



פתרונות למיצוי רשת החשמל לשם האצת חיבור אנרגיה מתחדשת

ד"ר נורית גל

ינואר 2023

תוכן העניינים

3 תקציר מנהלים
9 I - תמונת מצב האנרגיה המתחדשת לקראת 2030
11 II - תוכנית נגה לפיתוח הרשת
15 III - קריטריון עומס דינאמי
23 IV - התאמת קריטריון האמינות לחיבור אנרגיה מתחדשת
29 V - שימוש באגירה למיצוי קיבולת הרשת
36 VI - שילוב חוות רוח ומתקנים סולאריים בחיבור אחד
39 VII - עדכון חלוקת הסיכונים במקרה של ניתוק מתקנים
43 VII - עדכון מבנה התמריצים לשם עידוד מיצוי הרשת
46 רשימת מקורות

תקציר מנהלים

מדינת ישראל קבעה יעד של יצור 30% מהאנרגיה בישראל ממקורות מתחדשים בשנת 2030. יעד מחייב הקמה של מתקנים סולאריים בהספק כולל של כ 17,000 מגה וואט עד לשנה זו. קרי, נדרש להקים ולחבר בתוך 8 שנים עוד 12,000 מגוואט מעבר להספק שחובר לרשת עד שנת 2022. מסתמן כי אתגר החיבור לרשת צפוי להוות חסם מרכזי לעמידה ביעד. חלק מאתגר הרשת ניתן לפתור באמצעות עידוד הקמת מתקנים סולאריים באזורי הצריכה, אולם מרבית פוטנציאל השטחים להקמה נמצא הרחק מאזורי הצריכה ומחייב תשתית רשת מספקת לחיבור. חברת נגה הציגה תוכנית אינטגרטיבית לפיתוח משק החשמל, אשר כוללת בין השאר גם פיתוח נרחב של הרשת לשם עמידה ביעד האנרגיה המתחדשת [נגה, 2022]. אולם, בחלק ניכר מרכיבי התוכנית תהליכי התכנון עדיין לא הושלמו, וניסיון העבר מלמד כי תהליך התכנון עשוי להימשך כעשר שנים בממוצע [רשות החשמל, 2021]. כלומר, תהליך התכנון וההתנגדויות הצפויות בתהליך זה, עלולים לעכב את העמידה ביעד. עבודה זו מציעה כיוונים לחשיבה מחדש על תכנון והפעלת הרשת, על מנת לאפשר חיבור מתקני אנרגיה מתחדשת נוספים, תוך המשך הבטחת אמינות אספקת החשמל.

הצורך וההזדמנות לעדכן את תפיסת ההפעלה של הרשת

אספקת חשמל אמינה היא תנאי הכרחי לתפקוד של מערכות ותשתיות חיוניות, ולכן בעולם ובישראל תפיסת ההפעלה של הרשת מבוססת כיום על שלושה עקרונות יסוד:

א. **קריטריון אמינות (N-1)** - הרשת מתוכננת היום עם יתירות מספקת כך שבמקרה של תקלה ברכיב רשת ניתן יהיה לספק את החשמל מבלי לחרוג מהעומס המותר על רכיבי הרשת הנותרים (קריטריון N-1). גישה זו מבוססת על ההבנה שניתוק צרכנים במקרה של תקלה ברשת ההולכה

הוא בעל מחיר כלכלי כבד, ולכן עדיף לשמור על יתירות ברשת כדי למנוע ניתוק צרכנים במקרה של תקלה.

ב. **גישה זהירה לקביעת העומס המותר על הקווים** – עד היום למנהלי

רשתות הולכה (TSOs) לא היה מידע בזמן אמת על עומס החום המצטבר על קווי הרשת ולכן מקובל לקבוע את העומס המותר על הקו (rating) לפי תרחיש קיצון אשר התעדכן עם חילופי העונות. גישה זו הבטיחה כי הקו לא יחרוג מהטמפרטורה המותרת גם בתנאי קיצון.

ג. **עידוד פיתוח הרשת** – בכל מקרה בו חיבור מתקן יצור נוסף יביא לחריגה

מקריטריון האמינות, או לחריגה מסף העומס שנקבע לתרחיש קיצון, גובשה תוכנית לפיתוח הרשת כדי לאפשר את החיבור הנוסף מבלי לחרוג מהקריטריונים. לחברת החשמל נקבעו תמריצים תעריפיים כדי לעודד את ההשקעה בפיתוח הרשת.

בשנים האחרונות מתגבשים בעולם¹ כיווני חשיבה חדשים על פיתוח והפעלת הרשת. כיוונים אלו נובעים מהצורך לחבר מתקני אנרגיה מתחדשת בהספק משמעותי בתוך פרק זמן קצר, במקביל להתפתחות טכנולוגיית אגירה וטכנולוגיות המאפשרות מדידה של מצב הרשת וניהול של הסיכונים.

כיוונים מוצעים למיצוי הרשת הקיימת

מסמך זה מציג כיווני פתרון, אשר יישומם עשוי לגשר על משך הזמן הארוך הנדרש לתכנון ולהקמת הרשת, באמצעות מיצוי טוב יותר של קיבולת הרשת הקיימת, מבלי לפגוע באמינות האספקה. זאת ועוד, יישומם של פתרונות אלו עשוי גם לאפשר חיבור מתקנים נוספים לרשת שתפותח בעתיד, כך שתוכנית הפיתוח תיתן מענה גם למתקנים נוספים לאחר שנת 2030.

¹. [CIGRE, 2016], [EUROPEAN COMMISSION, 2017], [DOE, 2019], [ENTSO-E, 2020], [FERC, 2020].

כיווני החשיבה המוצעים נחלקים לשלוש קטגוריות:

- א. עדכון הקריטריונים להעמסת הרשת – תוך ניהול מושכל של הסיכונים;
- ב. שימוש באגירה למיצוי קיבולת הרשת;
- ג. התאמת מבנה התמריצים של חברת החשמל כדי לעודד יישום של הפתרונות.

עדכון הקריטריונים להעמסת הרשת

א. **Dynamic Line Rating (DLR)** - שימוש בטכנולוגיות מתקדמות לשם קביעה דינאמית של מגבלות הרשת לפי טמפרטורת ושקיעת הקו בפועל, במקום קביעת סף עומס אחיד לפי תנאי הקיצון בכל עונה. לפי ארגון מנהלי רשתות ההולכה באירופה, ENTSOE, טכנולוגיות אלו בשלות כבר היום, ומאפשרות להגדיל את העומס ברשת הקיימת בכ- 20% מבלי לסכן את מערכת החשמל. שימוש בטכנולוגיות אלו יספק למנהל המערכת נתונים על מצב הרשת ויאפשר לזהות אזורים בהם העומס על הרשת מביא לסיכון יתר. מומלץ לבדוק את הכדאיות של שימוש בטכנולוגיות אלו בתנאי מזג האוויר האופייני לישראל.

ב. **קידום תנאים טכנולוגיים שיאפשרו התאמת קריטריון האמינות לאנרגיה מתחדשת.** ניתוק מתקני אנרגיה מתחדשת במקרה של תקלה ברשת הוא זול משמעותית בהשוואה לעלות של שמירת יתירות ברשת. לכן, באזורים בהם הרשת משמשת בעיקר לחיבור מתקני אנרגיה מתחדשת, כגון רמת הגולן, מוצע לאפשר למנהל המערכת לנתק מתקני אנרגיה מתחדשת במקרה של תקלה ברשת. כך, ניתן יהיה להשתמש ביתירות הקיימת ברשת לשם חיבור מתקנים נוספים, מבלי לחרוג מהעומס המותר בעת תקלה ברשת.

כדי ליישם תיקון זה יש להקים מתקני שליטה המסוגלים לנתח את המצב ולהגיב במהירות הנדרשת על ידי הפחתת היצור במתקנים הרלוונטיים כדי לוודא כי העומס על הקווים בקרות תקלה לא יגרום לקריסה. כמו כן יש לוודא את המשמעות להיקף הרזרבה הסובבת שיידרש ברמה הארצית

כדי לתת מענה להפחתת היצור של מתקני אנרגיה מתחדשת כתוצאה מתקלות ברשת ההולכה.

ג. בתחנות משנה בהם קיים ביקוש גבוה, כגון תחמ"ש בית שאן, **מוצע להתחשב בעומס הביקוש המחובר בפועל לשנאי בעת קביעת פוטנציאל החיבור של אנרגיה מתחדשת**, שכן באזורים אלו האנרגיה המיוצרת במתקני אנרגיה מתחדשת נותנת מענה מקומי לביקוש (גם אם חלקי) ולכן לא כל עומס היצור הסולארי מגיע לתחמ"ש.

שימוש באגירה למיצוי קיבולת הרשת

א. **שילוב אגירה בשדות סולאריים קיימים או בקרבתם, באזורים בהם קיים או צפוי גודש ברשת** – מתן תמריץ כלכלי לשילוב אגירה באתרים אלו "ישטח" את הזרמת האנרגיה לרשת ויצמצם משמעותית את גודל החיבור הנדרש למתקנים הקיימים. כך, ניתן יהיה לאפשר חיבור מתקנים נוספים בערבה, בנגב, בעוטף עזה, בעמק בית שאן ובכל אזור אחר בו גודש ברשת מעכב חיבור אנרגיה מתחדשת. התרומה של פתרון האגירה לרשת מחייבת טעינה ופריקה בהתאם להנחיות מנהל המערכת.

ב. **שימוש בתשתית קיימת של חיבור למתח עליון לשם שילוב אגירה באזורים בהם יש הספק משמעותי של PV, במקום הקמת חיבורים חדשים ומסדרי מתח עליון**. השימוע להקמת מתקני אגירה במתח עליון [רשות החשמל, 2022ב] מחייב שימוש בתחנות משנה פרטיות או הקמה של תחנות משנה פרטיות חדשות. חיבור אגירה במתח גבוה לתחנות המשנה של חברת החשמל באזורים בהם כיום ניתנות תשובות מחלק שליליות, יאפשר להוזיל ולקצר מאוד את הליך הקמת האגירה.

ג. **שילוב חוות רוח ושדות סולאריים בחיבור אחד** – ניצול ההבדלים בפרופיל היצור בין הטכנולוגיות על מנת לאפשר חיבור הספק נוסף לרשת המיועדת לחיבור חוות רוח. שילוב זה עשוי לאפשר חיבור של מתקנים סולאריים בהספק מצטבר של מאות מגה וואט, בעיקר בצפון הארץ.

ד. **מתן סמכות למנהל המערכת להורות למחלק על אופן הפעלת האגירה גם ברשת החלוקה, כדי להבטיח שהטעינה והפריקה מתבצעים באופן התורם למערכת לאיזון היצור ומסייע להפחתת הגודש ברש ההולכה.**

עדכון מבנה התמריצים הכלכליים לחברת החשמל

א. **מוצע לקבוע כי עלות הפיצוי למתקני אנרגיה מתחדשת בגין ניתוק המתקנים במקרה של גודש או תקלה תשולם על ידי צרכני החשמל ולא תגרע מהכנסות חברת החשמל.** גישה זו, תרחיב את האפשרות של החברה לאשר חיבורים נוספים, משום שהיא תיתן מענה למצבי קצה בהם לא ניתן לאפשר את הזרמת האנרגיה לרשת.

ב. **מוצע לעדכן את מבנה התמריצים של החברה כדי לעודד שימוש בפתרונות שיאפשרו מיצוי של הרשת הקיימת, בנוסף לתמריצים הקיימים אשר מעודדים פיתוח של הרשת. כך, במקרה של יישום טכנולוגיה אשר תאפשר מצוי רשת, החברה תהנה מהתשואה שהייתה זכאית לה לו השקיעה בפיתוח הרשת הנוספת. תיקון מסוג זה נשקל כיום על ידי הרגולטור הפדראלי בארצות הברית (FERC) כדי לעודד שימוש בטכנולוגיות למיצוי הרשת ומוצע לשקול אותו גם בישראל.**

עבודה זו נועדה לעודד את הדיון הציבורי בפתרונות משלימים אשר יאפשרו למצות את קיבולת הרשת הקיימת ולגשר על משך הזמן הארוך עד להשלמת פיתוח הרשת, לשם עמידה ביעד האנרגיה המתחדשת

טבלה 1 מסכמת את כיווני הפתרון המוצעים. יישום הפתרונות צפוי לאפשר חיבור של 2000-4000 מגה וואט נוספים.

טבלה 1 – סכום הפתרונות למיצוי הרשת

תנאים ליישום	הערכת התוספת למיצוי הרשת	כיוון פתרון
טכנולוגיה להבטחת ניתוק המתקנים במקרה של תקלה. בחינה של פוטנציאל והסיכונים על ידי נגה. הסדרה כלכלית של הפיצוי מקרה של ניתוק מתקנים	תוספת של עשרות אחוזים לעומס הקיים ברמת הגולן תוספת חיבור MW 200	התאמת קריטריון האמינות לאנרגיה מתחדשת – ניתוק מתקנים במקרה של תקלה ברשת במקום שמירת יתירות
פריסת סנסורים על גבי רשת ההולכה. בחינה של פוטנציאל התרומה לתנאי מזג האוויר בישראל.	עד 20-30% תוספת MW 1000-500~	עומס דינאמי של הרשת לפי טמפרטורת הקו בפועל (DLR)
הסדרה של האפשרות לנתק מתקנים במקרה של עומס יתר	עד עשרות מגוואט תוספת, לחלק מתחנות המשנה סהכ – פוטנציאל לתוספת מאות מגוואט	התחשבות בביקוש הצרכנים במתן תשובות חיבור
הסדרה שתעודד הקמת מתקני אגירה בשדות קיימים או בצד מתח גבוה של תחמ"ש	הכפלת ההספק המחובר לתחנות המשנה הקיימות MW 1000-2000 ² ~	אגירה בשדות סולאריים קיימים או בצד המתח הגבוה של תחנות משנה קיימות
אגירה הסדרה של השילוב	תוספת של כ MW 500 סולארי בחיבורים מתוכננים של חוות רוח	שילוב מתקני רוח ומתקנים סולאריים בחיבור אחד

המשך המסמך מפרט את תמונת המצב של חיבור האנרגיה המתחדשת, תוכנית פיתוח הרשת שגובשה על ידי חברת נגה, והרקע לכל אחד מכיווני החשיבה שתוארו לעיל.

תודה לברק רשף, אשר היה שותף לחשיבה בחלק מהנושאים המפורטים בעבודה, על היעוץ ההנדסי.

² כיום מחוברים מתקנים קרקעיים בהספק של כ 2000 מגוואט. אנו מעריכים כי אגירה תשולב במתקנים קרקעיים ותאפשר תוספת של 50%-100% לעומס המחובר לשנאי באמצעות הסטה של עודפי האנרגיה לשעות הערב על ידי מתקני אגירה.

1 - תמונת מצב האנרגיה המתחדשת לקראת 2030

החלטת ממשלה 465 מיום 25.10.2020 קבעה כי עד שנת 2030, 30% מיצור החשמל יהיה ממקורות מתחדשים.

לפי הערכת מנהל המערכת, יצור האנרגיה בישראל יגיע ל 97.2 TWh בשנת 2030 [נגה, 2022]. מכאן, שעמידה ביעד תחייב יצור של כ 29 TWh ממקורות מתחדשים בשנה זו.

משרד האנרגיה ורשות החשמל פרסמו בחודש מאי 2022 מפת דרכים לאנרגיות מתחדשות בשנת 2030. ממסמך זה עולה, כי כדי להבטיח עמידה ביעד יש לחבר עד לשנת 2030 מתקנים סולאריים בהספק מצטבר של כ 17,100 מגה וואט [רשות החשמל, 2022א], [משרד האנרגיה, 2022]. זאת בהנחה שעד סוף העשור יחוברו חוות רוח בהספק של כ 320 MW לכל היותר. דוח מצב יעדי אנרגיה מתחדשת במשק החשמל שפרסמה רשות החשמל בספטמבר 2022 מלמד כי עד סוף השנה הנוכחית צפויים להתחבר לרשת מתקני אנרגיה מתחדשת בהספק כולל של כ- 5000 מגה וואט, מתוכם כ- 4600 מגה וואט מתקנים סולאריים, והיתר מתקנים תרמו-סולאריים ורוח [רשות החשמל, 2022א].

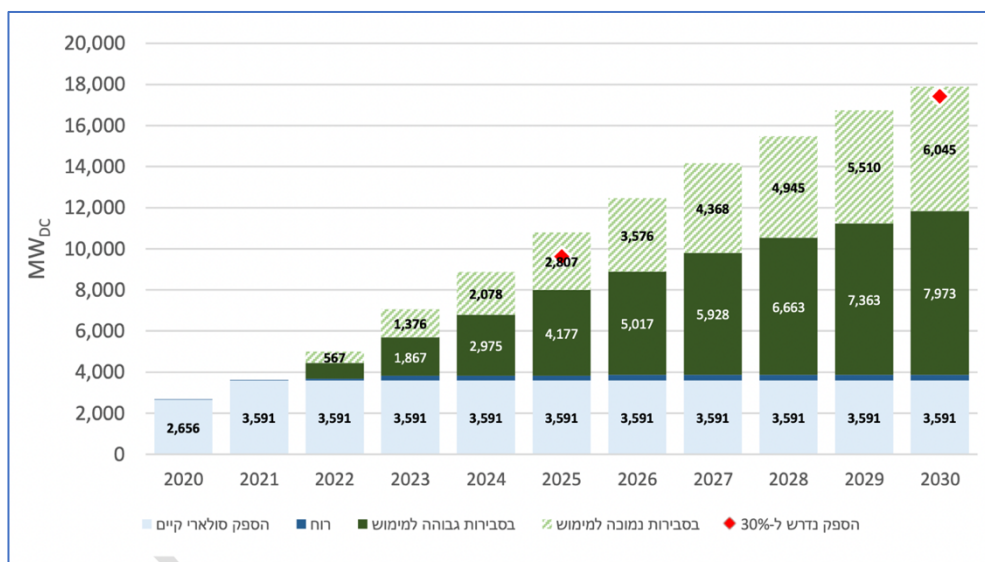
מפת הדרכים שפרסם משרד האנרגיה מפרט את האתגרים אשר עשויים לעכב מימוש של תוספת ההספק הנדרשת. המסמך מפרט אתגרים רגולטוריים, מחסור בשטח לאור צפיפות האוכלוסייה, ואתגר פיתוח הרשת. לאור אתגרים אלו, משרד האנרגיה מעריך במפת הדרכים כי עד לשנת 2030 יחוברו לרשת בסבירות גבוהה מתקנים סולאריים בהספק כולל של כ- 11,500 מגה וואט, מתוך 17,100 מגה וואט אשר נדרשים למשק בשנה זו. כלומר בסבירות גבוהה יחובר רק 60% מכושר היצור הסולארי הנדרש לשם עמידה ביעד [תרשים 1, טבלה 2].

טבלה 2 – הספק קיים והספק נוסף נדרש

צפוי הספק בסבירות גבוהה ב 2030 לפי משרד האנרגיה [מגה וואט]	הספק נדרש בסוף 2030 [מגה וואט]	צפי חיבור לרשת בסוף 2022 [מגה וואט]	תרמו סולאר
240	240	240	
326	326	135	רוח
11500	17100	4600	סולארי

מקורות: [רשות החשמל, 2022א], [משרד האנרגיה, 2022]

תרשים 1 – הספק סולארי בסבירות גבוהה לפי משרד האנרגיה




מקור: [משרד האנרגיה, 2022]

להערכת משרד האנרגיה, המשך המדיניות הקיימת צפוי להביא להקמה של כ 60% בלבד מההספק הסולארי הנדרש לשם עמידה ביעד האנרגיה המתחדשת. מכאן הצורך בפתרונות משלימים להאצת חיבור המתקנים

II - תוכנית נגה לפיתוח הרשת

תוכנית הפיתוח האינטגרטיבית של חברת ניהול מערכת, סוקרת את השטחים הפוטנציאליים להקמת מתקני האנרגיה המתחדשת, ומפרטת את ההשקעות הנדרשות במערכת המסירה על מנת לאפשר את חיבור המתקנים שיקומו באזורים שמופו. תרשים 2 מסכם את התוכנית המוצעת.

תרשים 2 – סיכום תוכנית פיתוח הרשת



1. סיכום תוכנית הפיתוח של מערכת המסירה לשנים 2022-2030

מערכת	מרכיב המערכת	שנת 2021	הערכה לסוף ת"פ-2030	שינוי
הולכה 400 ק"ו [ק"מ מעגל]	אורך מעגלי מתח על	794	1,554.50	760.50
	תגבור יכולת Uprating מתח על		337.2	
	בניה מחדש והעתקת קווים מתח על		9.5	
השנאה - תחנות מיתוג 400/161 ק"ו	מספר תחמ"ג 400/161 ק"ו	9	15	6
	יכולת ההשנאה בתחמ"ג 400/161 ק"ו קיימות וחדשות [מגוואר]	12,945	24,225	11,280
הולכה 161 ק"ו [ק"מ מעגל]	אורך רשת עלית מ"ע	4,765.00	5,756.64	991.64
	בניה מחדש והעתקת קווים מ"ע		530.4	
	תגבור יכולת בקווים קיימים מ"ע		1112.1	
	אורך רשת תת-קרקעית מ"ע	164	452.56	288.56
	אורך רשת 115 ק"ו [ק"מ מעגל]	42	42	0
השנאה - תחנות משנה 161 ק"ו של חברת החשמל	מספר תחמ"ש קבועות	122	195	73
	מספר תחמ"ש ארעיות	9	2	-7
	מספר תחמ"ש ניידות	24	7	-17
	סה"כ יכולת ההשנאה [מגוואר]	18,822	30,493	11,671
סוללות קבלים [מגוואר]	הספק סוללות קבלים מ"ג	2,261	5,054	2,793
	הספק סוללות קבלים מ"ע	444.3	984.3	540

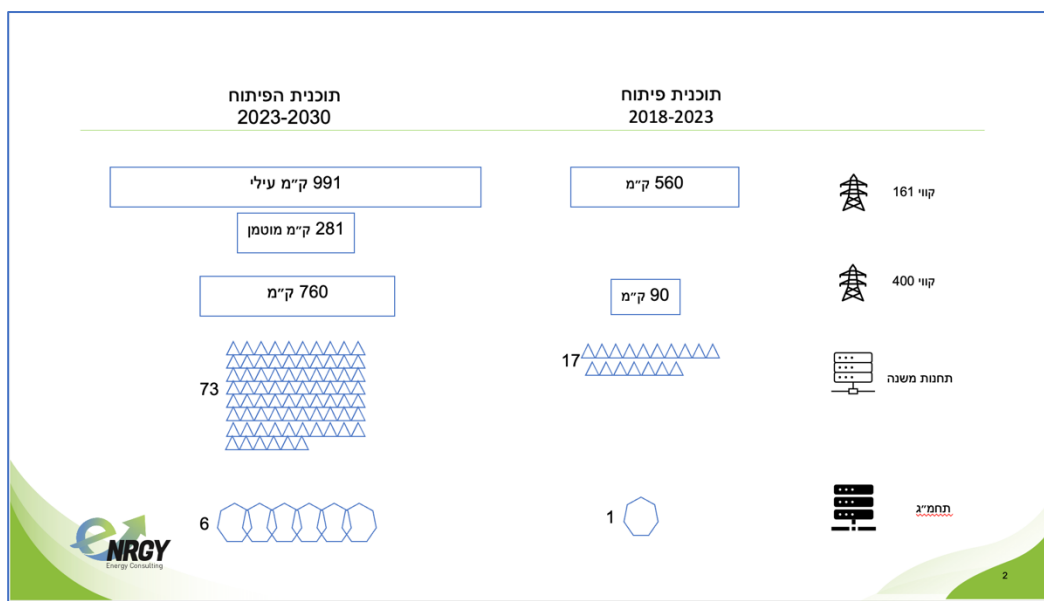
מהתוכנית עולה כי העמידה ביעד האנרגיה המתחדשת מחייבת:

- א. הקמת תחנת מיתוג 161/400 ק"ו בנגב המערבי
- ב. תוספת של כ-20% לרשת קווי 161 ק"ו הקיימת היום;
- ג. תוספת ש כ-60% למספר תחנות המשנה הקיימות היום.

כדי להעריך את היתכנות יישום התוספת הנדרשת, השונו את היקפי הפיתוח בתוכנית הנוכחית, להיקפים אשר אושרו בתוכנית הפיתוח בשנת 2018 (תרשים 3). מההשוואה עולה, כי היקפי הפיתוח המתוכננים כעת גדולים משמעותית מההיקפים שאושרו בתוכנית פיתוח הרשת ב 2018:

- א. אורך קווי 400 ק"ו גדול פי 8 לעומת תוכנית 2018;
- ב. אורך קווי 161 ק"ו גדול פי 2 לעומת תוכנית 2018;
- ג. מספר תחנות המשנה שיוקמו בתקופת התוכנית גדול פי 5 ממספר התחנות שמוקם בתוכנית שאושרה ב 2018;
- ד. התוכנית כוללת 6 תחמ"גים, לעומת תחמ"ג 1 בתוכנית 2018.

תרשים 3 – תוכנית הפיתוח הנוכחית לעומת תוכנית 2018



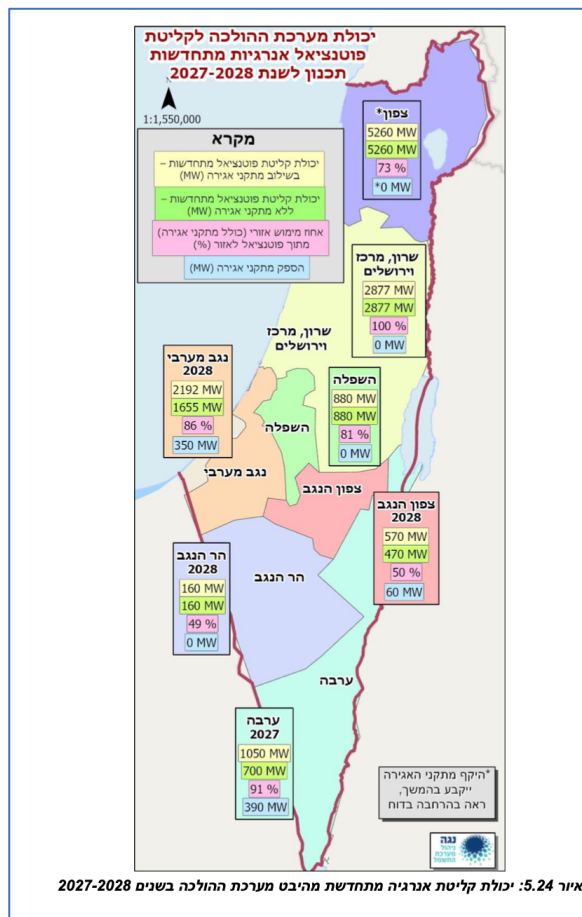
בתוכנית הפיתוח המוצעת כיום, חלק מהרכיבים המומלצים בתוכנית לא עבר עדיין תהליך אישור סטטוטורי, ולכן שלב ההקמה ידחה לאחר השלמת התכנון.

לפי פרסומי רשות החשמל, תהליך התכנון עשוי להימשך במוצע 9.9 שנים לקו 400 ק"ו, ו- 4.6 שנים לקו 161 ק"ו [רשות החשמל, 2021]. מכאן, שתחילת ההקמה של רכיבי הרשת שטרם אושרו סטטוטורית צפויה להידחות לשנים 2028-2032. בפועל, תהליך התכנון של קווי 161 ק"ו עשוי להתארך בדומה למשך הליך התכנון של קווי 400 ק"ו, משום שבעבר ניתן היה להקים קווים אלו בהליך של הרשאה ממנהל התכנון, ואילו בשנים האחרונות מנהל התכנון מחייב הליך ממושך יותר של תוכנית מתאר ארצית [מבקר המדינה, 2018].

תוכנית פיתוח הרשת המוצעת על ידי נגה גדולה משמעותית מהתוכנית הקודמת שאושרה ב 2018. בנוסף, חלקים משמעותיים בתוכנית עדיין לא עברו תהליך אישור סטטוטורי. לאור זאת, הסבירות להשלמת פיתוח הרשת עד לשנת 2030 מוערכת כנמוכה. מכאן החשיבות של מיפוי פתרונות משלימים לחיבור מתקנים

על אף משכי הזמן הארוכים הנדרשים לפיתוח הרשת, חברת נגה מעריכה בתוכנית האינטגרטיבית כי ההספק ימומש לקראת סוף העשור. כך למשל, בשנת 2028 יתאפשר מימוש של כמחצית מהפוטנציאל בנגב המערבי הר הנגב וצפון הנגב. באזור רמת הגולן צפוי מימוש של כ-שני שלישי מהפוטנציאל. בפועל, פערי המימוש עלולים להיות גדולים משמעותית, כתוצאה התארכות תהליכי התכנון.

תרשים 4 – יכולת קליטת אנרגיה מתחדשת לפי אזור, 2027-2028,
לפי התוכנית האינטגרטיבית שפרסמה חברת נגה



מקור: [נגה, 2022]

III – קריטריון עומס דינאמי

רקע

עקרונות התכנון וההפעלה של רשת ההולכה מבוססים על גישה זהירה, כדי להבטיח שהעומס לא יחרוג מהמותר גם בתרחישי קיצון. גישה זו מקובלת בכלל העולם והיא נובעת מהחשיבות של רשת ההולכה לפעילות הכלכלית ולהבטחת שירותים חיוניים.

בשנים האחרונות, התפתחה גישה חדשה אשר מבוססת על מדידה מדויקת של מצב הרשת ומאפשרת להגדיל את העומס על הרשת מבלי לחשוף את הרשת לסיכון לא רצוי. כך, בשונה מהמצב הקיים בו העומס המותר הוא קבוע לכל העונה (קיץ/חורף), העומס המותר הוא משתנה דינאמי המתעדכן בהתאם למצב בפועל של הרשת.

שינוי זה הוא תוצאה של שלושה גורמים:

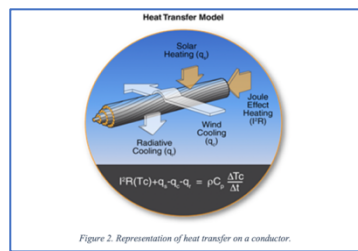
- א. **צורך** – צורך בקליטת מתקני אנרגיה מתחדשת בהיקפים נרחבים
- ב. **טכנולוגיה** – פיתוח מגוון רחב של טכנולוגיות אשר מאפשרות גישה למידע בזמן אמת על מצב הרשת בפועל.
- ג. **כלים אנאליטיים** – בינה מלאכותית וכלים אחרים אשר מאפשרים לחזות את המצב הצפוי של הרשת, גם בהינתן מידע חלקי.

פרק זה מציג את העקרונות של ההעמסה הדינאמית, הטכנולוגיות הקיימות וההערכה של התרומה למיצוי השימוש ברשת.

מהו קריטריון עומס דינאמי - DLR?

העומס המותר על הקו (line rating) מוגדר לפי כמות החום הנוצר בקו כתוצאה מהזרם העובר במוליכי הקו עקב ההתנגדות של החומר ממנו עשויים המוליכים, החום הנוסף לקו כתוצאה מקרינת השמש, והחום המוסע מהקו לסביבה, בעיקר כתוצאה מרוח.

תרשים 5- עומס החום על קו רשת



מקור: [2022, DOE]

הגישה המסורתית (static line rating) הניחה הנחות מחמירות ביחס לתנאי הסביבה באזור הקו, בפרט קרינת השמש ומהירות הרוח, על מנת למזער את הסיכוי ששקיעת הקו (sag) תעבור את הסף המותר. הסף הזהיר נקבע כך משום שהשקיעה של הקו היא מהירה יחסית (כ- 15 דק') במקרה שבו טמפרטורת הקו עולה.

בישראל ובמדינות נוספות מקובל לדייק במידת את הקריטריון באמצעות קביעת סף עומס עונתי (חורף/קיץ) ובאמצעות חלוקה לשני אזורים גאוגרפיים (שפלה ובקעה). הגישה העונתית והחלוקה הגאוגרפית עשויים להביא להערכה עודפת או להערכה חסרה של העומס המותר על הקו, משום שהם מבוססים לרב על הטמפרטורה הממוצעת בכל עונה ואזור, מבלי לקחת בחשבון את מהירות הרוח באזור הקו בזמן נתון.

הגישה הדינאמית מבוססת על **מדידה בפועל** של שקיעת הקו ו/או של תנאי הסביבה באזור הקו. מכיוון שתנאי מזג אוויר קיצוניים מתקיימים לרב למשך תקופה קצרה יחסית, גישה זו מאפשרת להגדיל את העומס על הרשת מבלי להגדיל את הסיכון למערכת.

תועלת צפויה מקריטריון עומס דינאמי

מספר מחקרים בחנו בשנים האחרונות את התרומה של העמסה דינאמית, ומצאו כי יישום של גישה זו מאפשר להגדיל את העומס על הקווים בעשרות אחוזים מבלי להגדיל את הסיכון לרשת:

א. ENTSOE – ארגון מנהלי רשתות ההולכה באירופה, קובע כי טכנולוגיות להעמסה דינאמית נמצאות ברמת בשלות טכנולוגית מרבית [level 9 readiness]. לפי ארגון זה, העמסה דינאמית יכולה לאפשר תוספת עומס של 10%-25% מעבר לעומס האפשרי כיום, מבלי להגדיל את הסיכון למערכת. Entsoe – [DLR technology](#) [readiness level].

ב. US-DOE – משרד האנרגיה בארצות הברית, ניתח מקרה בוחן ומצא כי העמסה דינאמית יכולה להגדיל את העומס על רשת ההולכה בכ- 35%. תוספת ההספק יכולה לגדול ל 38%-49%, אם נוסף להעמסה דינאמית יעשה שימוש גם בטכנולוגיות מתקדמות לניתוב האנרגיה על קווי הרשת [US-DOE, 2022].

העמסה דינאמית הינה גישה לפיה העומס המותר על הקו נקבע באמצעות מדידה של טמפרטורת ושקיעת הקו בפועל, במקום קביעת סף אחיד המבוסס על תנאי סביבה מחמירים. הגישה מאפשרת תוספת עומס של לפחות 10%-25%

טכנולוגיות ליישום קריטריון עומס דינאמי

מקובל להבחין בין שני סוגים עיקריים של טכנולוגיות להעמסה דינאמית:

- א. מדידה ישירה – סנסורים אשר מאפשרים מדידה ישירה של טמפרטורת הקו או של שקיעת הקו.
- ב. מדידה אזורית – מדידה של הטמפרטורה ו/או הרוח באזור הקו על מנת להעריך את הצטברות ואת הסעת החום מהקו.

מסקירה של משרד האנרגיה בארה"ב עולה כי הגישה המבוססת על מדידה ישירה מחייבת פריסה של סנסורים במרחקים קצרים לאורך הרשת היא יקרה יותר ומחייבת קליברציה סנכרון ותחזוקה. לעומת זאת, מדידה אזורית זולה וקלה יותר לאחזקה, אולם דיוק המדידה המתקבל באמצעותה עשוי להיות נמוך יותר. [DOE, 2019].

טבלה 3 מפרט את סוגי הטכנולוגיות המשמשות למדידה אזורית, וטבלה 4 מציג את סוגי הטכנולוגיות למדידה ישירה [DOE, 2019].

טבלה 3 – טכנולוגיות העמסה דינאמית המבוססות על מדידה אזורית

	Measurement Parameter	Approach	Description with Advantages (+) and Disadvantages (-)
Environmental Parameter Monitoring	Weather	Numerical and Statistical Methods	Given historical weather data and other data sources, predicts weather conditions through computation and mathematics. + Minimal to no specialized hardware required. - Real-time predictions are error prone.
		Direct-Measured	Weather-station sensors measure wind speed, wind direction, temperature, and solar radiation. + Environmental parameters can be directly measured. - Many weather stations required to monitor large area.
		Physics Model with Direct-Measured	A computational fluid dynamics model uses analysis of the terrain to map wind speed and direction from weather stations data to adjacent areas. + A single weather station can effectively monitor a much larger area. - Models take additional time to run. - Requires large amount of geographic data.
	Conductor Replica	Device uses a conductor material, placed close to and in the direction of the line to be monitored, as a proxy for the line. The material's temperature is measured while it is heated electrically to determine the ambient cooling conditions. + Does not require a line outage. - Difficult to verify and validate calibration.	

טבלה 4 – טכנולוגיות העמסה דינאמית מבוססות מדידה ישירה

	Measurement Parameter	Approach	Description with Advantages (+) and Disadvantages (-)
Direct Conductor Monitoring	Temperature	Ground-based Sensor	Devices like infrared thermometers/cameras are used to measure conductor temperature from the ground. + Temperature can be measured directly. + No line outage is required. - Difficult to verify and validate calibration. - Susceptible to physical interference, which may cause inaccurate readings.
		Line-mounted Sensor	Thermocouples or thermistors are affixed onto the conductor to measure its temperature. + Temperature can be measured directly. - Single point of measurement. - May require line outage during installation or maintenance. - Difficult to verify and validate calibration.
	Tension Monitor		Devices are attached to the conductor to measure the mechanical force between the line and the structure. + Monitors physical characteristics of a conductor and can benefit asset management (e.g., ice loading). - Requires line outage to install.
	Sag	Ground- or Structure-based Sensor	Cameras monitor the distance a line has sagged. This is accomplished through image processing techniques, or with a target affixed to the line that the camera tracks. + No line outage is required. + Monitors physical characteristics of a conductor and can benefit asset management. - Difficult to verify and validate calibration.
Line-mounted Sensor		Devices that measure the inclination and vibration of a line to determine the amount the line has sagged. + Monitors physical characteristics of a conductor and can benefit asset management. - May require line outage. - Difficult to verify and validate calibration.	

הדור הראשון של טכנולוגיות אלו התאפיין במגוון מגבלות [CIGRE, 2016]:

- א. הנתונים התאפיינו בתנודתיות גבוהה ולא נלוו אליהם כלי חיזוי שאפשרו להעריך את העומס האפשרי על הקווים בשעות הבאות;
- ב. הסנסורים התבססו על אנרגיה ממקורות סולאריים, ולכן בחלק מהשעות לסנסור לא היה מקור אנרגיה ולא התאפשרה הפעלתו;
- ג. הסנסורים נעדרו יכולת תקשורת והתבססו על הרשת הסלולארית בסביבה. לכן, באזורים דלילים באוכלוסייה ללא תשתית סלולארית מספיקה המידע לא יכול היה לעבור למנהל הרשת.

לפי [CIGRE, 2016], הדור החדש של הסנסורים התגבר על כשלים אלו ולכן המידע המתקבל אמין ומאפשר למנהל הרשת להגביר את העומס על הקו. בפרט:

- א. ניתן להתקין את הסנסורים על קווי הרשת מבלי להפסיק את הקו;
- ב. הסנסורים כוללים מקור אנרגיה ואנם תלויים באנרגיה סולארית;

ג. התקשורת לוויינית ואינה תלויה בזמינות של תקשורת סלולארית;
 ד. לטכנולוגיה נוספה יכולת בינה מלאכותית המאפשרת חיזוי אמין של טמפרטורת הקו בשעות הקרובות.

טבלה 5 מפרטת דוגמאות לטכנולוגיות המוכרות כיום להעמסה דינאמית. מהטבלה ניתן לראות כי מרבית הסנסורים כוללים יותר מטכנולוגיה אחת למדידת מצב הקו.

טבלה 5 טכנולוגיות העמסה דינאמית מבוססות מדידה ישירה

שיטה	טכנולוגיה
הפקת מידע מהסיב האופטי המותקן לאורך הרשת	Prisma photonics
מדידת תדר התנודה של הקו כדי לקבוע את השקיעה מדידת רוח מדידת טמפרטורת הקו	Ampacimon – ADR
מדידת תדר התנודה של הקו כדי לקבוע את השקיעה מדידת רוח מדידת טמפרטורת הקו	Atecnum
LiDAR - מדידת מרחק הקו מהקרקע ושיפוע הקו לשם הערכת השקיעה של הקו	Lindsey
LiDAR - מדידת מרחק מהקרקע ושיפוע הקו לשם הערכת השקיעה של הקו בפועל	Linevision
מגוון סנסורים	Hemidoll power

יישומים של קריטריון עומס דינאמי בעולם

ENTSOE מפרט מגוון דוגמאות ליישום גישת ההעמסה הדינאמית באירופה. מהמקרים עולה כי טכנולוגיות העמסה דינאמית מיושמות במספר מדינות מרכזיות באירופה ומאפשרות שם הגדלה של העומס על הקווים בעשרות אחוזים מבלי לפגוע באמינות הרשת.

תרשים 6 – יישומי העמסה דינאמית בגרמניה וסלובניה

<p>Germany 2015</p> <p>Description DLR is used on many heavily loaded OHL. The system is integrated into most of the German TSO's dispatching centres that exchange the ratings online.</p> <p>Design There are different approaches for weather forecasts based on local and regional measurements as well as seasonal settings. The maximal derived ampacity differs depending on the region.</p> <p>Results Rated capacity was raised up to 200%</p>	<p>Slovenia 2013 - 2017</p> <p>Description The DLR system covers 29 lines (6 × 400 kV, 4 × 220 kV and 17 × 110 kV). The system is fully functional and integrated into the daily operation. The main applications that support real-time operation and operation planning are the mitigation of N and N-1 overloading operational situations and calculations of transmission capacities for up to two days ahead. The system also features an inverse DLR algorithm for icing prevention and alarms for extreme weather conditions along the lines.</p> <p>Design Indirect (non-contact) DLR system based on macro and micro-scale meteorological models supported by weather measurements. Calculations are performed for each line span. The system allows the definition of maximal operating temperature per tension field. Comprehensive modular IT system with data quality monitoring and uncertainties modules, integrated with the SCADA/EMS.</p> <p>Results On average, 92–96% of the time the DLR system offers a higher transmission capacity with a median increase of 15–20% of the nominal capacity. Over 20 events in N and over 500 in N-1 topologies are mitigated annually by the DLR system.</p>
---	---

מקור: Entsoe – [DLR technology readiness level](#)

תרשים 7 – יישומי העמסה דינאמית בבלגיה צרפת וספרד

<p>Belgium/France 2008 – 2020</p> <p>Description DLR systems are installed on 27 lines including all HVAC interconnection lines, and both real-time and forecast DLR data are used in intraday and day-ahead operation planning and market capacity allocation processes. The recent development of the system and its validation through surveyor measurements of sag demonstrated that up to 200% of rated capacity was available in certain circumstances.</p> <p>Design Commercially available sensors were used to measure real-time sag directly on 70 kV, 150 kV, 245 kV and 400 kV lines. Up to 60h-ahead forecast module has been developed.</p> <p>Results Intraday rated capacity is raised up to 130%, whereas for CORESO processes it is raised up to 110% based on statistical risk assessment.</p>	<p>Fuendetodos – María line, Spain 2017</p> <p>Description The research for BEST PATHS is focused on repowering existing power lines and enhancing the technological knowledge and application of conductor technologies through different innovations. DEMO 4 has addressed the following objective through the development of a prototype DLR system based on low cost sensors, allowing for higher temperature operations of current line technologies. Part of the BEST PATHS project is the implementation of the DLR sensors on a transmission line in Spain.</p> <p>Design Using 7 DLR sensors on existing 220 kV live line variations in a catenary angle of 0.005° or 10 cm in sag will be measured and communicated for optimal line loading.</p> <p>Results Using data from DLR sensors, existing corridors were optimised to carry more power. A transmission capacity increase of 15–30% was measured over the duration of the experiment, which lasted 3 months.</p>
---	--

Entsoe – [DLR technology readiness level](#) : מקור

IV - התאמת קריטריון האמינות לחיבור אנרגיה מתחדשת

רקע

פיתוח הרשת בישראל מבוסס, כמו במדינות רבות בעולם, על קריטריון האמינות "N-1". לפי קריטריון זה, רכיבי רשת ההולכה לא יחרגו מהעומס התפעולי המותר במקרה של הפרעה אשר תביא לפגיעה ברכיב רשת עיקרי³. שמירה על קריטריון האמינות מחייבת להפעיל את קווי ההולכה בשגרה בעומס מוגבל, כדי לאפשר הסטה של העומס לקווים אחרים בעת תקלה תפעולית, מבלי לחרוג מהעומס המותר.

קריטריון האמינות "N-1" גובש בתקופה בה הרשת שימשה בעיקר לאספקת חשמל לצרכנים והוא נועד להבטיח את המשך הספקת החשמל הרציפה לצרכנים, תוך שמירה על שרידות המערכת ומניעת עומס יתר שיביא את המערכת לעלטה.

בבסיס קריטריון האמינות עומדת ההבנה שהנזק הכלכלי במקרה של הפסקת ההספקה לצרכנים הוא גבוה משמעותית מהעלות של שמירת יתירות ברשת, ולכן בראיה משקית שמירת היתירות ברשת היא מיטבית. לעומת זאת, במקרה של חיבור אנרגיה מתחדשת, אם נתן להבטיח ניתוק של המתקנים במקרה של תקלה ברשת, אפשר להבטיח מיצוי של היתירות ברשת וחיבור מתקנים נוספים, מבלי לסכן את שרידות המערכת.

³ '(N-1) criterion' means the rule according to which the elements remaining in operation within a TSO's control area after occurrence of a contingency are capable of accommodating the new operational situation without violating operational security limits [Comission Regulation EU, 2017]

המשך הפרק מפרט את הניתוח הכלכלי ואת התנאים בהם ניתן לשקול ההתאמה של קריטריון באופן זה.

הכדאיות הכלכלית של שמירת יתירות ברשת לצרכנים⁴

קצב התקלות האופייני של קווי הולכה בישראל הינו כ 1.5 הפסקות ממושכות לכל 100 קילומטר מעגל בשנה. קרי, סיכוי של 1.5% לתקלה בכל ק"מ בשנה. כאשר הקו משרת צרכנים, תקלה בקו ללא יתירות תביא לניתוק צרכנים על מנת להימנע מהעמסת יתר אשר עלולה לסכן את המערכת. התוחלת השנתית של הנזק הכלכלי מניתוק צרכנים, ללא יתירות ברשת היא כ 1.3 מ"ש"ח לק"מ לשנה:

- א. העומס המירבי על הקו הוא 300 מגה וואט, אולם בפועל בעת התרחשות תקלה צפוי עומס ממוצע של 100-150 מגו"ט.
- ב. הערך הכלכלי המקובל של אי-אספקה לצרכנים הוא כ- 30 דולר לקוט"ש (~100 ש"ח) [נגה, 2022]
- ג. משך התיקון הממוצע הוא כ- 6 שעות, ולכן העלות הכלכלית של ניתוק צרכנים בעומס כולל של 150 מגה וואט לתקן בהתאם לנ"ל, במקרה של תקלה בקו הולכה, הוא כ - 90 מ"ש"ח⁵.
- ד. בהתחשב בסיכוי לתקלה (1.5%), תוחלת הנזק בשנה אחת - כתוצאה מהעדר יתירות ברשת - היא כ 1.3 מ"ש"ח לקילומטר קו בשנה⁶.

לעומת זאת, העלות של שמירת יתירות ברשת ההולכה כדי למנוע את ניתוק הצרכנים היא 200 א"ש"ח לק"מ קו לשנה בלבד:

⁴ פרק זה צפוי להתפרסם בינואר 2023 כחלק מדוח בנושא: פתרונות משלימים לחבור אנרגיה מתחדשת לרשת, מאת נורית גל

⁵ החישוב: $6 \times 150,000 \times 100$ - נזק כלכלי כתוצאה מניתוק צרכנים בקו הולכה בהינתן תקלה שתימשך 6 שעות
⁶ החישוב: $1.5\% \times 90 \times$ מ"ש"ח

א. עלות ההקמה של קו 161 ק"ו היא כ 3.5 מ"ח לק"מ [רשות החשמל, 2018].

ב. אורך החיים של הקו הוא כ 45 שנה והתשואה המוכרת לחברת החשמל על השקעות ברשת היא כ- 4.5% [רשות החשמל, 2018].
לכן, העלות השנתית של הקו לצרכנים הוא כ 180 אש"ח לק"מ לשנה בלבד⁷

ג. עלות התחזוקה היא כ 20 אש"ח לק"מ לשנה [רשות החשמל, 2018].

כלומר, העלות השנתית של הקמת קו הולכה, אשר יאפשר יתירות בהספקה במקרה של תקלה (200 אש"ח לשנה) נמוכה משמעותית בהשוואה לתוחלת הנזק השנתי שעשוי להגרם לצרכנים ללא יתירות (1.3 מ"ח לשנה).
לכן, בקווי הולכה אשר מיועדים להספקת אנרגיה לצרכנים, הקמת קיבולת רשת אשר תאפשר יתירות במקרה של תקלה היא כדאית כלכלית ועדיפה על הפתרון של ניתוק הצרכנים.

הכדאיות הכלכלית של ניתוק אנרגיה מתחדשת בעת תקלה ברשת

לעומת זאת, כאשר הרשת משמשת לחיבור אנרגיה מתחדשת, הכדאיות הכלכלית של ניתוק הקו במקרה של תקלה, גבוהה משמעותית מהכדאיות הכלכלית של שמירת יתירות ברשת כדי לאפשר את המשך הספקת האנרגיה ממתקן היצור:

א. במקרה של תקלה, ניתן להפסיק את יצור האנרגיה המתחדשת אשר מועמסת על הקו עד לתיקון התקלה.

ב. בהנחה שהתעריף למתקנים סולאריים הוא כ 18 אג'/לקוט"ש, והתעריף למתקני רוח הוא כ- 30 אג'/קוט"ש, והקיטום מתרחש

⁷ החישוב נעשה לפי פונקציית PMT בהינתן $WACC = 4.5\%$, עלות ההקמה 3.5 מ"ח, ו-45 שנות החזר.

בשעה בה הקו מועמס במלוא הקיבולת, הנזק הכלכלי מהפסקת מתקן היצור עד להשלמת תיקון הקו הוא – 320 - 540 אש"ח⁸. בפועל, תוחלת הנזק נמוכה משמעותית, משום שהתקלה לא תתרחש בהכרח בשעה בה האנרגיה המתחדשת מייצרת במלוא כושר הייצור.

ג. הסיכוי לתקלה ממושכת הוא 1.5% לק"מ לשנה, כפי שהראינו לעייל, ולכן התוחלת השנתית של התשלום למתקני אנרגיה מתחדשת בגין הפסקת המתקנים כתוצאה מתקלה היא 5-8 אש"ח לק"מ קו לשנה⁹.

כלומר, התוחלת השנתית של הנזק במקרה של תקלות בקו המיועד לחיבור אנרגיה מתחדשת (5-8 אש"ח לק"מ לשנה) נמוכה משמעותית בהשוואה לעלות השנתית של הקמת קו נוסף אשר ישמש ליתירות (200 אש"ח לק"מ לשנה).

המשמעות – ניתן להגדיל את העומס על הקווים

לאור זאת, במקרה בו הקו משמש לחיבור אנרגיה מתחדשת בלבד, מוצע לשקול להעמיס כל אחד מהמעגלים ב 100% ללא יתירות. כלומר, קו דו-מעגלי בעל יכולת הולכה של 300 מגווא"א יוכל לאפשר חיבור של מתקנים בהספק כולל של 600 מגווא"א.

במקרה בו הקו משמש גם להזנת צרכנים, מוצע לשמר את היתירות ביחס לצרכנים בלבד. כלומר, אם הקו משרת צרכנות בעומס של 50 מגה וואט, תישמר יתירות לעומס זה בלבד.

כדי ליישם תיקון זה יש להקים מתקני שליטה המסוגלים לנתח את המצב ולהגיב במהירות הנדרשת על ידי הפחתת הייצור במתקנים הרלוונטיים כדי

⁸ החישוב: $300,000 \times 6 \times 0.18$ תוחלת נזק מהפסקת מתקן סולארי כתוצאה מתקלה של 6 שעות בקו הולכה

לוודא גם כי העומס על הקווים בקרות תקלה לא יגרום לקריסה. כמו כן יש לוודא את המשמעות להיקף הרזרבה הסובבת שיידרש ברמה הארצית כדי לתת מענה להפחתת היצור של מתקני אנרגיה מתחדשת כתוצאה מתקלות ברשת ההולכה.

מוצע כי רשות החשמל תנחה את מנהל המערכת לקדם פיתוח ויישום של טכנולוגיות אשר יבטיחו ניתוק בעת תקלה, כדי לאפשר חיבור נוסף של מתקני אנרגיה מתחדשת.

ניתוק מתקני אנרגיה מתחדשת במקרה של תקלה ברשת ההולכה עדיף כלכלית על פני שמירת יתירות ברשת שתבטיח את המשך הזרמת האנרגיה מהמתקן בשלב ראשון, מוצע לבחון אפשרות זו באזורים ברשת המיועדים לחיבור אנרגיה מתחדשת בלבד

החשיבה מחדש על קריטריון האמינות באירופה

פרויקט GARPUR של האיחוד האירופי התמקד בחשיבה מחדש על קריטריון האמינות לתכנון רשת החשמל [European Commission, 2017]. בפרויקט השתתפו בלגיה, בולגריה, צ'כיה, דנמרק, צרפת, איסלנד ונורבגיה. לפי מסמכי הסיכום של הפרויקט, החשיבה באירופה על פיתוח הרשת התבססה על קריטריון N-1, בדומה לישראל. כלומר, הרשת באירופה תוכננה כך שבמקרה של כשל ברכיב רשת עיקרי, הרשת תוכל להמשיך לשאת את העומס מבלי לחרוג מהפרמטרים התפעוליים המוכרים. לשם כך, חיבור של מתקנים חדשים חייב פיתוח של הרשת, על מנת להבטיח יתירות מספקת בהתאם לקריטריון האמינות. פרויקט GARPUR מציע חשיבה מחדש על קריטריון האמינות, תוך התייחסות לשלושה מיימדים עיקריים:

- א. סבירות התקלה
- ב. העלות הכלכלית של הפרעות בהספקה במקרה של תקלה
- ג. פתרונות חליפיים לניהול העומס במקרה של תקלה – כגון, ניהול ביקושים, אגירה או ניתוק מתקני אנרגיה מתחדשת

כלומר, לפי החשיבה המוצעת העומס על רכיבי הרשת הנותרים לא יחרוג מהמותר במקרה של תקלה ברכיב רשת עיקרי, אולם ניתן ליישם את הקריטריון באמצעות הפסקת מתקני יצור או אגירה ולא רק באמצעות שמירת יתירות ברשת.

דוח הסיכום של פרויקט GARPUR מפרט גם מקרי בוחן בהם יושמה הגישה המוצעת. בפרט מתואר מקרה בוחן ברשת ההולכה בבלגיה ובמקרה בוחן ברשת ההולכה בצרפת.

V - שימוש באגירה למיצוי קיבולת הרשת

רקע – השנאה ואגירה בתוכנית הפיתוח

תוכנית הפיתוח שגובשה על ידי נגה, ממליצה על תוספת השנאה לקליטת אנרגיה מתחדשת בהספק מצטבר של כ 4200 מגה וואט. לפי התוכנית, תוספת זו תמומש באמצעות:

- א. הקמה של 16 תחנות משנה חדשות המיועדות לקליטת אנרגיה מתחדשת מרשת החלוקה, בהספק כולל של כ 2100 מגה וואט.
- ב. תוספת השנאה ב 31 תחנות משנה קיימות בהספק כולל של כ 2000 מגה וואט.

לאור ריבוי התועלות של האגירה למקטע היצור ולמקטע הרשת, תוכנית הפיתוח ממליצה לפעול כדלקמן:

לפי התוכנית נדרשת למשק החשמל תוספת אגירה של 1800 מגה וואט ל 4 שעות, מעבר לאגירה אשר צפויה לקום בהליכים התחרותיים למתקנים משולבי אגירה וכן מעבר לאגירה השאובה.

התוכנית האינטגרטיבית מציעה כי מתקנים אלו יפרסו בהתאם לאזורים בהם נדרש שילוב מתקני אנרגיה מתחדשת (תרשים 5.26 בתוכנית האינטגרטיבית) כמו כן, התוכנית ממליצה כי היחס בין מתקני אגירה ברשת החלוקה לבין מתקני אגירה במתח עליון יהיה בהתאם ליחס המתקנים הסולאריים. בהתאם לפוטנציאל השטחים (סעיף 2.6 בתוכנית), המשמעות היא הקמת שליש מהספק האגירה (600 מגה וואט) במתח עליון, והיתר (1200 מגה וואט) במתח גבוה.

הצורך בחשיבה מחדש על האגירה בתוכנית האינטגרטיבית

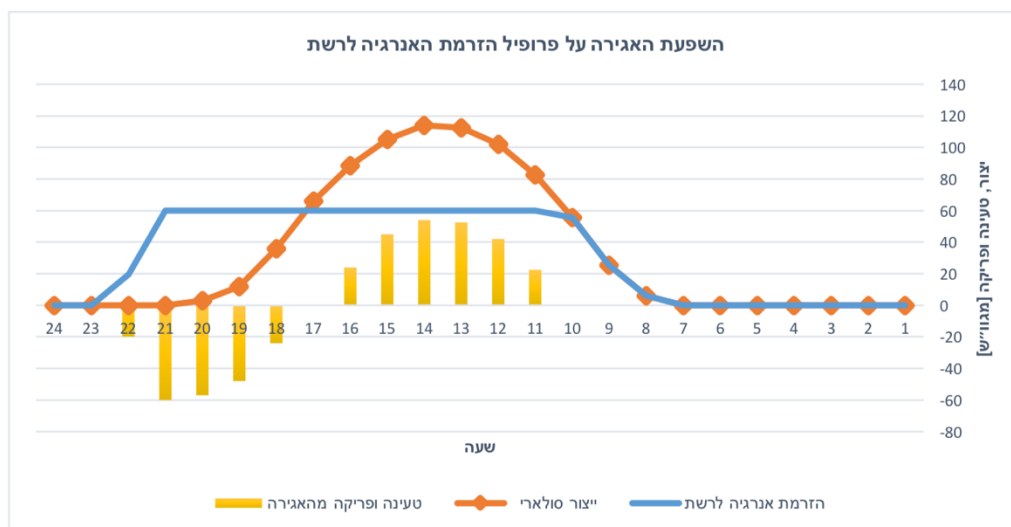
התוכנית שפורסמה ממליצה כי האגירה אשר תקום בהתאם לצרכי מקטע היצור, תיתן תועלת מיטבית גם למקטע הרשת. זאת משום שהתוכנית ממליצה למקם את האגירה באזורים בהם צפוי הספק משמעותי של יצור PV ולכן צפוי גודש בהולכה.

עם זאת, התוכנית מסתפקת בהיקפי האגירה הנדרשים לצורך מקטע הייצור ואיננה שוקלת להוסיף אגירה מעבר לצרכי מקטע הייצור לשם פתרון מגבלת הרשת.

תוספת אגירה יאפשר מיצוי של הרשת הקיימת

תוספת אגירה ברשת החלוקה, בדגש לאגירה בתוך שדות סולאריים קיימים, מאפשרת "לשטח" את עקום היצור הסולארי ובכך להקל את העומס על הרשת ולאפשר חיבור מתקנים נוספים (תרשים 8)

תרשים 8 – השפעת תוספת אגירה על הזרמת אנרגיה לרשת



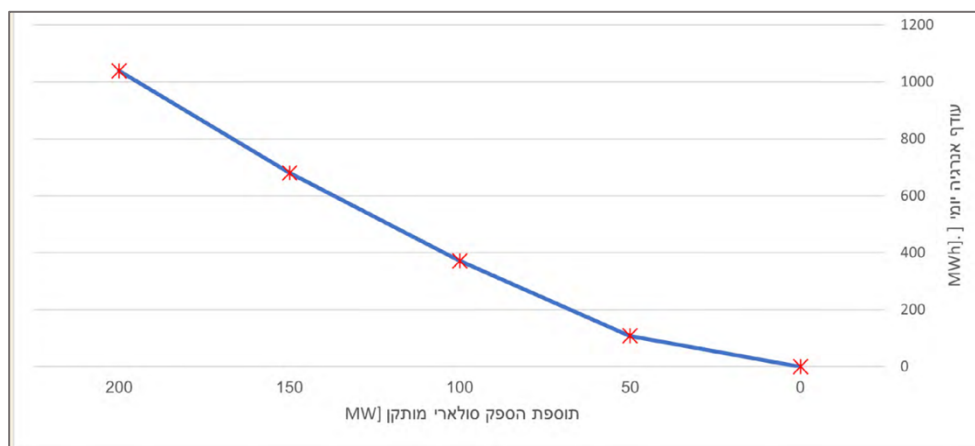
הכדאיות הכלכלית של אגירה לעומת הקמת תחנת משנה

במחקר קודם, בחנו את קיבולת האגירה הנדרשת לעומת תוספת ההספק הסולארי שיחובר לרשת [גל, 2021]. מהעבודה עולה כי:

- א. ככל שתוספת ההספק הסולארי גדלה, קיבולת האגירה הנדרשת כדי לקלוט את עודפי היצור הסולארי גדלה באופן לא ליניארי.
- ב. כך למשל, תוספת של אנרגיה סולארית בהספק של 50 MW מעבר לכ- 200 MW אשר מחוברים כיום במרחב אילת (25% תוספת) תחייב קיבולת של 100 MWh; תוספת של מתקנים סולאריים בהספק של 100 MW (50% תוספת), תחייב קיבולת אגירה של 400 MWh [תרשים 9].
- ג. כלומר, הכפלת תוספת ההספק מגדילה פי 4 את קיבולת האגירה שתידרש לקליטת העודפים.

הסיבה לכך הינה, שכל עוד תוספת ההספק הסולארי קטנה, הרשת תוכל לקלוט את האנרגיה מההספק הנדרש בשעות הבוקר ובשעות אחר הצהריים, ורק בשעות הצהריים ייווצר עודף יצור מעבר לקיבולת הרשת. לעומת זאת, כאשר תוספת ההספק גדולה, גם האנרגיה שתיוצר בשעות הבוקר ובשעות אחר הצהריים תעלה על קיבולת הרשת.

תרשים 9 - קיבולת אגירה נדרשת לפי תוספת ההספק הסולארי



כדאיות כלכלית של הקמת האגירה לעומת פיתוח הרשת

טבלה 6 משווה את עלות פיתוח הרשת לעומת האגירה עבור שתי רמות של תוספת הספק, ביחס למצב הבסיס בו מחוברים לרשת מתקנים בהספק מצטבר של 200 MW. מהטבלה עולה כי:

- א. באזור בו יש פוטנציאל לתוספת קטנה של היצור הסולארי, אגירה עדיפה על פיתוח רשת.
- ב. באזורים בהם נדרש פיתוח משמעותי האגירה עדיפה על פני פיתוח הרשת אם מביאים בחשבון את התרומה הנוספת של האגירה לחיסכון בתחנות כח.

טבלה 6 – עלות פיתוח הרשת לעומת עלות אגירה

עלות נטו של פתרון האגירה להחלפת הרשת [מש"ח]*** *	תרומת האגירה לחיסכון בכושר ייצור [מש"ח]** *	עלות פתרון האגירה* [מש"ח]	קיבולת אגירה נדרשת כתחליף לפיתוח הרשת [MWh]	עלות פיתוח הרשת* [מש"ח]	תוספת ההספק הסולארי / 25% MW 50
6	65 -	100	100	100	/ 25% MW 50
130	260 -	400	400	200	/ 50% MW 100

(*) עלות פיתוח הרשת מחושבת לפי מקדם של 2 מש"ח למגה וואט סולארי [רשות החשמל, 2021]

(**) עלות האגירה מחושבת לפי 1000 ש"ח לקוט"ש

(***) התרומה לחיסכון בכושר ייצור מחושבת לפי 80% מתעריף הזמינות של מתקן ייצור במחזור פתוח (4.69 אג'קילוואט) על פני 8000 שעות בשנה, למשך 20 שנה בערך מהוון להיום. לצורך החישוב הנחנו כי 4 קוט"ש מחליפים קילוואט אחד [נגה, 2022]

(****) העלות נטו מחושבת לפי העלות בפועל בניכוי התועלת להחלפת כושר ייצור

המיקום המיטבי לאגירה ברשת החלוקה

לפי ניתוח שהוכן על ידי חברת ניהול המערכת, המיקום המיטבי להקמת מתקני האגירה לקליטת אנרגיה מתחדשת הוא סמוך ככל האפשר למקור הייצור [נגה, 2021].

בישראל, כשני שלישי מהייצור הסולארי צפוי להתחבר לרשת החלוקה [נגה, 2022]. לכן, לפי נגה, כשני שלישי מהאגירה צריכה לקום ברשת החלוקה, סמוך ככל האפשר למקום הייצור. שילוב האגירה בחיבור לרשת של המתקנים הסולאריים מבטיח את היתרונות הבאים¹⁰:

- א. **ניצול אופטימאלי של משאבי הרשת (הולכה והשנאה)** – משום שהאגירה "משטחת" את הייצור ומצמצמת את קיבולת הרשת הנדרשת.
- ב. **קיצור והקלת הליך התכנון** – השימוש בשטח המופר של האתר הסולארי מקל על הליך אישור תוספת האגירה וממזער את ההפרעה לסביבה.

התמריצים הקיימים למיקום האגירה ברשת החלוקה

רשות החשמל יצרה מנגנון שוק לפיו מספקים וירטואליים ללא כושר ייצור רשאים להתקשר בהסכם לרכישת חשמל ממתקני ייצור ואגירה. הסדרה זו מתמרצת את המספקים להקים מתקני אגירה על מנת לחסוך את עלות רכישת האנרגיה בשעות הפסגה עבור צרכניהם. ההסדרה מאפשרת למספק להתקשר בהסכם לרכישת החשמל מכל מתקן אגירה המחובר לרשת החלוקה. לא נקבעו בהסדרת השוק תמריצים למיקום האגירה באזורים בהם לאגירה תהיה תרומה אפשרית לחיסכון במשאבי רשת. לכן:

¹⁰ תודה לרוני ברנדס מחברת דוראל על הערותיו מאירות העיניים בנושא זה

א. באתרים חדשים המתוכננים להשתלב במודל השוק, יש ליצרנים תמריץ להקים אגירה באופן שיצמצם את החיבור הנדרש ויסיט את האנרגיה לשעות הערב.

ב. במתקנים קיימים, בהם היצרן זכאי לתעריף גבוה מהערך הכלכלי הצפוי במודל השוק, אין ליצרן כל תמריץ להוסיף אגירה למתקן ולהסיט את האנרגיה לשעות הערב.

לאור זאת, נדרש תמריץ נוסף לשילוב אגירה באתרים סולאריים קיימים בהם היצרנים זכאים לתעריף הזנה גבוה ממחיר השוק.

המלצות לעידוד אגירה ברשת החלוקה

מוצע לעודד שילוב אגירה במתקנים סולאריים קיימים, על מנת לאפשר מיצוי טוב יותר של קיבולת הרשת ולאפשר חיבור מתקנים סולאריים נוספים באותם אזורים.

עקרונות מוצעים לעידוד הקמת האגירה:

- א. זכאים להשתתף בהליך התחרותי בעלי מתקנים המחזיקים באישור חיבור לרשת המאפשר הזרמת אנרגיה בשעות היום, הממוקמים באזורים שאושרו על ידי מנהל המערכת.
- ב. יצרנים אלו יגישו הצעות מחיר להקמת אגירה ל- 4 שעות, בהספק שיקבע על ידם.

תנאים עיקריים לקבלת התעריף:

- א. הזרמת אנרגיה לרשת בשעות הפסגה בהתאם לקיבולת האגירה שזכתה בהליך התחרותי בהתאם לדרישות מנהל המערכת.
- ב. ויתור על הספק חיבור לרשת, בהתאם להספק הזכייה.
- ג. היצרנים יהיו רשאים להתקשר בהסכם עם מספק וירטואלי למכירת האנרגיה הנפרקת מהאגירה.

לדוגמא, מתקן בהספק פאנלים של 13 MWp וחיבור לרשת של 10 MW ללא קיבולת אגירה. אם המתקן נכלל ברשימת הזוכים בהליך התחרותי לתוספת אגירה בהספק של 1 MW ל 4 שעות, אזי יתווספו למתקן 4 MWh, והזכאות של המתקן לחיבור רשת תפחת ל 9 MW. היתרונות הגלומים בהצעה זו:

- א. "שחרור" משאבי רשת באזורם בהם ניתן לחבר מתקנים נוספים
- ב. תזרים הכנסה נוסף למתקני אגירה מעבר לארביטראז' הצפוי במודל השוק – התמריץ יעודד הקמת מתקני אגירה לצורך התקשרות בהסכם עם מספקים וירטואליים.
- ג. טעינה ופריקה של האגירה בהתאם לצורכי מנהל המערכת, אף שהמתקן מתקשר בעסקה עם מספק.

הליך תחרותי לשילוב אגירה במתקנים סולאריים קיימים יאפשר לשחרר משאבי רשת ולחבר מתקנים סולאריים נוספים באותו אזור; בנוסף תשתפר הכדאיות של שילוב האגירה במודל השוק.

VI - שילוב חוות רוח ומתקנים סולאריים בחיבור אחד

רקע

פוטנציאל הרוח בישראל הוא מוגבל יחסית ומוערך בכ- 700-1000 MW בלבד. פוטנציאל זה ממוקד בעיקר באזור רמת הגולן, הגליל והגלבוע, וכן באזור יער יתיר והרי אילת.

באזורים בהם קיים פוטנציאל להקמת חוות רוח, יש לרב גם פוטנציאל להקמת מתקנים סולאריים, שילוב אפשרי של חוות הרוח ושל המתקנים הסולאריים על גבי אותו חיבור עשוי לאפשר הקדמה של חיבור מתקני אנרגיה מתחדשת תוך מיצוי טוב יותר של קיבולת הרשת.

הגישה הקיימת

כיום, מתקני יצור בטכנולוגיות רוח ושמש מוקמים בחיבורים נפרדים. זאת על אף שבסקר החיבור המחלק מביא לידי ביטוי ככל הנראה את פרופיל היצור הצפוי של כל מתקן בהתאם לטכנולוגיה המבוקשת. גישה זו מגבילה חיבור מתקנים ומביאה למיצוי חלקי של קיבולת הרשת.

מיצוי קיבולת הרשת באמצעות שילוב מתקני רוח ומתקנים סולאריים

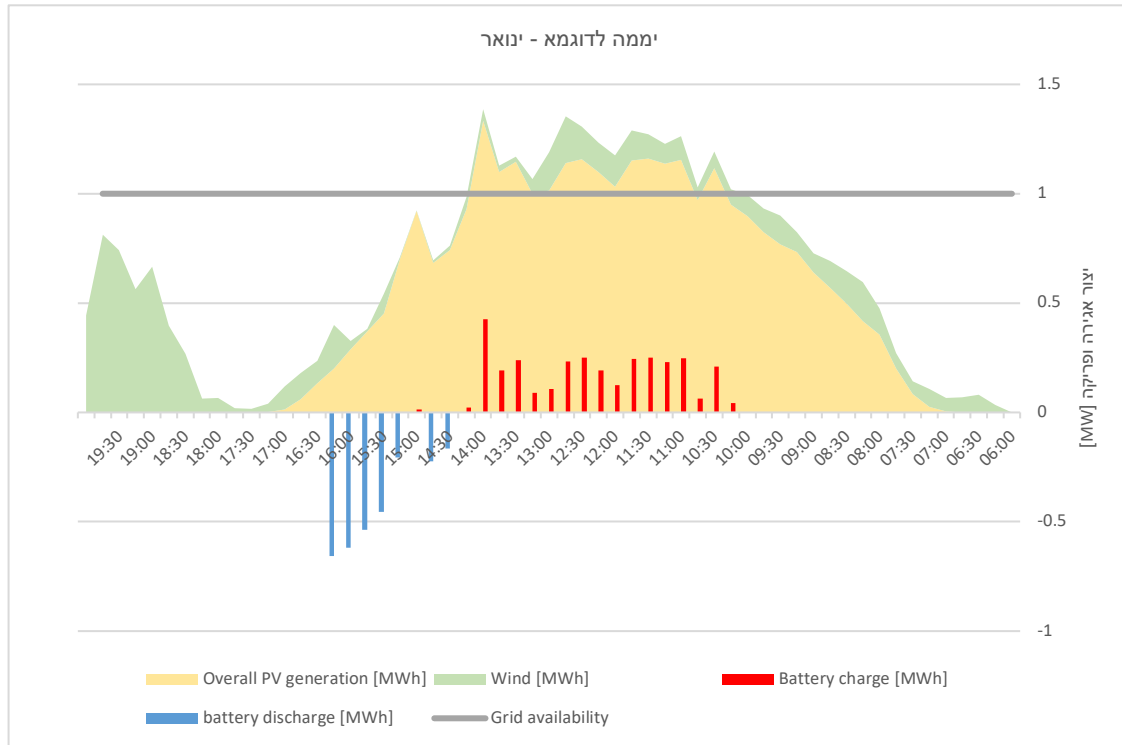
נדגים את הכדאיות של שילוב המתקנים בטכנולוגיות רוח ושמש באמצעות מקרה הבוחן של המחלק ההיסטורי מעלה גלבע.

באזור מעלה גלבע קיימת חוות רוח בהספק של 6.8 MW עם גודל חיבור של 7.2 MW. המחלק מעוניין לשלב באותו חיבור גם מתקנים סולאריים בהספק של 2.7 MWp.

תרשים 10 ממחיש דוגמא ליצור הסולארי וליצור הרוח ביממה אחת בחודש ינואר. מהתרשים ניתן לראות כי ביממה זו מרבית יצור הרוח מתרחשת בערב לאחר שעות היצור הסולארי, עם זאת בשעות הצהרים תתכן חפיפה בין מקורות היצור כך שסך היצור יעלה על קיבולת הרשת. יצור עודף זה ניתן

לקטום או לטעון למתקן אגירה ולהזרים לרשת בשעות בהן היצור הסולארי נמוך יותר.

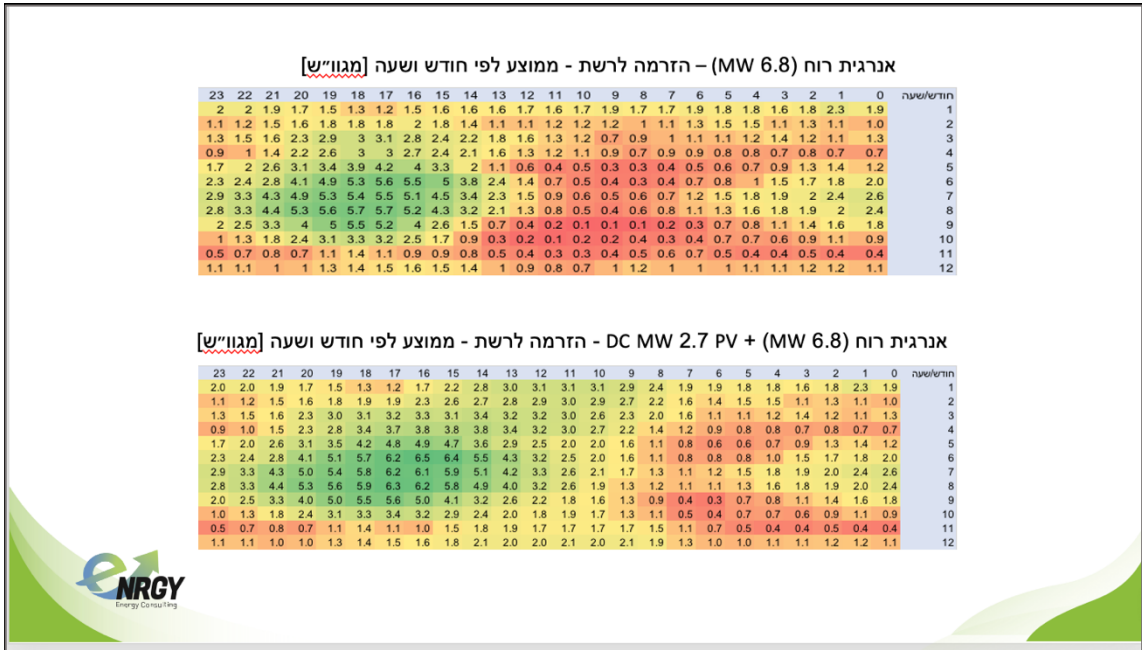
תרשים 10 – זוגמא לשילוב מתקן יצור סולארי ומתקן רוח



תרשים 11 מסכם את מקדם ההספק הממוצע של ניצול הרשת לפי שעה וחודש:

- א. בחלקו העליון של התרשים ניתן לראות את מיצוי הרשת במצב בו מחוברות טורבינות רוח בלבד. במצב זה השימוש ברשת גבוה יותר בשעות הערב.
- ב. בחלקו התחתון של התרשים מוצג המיצוי הצפוי של הרשת במצב בו משולב בחיבור הרוח גם שדה סולארי. במצב זה, השימוש ברשת יעלה בשעות הצהרים ולכן המיצוי הכולל של קיבולת הרשת יהיה גבוה יותר.

תרשים 11 – מיצוי קיבולת הרשת באמצעות שילוב רוח ו- PV



שילוב מתקנים סולאריים וטורבינות רוח באותו חיבור יאפשר חיבור של מתקני אנרגיה מתחדשת בהספק של מאות מגה וואט ברשת שתוכננה לחיבור חוות רוח, תוך הקדמה משמעותית של מועד החיבור



VII - עדכון חלוקת הסיכונים במקרה של ניתוק מתקנים

הפתרונות המוצעים בעבודה זו צפויים להגדיל את מספר השעות בהן ינותקו מתקני אנרגיה מתחדשת (dumped energy). הסיבות לכך:

- א. שילוב רוח ומתקנים סולאריים, עשוי להביא לכך שאחד מהמתקנים ינותק בשעות בהן האנרגיה הכוללת עולה על קיבולת הרשת, והעודף גדול מקיבולת האגירה שנבנתה לשם כך.
- ב. העמסה דינאמית של הקווים, עשויה להביא לכך שבחלק מהשעות עומס החום על הקווים לא יאפשר העברה של אנרגיה במלוא כושר היצור לו ניתנה תשובת מחלק חיובית.
- ג. עדכון קריטריון האמינות עשוי להביא לכך שבמצבים של תקלה ברשת ההולכה יידרש ניתוק של מתקני אנרגיה מתחדשת על מנת למנוע עומס יתר על שאר רכיבי הרשת.

בהסדרה הקיימת, חברת החשמל נושאת במלוא העלות במקרה של ניתוקים ממושכים או תכופים ללא פיצוי בתעריף החשמל. כך, לחברה אין תמריץ לעודד פתרונות משלימים משום שפתרונות אלו יגדילו את נטל הפיצוי למתקנים במקרה של ניתוק.

פרק זה סוקר את המצב הקיים וממליץ על עדכון לחלוקת הסיכונים על מנת לעודד את החברה לשקול פתרונות משלימים הכרוכים בין השאר גם בניתוק של מתקני אנרגיה מתחדשת במקרי קצה.

חלוקת הסיכונים הקיימת במקרה של ניתוק מתקן אנרגיה מתחדשת

אמות המידה הקיימות מסדירות את חלוקת הסיכונים בין היצרן לבין חברת החשמל במקרה של תקלה אשר תביא לניתוק היצרן:

א. מתקן אנרגיה מתחדשת המחובר לרשת ההולכה זכאי לפיצוי (אמת מידה 141 (א)(1)(א)) לפי תוכנית היצור, כלומר, הפיצוי אמור לשפות את היצרן על ההכנסה שנמנעה ממנו, בהתאם לכמות שהייתה אמורה להיות מיוצרת ולתעריף לו זכאי היצרן.

ב. מתקן אנרגיה מתחדשת המחובר לרשת החלוקה זכאי לפיצוי לפי העקרונות המפורטים להלן (אמת מידה 141 (א)(1)(א)):

i. בגין הפרעה חד פעמית אשר משכה עולה על 20 שעות – מכפלת התעריף בייצור השעתי הממוצע של עשרות הימים שקדמו להפרעה.

ii. בגין הפרעה ממושכת אשר משכן הכולל בשנה אחת עולה על 40 שעות - מכפלת התעריף בייצור השנתי הממוצע.

כלומר, לפי חלוקת הסיכונים הקיימת היום, במקרה של מתקן במתח עליון, חברת החשמל נושאת במלוא האחריות לכלל הניתוקים, ואילו במקרה של מתקנים ברשת החלוקה החברה נושאת במלוא האחריות לניתוקים ממושכים מעל 20 שעות.

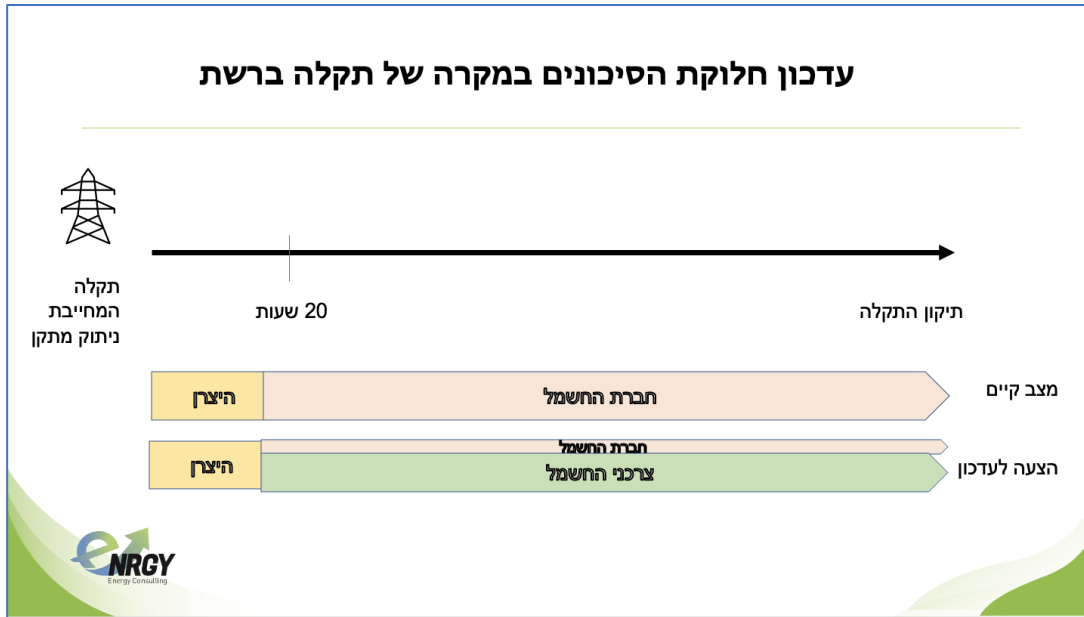
כפי שהוסבר בפתיח, אימוץ הפתרונות המוצעים בעבודה זו צפוי לצמצם את היתירות בקווים ולהגדיל את תדירות האירועים בהם חברת חשמל נדרשת לפצות מתקני אנרגיה מתחדשת על ניתוק מהרשת. מצב עניינים זה אינו מעודד את החברה למצות את השימוש ברשת הקיימת.

המלצה לעדכון חלוקת הסיכונים

מוצע להתאים מחדש את חלוקת הסיכונים במקרה של ניתוק מתקני אנרגיה מתחדשת, לפי העקרונות המפורטים להלן:

- א. היצרן יישא בהפסד ההכנסה עד ל- 20 שעות ניתוק בשנה (או סף אחר שייקבע), הן ביחס למתקנים המחוברים לרשת ההולכה והן ביחס למתקנים המחוברים לרשת החלוקה.
- ב. במקרה של תקלות אשר ימנעו מן המתקן להזרים אנרגיה לרשת במשך יותר מ 20 שעות בשנה, היצרן יהיה זכאי לשיפוי והשיפוי יוכר בתעריף החשמל. כך, חברת החשמל לא תהיה חשופה להפסד במקרה של תקלה אשר תחייב ניתוק ממושך של מתקני אנרגיה מתחדשת במקרה של תקלות ברשת ההולכה.
- ג. ניתן לקבוע כי ההכרה בתעריף לא תפצה את חברת החשמל על מלוא השיפוי ליצרנים אלא תחייב השתתפות עצמית מוגבלת של החברה. זאת, על מנת לשמר את התמריץ הקיים היום לחברת החשמל לתקן את הרשת ולהחזיר את המתקן ליצור.
- ד. כך לדוגמא, במצב בו תקלה ברשת ההולכה חייבה ניתוק של חוות רוח למשך 300 שעות בשנה אחת: היצרן לא יהיה זכאי לפיצוי עבור 20 השעות הראשונות, אך יקבל שיפוי על הפסד היצור ב- 280 השעות הנותרות. צרכני החשמל יממנו 90% מהשיפוי (152 שעות) וחברת החשמל תישא בעלות של 10% מהשיפוי (28 שעות).
- תרשים 12 מסכם את ההבדל בין שיטת השיפוי הקיימת היום לבין השיטה המוצעת.

תרשים 12 – עדכון חלוקת הסיכונים במקרה של תקלה ברשת



עדכון מנגנון הפיצוי הקיים, כך שחברת החשמל לא תישא במלוא עלות ניתוק היצרנים, יעודד את החברה לאפשר חיבור גם במקרים בהם נדרש ניתוק של מתקנים במקרי קצה

VII - עדכון מבנה התמריצים לשם עידוד מיצוי הרשת

מבנה התמריצים הקיים לפיתוח הרשת

מבנה התמריצים של חברת החשמל בפיתוח רשת החשמל הוסדר בהחלטה על בסיס תעריף רשת, [רשות החשמל, 2018].
העקרונות המרכזיים בבסיס תעריף הרשת הם:

א. ההשקעות ברשת נעשות בהתאם לתוכנית פיתוח שאושרה על ידי רשות החשמל ושר/ת האנרגיה;

ב. הרשות מכירה בהשקעות רק אם יש בהם תועלת משקית – קרי, ההשקעות חיוניות כדי לתת מענה לביקוש הצרכנים, לחברי מתקני יצור ולהבטיח עמידה בקרטיוני התכנון (עקרון *used and useful*);
ג. ההכרה בעלות נפרסת על פני משך החיים הנורמטיבי של רכיבי הרשת (45 שנה);

ד. נוסף להחזר שנתי של החלק היחסי של ההשקעה, התעריף כולל גם תשלום של תשואה על ההשקעה.¹¹

ה. הוצאות שוטפות לתחזוקה מוכרות בהתאם לעלות הנורמטיבית והחברה איננה זכאית לתשואה בגיבן.

עקרונות אלו מקובלים ברב מדינות העולם והם נועדו לתמרץ את חברות ההולכה להשקיע בפיתוח הרשת.

11 התשואה משקללת את התשואה על ההון העצמי של החברה ותשואה על חוב, בהתאם לשערי הריבית המוכרים, היחס הראוי בין ההון העצמי לחוב, והתשואה הראויה להון עצמי לפי רמת הסיכון.

הצורך בחשיבה מחדש על מבנה התמריצים

מבנה התמריצים הנוכחי מעודד את חברת החשמל לפתח את הרשת. כך, פתרונות משלימים אשר מאפשרים להגדיל את השימוש ברשת הקיימת, מצמצמים את האפשרות של חברת החשמל לקבל תשואה על השקעות ברשת ולכן לחברה אין תמריץ לאמץ פתרונות אלו.

ראוי לציין כי על אף מבנה התמריצים הקיים, החברה חיברה עד כה מתקני אנרגיה מתחדשת בהיקף של 5000 מגה וואט. למרות זאת, ראוי לבחון האם עדכון של מבנה התמריצים עשוי לעודד את החברה לאמץ פתרונות אשר יאפשרו חיבור מתקנים נוספים.

חשיבה מחדש על עדכון מבנה התמריצים בארה"ב

הצורך בחשיבה מחדש על מבנה התמריצים, נדון גם בארה"ב על ידי הרגולטור הפדראלי [FERC, 2020]. לפי שימוע שפרסם FERC, מבנה התמריצים הקיים איננו מעודד חברות הולכה להטמיע טכנולוגיות אשר יאפשרו מיצוי טוב יותר של הרשת הקיימת ושל הרשת המוקמת, משום שהשקעות אלו אינן זכאיות לתשואה והחיסכון בפיתוח הרשת המתקבל מטכנולוגיות אלו אף מצמצם את הזכאות של החברה להנות מתשואה על השקעות בפיתוח.

לפי השימוע, הרגולטור הפדראלי שוקל מספר כיוונים לפתרון:

- א. זכאות לתשואה על השקעות בטכנולוגיה.
- ב. הגדלת התשואה על השקעות ברשת, ככל שהפיתוח כולל גם יישום של טכנולוגיות.
- ג. חלוקה של החיסכון לציבור – כך שחברת ההולכה תהיה זכאית לחלק מהתועלת הנחסכת בפיתוח הרשת.

המלצה לעדכון מבנה התמריצים בישראל

מוצע לשקול עדכון למבנה התמריצים של חברת החשמל, על מנת לעודד יישום פתרונות שיאפשרו שימוש מוגבר ברשת הקיימת. בפרט:

א. בתהליך אישור תוכנית הפיתוח, מנהל המערכת יידרש לכלול גם פתרונות למיצוי הרשת הקיימת. בכלל זה, אגירה וטכנולוגיות להעמסה דינאמית.

ב. לכל טכנולוגיה, תוצג הערכה של תוספת קיבולת הרשת שתאפשר ומנהל המערכת יוודא כי אימוץ הטכנולוגיה אינו מגדיל את הסיכון לרשת.

ג. ככל שהטכנולוגיה תיושם, חברת החשמל תהיה זכאית לתשואה בהתאם לחיסכון בהשקעה בפתוח הרשת, אשר התקבל באמצעות אותה טכנולוגיה.

לדוגמא, נניח מצב בו אימוץ טכנולוגית אגירה או טכנולוגיה להעמסה דינאמית איפשר תוספת קיבולת והביא לחיסכון בהקמת קו הולכה בעלות כוללת של 100 מ"ח.

בכל שנה תחושב התשואה אשר חברת החשמל הייתה זכאית לה, לו הייתה נעשית ההשקעה בהקמת קו ההולכה, ותשואה זו תוכר בתעריף החשמל. כך, הציבור יחסוך את עלות הקמת הקו, אך ייחנה מקיבולת רשת זהה לזו שהייתה מתאפשרת באמצעות הקמת הקו; ואילו חברת החשמל תהנה מתשואה על ההשקעה, אף שההשקעה נחסכה.

מבנה תמריצים זה מעודד את החברה לאמץ פתרונות טכנולוגיים אשר מאפשרים להקדים חיבור של מתקני אנרגיה מתחדשת, תוך שימור מנגנון הבקרה של חברת נגה על התאמת הפתרונות לצרכי המשק.

רשימת מקורות

1. [החלטת הממשלה 465](#) מיום 25.10.2020
2. מבקר המדינה, 2018. דוח שנתי 69א – [פיתוח רשת החשמל ותחזוקתה](#)
3. משרד האנרגיה, 2022. [מפת דרכים לאנרגיות מתחדשות בשנת 2030](#)
4. נגה, 2021. [שילוב מתקני אגירה ברשת החשמל](#)
5. נגה, 2022. [תוכנית פיתוח אינטגרטיבית למערכת היצור והמסירה עד שנת 2030](#)
6. נורית גל, 2021. [האם אגירת אנרגיה יכולה להוות תחליף לפיתוח הרשת לשם עמידה ביעד 2030?](#), עבור אילת איילות, מכון השל ו- NZO
7. רשות החשמל, 2018. [בסיס תעריף הרשת עלויות מוכרות למקטעי ההולכה, החלוקה ושירותי הצרכנות במשק החשמל ותימחורן לשנים 2018-2022](#)
8. רשות החשמל, 2021. דברי הסבר לשימוע - [תעריף חיבור עמוק ליצרנים](#)
9. רשות החשמל, 2022א. [דוח מצ"ב - יעדי אנרגיה מתחדשת במשק החשמל – מחצית א 2022](#)
10. רשות החשמל, 2022ב. [שימוע- קביעת אמות מידה למתקני אגירה ברשת ההולכה אשר יחולו על יצרנים בהליך תחרותי מס' 1 למתקני אגירה ברשת ההולכה](#), מיום 10.2.2022.
11. Brattle Group, 2019. [Improving Transmission Operation with Advanced Technologies:](#)
12. CIGRE, 2016. [Enhanced Economic and Operational Advantages of Next Generation Dynamic Line Rating Systems](#)
13. Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 [establishing a guideline on electricity transmission system operation](#)
14. DOE, 2019. [Dynamic Line Rating – Report to Congress](#)
15. DOE, 2022. [Grid Enhancing Technologies: A Case Study on Ratepayer Impact](#)
16. ENTSO-E – [DLR technology readiness level](#)
17. ENTSO-E, 2019. [Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019](#)
18. European Commission, 2017. [The GARPUR project results](#), October 2017
19. FERC [reliability primer](#)
20. FERC, 2020 ["Electric Transmission Incentives Policy Under Section 219 of the Federal Power Act."](#) [Online].
21. McCall & Goodwin, 2015. [Dynamic Line Rating as a Means to Enhance Transmission Grid Resilience CIGRE conference](#)
22. [NERC list of standards](#)
23. NERC, 2021. [State of Reliability](#)

24. Tsuchiya, T. B., Ross, S., Bigelow, A., 2021. [Unlocking the Queue with Grid-Enhancing Technologies](#). The Brattle Group prepared for the WATT coalition