1)
8.88%	8.88%	החזר הון שנתי	(2)
195.58	111.44	החזר הון שנתי ל KW מותקן, \$	(2)*(1)=(3)
7500.00	7500.00	שעות פעולה בשנה	(4)
45.6	21.7	עלות תפעול שנתי קבועה ל KW, \$	(5)
0.0318	0.017	עלות הונית ל KWH, \$	(6) = (4)/((5)+(3))
6.00	6.00	מחיר ל MMBTU גז טבעי	(7)
6944	5885	צריכת גז לקוט"ש ב BTU	(8)
298.6	88.2	צריכה עצמית	(9)
0.0434	0.0358	עלות גז לקוט"ש, \$	(10) = (7)/(9)+(8)
0.0012	0.0064	עלות תפעול לקוט"ש, \$	(11)
0.0765	0.0599	סה"כ עלות לקוט"ש בדולר	(12) = (6)+(11)+(10)
	4.00	שע"ח	(13)
0.306	0.2399	עלות לקוט"ש בשקלים	(14) = (13)*(12)
0.088	0.075	עלות סביבתית לקוט"ש בשקלים	(15)
0.395	0.314	עלות כוללת לקוט"ש, ש"ח	(16) = (15)+(14)
	0.080	הפרש- עלות הביטוח	(17)
	0.33	Capacity Credit	(18)
	0.026	תועלת אפקטיבית, ש"ח	(19) = (18)*(17)

סה"כ, הוערכה התועלת הביטוחית של מתקן סולרי ללא יכולות dispatch (מקדם הון 33%) המותקן ב 2013 בכ-2.6 אגורות. מתקן בעל יכולת Dispatch מלאה אשר אינו תלוי בגז הינו בעל תועלת ביטוחית של 8 אגורות לקוט"ש.

7. תועלת לפיתוח אזורי – תעסוקתי

1.7 רקע

מעבר לתועלות הישירות שנסקרו עד כה לשילוב אנרגיות מתחדשות בתמהיל הדלקים במשק החשמל, ייצור חשמל באמצעים מתחדשים עשוי להכיל תועלות נוספות. תועלות אלו נובעות מכך שבניגוד לייצור חשמל קונבנציונלי, אשר מרבית עלותו היא עלות הדלקים המשמשים אותו, במתקן מתחדש יש לעתים תכופות משקל רב יותר לטכנולוגיות ועבודה מקומיות. אופן ייצור זה גם מאפשר להפיק תשואה מקרקע והון באזורי פריפריה להם תשואה אלטרנטיבית נמוכה יחסית.

השאלה אותה נדרשה הוועדה לבחון היא האם ובאיזה מידה קיימת תועלת משקית ממעבר חלקי של סקטור ייצור האנרגיה לפונקציות ייצור המתבססות על עבודה והון במקום על דלקים. מטרת הוועדה הייתה לאפיין מתודולוגיה כללית המאפשרת לבחון תועלות אלו באופן פרטני לסוגי טכנולוגיות שונים, ובהתאמה למאפיינים הייחודיים של כל פרויקט ופרויקט.

הוועדה ציינה בפתח הדיונים כי חוק משק החשמל אינו מכיר באפשרות לממן תועלות אלו באמצעות תעריף החשמל.

2.7 מטרות ממשלתיות בקידום תעסוקה

ההתערבות הממשלתית בשוק התעסוקה באה על מנת לקדם שלוש מטרות מרכזיות:

1. **הקטנת האבטלה** – יצירת מקומות עבודה ברי קיימא באזורים בעלי מיעוט חלופות תעסוקתיות.
2. **הגדלת הפריזון במשק** – שיפור כושר ההשתכרות של העובדים ע"י פיתוח מקורות תעסוקה ברי קיימא התורמים להשבחת ההון האנושי ונהנים מיתרון יחסי.
3. **הגדלת שיעור השתתפות בכוח העבודה** – בדגש על שילוב אוכלוסיות המאופיינות בשיעור השתתפות נמוך: גברים חרדים, נשים ערביות, אימהות חד הוריות, ובעלי מוגבלויות.

התמיכה הממשלתית לפרויקטים המקדמים מטרות אלו (באמצעות מסלולי התעסוקה בתמ"ת) הינה לאחר בחינה פרטנית של הפרויקט ומידת תרומתו למטרות הממשלתיות, ומציאת הפרויקטים בעלי התשואה המשקית הגבוהה ביותר בהינתן מסגרת התקציב.

התועלת התעסוקתית של מרבית פרויקטי האנרגיה המתחדשת הינו מוגבל. בתחום הפוטו וולטאי, מרבית צרכי כוח האדם הינם בשלבי ההקמה, כך שהיותו של מקום העבודה בר קיימא תלויה בצבר רצוף של הקמת פרויקטים חדשים באזורים גיאוגרפיים סמוכים. תהליך התחזוקה לאורך חיי המתקן דורש משרות בעלות פריזון נמוך יחסית, אשר חלקן אינן בגדר משרה מלאה.

עם זאת, חלק ניכר מהפרויקטים הינו בפריפריה באזורים בעלי מיעוט אלטרנטיבות תעסוקתיות, ועל כן גם עבודה בפריזון נמוך הינה בעלת ערך משקי מסוים. בנוסף לכך, ייתכנו פרויקטים מיוחדים, לדוגמה באזורי בעלי ריכוז אוכלוסייה בדואי, אשר להם תועלות מיוחדות בהרחבת שיעור ההשתתפות והתעסוקה בקרב אוכלוסיות מיוחדות.

לגבי פיתוח יתרון יחסי הוועדה סברה כי המפתח לפיתוח יתרון זה טמון במאמצי מחקר ופיתוח, ויצירת מנגנון המאפשר למתקנים בעלי טכנולוגיות חדשניות להשתלב ברשת החשמל. הוועדה לא רואה ערך כלכלי בהגדלת הפריזון כתוצאה משילוב טכנולוגיות מוכרות, גם אם מתחדשות, ברשת החשמל. לתחום זה ניתן מענה פרטני באמצעות מענקי מו"פ והסדרת הכניסה לרשת של מתקני חלוץ.

3.7 תועלת אזורית תעסוקתית: מתודולוגיה מוצעת

המתודולוגיה בה בחרה הוועדה כוללת מספר עקרונות מנחים:

- יש למדוד את האפקט התעסוקתי מול התחנה הקונבנציונלית שהקמתה נמנעה של מתקן זה. לדוגמה, מתקן PV בעל הספק מותקן של 1 MW יימדד אל מול האפקט התעסוקתי של תחנה מונעת גז מחז"מ/טורבינה בהספק של 0.3 MW (לפי ה Capacity Credit)
- מכיוון שהתעסוקה אינה בפריזון גבוה, התועלת מתקיימת בפרויקטים באזור עדיפות א' (בו קיימת אבטלה גבוהה בשל מיעוט חלופות תעסוקתיות) בלבד ובתחומים המחייבים קרבה גיאוגרפית לפרויקט. לדוגמה, תהליך הייעוץ המימוני אינו כלול בהערכת האפקט התעסוקתי-אזורי של הפרויקט. באזור עדיפות א' 20% מעלות ההעסקה הישירה (בדומה למסלולי התעסוקה במשרד התמ"ת) לאורך חיי הפרויקט תוכר כתועלת מקרו-כלכלית.
- האפקט המקרו כלכלי אינו כולל רק העסקה ישירה אלא גם הזמנות ציוד מספקים ישראליים. הנחת העבודה היא כי הגדלת ביקושים זו מחליפה באופן חלקי בלבד ביקושים קיימים (בשיעור של 50%) וכי רק חלקה הוא ערך מוסף משקי (סה"כ 20% מערך הזמנת הציוד).
- השימוש באנרגיה מתחדשת מחייב שטח (קרקעי או בנוי) עליו נפרס המתקן. קרקע זו, אשר לעתים תכופות נמצאת בפריפריה, נהנית מערך אלטרנטיבי נמוך יחסית. הוועדה סוברת כי להשבת ערך הנכסים בפריפריה קיימת תועלת מקרו כלכלית, ובחרה להכיר בה בשיעור של כ 20% משיעור ההשבחה.
- הוועדה הניחה כי משק האנרגיה המתחדשת הינו סקטור יציב ובר קיימא בישראל, אשר בצוותא עם גולציה מתאימה מטעם הממשלה והגורמים המוסמכים יצליח לעמוד ביעד הממשלתי ל-2014 ו-2020 ויהווה סקטור צומח בעל זרם קבוע של פרויקטים. הנחה זו מחייבת להתייחס לפעילות תעסוקתית של הקמת פרוייקט כפעילות אשר אינה חד פעמית ומהווה הזדמנות כלכלית חוזרת לגורמים המעוברים בה ושלחם הידע המקצועי הנדרש לבצע אותה. אם הנחה זו לא תתממש וקצב הפרויקטים יפחת, אזי התועלת התעסוקתית תפחת בהתאם לאור העובדה כי מקומות עבודה אלה לא יהיו ברי קיימא.

4.7 אופן הפנמת התועלות המקרו כלכליות

בניגוד לתועלות האחרות שצוינו עד כה בדו"ח, לתועלת האיזורית והמקרו כלכלית של מתקני אנרגיה מתחדשת מספר מאפיינים ייחודיים. ראשית, לתועלת זו אין קשר ישיר למשק החשמל ועל כן אין הצדקה להכיר בה במסגרת העלויות המוכרות בתעריף החשמל. על תעריף החשמל

לבטא את העלויות הכוללות האמיתיות של ייצור החשמל בישראל, ולא לשמש כלי תקציבי למטרות ממשלתיות אחרות.

מעבר לכך, המתודולוגיה הממשלתית לעידוד תעסוקה אינה פועלת בראיה סקטוריאלית אלא פרוייקטלית. המשמעות היא כי למרות שהוועדה בחרה להעריך את התועלת הנורמטיבית המקרו כלכלית של ייצור חשמל באמצעים מתחדשים, תשלום ליזם עבור תועלות אלו צריך להתבצע על בסיס תחרותי ברמת המיזם הבודד ואל מול מגבלת התקציב של מסלולי העידוד הממשלתיים השונים. הוועדה ממליצה כי הגורמים האמונים על מסלולים אלו בממשלה יהיו אלה שיתעדפו את הסיוע בין הפרויקטים השונים במשק ע"פ המתודולוגיה המקובלת שלהם.

5.7 הדגמת המתודולוגיה לגבי מתקנים מסוגים שונים

1. על מנת להמחיש את המתודולוגיה נבחר כעת את סיכום התועלות המקרו-כלכליות/אזוריות עבור מקרה מבחן ייצוגי של שדה תרמו-סולארי בן 50 מגה וואט הספק מותקן המוקם באזור עדיפות א'. להלן טבלת עלויות נורמטיביות של הקמת השדה, יחד עם הערכת האפקט המקרו כלכלי של יישום הפרויקט.

לוח 1. טבלת עלויות נורמטיביות למתקן תרמו סולארי בגודל 50 MW, ע"פ הסדרת הרשות בסוף 2010, באלפי דולרים

הערכת אפקט	מקומי/מיובא	עלות כוללת	סעיף
23,700	מקומי	118,500	שדה סולארי
	מיובא	62,500	יחידת הכוח
1,300	מקומי	6,500	עלות הקרקע
2,080	מקומי	10,400	עלות יישור ופיתוח הקרקע
	מקומי/מיובא	7,500	הקמת תחמ"ש
460	מקומי	2,300	עלויות עקיפות
	מקומי/מיובא	10,400	בצ"מ
		218,100	סה"כ
		5,399	תחזוקה שנתית
13,457	מקומית	67,283	תחזוקה לאורך חיי הפרוייקט מהוונת
40,997		285,383	סה"כ עלות, אלפי \$
162,347		1,130,119	סה"כ, אלפי ₪

מניתוח זה עולה כי שדה גדול במאפיינים אלו (50 MW תרמו סולארי) מניב כ 162 מליון ₪ של תרומה מקרו כלכלית/אזורית לאורך חייו, כ 14% מסך ההשקעה בפרויקט.

2. עתה נבחר את המתודולוגיה לגבי מתקן בעל מאפיינים אחרים, ונדגים אותה על שדה קרקעי פוטו וולטאי בהספק מותקן של 12 MW.

לוח 2. טבלת עלויות נורמטיבית למתקן פוטו וולטאי בגודל MW 12, ע"פ הסדרת הרשות
למתקנים בינוניים עדכנית ל-2012, באלפי דולרים

פרמטר	לשדה MW 12 כולל מימון	מקומית/מיובאת	כימות אפקט מקרו כלכלי/אזורי
מודולים	13,446	מיובאת	
ממירים	1,782	מיובאת	
מעמדי פנלים	3,033	מקומית	607
טרנספורמר	1,089	מיובא	
רכיבים חשמליים אחרים	1,711	מיובא	
חיווט	1,944	מיובא	
סה"כ BOP	7,776		
עבודות אזרחיות	2,401	מקומית	480
התקנה	2,148	מקומית	430
הנדסה	1,769	מקומית	354
סה"כ EPC	6,318		
אחר - עלויות ייזום ורגולציה	2,754		
קרקע	972	מקומית	194
סה"כ הקמה	33,048		
מצטבר מהוון - O&M	9,152	מקומית	1,830
סה"כ עלויות לאורך חיי הפרוייקט, אלפי \$	42,200		3,895
באלפי שקלים	168,801		15,580

מניתוח זה עולה כי שדה סולרי בינוני של MW 12 הספק מותקן מעניק תועלת כלכלית אזורית של כ 15.5 מלש"ח לאורך חיי הפרוייקט, כ 9% מסך ההשקעה בו.

8. תחנות כוח היברידיות

1.8 דרכים לשילוב תחנות כוח משולבות (היברידיות) ברשת החשמל

חלק מהקשיים בהם נתקל ענף האנרגיה המתחדשת בישראל נובע מכך שהוא נתפס כענף נפרד מתכנון הרשת המרכזי, המתבסס על דלקים פוסיליים. הוועדה שמה לה למטרה לצקת תשתית אשר תאפשר התייחסות מקצועית לתחום האנרגיות המתחדשות, ולאפשר את שילובו העתידי כרכיב כלכלי בתמהיל הדלקים הלאומי. אחת המסקנות מתובנה זו היא כי ייתכן ומקסום היעילות בשוק האנרגיה בישראל אינו כולל פעילות נפרדת של תחנות קונבנציונליות ומקורות מתחדשים, אלא שימוש משולב בתחנת כוח אחת בעלת שתי תשומות אנרגיה: דלקים ומקורות מתחדשים.

תחנות כאלה דורשות התייחסות נפרדת מהערכת התועלת שסוכמה לעיל, לאור העובדה כי מדובר בתחנות כוח בהיקף רחב, בעלות מאפיינים הדומים לתחנות כוח רגילות. תחנות אלה הינן בעלות יכולת שליטה מלאה על פעילות הייצור שלהם, כמו גם על היקף הרכיב המתחדשת בפעילותם. נכון להיום מרכיב האנרגיה המתחדשת בתחנות הללו לא זוכה לביטוי מצד הרגולטור, דבר שמונע הקמתן ופיתוח טכנולוגיות מתאימות לניצול מיטבי של שילוב זה.

הוועדה ממליצה כי תחנות כוח מסוג זה ישולבו במסגרת תהליכי ההסדרה השונים הקיימים כבר כיום ברשות החשמל ליצרני חשמל פרטיים. התמריץ למידת השימוש האופטימלי במקורות מתחדשים יתבסס על תשלום פרמייה של צמצום פליטות ובטחון אנרגטי אשר תחושב ע"פ מאפייני הייצור המתחדש של המתקן. לדוגמה, לכל יחידת אנרגיה המופקת מתחנת כח היברידית תרמו-סולרית קיימת תועלת משקית הניתנת לחישוב ע"פ המתודולוגיה המוצעת. במקרה זה תועלת זו כוללת את צמצום המזהמים (10.6 אגורות) ושיפור הביטחון האנרגטי (2.5 אגורות) לפי מאפייני הייצור של מתקן אנרגיה מתחדשת בטכנולוגיה סולרית.

על ההסדרה למקורות אלו לכלול מערכת ניטור אפקטיבית שתוודא כי הפרמיה תשולם על ייצור במקורות אנרגיה מתחדשים בלבד, ובשעות המתאימות להנחות שבבסיס חישוב הפרמייה.

במקרה של שילוב מקורות מתחדשים במנגנוני בעירה (לדוגמה ביומסה), יעריך המשרד להגנת הסביבה את היקף הפליטות הנחסך בפעילות זו, ויעריך את הפרמיה הסביבתית הראוייה בהתאם.

9. סיכום הערכת תועלות

1.9 סיכום הערכת תועלות

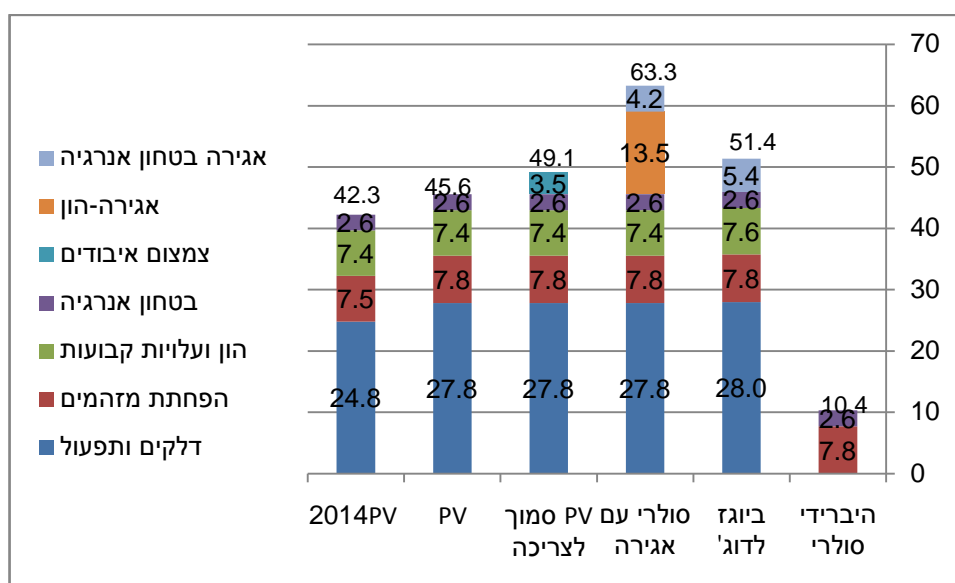
למען נוחות הקריאה, נסכם בצורה בהירה את תוצאות ניתוחינו. התוצאות יתייחסו להערכת התועלת של MW 200 תוספתיים למכסות שכבר ניתנו ע"י רשות החשמל, אשר יותקנו ב-2013. מכיון שהניתוח רגיש לשעות הייצור, ייתכנו הבדלים משמעותיים בין טכנולוגיות שונות של אנרגיות מתחדשות. בטבלה להלן נתרכז בעיקר בפרופיל ייצור של מתקן סולארי. נזכיר כי המתודולוגיה מאפשרת חישוב פרטני לכל טכנולוגיה, ומחייבת עדכון נתונים מעת לעת על מנת לשמר את רלבנטיות הניתוח למציאות המשתנה.

יש לזכור כי החיסכון בדלקים רגיש לשעת אספקת החשמל, כפי שצוין בפרק הרלבנטי, וכי הוועדה ממליצה לתגמל באופן ישיר ע"פ שעת האספקה. המספרים כאן מהווים ממוצע ע"פ פרופיל הייצור הנורמטיבי, ואינם מספר מחייב.

מכיוון שישנן עדויות רבות לכך שמתקני אנרגיה מתחדשת מאפשרים ייצור אנרגיה לאורך 25 שנים ויותר, הסדרת מחיר הרכישה מהם לתקופה קצרה מכך מותירה ערך משקי נוסף בכך שיוותרו מתקני ייצור אשר יוכלו למכור חשמל בעלות האחזקה שלהם, המוערכת בכ- 15 אגורות לקוט"ש. מתקן פוטו-וולטאי אשר יפעל במשך 25 שנים, כאשר בחמש השנים האחרונות הוא פועל ברמת נצילות של 80% בלבד מיכולתו המקורית (1400 שעות בשנה), מניב תועלת נוספת של 3.3 אגורות לקוט"ש עבור כל קוט"ש שייצור במהלך 20 השנים המוסדרות. תועלת זו עשויה להיות אף גבוהה יותר עבור מתקנים הפועלים זמן רב יותר, כדוגמת תחנות תרמו-סולאריות. בהערכת התועלת להלן, הונח כי ההתקשרות עם המתקנים תוארך ל-25 שנה (כפי שמומלץ בפרק 10), כך שתועלת זו תשוקלל בתעריף. אי הרחבת משך תקופת ההתקשרות תחייב שקלול של רכיב תועלת זה (ערך שיורי), המוערך בכ- 3.3 אגורות לקוט"ש למתקן פוטו וולטאי.

סעיף	כימות התועלת	הערות ותוספות
חיסכון בדלקים ועלויות משתנות	27.8 אגורות	מתקן סולרי נורמטיבי. כמות של 200-400 MW, בשנת 2013. למתקנים אחרים יש לחשב ע"פ שעות הייצור החזויות שלהם.
חיסכון בהון למשק החשמל	7.4 אגורות	ל 200 MW סולרי תוספתי. לטכנולוגיות אחרות יש לבצע הרצה נפרדת
פרמיית ייצור סמוך לצריכה	3.5 אגורות	לגגות או מתקנים הצמודים לצריכה
פרמיית Dispatch	1-17 אגורות על הון + 1-5 אגורות על ביטוח (25 אגורות למתקן עם שליטה מלאה "בר שיגור")	למתקנים בעלי יכולת אגירה או שליטה על שעות הייצור
צמצום זיהום אוויר	7.75 אגורות	למתקן סולרי. ייתכן ויש מתקנים בטכנולוגיות אחרות (לדוגמה שריפת פסולת) אשר מפחיתים פליטות אך לא מצמצמים אותם לחלוטין ודורשים חישוב פרטני
תועלת בטחון אנרגיה	2.6 אגורות	מושפעת מרמת יכולת ההספק (capacity credit)
תועלת תעסוקתית	פרטנית לפי פרוייקט	
סה"כ	45.5-63.2 אגורות למתקן סולרי	
ערך שיורי	3.3 אגורות	רלוונטי למתקנים אשר אורך החיים הטכנולוגי שלהם ארוך מהסדר הרכישה. לדוגמה, מתקנים הצפויים לפעול 25 שנים בעוד הסדר הרכישה הוא ל 20 שנים בלבד.

לוח 1. סיכום תועלות למשק החשמל פר קוט"ש למתקן נורמטיבי המותקן ב 2013



הערות: סולרי עם אגירה- ע"פ מקדם CAPACITY CREDIT של 85%.

ביוגז- ע"פ 100% CC, 5000 שעות בשנה, ללא יכולת אופטימיזציה של השעות.

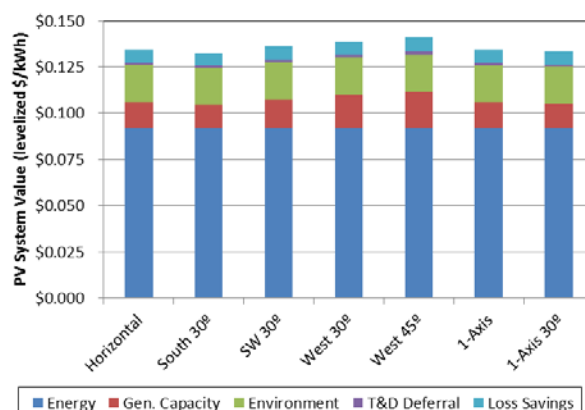
היברידי סולרי- לערך זה יש להוסיף את שווי האנרגיה המופקת מהמתקן

טבלה 1. פירוט תועלות ע"פ סוג טכנולוגיה

PV 2014	PV 2013	סמך PV לצריכה	סולרי עם אגירה	ביוגז לדוג'	היברידי סולרי	
24.8	27.8	27.8	27.8	28.0		דלקים ותפעול
7.5	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	הפחתת מזהמים
7.4	7.4	7.4	7.4	7.6		הון ועלויות קבועות
2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	בטחון אנרגיה
		3.5				צמצום איבודים
			13.5			אגירה-הון
			4.2	5.4		אגירה בטחון אנרגיה
42.3	45.6	49.1	63.3	51.4	10.35	סה"כ

2.9 תוצאות מחקרים אחרים בעולם

All Value Components from the Calculator Go into the "Value of Solar"



העבודה שנערכה ע"י חברת הייעוץ CPR עבור שילוב אנרגיות מתחדשות באוסטין ¹¹, טקסס השתמשה (באופן בלתי תלוי לחלוטין) במתודולוגיה דומה מאד לעבודת הוועדה, והגיעה לתוצאות כמותיות דומות מאד (סביב ה 50 אגורות לקוט"ש פוטו וולטאי ב 2013). למכון המחקר מתודולוגיה סדורה הכוללת גם היא את כימות החיסכון בדלקים, הון ועלויות תפעול קבועות ומשתנות, צמצום מזהמים וצמצום איבודים ועלויות הולכה וחלוקה. הוועדה העריכה את התועלות בכ 13 סנט לקוט"ש. המחקר המוצג הוזמן ע"י מספר רשויות חשמל בארה"ב על מנת לבנות הערכות תעריפיות לאנרגיות סולריות במתארים שונים. כפי שהוצג בתחילת הדו"ח, מספר עבודות דומות הגיעו, תוך שימוש במגוון שיטות, לממצאים דומים יחסית. ¹²

¹¹ Tom Hoff, Value of PV roundtable, Eilat Eilat Conference 2012 וראו

¹² <http://cleanpower.com/research/economic-valuation-research> למאמרים נוספים בנושא

Jason Keyes and Joseph , "A generalized approach to assessing the rate impacts of net metering" ¹²

2012 ,Interstate renewable energy council ,Wiedman
Designing Austin Energy's Solar Tariff using a distributed PV value calculator, Clean power research
and Austin energy

"The Value of distributed Solar Electric Generation Generation to New Jersey and Pennsylvania",
Richard Perez, Benjamin Norris. Thomas Hoff, Clean Power Research for the Mid-Atlantic Solar Energy
industries association

01. דרכים לצמצום עלות מתקני אנרגיה מתחדשת

1.01 רקע

לאחר הערכת התועלת הכלכלית משילוב מתקני אנרגיה מתחדשת, ישנה חשיבות רבה לצמצום העלויות בהקמת מתקנים אלו, והקדמת המועד בו מתקנים כאלה יוכלו להשתלב באופן תחרותי ברשת החשמל הישראלית. חלק גדול מהעלות הקיימת כיום בהקמת המתקנים נובעת ממגבלות רגולטוריות, ולא מעלות הציוד או ההתקנה. בעמודים הקרובים ננסה לסקור נושאים מרכזיים אשר הסדרה משופרת שלהם עשויה להוריד באופן משמעותי את העלויות העומדות בפני היזמות בהקמת מתקנים, ולצמצם את עלות האנרגיה המתחדשת והשפעתה על תעריף החשמל.

2.01 משך ההתקשרות

הקמת מתקנים לייצור חשמל מאנרגיה מתחדשת מתבססים על חוזי רכישה מובטחים לתקופה מוגדרת, המספקים את הוודאות הנדרשת להשקעה החד פעמית הגבוהה בתחילת חיי המתקן. חוזים אלו כוללים התחייבות של ספק השירות החיוני (חברת החשמל) לרכישת כל החשמל המסופק להם במחיר קבוע לאורך תקופת ההתקשרות. תקופת ההתקשרות המקובלת בישראל בתחום האנרגיות המתחדשות (כמו גם בתחומים נוספים במשק האנרגיה) הייתה ל- 20 שנים. תקופה זו התאימה הן למשכי זמן האחריות המקובלים של חלק גדול מיצרני הציוד למתקנים הסולריים (אשר מהווים רוב מכריע של מתקני האנרגיה המתחדשת עד כה), והן למשכי הזמן המקובלים להתקשרות במשק החשמל.

למשך זמן ההתקשרות משמעות גדולה על עלות הקמת המתקנים, ועל העלות הנגזרת משילובם למשק ולתעריף החשמל. הניסיון הנצבר בתחום האנרגיה המתחדשת, מראה כי במקרים רבים הציוד נשאר תקין לתקופות ארוכות באופן משמעותי מ- 20 שנה. בנוסף לכך, עלויות הציוד הפוחתות מאפשרות להחליף בהדרגה את הציוד התקול ולשמר רמה גבוהה יחסית של ייצור חשמל.

בשונה ממתקנים המבוססים על דלק פוסילי, חלק מכריע של עלות הייצור במתקנים של אנרגיה מתחדשת הוא בשלב ההקמה. לאור זאת, עלות המימון של המתקנים מהווה חלק מהותי ממבנה העלויות שלהם, והיא ידועה כבר ברגע ההקמה. מכיוון שחוסר הוודאות לגבי מחיר השוק של חשמל בעוד 20 שנה היא גבוהה מאוד (בעיקר בשל אי הודאות הכרוכה במחירי הדלקים), הגורמים המממנים אינם יכולים להתחשב בפוטנציאל הכנסות זה בבניית תזרים המזומנים החזוי, והמימון לפרויקטים מתבסס על משך ההתקשרות המובטחת בלבד. כך, סיכוני הפרויקט ודרישות ההחזר השנתי עולות, וכך גם עלויות המימון הנדרשות מהיזם.

הארכת משך ההתקשרות מאפשרת גם למשק החשמל להגדיל את הוודאות ארוכת הטווח של מחיר החשמל באמצעות התחייבות ארוכה יתר, במחיר זול יותר, עבור אותה כמות אנרגיה. מכיוון שהועדה בחנה את שיטת התגמול לפי התועלת מהמתקנים ולא לאור עלותם, הארכת משך ההתקשרות היא בעלת הגיון רב. בעוד בשיטת התגמול על פי העלות היה קושי להארכת משך ההתקשרות במחיר גבוה מהתועלת המסופקת, במודל המוצע, לאור העובדה כי החשמל מסופק במחיר הוגן אין מניעה להאריך את חוזי ההתקשרות, לכלול בתוכן אופציות הארכה, ולאפשר

אספקת חשמל לתקופה ארוכה במחיר יעיל משקית. באופן כללי יש לשאוף למתן וודאות לאורך חיי הציוד וייצור החשמל.

למתקנים המותקנים על קרקע חקלאית ישנם מגבלות נוספות של הארכת משך ההתקשרות הקשורים באופי ההתקשרות מול מינהל מקרקעי ישראל ומערכת המס הקשורה בעסקות אלה. מגבלות שונות גורמות לכך שההתקשרות הסטנדרטית מול המינהל היא ע"י חכירה ולא רכישה, ועל כן נחתמת העברת הבעלות על הקרקע לתקופה הפחותה מ- 25 שנה.

בדיקה כלכלית שערכה הוועדה העלתה כי הארכת ההתקשרות המבטיחה רכישת חשמל במחיר קבוע מאפשרת שלושה יתרונות: (1) הקטנת התנודתיות ארוכת הטווח של מחירי החשמל לצרכן. (2) הקטנת עלות מימון המיזמים באמצעות האפשרות לקחת הלוואות ארוכות יותר. (3) הקטנת אי הוודאות של היזם המאפשרת את הקטנת פרמיית הסיכון עבורו, המאפשרת צמצום עלויות נוסף. בחישוב כולל, במבנה העלויות והמימון הנוכחיים ניתן להוריד עלויות בשיעור של כ- 5 אגורות לקוט"ש למתקן PV (כ- 8% מהתעריף). לאור זאת, ממליצה הוועדה על הארכת ההתקשרות המקובלת בתחום האנרגיה המתחדשת לתקופה של 25 שנים.

על מנת למקסם את הפוטנציאל ליעילות ולצמצום העלויות למשק החשמל, מומלץ להוסיף בחוזים אופציה ליזם המאפשרת לו למכור החשמל לספק השירות החיוני בחלק כלשהו מסכום ההתקשרות הריאלי שהוסכם ל- 25 השנים הראשונות, לתקופה של 10 שנים נוספות. אופציה זו מאפשרת לשקלל, גם אם בגורם היוון גבוה מאוד, את ייצור האנרגיה ארוך הטווח של המתקן, ולהוזיל עוד את עלויות הייצור. מדיניות כזו מחייבת תיאום הדוק מול מינהל מקרקעי ישראל ורשות המסים.

מכיוון שישנן עדויות רבות לכך שמתקני אנרגיה מתחדשת מאפשרים ייצור אנרגיה לאורך 25 ואפילו 30 שנים, הסדרת מחיר הרכישה מהם לתקופה קצרה מכך מותירה ערך משקי בכל שיוותרו מתקני ייצור אשר יוכלו למכור חשמל בעלות האחזקה שלהם, המוערכת בכ 15 אגורות לקוט"ש. חישוב שמרני של מתקן פוטו-וולטאי אשר יפעל במשך 25 שנים, כאשר בחמש השנים האחרונות הוא פועל ברמת נצילות של 80% בלבד מיכולתו המקורית (1400 שעות בשנה), מניב תועלת נוספת של 3.3 אגורות לקוט"ש עבור כל קוט"ש שיוצר במהלך 20 השנים המוסדרות. תועלת זו עשויה להיות אף גבוהה יותר עבור מתקנים הפועלים זמן רב יותר, כדוגמת תחנות תרמו-סולאריות. אי הרחבת משך תקופת ההתקשרות מחייבת שקלול של רכיב תועלת זה.

3.01 מהירות אישור בקשות

תחום המתקנים הפוטו-וולטאיים הקטנים התקדם בחמש השנים האחרונות במהירות, ובמובנים רבים חדל להיות תעשיית "ינוקא". היקף ההתקנות הרב והצורך בתהליך פרטני מקיף לכל מיזם מטילים על הגופים הרגולטורים עול ניכר, וכוללים עלויות למערכת הממשלתית. התהליך מוסיף זמן ואי ודאות לתהליך ההתקנה הפשוט יחסית, ומייקרים אותו שלא לצורך. בשל הודאות הטכנית הרבה יחסית הקיימת בתחום זה, ממליצה הוועדה להעלות את מכסת האישור למתקנים ביתיים אשר אינם דורשים אישור מ- 50 KW ל- 630 KW ואולי אף למעלה מזה. צעד זה יקל על התקנת מתקנים ביתיים בגודל זה ויאפשר לגורמים הרגולטוריים התמקדות במתקנים מורכבים יותר. מעבר לצמצום משכי הזמן הנדרשים ותנאי הסף, מומלץ להגדיל את הוודאות בתחום

באמצעות הגדרת זמני מקסימום לאישור בקשות ותיאום בין גופי בהסדרת מסלול אישור מתואם ומתואם בזמן.

4.01 נט-מיטרינג

הוועדה רואה ערך רב בהסדרה צרכנית המשלימה את המתודולוגיה המוצעת בדו"ח זה ומאפשרת לצרכנים לצמצם את צריכת האנרגיה שלהם מהרשת באמצעות ייצור עצמי של אנרגיה מתחדשת. הוועדה מברכת את צעדי הגופים השונים העוסקים בנושא להסדרה ראשונית של נושא זה. צעד זה מאפשר כניסה מושכלת של ייצור חשמל מבוזר על בסיס הגיון כלכלי הנובע מהתעריף הצרכני, ולא מחישובי תועלת משקית. יש לוודא כי ההסדרה העתידית של התחום תאפשר כניסה רחבת היקף של צרכנים להסדר זה, ותהווה חלק מההתקדמות לקראת היעד הממשלתי בשנים 2014 ו-2020. הסדרה זו מאפשרת צמצום עלויות הרגולציה הכרוכות בהסדרה יצרנית, ומקלה על כניסת יזמים וצרכנים קטנים למשק האנרגיה המתחדשת. הסדרה זו מהווה שלמעשה השלמה למתודולוגיה המוצעת, הבוחנת מה השווי הכלכלי המשקי של ייצור אנרגיה מתחדשת לרשת החשמל, ולא לצריכה עצמית בלבד.

5.01 דרישות הון עצמי

הרגולציה הנוכחית דורשת העמדת 20% מהעלות הנורמטיבית של הפרויקט כהון עצמי. הרגולציה גם אינה מאפשרת את העמדת הון זה כהלוואות בעלים אלא רק כהון מניות. דרישה זו מייקרת את עלויות המימון, ומתאימה יותר למתקנים בהיקף גדול אשר רשת החשמל מתבססת בתכנון שלה עליהם, ומעוניינת לוודא את יכולת ותמריץ היזם להקים את התקן בהצלחה. מודל זה אינו מתאים לשוק של כמות גדולה של מתקנים קטנים, אשר עלות המימון מהווה חלק משמעותי מעלותם, ושאינו להם השפעה מובהקת על תכנון רשת החשמל. מעבר לכך, ההתקדמות שחלה בשוק המימון בהכרת פרויקטים מסוג זה גרמה לכך שהמגבלות האמיתיות החלות על הפרויקטים מגיעים באופן עצמאי מהגורמים המממנים, ללא צורך בהתערבות ממשלתית. לאור התברגות שוק המימון לפרויקטים אלה וההיכרות המוגברת של גופי המימון עם אופי הפרויקטים, ממליצה הוועדה להקל בדרישות אלו ולבחון אפשרות של חובת העמדת 10% הון עצמי בלבד, או שימוש בכלים פיננסיים אחרים להבטחת רצינות הפרויקט.

6.01 מגבלת לווה בודד של חברת חשמל

העובדה כי מימון פרויקטים של אנרגיה מתחדשת, כמו גם יחידות חשמל פרטיות, כלולה במסגרת סיכון האשראי של חברת החשמל גורמת לכך שחלקים ממערכת הבנקאות הישראלית מוגבלים ביכולתם להשתתף במימון זה בשל מגבלת לווה בודד של בנק ישראל. הוועדה רואה ערך בהוזלת עלויות המימון של פרויקטים במשק החשמל, וסוברת כי יש למצוא דרך בשיתוף פעולה בין רשות החשמל, בנק ישראל והחשב הכללי להקלת מגבלה זו הפוגעת בפרויקטים אשר אינם חשופים ישירות לחברת החשמל. פתרון קושי זה יגביר את התחרות בין גורמי המימון על פעילות בסקטור זה, ותוזיל את עלויות המימון שלו.

7.01 מנגנוני הצמדה

מכיוון שהמימון לפרויקטים של ייצור חשמל מאנרגיה מתחדשת בנוי על תזרים מזומנים לאורך עשרים שנה, ישנה חשיבות רבה למנגנון ההצמדה של תשלומים אלו. התשלומים כיום צמודים

למדד המחירים לצרכן, דבר המבטיח ליזם תשואה ריאלית קבועה. עם זאת, מנגנון הצמדה מוריד את הכדאיות של השקעה זו עבור גופי מימון וביצוע זרים, להם מדד המחירים לצרכן אינו מדד ייחוס רלבנטי.

הוועדה רואה חשיבות בפיתוח שוק תחרותי ומרובה שחקנים בתחומים אלו. במסגרת זאת ישנה חשיבות למשיכת גופים זרים למשק זה. לגופים אלה נגישות למקורות מימון זרים, ולידע וניסיון ומומחיות בינלאומיים. מתן אפשרות להצמדת התשלומים (או חלקם, בהחלטה מראש) לדולר במקום למדד המחירים לצרכן תקל על כניסת גופים אלו. החשיפה לדולר במקום למדד המחירים לצרכן היא כזו אשר אינה מטילה על חברת החשמל סיכון מיוחד לאור החשיפה הקבועה של החברה לשער הדולר בשל רכישת הדלקים, ומנגנוני הגידור הרגילים שהיא מפעילה. ניתן גם להציע הצמדה זו כאופציה שעלות בצידה בשל חובת הגידור שהיא מחייבת.

8.01 עלות חכירת הקרקע והיטלי השבחה

תהליך קביעת התעריפים בעבר יצר לעתים מעגל קסמים אשר היווה חסם אפקטיבי בהתפתחות משק האנרגיה המתחדשת בישראל. חישוב התעריף למתקנים מתבצע ע"י רשות החשמל באופן המשקלל את כלל העלויות הנורמטיביות הנדרשות להקמה. הרשות שקללה באופן היסטורי מחיר קרקע נמוך, ע"פ החלטות ישנות של הרשות למקרקעי ישראל המתייחסות לשווי הקרקע כפונקציה של השווי האלטרנטיבי שלה, אשר הינו בדרך כלל חקלאות.

מבחינה כלכלית, מכיוון שכל שאר המשתנים קבועים, ערך הקרקע עבור היזם הוא דינמי ביותר, והוא למעשה הפער בין התעריפים המובטחים לשאר עלויות הייצור בפועל. התעריפים מתעדכנים בקצב איטי מהשינויים בעלויות הציוד, כך שהרווח היזמי לעתים היה גבוה מהמתוכנן. במקרים אלו, כצפוי, זינק ערך הקרקע אשר נדרש ע"י החוכרים בשיעור ההפרש, והגיע לסכומים אשר בעבר נחשבו אסטרנומיים. דמי החכירה הנדרשים ע"י רמ"י השתנו בהתאם, ועודכנו לשקף עלויות קרקע גבוהות ביותר. במצב כזה היו שתי אפשרויות:

1. הכרה בעלויות אלו ע"י רשות החשמל - והעלאת התעריפים בהתאם, דבר אשר יעלה שוב את ערך הקרקע, ובהתאם את התעריפים. מדובר במעגל קסמים אשר אינו מתכנס כיון שהתעריף תלוי בעלות הקרקע ועלות הקרקע תלויה בתעריף. מעבר לכך, משמעות עליית התעריף המסובסד בשל עלויות הקרקע היא העברת כסף מצרכני החשמל למדינה, דבר המנוגד לעקרונות חוק משק החשמל.

2. אי הכרה בעלויות אלו ע"י רשות החשמל, ויצירת חסם למימוש יעדי הממשלה בתחום האנרגיות המתחדשות לאור אי ההלימה בין עלויות החכירה בפועל לעלויות המוכרות ע"י רשות החשמל בחישוב התעריף.

הפתרון הנכון לדעת הוועדה, אשר גובש בשיתוף רשות מקרקעי ישראל ורשות החשמל, מחייב מנגנון דינמי המוודא את ביטול הרווח היזמי העודף, ומאפשר הערכה ראויה של שווי הקרקע, בהתאם לשווי שימוש אלטרנטיבי ופרמטרים כלכליים אחרים. במסגרת פתרונות מסוג זה ניתן למנות הצמדה של התעריף לעלות הציוד או קשירה בין עלות הקרקע לתעריף. אי יישום של מנגנון מסוג זה ימשיך להביא לתקופות שבהן קיים חוסר איזון בין התעריף למחיר הקרקע, תופעה אשר תיצור אי וודאות מיותרת לתהליך, ועשויה אף לעצור אותו.

11. פיתוח ושדרוג רשת החשמל

11.1 מגבלות לחדירת אנרגיה מתחדשת

ניצול רחב היקף של אנרגיה ממקורות מתחדשים טומן בחובו אתגרים לא פשוטים עבור רשת החשמל. מקורות אלה סובלים מתנודתיות רבה ברמת ייצור האנרגיה שלהם בין העונות, במהלך הימים, ואפילו ברמה התוך שעתית. תנודתיות זו אינה תמיד ניתנת לניהול, ומציבה קשיים אמיתיים בניהול מערכת החשמל בזמן אמת. מורכבות זו גוברת ככל שהיקף המקורות הבלתי יציבים ברשת גובר, וככל שהתאימות בין פרופיל הייצור שלהם גבוהה יותר. בטווח הזמן הקרוב נראה כי מרבית מתקני האנרגיה המתחדשת שישתלבו ברשת יהיו באותה טכנולוגיה (סולרית), דבר המהווה אתגר לשילוב רחב היקף של מקור זה ברשת.

מערכת החשמל נבנתה לאורך השנים להתמודד עם תנודתיות בצד הביקוש באמצעות שליטה על צד ההיצע. כיום, למערכת החשמל יש מגבלות בהתמודדות עם תנודתיות משמעותית בצד ההיצע אשר אינה מתואמת עם צד הביקוש. על מנת לשפר את יכולת המערכת בהתמודדות זו ישנם מספר כלים פוטנציאליים:

1. יכולת שליטה או השפעה על ביקושי צרכנים תוך זמן יחסית קצר (דומה לזמני העמסה או הורדה של יחידות ייצור מהרשת). הדבר דורש תמריצים משמעותיים כמו גם יכולת טכנולוגית.
 2. אגירת חשמל, הנותנת למנהל המערכת כלי מהיר להתמודדות עם תנודתיות בצד ההיצע כמו גם הביקוש.
 3. רשת הולכה בעלת קיבולת מספקת ומשאבים "חכמים" המאפשרים לה לאזן בזמן אמת בין שינויים בביקוש ובהיצע.
- לצד זאת, נעזרים מנהלי מערכת ברחבי העולם במודלים של חיזוי על בסיס מזג אוויר כדי לצפות פרופיל ייצור יומי חזוי של מקורות האנרגיה המתחדשת התנודתית (שמש ורוח).

11.2 צעדים נדרשים

על מדיניות הממשלה, אשר הציבה לעצמה יעד של ייצור 10% מאנרגיות מתחדשות עד 2020, להקציב משאבים ותשומות לב לשדרוג רשת החשמל הישראלית, וליצירת התשתית המאפשרת עמידה ביעדים אלו. צעדים אלו כוללים את הרחבת רכיב האגירה ברשת החשמל- בין אם באמצעות אגירה מרכזית (כמו אגירה שאובה) ובין אם בתמרוץ שימוש בפתרונות לאגירה מקומית, כפי שמוצע בדו"ח זה.

במקביל להגברת השימוש באגירה, יש לבחון את פיתוח רשת ההולכה ואת תאימותה לשילוב מקורות אנרגיה מתחדשת בהיקף המתוכנן. על פעילות זו להתבצע ע"ע הממשלה ורשות החשמל בשיתוף פעולה עם חברת החשמל, תוך שקיפות ויידוע הגורמים הרלבנטיים על הפוטנציאל והחסמים בתחום.

הערכת הערך הנמנע של תוספת הספק תרמי בעקבות השתלבות יחידות סולריות

הנושא שבנדון מהווה אחת מנקודות התורפה בתכנון מערכות החשמל ברחבי העולם. במאמרים רבים, שיצאו מאז שנות התשעים, נותחו שיקולים שונים הקשורים ליכולת הסתמכות על מקורות אנרגיה מתחדשים (שמטבעם אינם נתונים לשליטה מלאה ע"י הפיקוח על העומס – Non-dispatchable) בחישובי אמינות מערכת הייצור ובתכנון כולל של מערכת החשמל. מן הראוי לציין שרוב הניתוחים הוקדשו לטורבינות רוח, אשר השתלבו בקני מידה רחב בחלק מהמדינות המפותחות, ולא לתחנות סולריות.

אנרגית שמש זמינה, בדרך כלל, באותן שעות היממה בכל עונה ועונה והתפלגות עוצמת הקרינה לאורך אותן השעות ניתנת לחיזוי טוב יותר על בסיס נתונים סטטיסטיים. כמובן, ניתן לקבוע מראש את שעות היממה בהן היחידות הסולריות לא יכולות לתרום לייצור החשמל. הדבר מקל במידה מסוימת על הערכת התרומה המירבית של היחידות הסולריות לאמינות מערכת הייצור ועל חישוב של Capacity Credit המגיע להן אך עדיין משאיר מקום להתלבטויות לגבי המידה הנכונה של ההסתמכות על הספק התחנות הסולריות בתכנון מערכת הייצור.

בעקבות הנ"ל מצאנו לנכון לבצע עבודה תיאורטית זו, שמטרתה לשפוך אור נוסף על מספר סוגיות מרכזיות הקשורות לתרומה הפוטנציאלית של התחנות הסולריות ליכולת הייצור במשק החשמל הישראלי, וזאת בתקווה שהדבר יקל על הצוות הבין משרדי בקביעת עמדתו בנושא שבנדון.

הנחות יסוד

העבודה התבססה על הנחות היסוד כדלקמן:

- תחזית הביקוש לחשמל המניחה פיתוח כלכלי סביר ועומס חום קיצוני, אשר משמשת לתכנון מערכת הייצור לטווח ארוך.
- פרמטרים טכנו-כלכליים של יחידות הייצור בהתאם לדו"ח "ריכוז נתונים לצורך תכנון מערכת הייצור של חברת החשמל" מאפריל 2011.

- ערכים מופחתים של EFOR ותקופות אחזקה קצרות יותר עבור חלק מיחידות הייצור במערכת בהתאם להנחיות היסוד של הרשות לחשמל.
- אמצעי ייצור החשמל המועמדים לפיתוח מערכת הייצור: מחז"מים וטורבינות גז מסוג LMS100.

תיאור הבדיקות

על מנת להעריך את ה-Capacity Credit המגיע לתחנות סולריות נדרש, ראשית כל, לנטרל את ההשפעה האפשרית של פיתוח יתר הצפוי בעקבות כניסה מסיבית של יצרנים פרטיים בתקופה 2014-2017 על פוטנציאל התרומה של התחנות הסולריות לאמינות המערכת.

לכן, בשלב הראשון בוצעה אופטימיזציה מערכתית לקבלת תוכנית פיתוח אופטימאלית (העונה לדרישות קריטריון האמינות בכל שנה) עד שנת 2030 בתסריט הייחוס, ללא תחנות סולריות, וזאת ללא פיתוח יתר (תוך התעלמות משורה ארוכה של יצרנים פרטיים בטכנולוגיות שונות המתוכננים להשתלב בשנים הקרובות).

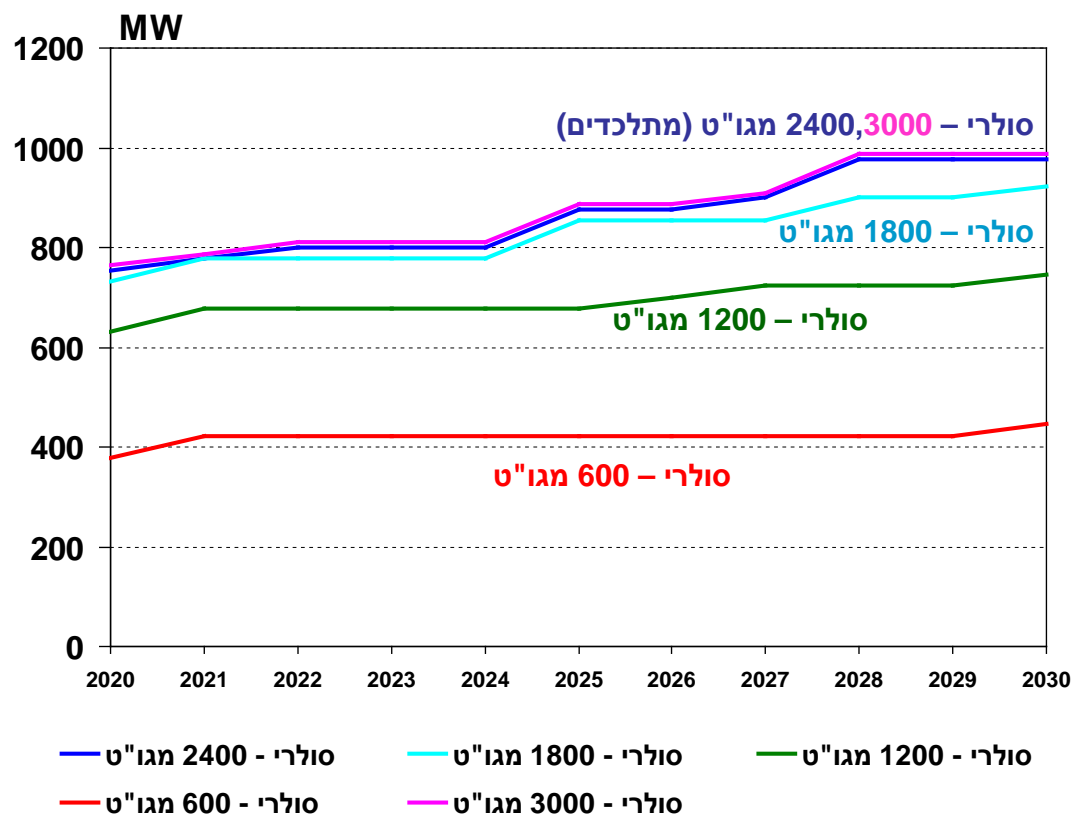
בתוכנית הפיתוח האופטימאלית עד 2030 השתלבו רק יחידות מחז"מ וטורבינות הגז מסוג LMS100.

בשלב השני חושבה תוכנית הפיתוח האופטימאלית עבור כל אחד מ- 5 התסריטים המניחים שילוב מאולץ של תחנות סולריות במערכת בהיקף של 600, 1200, 1800, 2400 ו- 3000 מגוואט בהתאמה.

ההשוואה בין 5 תוכניות הפיתוח הללו לבין תוכנית הפיתוח בתסריט ללא תחנות סולריות (תסריט הייחוס) אפשרה לזהות את התרומה הפוטנציאלית של התחנות הסולריות לדחיית הקמה של הספק תרמי חדש במהלך טווח התכנון ואת ה-Capacity Credit המירבי המגיע לתחנות הסולריות (ראה איורים 1 ו- 2).

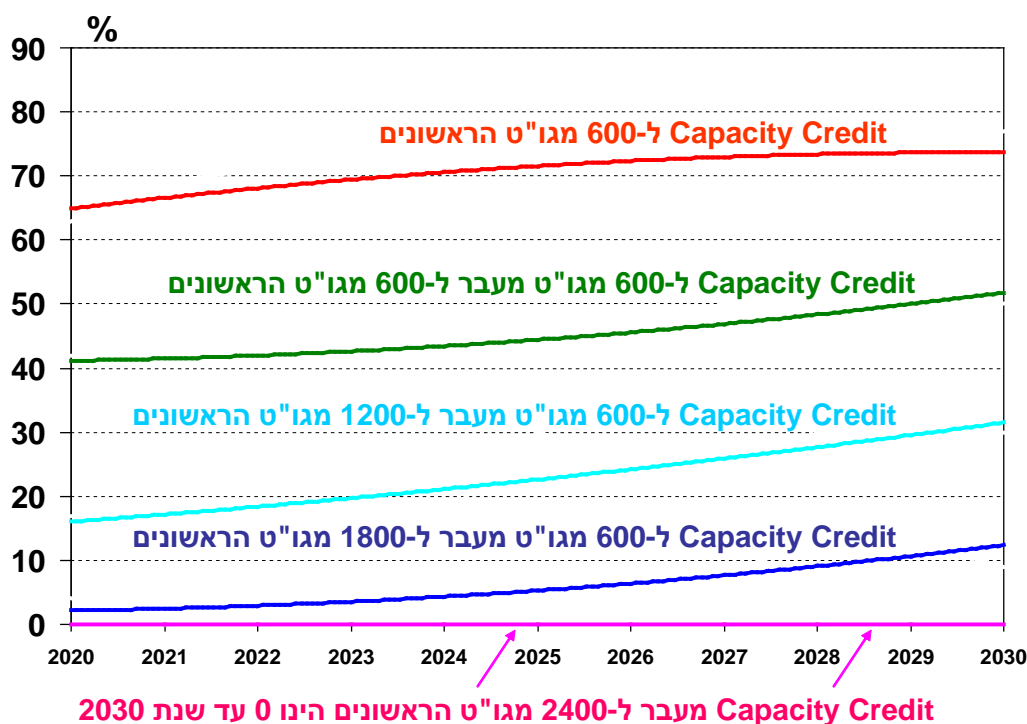
אנו מראים את התמונה החל משנת 2020 על מנת להימנע מאפקט של השנים הראשונות של טווח התכנון בהן תהליך האופטימיזציה יכול להביא לפיתוח יתר מסוים (הקדמת

המחז"מים) מעבר לדרישות קריטריון האמינות תוך שיפור יעילות המערכת וחיסכון בהוצאות הדלק.



איור 1: הערך המצטבר הנמנע של תוספת הספק תרמי בעקבות שילוב הספק סולרי

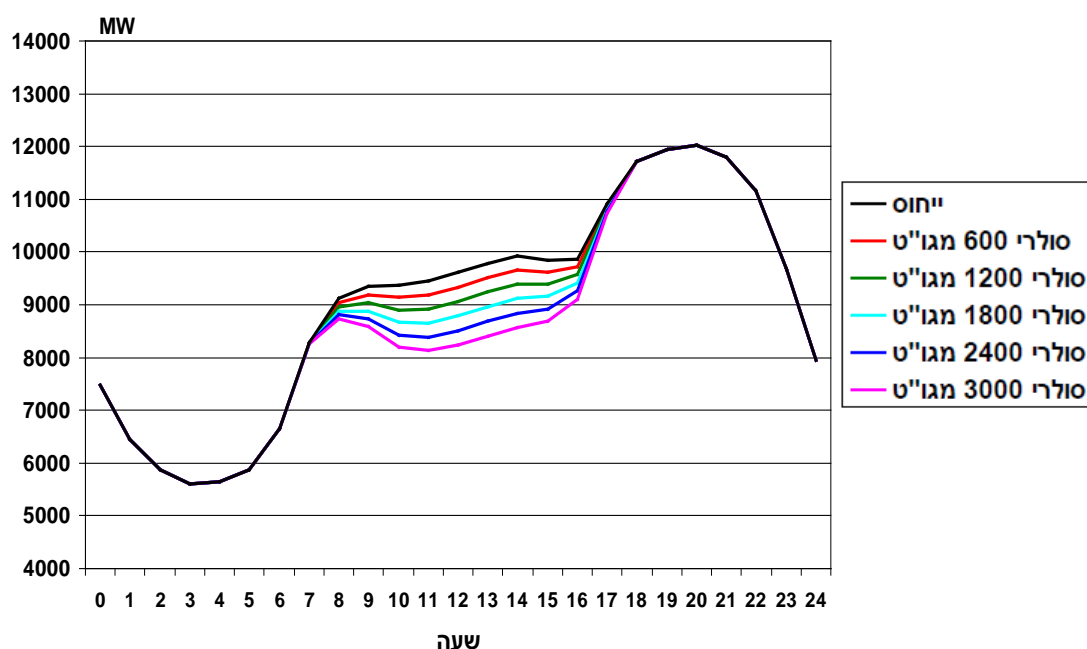
איור 2: Capacity Credit לתחנות סולריות חדשות כתלות בהספק הסולרי הקיים



האיורים 1 ו-2 מאפשרים להסיק מספר מסקנות חשובות :

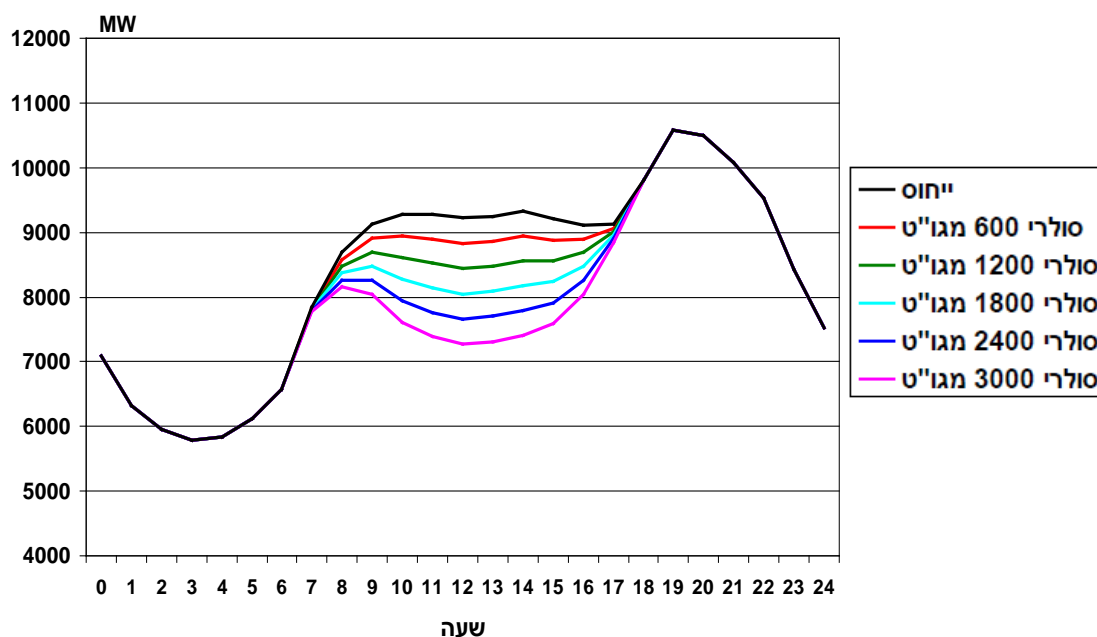
1. ככל שההספק הכולל של יחידות סולריות במערכת עולה התרומה הפוטנציאלית של כל תחנה סולרית נוספת לצמצום הצורך בהקמת הספק תרמי חדש יורדת. בעקבות זאת גם ה-Capacity Credit המגיע ל-600 מגו"ט הראשונים של תחנות סולריות גבוה באופן משמעותי מזה שמגיע ל-600 מגו"ט הבאים וכן הלאה.
2. אם ההספק הסולרי במערכת יישאר קבוע לאורך השנים, תרומתו הפוטנציאלית לצמצום הצורך בהספק תרמי נוסף תעלה עם השנים ותגיע לרוויה בשלב מסוים בעתיד.
3. בחישוב של Capacity Credit מן הראוי לעשות שימוש בעקומות מוחלקות (smoothing), כפי שנעשה באיור 2, על מנת למנוע קפיצות בהספק משנה לשנה בשל הערכים הדיסקרטיים של יחידות תרמיות המשתלבות בתוכנית הפיתוח.

על מנת להסביר את התוצאות המתוארות באיורים 1 ו-2 מצאנו לנכון להשתמש באיורים 3-7 שלהלן אשר נבנו במיוחד לצורך זה.



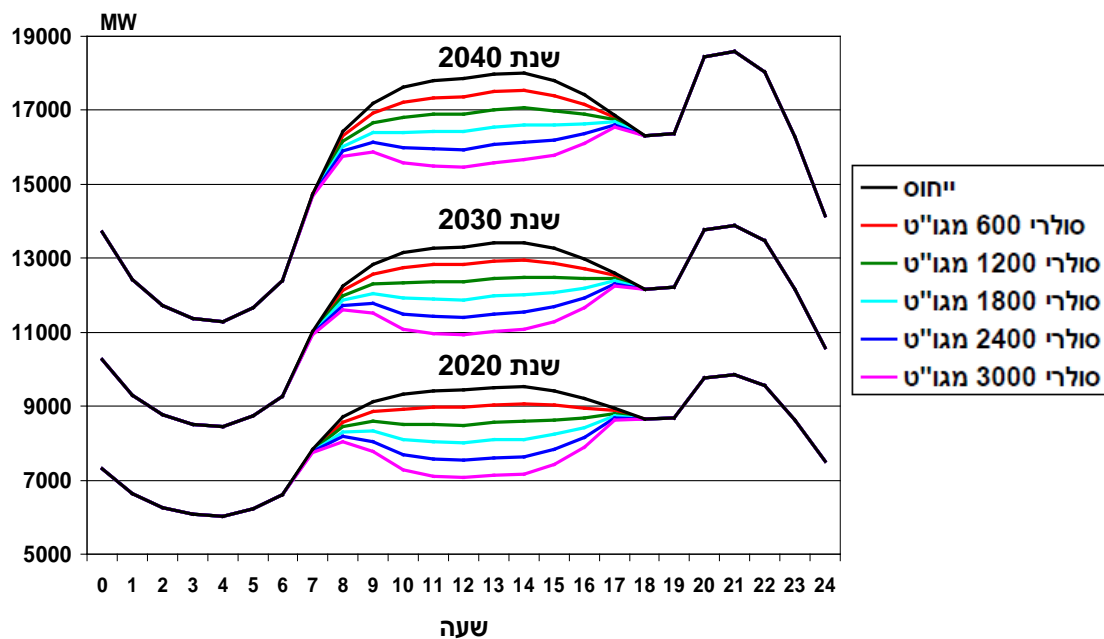
איור 3: עקום העומס ביום אופייני בחודש ינואר של שנת 2020 עם וללא תחנות סולריות

איור 3 מאפשר לראות בבירור שייצור החשמל באמצעות תחנות סולריות בחודשי חורף לא מתרחש בשעות עומס גבוה ולכן אין לצפות לתרומה מוחשית כלשהי לאמינות הספקת החשמל בחודשים אלו. תמונה די דומה (מבחינת פרופיל הביקוש) לחודשי החורף מתרחשת גם בחודש אפריל, כפי שניתן לראות באיור 4, ולרוב תרומתו של הייצור הסולרי אינה מורגשת בשעות עומס גבוה ואין באפשרותו לתרום לאמינות מערכת הייצור.



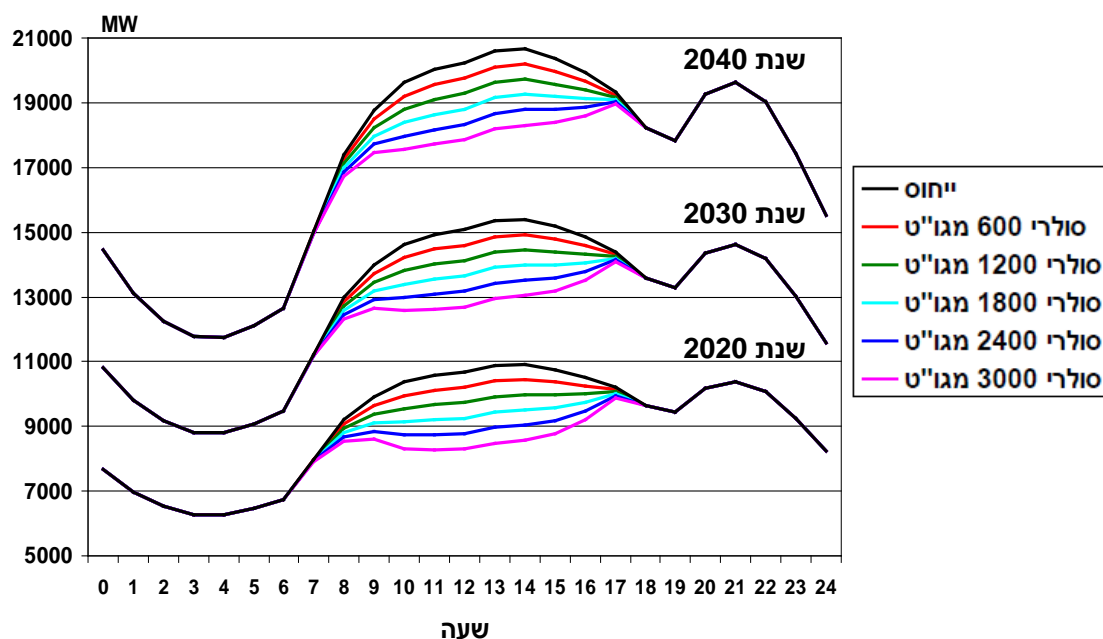
איור 4: עקום העומס ביום אופייני בחודש אפריל של שנת 2020 עם וללא תחנות סולריות

פרופיל העומס היומי מתחיל להשתנות עם התקרבות לקיץ והעומס בשעות היום (בהן מתקיים הייצור הסולרי) מתחיל להתקרב לעומסי השיא היומי אשר מתרחש בשעות הערב. איור 5, אשר מתאר את הפרופיל היומי במחצית הראשונה של חודש מאי, מאפשר לראות שבתקופה זו עדיין שיא העומס היומי צפוי בשעות הערב ואין לצפות לתרומה מוחשית של הייצור הסולרי לאמינות. בנוסף, איור 5 מאפשר לראות שהפער האבסולוטי בין העומסים בשעות היום והערב צפוי לעלות עם השנים ולכן ההשפעה של הייצור הסולרי באותו הספק על אמינות ההספקה בתקופה זו תילך ותצטמצם עם השנים.



איור 5: עקום העומס ביום אופייני בתחילת חודש מאי עם וללא תחנות סולריות

במחצית השנייה של חודש מאי (ראה איור 6) המצב משתנה באופן מהותי. העומסים בשעות הייצור הסולרי עולים מעבר לרמת העומס בשעות הערב ולכן בתקופה זו ניתן כבר לצפות לתרומה מסוימת של התחנות הסולריות לאמינות מערכת הייצור. ניתן לראות באופן ברור שאם בשנת 2020 עדיין אין מקום לצפות לכך שתוספת ההספק הסולרי מעבר ל-600 מגו"ט הראשונים תוכל לתרום לאמינות, אזי עד 2040 העומס האבסולוטי במערכת יגדל באופן משמעותי ובאותן השעות גם הייצור הסולרי שבין 600 ו-1200 מגו"ט כבר עשוי לתרום לשיפור האמינות ול- Capacity Credit הנובע מכך.



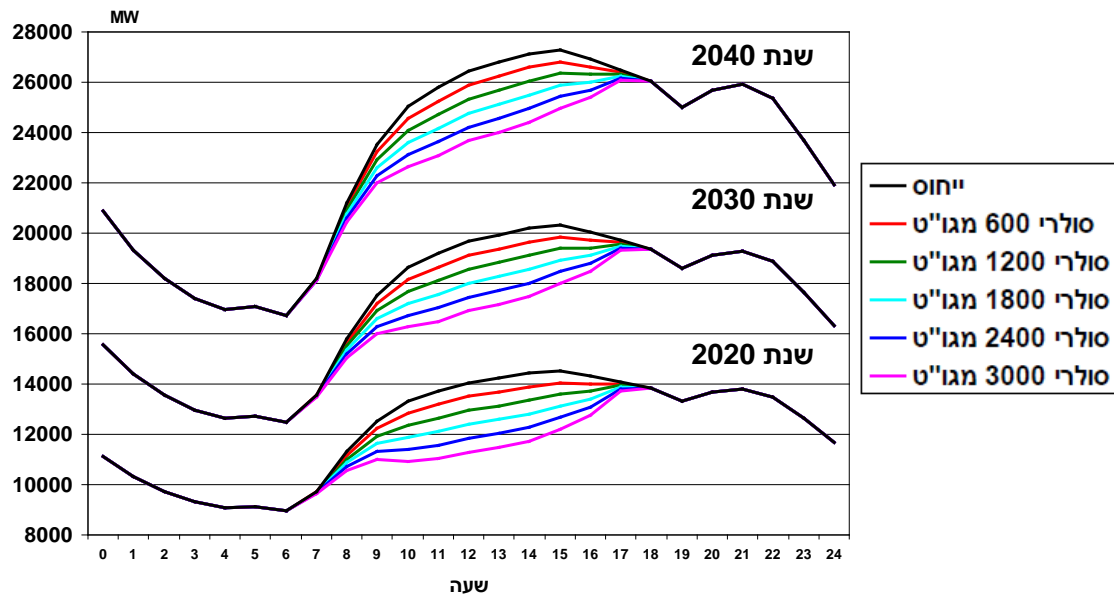
איור 6: עקום העומס ביום אופייני בסוף חודש מאי עם וללא תחנות סולריות

במערכת החשמל הישראלית שיאי העומס השנתיים מתרחשים וצפויים להתרחש בעתיד בחודשים יולי ואוגוסט. לכן, למרות שעבודות האחזקה של יחידות הייצור מתקיימות לא בחודשים אלו אלא ביתר עונות השנה, עדיין לחודשים יולי-אוגוסט השפעה עיקרית על אמינות הספקת החשמל ועל הצורך בתוספת כושר הייצור במערכת. יש להזכיר שבחודשי הקיץ קימת ירידה בהספק התפעולי של טורבינות הגז ושל המחז"מים עקב הטמפרטורה בסביבה.

התרומה של הייצור הסולרי לאספקת עומס ביום אופייני בחודש יולי מתוארת באיור 7.

מתוך הפרופיל של שנת 2020 ניתן לראות של- 600 מגו"ט הראשונים של הייצור הסולרי השפעה חזקה על עקום העומס במשך מספר רב של שעות העומס הגבוה ביותר. ל-600 מגו"ט הבאים (מ-600 עד 1200 מגו"ט) השפעה קטנה יותר, אך עדיין משמעותית (בהשוואה ליתר עונות השנה) ואילו בתחום בין 1200 ו-2400 מגו"ט אין כבר סיבה לצפות לתרומה נוספת משמעותית לאמינות ההספקה.

איור 7: עקום העומס ביום אופייני בחודש יולי עם וללא תחנות סולריות



איור 7 מאפשר לראות שעם השנים העומס במשק החשמל ילך ויגדל ולקראת 2040 ניתן כבר לצפות לתרומה משמעותית לאמינות גם בתחום 1200-1800 מגו"ט של ייצור סולרי.

האמור לעיל מסביר את התוצאות לגבי ה-Capacity Credit המתוארות באיורים 1 ו-2 בהן רואים שעם השנים התרומה הפוטנציאלית של אותו הספק סולרי לדחיית ההקמה של יחידות תרמיות נוספות עולה.

שמעון פרנט

יואל שטרנטל

ד"ר דוד אלמקיאס

31. נספח ב'- הרצות חברת החשמל



חטיבת משאבים אסטרטגיים

אגף תכנון, פיתוח וטכנולוגיה

מח' תוכניות פיתוח מערכת הייצור

תאריך: 20 אוגוסט 2012

ב"א/לול/תשע"ב

מספר: 2012/66/794

אל: מר נתנאל עודד,

כלכלן במועצה לאומית לכלכלה, משרד ראש הממשלה

הנדון: העלויות הנחשבות למשק החשמל בעקבות שילוב אנרגיות מתחדשות

- סימוכין**
1. הנחות יסוד מעודכנות של צוות "תעריף כלכלי" לאנרגיות מתחדשות במסגרת הוועדה הבין-משרדית מתאריך 2012/05/30
 2. פנייתך במייל מתאריך 2012/07/31

בהתאם לבקשת הצוות הבין משרדי שבסימוכין 1 ו-2 חושבו השינויים בצריכת דלקים, ייצור אנרגיה ועלות הייצור כתוצאה מהשתלבותן במערכת ייצור החשמל של יחידות סולאריות נוספות, מעבר למכסות אשר נקבעו בהחלטת הממשלה מיולי 2011.

החישובים בוצעו בהתאם להנחות הייסוד שפורטו בסימוכין 1 ו-2.

בנוסף נבדקה רגישות התוצאות למחירי הפחם המשמשים את חח"י לתכנון משק החשמל לטווח הארוך.

לשם ביצוע הבדיקה המערכתית, נערך דימוי כרונולוגי הסתברותי מפורט באמצעות מודל UCOD.

תוצאות החישובים שמוצגות בטבלאות להלן, מפרטות את השינויים במדדים המבוקשים אשר חלו כתוצאה מהשתלבותן של יחידות סולריות נוספות בתרחישים שהגדרתם:

- טבלאות מס' 1-4 מתארות את השינוי בייצור האנרגיה חשמלית בגז טבעי ;
- טבלאות מס' 5-8 מתארות את השינוי בייצור אנרגיה חשמלית בסולר, פחם, ומזוט ;
- טבלאות מס' 9-10 מתארות את השינוי בייצור אנרגיה חשמלית נטו ביחידות אגירה שאובה
- טבלאות מס' 11-14 מתארות את השינוי בצריכת הגז הטבעי ;
- טבלאות מס' 15-18 מתארות את השינוי בצריכת הסולר, הפחם, והמזוט ;
- טבלאות מס' 19-20 מתארות את השינוי בעלות הדלקים לקוט"ש נוסף המיוצר מאנרגיה סולרית ;
- טבלאות מס' 21-22 מתארות את השינוי במרכיב המשתנה של עלויות תפעול ואחזקה.

חישוב החיסכון בדלקים ובעלויות תפעול ואחזקה משתנות נערכו ע"י ד"ר ש' ויגדר ומר ד' אפללו.

בברכה,

(חתום)

ד"ר ולדימיר גורביץ

(חתום)

בדק: שמעון פרנט

(חתום)

מאשר: ד"ר דוד אלמקיאס

העתק: ד"ר א' ביאנו

תחזית מחירי פחם בהתאם לפניית הצוות הבין משרדי

טבלה מס' 1- חסכון באנרגיה מיוצרת בגז תסריט בסיסי (MWH)

שנה/	טורבינות גז			מחז"מים			פחמיות			מזוטיות			תרחיש
	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'	
2013	25,150	40,420	49,740	291,540	599,980	877,400	0	0	0	114,800	200,970	264,060	
2014	4,600	5,470	6,170	324,830	683,660	1,044,750	0	0	0	62,200	89,890	103,330	
2015	-4,640	-13,590	-16,620	378,460	782,240	1,199,010	0	0	0	12,060	16,770	-7,950	
2016	12,250	20,850	25,140	382,600	787,000	1,215,410	19,870	37,020	49,570	41,470	68,300	82,300	
2017	6,730	13,980	17,250	457,740	915,790	1,307,110	17,490	38,550	80,940	19,080	35,340	43,050	
2018	2,930	3,910	5,230	443,310	841,480	1,213,680	61,730	156,900	267,380	150	-9,160	-14,850	
2019	1,900	3,040	2,860	470,780	935,340	1,358,000	65,630	145,110	250,900	-150	-6,380	-12,830	
2020	4,660	7,140	7,820	487,520	967,000	1,413,960	54,150	128,220	216,220	4,770	7,530	2,620	

טבלה מס' 2- חסכון באנרגיה מיוצרת בגז ניתוח רגישות (MWH)

שנה/	טורבינות גז			מחז"מים			פחמיות			מזוטיות			תרחיש
	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'	
2013	25,150	40,420	49,740	291,540	599,980	877,400	0	0	0	114,800	200,970	264,060	
2014	3,820	5,020	4,980	336,290	702,240	1,061,770	0	0	0	58,970	84,950	93,100	
2015	-3,290	-9,290	-13,920	386,680	798,740	1,233,290	0	0	0	14,120	11,680	-10,230	
2016	10,090	16,690	18,710	426,970	890,080	1,371,010	15,290	25,410	33,030	27,670	42,770	39,690	
2017	12,170	6,820	-7,170	465,990	922,090	1,360,670	38,550	80,030	137,250	-10,930	-3,960	-14,670	
2018	5,050	8,280	10,000	488,740	959,430	1,345,600	38,620	77,940	171,240	-530	-9,250	-32,960	
2019	2,350	3,380	5,130	525,920	1,066,010	1,549,670	21,430	56,470	108,720	-18,950	-33,990	-39,170	
2020	11,160	13,880	17,260	467,890	937,730	1,405,690	17,500	76,160	128,150	4,860	-7,870	-9,570	

תחזית מחירי פחם-חח"י

טבלה מס' 3- חסכון באנרגיה מיוצרת בגז תסריט בסיסי (MWH)

תרחיש שנה/	טורבינות גז			מחז"מים			פחמיות			מזוטיות		
	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'
2013	26,740	42,660	52,320	279,240	575,610	871,910	0	0	0	123,410	209,160	270,120
2014	4,700	6,910	6,060	341,920	723,280	1,131,450	0	0	0	63,520	90,170	92,570
2015	150	-13,400	-15,150	375,570	824,140	1,254,730	0	0	0	17,250	11,320	-4,600
2016	11,440	19,480	23,980	408,540	841,930	1,316,290	15,830	31,090	44,720	34,530	55,220	64,000
2017	5,700	9,800	15,130	459,770	891,550	1,282,920	21,300	31,800	46,560	19,900	36,060	45,710
2018	4,120	3,990	3,670	404,070	791,350	1,133,480	63,490	137,940	217,530	3,690	-7,230	-14,200
2019	2,200	1,810	2,130	430,060	812,920	1,197,080	50,970	127,450	210,980	-50	-6,050	-11,550
2020	3,630	5,760	7,070	425,850	839,250	1,257,830	67,000	131,720	183,070	8,470	9,590	7,070

טבלה מס' 4- חסכון באנרגיה מיוצרת בגז ניתוח רגישות (MWH)

תרחיש שנה/	טורבינות גז			מחז"מים			פחמיות			מזוטיות		
	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'
2013	26,740	42,660	52,320	279,240	575,610	871,910	0	0	0	123,410	209,160	270,120
2014	4,200	4,220	3,440	359,430	736,030	1,139,380	0	0	0	59,640	79,460	82,420
2015	-620	-5,910	-7,600	410,140	843,540	1,286,750	0	0	0	17,730	20,260	-1,830
2016	10,320	15,910	20,000	458,180	956,960	1,456,270	9,430	15,030	20,840	24,690	30,530	33,490
2017	13,590	7,610	-10,800	470,570	895,920	1,302,950	5,960	9,600	21,390	-15,830	-11,070	-19,980
2018	6,560	9,120	8,150	466,010	919,390	1,297,630	17,030	32,910	68,800	-2,190	-9,810	-42,410
2019	2,830	3,980	5,570	502,800	1,014,460	1,464,550	19,570	29,440	40,610	-11,810	-33,820	-42,840
2020	10,190	11,920	13,770	465,650	925,470	1,356,000	30,680	52,410	71,150	14,290	500	-7,410

תחזית מחירי פחם בהתאם לפניית הצוות הבין משרדי

טבלה מס' 5- חסכון באנרגיה מיוצרת בסולר/פחם/מזוט תסריט בסיסי

(MWH)

מזוטיות			פחמיות			מחז"מים			טורבינות גז			תרחיש שנה/
ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	
26,670	19,320	10,840	805,550	475,910	218,400	113,250	85,250	47,700	23,370	18,240	11,610	2013
880	550	80	970,550	634,810	313,530	28,950	21,520	12,100	5,200	4,040	2,680	2014
90	520	450	969,970	637,020	323,710	12,020	13,560	7,490	2,660	3,290	2,070	2015
390	600	300	812,780	540,090	270,060	3,290	3,750	2,680	320	310	250	2016
1,500	1,280	620	713,230	439,550	224,160	11,710	6,760	1,710	4,850	2,130	270	2017
0	-30	60	701,600	454,520	214,690	4,850	4,490	3,540	-590	-370	10	2018
60	100	50	600,860	390,870	197,660	680	1,970	970	-130	80	120	2019
100	110	110	547,090	349,380	178,460	8,240	6,330	4,300	240	410	280	2020

טבלה מס' 6- חסכון באנרגיה מיוצרת בסולר/פחם/מזוט ניתוח רגישות

(MWH)

מזוטיות			פחמיות			מחז"מים			טורבינות גז			תרחיש שנה/
ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	
26,670	19,320	10,840	805,550	475,910	218,400	113,250	85,250	47,700	23,370	18,240	11,610	2013
390	460	170	966,990	622,540	305,930	28,140	21,140	12,310	4,700	3,700	2,420	2014
300	230	490	933,070	621,760	311,280	14,140	13,930	8,630	2,110	2,560	1,830	2015
140	170	290	701,540	465,840	240,240	580	2,340	900	-40	100	160	2016
1,500	1,190	760	686,310	429,510	203,750	-3,440	3,530	8,320	-700	710	1,320	2017
30	230	250	660,030	397,960	183,240	5,070	5,480	4,680	-430	-310	-120	2018
290	190	60	531,970	345,630	187,190	3,140	2,230	2,040	130	30	-20	2019
60	60	60	611,140	413,650	213,990	11,630	9,280	5,660	710	540	590	2020

תחזית מחירי פחם-חח"י

טבלה מס' 7-חסכון באנרגיה מיוצרת בסולר/פחם/מזוט תסריט בסיסי

(MWH)

מזוטיות			פחמיות			מחז"מים			טורבינות גז			תרחיש שנה/
ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	
26,690	20,040	11,340	802,260	489,600	219,290	112,960	84,490	48,100	23,640	18,390	11,870	2013
700	120	250	892,050	588,940	291,460	32,100	26,370	15,370	4,950	4,220	2,760	2014
-140	-90	-50	906,830	601,220	315,300	14,510	13,810	9,730	2,780	2,640	1,920	2015
280	350	290	737,350	506,220	256,560	4,460	4,310	2,210	160	120	120	2016
1,450	1,250	440	773,350	477,890	221,000	10,540	3,630	-180	4,670	2,030	160	2017
-280	-110	-70	832,610	521,510	246,800	5,720	4,400	3,940	-220	-180	200	2018
-390	-210	-120	803,440	533,910	252,730	1,310	1,110	1,210	-150	-120	190	2019
170	150	230	733,370	473,860	225,360	9,070	6,790	4,140	390	230	160	2020

טבלה מס' 8-חסכון באנרגיה מיוצרת בסולר/פחם/מזוט ניתוח רגישות

(MWH)

מחז"מים			טורבינות גז			תרחיש שנה/
ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	
112,960	84,490	48,100	23,640	18,390	11,870	2013
30,010	24,400	15,030	4,230	3,600	2,280	2014
14,150	14,600	10,400	1,620	2,000	1,210	2015
2,500	2,320	2,430	-80	90	130	2016

-4,840	7,210	12,060	-960	240	1,710	2017
3,700	5,170	4,420	-210	120	130	2018
6,180	5,380	4,190	100	120	0	2019
11,540	10,130	6,050	450	290	410	2020

מזוטיות			פחמיות			תרחיש שנה/
ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	
26,690	20,040	11,340	802,260	489,600	219,290	2013
270	180	400	900,110	592,040	279,050	2014
380	140	260	865,800	564,820	280,580	2015
340	380	270	631,500	421,940	216,290	2016
1,150	960	430	870,830	529,340	231,410	2017
-160	20	30	823,220	482,890	228,010	2018
450	320	310	685,390	420,120	202,120	2019
350	250	250	719,220	442,420	194,210	2020

תחזית מחירי פחם בהתאם לפניית הצוות הבין משרדי

טבלה מס' 9 חסכון בייצור אנרגיה נטו ביחידות אגירה שאובה (MWH)

ג'	ב'	א'	
-24,200	-14,590	-7,850	2016
-19,640	-13,380	-7,830	2017
-17,370	-11,720	-6,400	2018

-40,430	-30,170	-17,000	2019
-31,210	-22,770	-12,520	2020

תחזית מחירי פחם - חח"י

טבלה מס' 10 חסכון בייצור אנרגיה נטו ביחידות אגירה שאובה (MWH)

	א'	ב'	ג'
2016	-7,870	-15,300	-26,190
2017	-8,150	-14,070	-20,390
2018	-6,290	-11,680	-18,310
2019	-17,140	-30,820	-42,860
2020	-13,180	-23,970	-33,010

תחזית מחירי פחם בהתאם לפניית הצוות הבין משרדי

טבלה מס' 11 - חסכון בגז תסריט בסיסי (MMBTU)

שנת תרח' שנה/	טורבינות גז			מחז"מ"מ			פחמיות			מזוטיות		
	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'
2013	332,216	529,764	648,188	2,245,340	4,580,808	6,680,476	0	0	0	1,261,792	2,188,748	2,865,756
2014	59,212	69,692	78,600	2,538,780	5,255,720	7,917,116	0	0	0	746,176	1,069,484	1,228,256
2015	68,644	192,832	238,944	2,823,836	5,713,172	8,394,480	0	0	0	146,720	201,740	-88,556
2016	157,200	266,192	320,688	2,781,392	5,651,864	8,638,140	180,256	335,884	448,020	449,592	733,600	874,032
2017	80,172	177,636	223,224	3,269,23	6,530,61	9,141,704	154,58	341,124	717,880	188,640	350,032	414,484

					0		2	6				
-170,300	-105,324	-1,048	2,236,432	1,312,620	514,568	8,349,940	5,842,600	3,143,476	58,688	42,444	33,536	2018
-152,484	-75,980	-6,288	2,064,036	1,197,864	544,436	9,644,220	6,701,960	3,403,904	33,536	37,204	24,104	2019
13,100	72,312	45,588	1,788,936	1,065,816	441,208	10,150,404	6,988,064	3,540,668	96,416	90,128	59,212	2020

טבלה מס' 12 - חסכון בגז ניתוח רגישות (MMBTU)

מחז"מים			טורבינות גז			תרחיש שנה/
ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	
6,680,476	4,580,808	2,245,340	648,188	529,764	332,216	2013
7,985,236	5,385,672	2,613,712	63,928	64,976	50,828	2014
8,571,068	5,765,048	2,858,944	-199,644	-131,000	-46,112	2015
9,356,020	6,164,860	2,975,272	236,324	212,220	128,380	2016
8,977,168	6,270,708	3,181,204	-99,036	85,936	160,344	2017
9,024,852	6,632,792	3,415,432	124,712	103,752	63,928	2018
10,730,996	7,381,064	3,634,464	55,544	35,632	25,676	2019
9,852,772	6,569,912	3,341,548	211,696	168,728	140,432	2020

מזוטיות			פחמיות			תרחיש שנה/
ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	
2,865,756	2,188,748	1,261,792	0	0	0	2013
1,108,784	1,016,036	708,972	0	0	0	2014
-108,468	148,816	171,348	0	0	0	2015
423,392	471,600	313,352	297,108	229,512	138,336	2016
-190,212	-57,640	-124,188	1,226,160	717,880	347,412	2017
-367,848	-102,704	-3,668	1,535,320	697,444	348,460	2018

-434,920	-379,900	-212,744	978,832	507,756	193,880	2019
-137,288	-111,612	39,824	1,165,900	694,300	159,820	2020

תחזית מחירי פחם-חח"י

טבלה מס' 13 - חסכון בגז תסריט בסיסי (MMBTU)

מזוטיות			פחמיות			מחז"מים			טורבינות גז			תרחיש
ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	שנה /
2,930,732	2,289,356	1,363,448	0	0	0	6,658,468	4,418,368	2,160,976	684,344	560,680	353,700	2013
1,090,968	1,072,104	761,896	0	0	0	8,549,584	5,554,924	2,632,052	78,076	90,652	61,832	2014
-57,116	132,572	198,596	0	0	0	8,902,760	6,029,668	2,823,836	-215,888	-189,164	-1,572	2015
669,672	586,880	372,564	404,528	281,388	143,576	9,406,324	6,085,736	2,980,512	306,540	249,948	146,720	2016
451,164	364,180	199,120	412,912	283,484	190,736	8,925,816	6,291,144	3,249,848	194,928	121,044	68,644	2017
-162,964	-85,412	36,680	1,778,456	1,133,936	525,572	7,741,576	5,449,600	2,840,080	37,728	44,016	51,352	2018
-127,856	-64,452	-524	1,656,364	1,001,888	395,620	8,363,040	5,703,216	3,068,020	23,580	19,912	27,772	2019
84,364	108,992	94,320	1,440,476	1,053,240	539,196	8,953,064	5,994,036	3,072,212	85,936	71,264	46,636	2020

טבלה מס' 14 - חסכון בגז ניתוח רגישות (MMBTU)

מחז"מים			טורבינות גז			תרחיש
ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	שנה /

6,658,468	4,418,368	2,160,976	684,344	560,680	353,700	2013
8,585,740	5,609,420	2,759,384	40,872	52,924	53,448	2014
9,047,384	6,166,432	3,059,112	-112,660	-83,840	-8,908	2015
10,123,680	6,733,400	3,258,756	255,188	203,312	131,524	2016
8,478,844	5,992,464	3,185,396	-144,624	100,608	179,732	2017
8,572,116	6,319,440	3,222,076	97,988	114,756	83,840	2018
10,003,684	6,938,808	3,465,736	61,308	41,396	32,488	2019
9,346,588	6,435,244	3,317,444	161,916	143,576	127,856	2020

מזוטיות			פחמיות			תרחיש שנה/
ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	
2,930,732	2,289,356	1,363,448	0	0	0	2013
973,068	946,868	718,404	0	0	0	2014
-19,912	240,516	209,600	0	0	0	2015
354,748	335,360	279,292	187,592	135,192	84,364	2016
-256,236	-140,956	-180,780	181,828	79,124	50,828	2017
-481,556	-112,660	-25,152	617,272	295,536	151,960	2018
-455,880	-356,320	-117,900	361,560	261,476	175,540	2019
-69,692	16,244	164,536	638,232	470,552	276,672	2020

תחזית מחירי פחם בהתאם לפניית הצוות הבין משרדי

טבלה מס' 15 - חסכון בסולר/פחם/מזוט תסריט בסיסי (אלפי טון)

מזוטיות	פחמיות	מחז"מים	טורבינות גז	תרחי'
---------	--------	---------	-------------	-------

ש שנה/	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'
2013	3.06	4.73	6.02	8.49	15.06	19.91	75.50	164.15	276.81	2.49	4.46	6.17
2014	0.62	0.88	1.14	2.05	3.76	5.08	106.39	215.06	328.45	0.02	0.12	0.19
2015	0.57	0.85	0.59	1.35	2.53	2.21	109.49	215.40	327.56	0.10	0.12	0.02
2016	0.04	0.07	0.07	0.51	0.73	0.62	90.13	180.14	270.84	0.07	0.14	0.08
2017	0.06	0.73	1.75	0.31	1.19	1.96	74.42	145.80	236.19	0.14	0.29	0.33
2018	- 0.01	- 0.16	- 0.24	0.65	0.83	0.95	71.04	150.23	231.67	0.03	0.00	0.00
2019	0.05	0.02	- 0.02	0.21	0.38	0.14	65.32	129.18	198.40	0.03	0.03	0.02
2020	0.12	0.19	0.13	0.74	1.07	1.41	59.09	115.73	181.14	0.02	0.02	0.02

טבלה מס' 16 חסכון בסולר/פחם/מזוט ניתוח רגישות (אלפי טון)

ש שנה/	טורבינות גז			מחז"מים			פחמיות			מזוטיות			תרחי
	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'	
2013	3.06	4.73	6.02	8.49	15.06	19.91	75.50	164.15	276.81	2.49	4.46	6.17	
2014	0.55	0.81	1.01	2.07	3.68	4.95	103.82	210.96	327.15	0.04	0.10	0.09	
2015	0.60	0.72	0.49	1.56	2.53	2.54	105.41	210.37	315.25	0.11	0.04	0.07	
2016	0.02	0.01	- 0.05	0.18	0.42	0.13	79.99	155.00	233.20	0.07	0.05	0.01	
2017	0.47	0.21	- 0.32	1.46	0.69	-0.52	67.46	141.95	226.47	0.18	0.29	0.35	

0.0 0	0.0 5	0.0 5	217.3 2	131.2 5	60.49	1.08	1.06	0.8 9	- 0.18	- 0.13	- 0.04	2018
0.0 6	0.0 4	0.0 1	175.8 5	114.3 8	62.00	0.66	0.45	0.3 5	0.02	- 0.02	- 0.04	2019
0.0 0	0.0 3	0.0 2	202.1 6	136.9 8	70.96	2.13	1.68	1.0 0	0.27	0.18	0.23	2020

תחזית מחירי פחם - חח"י

טבלה מס' 17 - חסכון בסולר/פחם/מזוט תסריט בסיסי (אלפי טון)

מזוטיות			פחמיות			מחז"מים			טורבינות גז			תרחי ש שנה/
ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	
6.16	4.62	2.61	275.2 6	168.5 5	75.75	19.7 5	14.8 8	8.5 9	6.12	4.81	3.18	2013
0.16	0.03	0.07	302.2 1	199.7 4	98.95	5.56	4.53	2.6 0	1.09	0.95	0.65	2014
- 0.04	- 0.03	- 0.03	307.4 1	204.0 8	107.0 5	2.69	2.51	1.7 3	0.64	0.65	0.50	2015
0.06	0.08	0.08	246.0 5	168.9 6	85.66	0.81	0.80	0.4 1	0.06	0.05	0.06	2016
0.32	0.28	0.11	257.0 9	159.0 3	73.51	1.82	0.68	0.0 3	1.64	0.63	- 0.02	2017
- 0.08	- 0.03	- 0.02	276.4 1	173.2 7	82.09	1.05	0.84	0.7 4	- 0.13	- 0.11	0.05	2018
- 0.09	- 0.05	- 0.04	266.8 4	177.4 8	84.03	0.16	0.19	0.1 9	- 0.01	- 0.03	0.09	2019
0.04	0.04	0.05	244.0 7	157.8 0	75.06	1.69	1.28	0.8 1	0.16	0.09	0.05	2020

טבלה מס' 18 חסכון בסולר/פחם/מזוט ניתוח רגישות (אלפי טון)

מזוטיות			פחמיות			מחז"מים			טורבינות גז			תרח' ש שנה/
ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	
6.16	4.62	2.6 1	275.2 6	168.5 5	75.7 5	19.7 5	14.8 8	8.5 9	6.12	4.8 1	3.18	2013
0.05	0.03	0.0 9	304.7 2	200.6 3	94.7 7	5.26	4.23	2.5 7	0.89	0.8 1	0.54	2014
0.07	0.04	0.0 6	293.5 4	191.8 5	95.4 3	2.60	2.67	1.8 8	0.26	0.4 9	0.29	2015
0.07	0.08	0.0 7	210.6 5	140.7 1	72.1 1	0.52	0.43	0.4 2	- 0.06	0.0 1	0.01	2016
0.26	0.22	0.1 1	288.4 8	175.5 8	76.8 2	-0.74	1.33	2.1 4	- 0.41	0.1 0	0.65	2017
- 0.04	- 0.01	0.0 1	272.3 9	160.0 4	75.5 7	0.89	1.11	0.9 0	- 0.10	0.0 6	0.04	2018
0.10	0.07	0.0 8	227.3 3	139.3 3	67.0 8	1.26	1.12	0.7 9	0.03	0.0 4	- 0.01	2019
0.07	0.04	0.0 5	238.7 5	146.9 4	64.5 5	2.30	1.98	1.1 7	0.09	0.0 6	0.11	2020

תחזית מחירי פחם בהתאם לפניית הצוות הבין משרדי

טבלה מס' 19- חסכון בעלות הדלקים לקוט"ש נוסף המיוצר מאנרגיה

סולרית (קוט"ש/סנט)

ניתוח רגישות			בסיסי			תרחיש שנה/
ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	
10.66	11.37	12.23	10.66	11.37	12.23	2013
7.16	7.62	8.16	7.31	7.75	8.31	2014
5.80	6.27	6.69	5.90	6.43	6.78	2015

4.74	4.88	4.96	5.06	5.18	5.30	2016
4.51	4.81	5.22	5.19	5.17	5.04	2017
4.77	4.86	5.00	4.83	4.87	5.01	2018
4.76	4.72	4.78	4.85	4.93	5.00	2019
5.10	5.15	5.33	5.03	5.10	5.19	2020

טבלה מס' 20 - חסכון במרכיב המשתנה של עלויות תפעול ואחזקה
במיליוני \$

ניתוח רגישות			בסיסי			תרחיש שנה/
ג'	ב'	א'	ג'	ב'	א'	
9.17	6.62	3.66	9.17	6.62	3.66	2013
6.95	4.91	2.58	7.04	4.95	2.59	2014
5.84	4.44	2.29	5.83	4.23	2.15	2015
7.41	5.11	2.64	7.56	5.21	2.71	2016
6.98	5.26	2.83	7.87	5.39	2.67	2017
8.23	5.97	3.05	7.37	5.19	2.91	2018
8.69	5.98	3.05	7.57	5.43	2.88	2019
8.53	5.89	3.17	8.12	5.74	3.06	2020

תחזית מחירי פחם - חח"י

טבלה מס' 21 - חסכון בעלות הדלקים לקוט"ש נוסף המיוצר מאנרגיה
סולרית (קוט"ש/סנט)

ניתוח רגישות	בסיסי	תרחיש
--------------	-------	-------

שנה/	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'
2013	12.18	11.20	10.43	12.18	11.20	10.43
2014	8.13	7.55	7.00	7.97	7.34	6.82
2015	6.60	6.07	5.68	6.48	6.06	5.56
2016	4.96	4.86	4.76	4.80	4.65	4.57
2017	4.66	4.79	4.85	5.08	4.49	4.10
2018	4.76	4.55	4.51	4.70	4.57	4.37
2019	4.65	4.53	4.49	4.70	4.56	4.51
2020	4.92	4.81	4.75	5.08	4.86	4.75

טבלה מס' 22 - חסכון במרכיב המשתנה של עלויות תפעול ואחזקה
במיליוני \$

תרחיש שנה/	בסיסי			ניתוח רגישות		
	א'	ב'	ג'	א'	ב'	ג'
2013	3.62	6.64	9.30	3.62	6.64	9.30
2014	2.81	5.56	7.95	2.72	5.32	7.74
2015	2.55	4.47	6.07	2.63	4.84	6.30
2016	2.96	5.64	8.08	3.00	5.62	8.25
2017	2.71	5.36	7.78	3.02	5.31	6.93
2018	2.83	5.09	7.09	3.07	5.85	7.83
2019	2.70	4.94	7.18	3.07	5.83	8.46
2020	2.60	5.08	7.53	3.25	5.83	8.33

41. נספח ג' - ניתוח רשות החשמל

1.41 ניתוח רשות החשמל: קביעת ה-Benchmark להרצות חח"י

חישוב בנצ'מרק לפי מודל עלויות שוליות נורמטיבי ולפי נתוני EXPOST 2010

כאמור, בנוסף לתוצאות ההרצות על ידי חח"י, ביצעה הרשות ניתוח משלה אשר שימש כ"בנצ'מרק" לגיבוי והשוואה לתוצאות. הבנצ'מרק התבסס על שלושה חישובים נפרדים:

1. אמידת הערך הנחסך למשק החשמל בעלויות משתנות – לפי מודל עלויות שוליות נורמטיביות המשמש את הרשות. היתרון: מודל המבוסס על עלויות נורמטיביות, החסרון: אינו "צופה פני עתיד" אלא מתבסס על נתוני העבר.
2. עמידת הערך הנחסך למשק החשמל בעלויות משתנות – לפי נתונים העלויות השוליות בפועל (EXPOST) לשנת 2010. היתרון: נתוני עלויות בפועל, ולא מודל, זאת לתקופה שלפני משבר הגז. החסרון: 2010 - שנה בה היה היקף שילוב האנרגיה המתחדשת ברשת בהיקף אפסי, הדלקים השוליים הנחסכים אינם דומים לדלקים הנחסכים לאחר חדירתם של כ- MW 1,400 סולארי לרשת (לפי המכסות הקיימות).
3. תרחיש חסכון בדלקים והון אשר גובש בהתייעצות עם גורמים מוסמכים במשק החשמל. היתרון: מודל המבוסס על תרחיש התפתחות עתידי של משק החשמל. החסרון: דיוק לוקה בחסר, מודל פשטני בהכרח.

להלן תוצאות הבנצ'מרק מחישובים (1)/(2):

מבנה ייצור נורמטיבי למתקן סולארי (ללא אגירה)	שפל	גבע	פסגה
קִיץ	7% מהתפוקה	5% מהתפוקה	10% מהתפוקה
חורף	16% מהתפוקה	1% מהתפוקה	1% מהתפוקה
מעבר	9% מהתפוקה	8% מהתפוקה	42% מהתפוקה

פסגה	גבע	שפל	מודל עלויות שוליות – אג' לקוט"ש
67.9 אג'	26.2 אג'	16.1 אג'	קיץ
64.7 אג'	37.1 אג'	19.1 אג'	חורף
26.9 אג'	20.9 אג'	16.3 אג'	מעבר

תוצאה: סה"כ 27.8 אג' לקוט"ש נחסכים ברכיב משתנה (דלקים ותפעול) במודל עלויות שוליות

פסגה	גבע	שפל	נתוני EXPOST 2010 – אג' לקוט"ש
59.4 אג'	32.3 אג'	28.3 אג'	קיץ
34.4 אג'	21.3 אג'	20.7 אג'	חורף
27.9 אג'	24.6 אג'	18.8 אג'	מעבר

תוצאה: סה"כ 29.0 אג' לקוט"ש נחסכים ברכיב משתנה (דלקים ותפעול) לפי נתוני EXPOST 2010

חישוב BM לפי מודל חסכון עתידי בהון ודלקים - מתודולוגיה

להלן תפורט המתודולוגיה לקביעת הערך הכלכלי של אנרגיה מתחדשת סולארית בה השתמשה הרשות עבור הבנצ'מרק השלישי המתואר – מודל מקורב לחסכון בדלקים והון.

לצורך התחשיב נלקחו ההנחות הבאות:

- א. מונח כי המתקן האלטרנטיבי לייצור חשמל לצורך הערכת חסכון בעלויות ייצור הינו **טורבינת גז פתוחה (LMS 100)**, בעלת שיעור נצילות של 37%-43%.
- ב. **חסכון בעלות הון ותפעול** – בהרצה שנערכה על ידי חח"י (ראה סעיף 4.ב) למסמך זה) – התקבל מקדם האמינות של תחנה סולארית כהספק מותקן (Capacity Credit) הרלוונטית ליכולתה להחליף ("לדחוק") הקמתה של תחנת כוח פוסילית – כ-25%-33% **למול שילוב של 200-400 MW סולארי מעבר למכסות הקיימות, וערכים נמוכים יותר לשילוב היקפים משמעותיים יותר**. עם זאת, ובשל העובדה שערך זה שנוי במחלוקת: בוצע ניתוח רגישות לערך הנחסך למשק החשמל סביב טווח רלוונטי

של מקדם אמינות בין 0%-100%. יצוין כי לטכנולוגיה התרמו סולארית בגיבוי גז או מחממים (Heaters), מקדם האמינות בעל פוטנציאל להגיע לערך של 100%, וכן לטכנולוגיות PV בעלות אמצעי אחסון אנרגיה (אגירה).

ג. עלויות הקמה ותפעול של ט"ג פתוחה – לצורך החישוב נלקח הערך הנורמטיבי המוכר ע"י רשות החשמל לט"ג על ידי יצרנים פרטיים (יח"פים)¹³.

ד. חסכון בעלויות דלק והולכה – לטווח הקצר יהיה הרכיב השולי הנחסך על ידי תחנת הכוח הסולארית מבוסס על תמהיל דלק של סולר וגז טבעי (לצורך חישוב ערך הדלק הנחסך ולצורך אחידות מתודולוגית מונח יצור חשמל בט"ג), לטווח הארוך יהיה הרכיב הנחסך מבוסס בעיקר על גז טבעי. לאחר התייעצויות עם גורמים שונים במשק החשמל הוחלט כי תרחיש הייחוס עליו יתבסס הניתוח יהיה התפתחות ליניארית של תמהיל 400 שעות שימוש בסולר ו-1300 שעות גז טבעי ב-2013, עד 100 שעות שימוש סולר, 300 שעות גז טבעי במחיר גבוה מההסכם (מחיר SPOT) ו-1,300 שעות שימוש בגז טבעי במחיר רגיל, משנת 2017 ואילך.

ה. מחיר הגז הריאלי – עליו מבוסס התחשיב הינו 6 דולר ל-MMbtu ("מחיר בפתח התחנה"), לעשרים השנים הקרובות.

ו. שער הדולר שנלקח לצורך המרת הרכיבים הנחסכים במט"ח לש"ח הינו 4.00 ₪ לדולר.

ז. ניכוי מס – מערך הסולר הנחסך בוצע ניכוי מלא של מס ה"בלו", לצורך קבלת ערך החסכון המשקי.

ח. היקף הייצור של תחנה סולארית (קוט"ש לשנה) – הונח כ-1,600 קוט"ש לשנה בממוצע על פני 20 שנה, לכל קו"ט מותקן (משקף ערך התחלתי של 1,700 שעות, בתוספת דגרדציה שנתית והיוון).

ט. ניתוחי רגישות לתחשיב – לצורך בחינת עמידות החישוב ורגישותו לשינויים בהנחות העבודה, בוצע ניתוח רגישות לתוצאות שהתקבלו בהתייחס לפרמטרים הבאים:

- מחיר הגז – הונח תרחיש ייחוס של 6 דולר ל-MMbtu הכולל בתוכו את מרכיב הולכת הגז ("מחיר בפתח התחנה"), הונח כי למשך מספר מוגבל של שעות בשנה יהיה מחיר SPOT אשר יעמוד בממוצע על 8 דולר ל-MMbtu. בוצע ניתוח רגישות למחיר SPOT של 10 דולר ל-MMbtu¹⁴.

- תמהיל הדלקים האלטרנטיבי – גז/סולר – למול תרחיש הייחוס של 400 שעות סולר ב-2013 ו-100 שעות סולר ב-2017 והלאה, בוצע ניתוח רגישות לתרחישים של 200 שעות סולר ב-2017 והלאה, ו-0 שעות סולר ב-2017 והלאה. בכל מקרה הונח כי למשך 400 שעות בשנה יהיה חסכון של סולר או של גז במחיר SPOT.

י. סיכום – הנחות העבודה בתחשיב

<u>פרמטר</u>	<u>תרחיש ייחוס</u>	<u>ניתוח רגישות</u>
--------------	--------------------	---------------------

¹³

¹⁴ זאת בהתחשב בעובדה שקיימת התחייבות של 5 שנים למתקן המצוף הימי (BOUY) שתעריך רכש הגז ממנו צפוי לעמוד על כ-12 דולר ל-MMbtu

-	1600 שעות שמש" בשנה, בממוצע ל-20 שנה	מאפייני המתקן הסולארי
-	טורבינת גז פתוחה – LMS100, 37%-43% נצילות	תחנת הכוח האלטרנטיבית
ניתוח רגישות א': 0 ש' סולר, 400 ש' גז במחיר SOPT ניתוח רגישות ב': 200 ש' סולר, 200 ש' גז במחיר SOPT	1,300 ש' – גז במחיר רגיל (ט"ג), 100 ש' סולר, 300 ש' – גז במחיר SPOT	תמהיל דלקים נחסך
	0%-100% (אי וודאות באשר ליכולת החסכון בהון עקב הקמת מערכות סולאריות)	חסכון בהון (Capacity Credit)
10 דולר ל-MMbtu	8 דולר ל-MMbtu	מחיר SPOT לגז טבעי

חישוב BM לפי מודל חסכון עתידי בהון ודלקים – רכיב הון

סה"כ ההון הנחסך בשילוב 200-400 MW אנרגיה מתחדשת סולארית נאמד באופן הבא:

פרמטר	עלות לקו"ט מותקן (₪)	מקדם הון נחסך לתחנה סולארית	סה"כ חסכון	סה"כ פרוס לקוט"ש (ל-20 שנה)
עלות הקמה (EPC), עקיפות ועלויות מימון)	2,632 ₪	0%-100% (25%-33%)	2,632-0 ₪	0-14.6 אג' (3.7-4.8 אג')
עלות תפעול קבועה לשנה	122 ₪	0%-100% (25%-33%)	122-0 ₪	0-7.6 אג' (1.9-2.5 אג')
סה"כ רכיבים קבועים				0-22.2 אג' לקוט"ש (5.6-7.3 אג')
עלות תפעול משתנה (סנט לקוט"ש)	0.15 סנט = 0.6 אג' לקוט"ש	100% (פר קוט"ש)	0.6 אג' לקוט"ש	0.6 אג'
סה"כ כולל תפעול משתנה				0.6-22.8 אג' לקוט"ש

(7.9-6.2 אג')				
---------------	--	--	--	--

חישוב BM לפי מודל חסכון עתידי בהון ודלקים – רכיב דלק

סה"כ ערך הדלק וההולכה הנחשבים פר קוט"ש, לפי רגישות למחיר הגז, ובניכוי מס ה"בלו" על הסולר הינו:

<u>סוג תחנה</u>	<u>סוג דלק</u>	<u>מחיר דלק</u>	<u>אג' לקוט"ש</u>
טורבינת גז תעשייתית (LMS 100): נצילות 37%-43%	גז	6 דולר ל-MMbtu	24.4-21.0 אג'
טורבינת גז תעשייתית (LMS 100): נצילות 37%-43%	גז	8 דולר ל-MMbtu	32.5-28.0 אג'
טורבינת גז תעשייתית (LMS 100): נצילות 37%-43%	גז	10 דולר ל-MMbtu	40.6-34.9 אג'
טורבינת גז תעשייתית	סולר	3,607.61 ₪ לטון	92.6 אג'

חישוב BM לפי מודל חסכון עתידי בהון ודלקים – בניית תרחיש הייחוס

תרחיש הייחוס על בסיסו נבנה תמהיל הדלק הנחסך ל-20 השנים הקרובות מתבסס על ההנחות הבאות (הנחת ייצור 1,700 קוט"ש בשנה הראשונה, ולאחר מכן דגרדציה – למען הפשטות מוצג החישוב במונחים אחידים: 1,700 קוט"ש מדי שנה):

א. החל משנת 2017 שימוש בגז טבעי בלבד

ב. עד שנת 2017 – תמהיל סולר/גז נחסך באופן הבא:

<u>תמהיל דלקים</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017 ואילך</u>
היקף שעות נחסך - סולר	400	325	250	175	100
היקף שעות נחסך – גז טבעי מחיר רגיל	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300

300	225	150	75	0	היקף שעות נחסך – גז טבעי מחיר SPOT
<u>1,700</u>	<u>1,700</u>	<u>1,700</u>	<u>1,700</u>	<u>1,700</u>	סה"כ

ניתוח רגישות א' – תרחיש עצים-סולר:

<u>2017 ואילך</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>תמהיל דלקים</u>
200	250	300	350	400	היקף שעות נחסך - סולר
1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	היקף שעות נחסך – גז טבעי
200	150	100	50	0	היקף שעות נחסך – גז טבעי מחיר SPOT
<u>1,700</u>	<u>1,700</u>	<u>1,700</u>	<u>1,700</u>	<u>1,700</u>	סה"כ

ניתוח רגישות ב' – תרחיש עצים-גז:

<u>2017 ואילך</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>תמהיל דלקים</u>
0	100	200	300	400	היקף שעות נחסך - סולר
1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	היקף שעות נחסך – גז טבעי
400	300	200	100	0	היקף שעות נחסך – גז טבעי מחיר SPOT

סה"כ	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
------	-------	-------	-------	-------	-------

ובהתאם לכך – היקף החסכון בעלות דלק והולכה (אג' לקוט"ש) לכל שנה הינו:

דלק/תחנה	2013	2014	2015	2016	2017 ואילך
ט"ג – סולר	אג' 92.6	אג' 92.6	אג' 92.6	אג' 92.6	אג' 92.6
ט"ג – גז רגיל	אג' 22.5	אג' 22.5	אג' 22.5	אג' 22.5	אג' 22.5
ט"ג – גז SPOT	אג' 30.1	אג' 30.1	אג' 30.1	אג' 30.1	אג' 30.1
סה"כ משוקלל (אג' לקוט"ש)*	אג' 39.0	אג' 36.3	אג' 33.5	אג' 30.7	אג' 28.0
ניתוח רגישות א': עצים-סולר*	אג' 39.0	אג' 37.2	אג' 35.3	אג' 33.5	אג' 31.7
ניתוח רגישות ב': עצים-גז*	אג' 39.0	אג' 35.3	אג' 31.7	אג' 28.0	אג' 24.3

*לפי פרופורציה משוקללת בטבלת תרחיש הייחוס

חישוב BM לפי מודל חסכון עתידי בהון ודלקים – סיכום ואמידת עלויות נחסכות למשק החשמל

לצורך ביצוע התחשיב, במונחי אג' לקוט"ש ל-20 שנות פעילות תחנה סולארית, נלקחו ההנחות המפורטות בסעיף (5) ובוצע מיצוע של העלות הנחסכת פר קוט"ש לתקופה זו. לדוגמא: תחנה סולארית המתחילה לפעול בשנת 2014, חוסכת בשנה זו 36.1 אג' לכל קוט"ש בעלויות דלקים, והיקפים פוחתים בשנים 2015, 2016, וב-2017 ואילך. החישוב שלהלן ממצע את סה"כ החסכון ומתרגם אותו לכדי סכום אחיד (במונחי אג' לקוט"ש) לשנה, על פני 20 שנה.

מועד הפעלה – תחנה סולארית	2013	2014	2015	2016	2017 ואילך
עלות ממוצעת נחסכת לקוט"ש ל-20 שנה - רכיב	אג' לקוט"ש 30.2	אג' לקוט"ש 3.29	אג' לקוט"ש 7.28	אג' לקוט"ש 2.28	אג' לקוט"ש 0.28

					דלקים - תרחיש ייחוס
22.8-0.6 אג' לקוט"ש	22.8-0.6 אג' לקוט"ש	22.8-0.6 אג' לקוט"ש	22.8-0.6 אג' לקוט"ש	22.8-0.6 אג' לקוט"ש	טווח חסכון פוטנציאלי לתחנה סולארית – הון ותפעול*
6.2-7.9 אג' לקוט"ש	6.2-7.9 אג' לקוט"ש	6.2-7.9 אג' לקוט"ש	6.2-7.9 אג' לקוט"ש	6.2-7.9 אג' לקוט"ש	ערך ייחוס – הון ותפעול = Capacity Credit) (%33-%25)
<u>35.9-34.1 אג'</u> <u>לקוט"ש</u>	<u>36.1-34.4 אג'</u> <u>לקוט"ש</u>	<u>36.6-34.9 אג'</u> <u>לקוט"ש</u>	<u>37.2-35.5 אג'</u> <u>לקוט"ש</u>	<u>38.1-36.4 אג'</u> <u>לקוט"ש</u>	סה"כ – חסכון בדלקים והון
<u>14.9 אג'</u> <u>לקוט"ש</u>	<u>14.9 אג'</u> <u>לקוט"ש</u>	<u>14.9 אג'</u> <u>לקוט"ש</u>	<u>14.9 אג'</u> <u>לקוט"ש</u>	<u>14.9 אג'</u> <u>לקוט"ש</u>	פרמיה נוספת למערכות Full Dispatch שהן -
3.8+ אג'	3.7+ אג'	3.5+ אג'	3.3+ אג'	3.0+ אג'	רגישות – תרחיש עצים (סולר) (הפרש)
3.8- אג'	3.7- אג'	3.5- אג'	3.3- אג'	3.0- אג'	רגישות – תרחיש עצים גז (הפרש)
1.6-0.8+ אג' לקוט"ש	1.6-0.8+ אג' לקוט"ש	1.6-0.8+ אג' לקוט"ש	1.6-0.8+ אג' לקוט"ש	1.6-0.8+ אג' לקוט"ש	רגישות – מחיר גז SPOT 10 דולר ל-MMbtu

מן הניתוח, בהתחשב בתרחיש הייחוס המרכזי, מתקבל טווח ערכים בעל שונות מסוימת הנע סביב 36-38 אג' לקוט"ש למערכות הנכנסות בשנת 2013, עבור מערכות PV רגילות ללא אגירה בהנחת מקדם חסכון בהון ותפעול השווה ל-25%-33%, ופרמיה נוספת של כ-15 אג' עבור מערכות שהן Full Dispatch (קרי – שחוסכות ערך הון ותפעול מלאים).

מחיר SPOT גבוה מהמשוער לגז טבעי לא ישנה באופן מהותי את התוצאה הסופית, וטווח השפעתו נע בין 0.8- 1.6 אג'.

יצוין כי בתחשיב לא נלקחו בחשבון התסריטים הבאים:

- הפסקה ארוכה בהספקת הגז כתוצאה מכוח עליון (מגדיל את היקף החסכון הנובע מהקמת מערכת סולארית).

- גידול במחיר הדלקים הנחסכים לאורך השנים (מגדיל את היקף החסכון הנובע מהקמת מערכת סולארית).
- תגבור אפשרי של מערכת ההולכה/חלוקה, ו/או של הרזרבה הסובבת בגין קליטת אנרגיה מתחדשת (מפחית את היקף החסכון הנובע מהקמת מערכת סולארית).
- דחיית ערך החסכון בהון ותפעול עקב Over Expansion לטווח הקצר של מערכות סולאריות.
- ירידת ערך הדלקים הנחסכים למול עליית היקף שילוב האנרגיה המתחדשת ברשת (מפחית את היקף החסכון הנובע מהקמת מערכת סולארית)