

**מסדרון צנרת גז טבעי בלחץ גבוה –
מחקר השוואתי לגישות ותפיסות בעולם
בהשוואה לתוואי מסדרון צנרת הגז
המתוכנן בתמ"א 37 ח'
לחלופת מתחם מט"ש מרץ בעמק חפר**

עו"ד תומר מירז

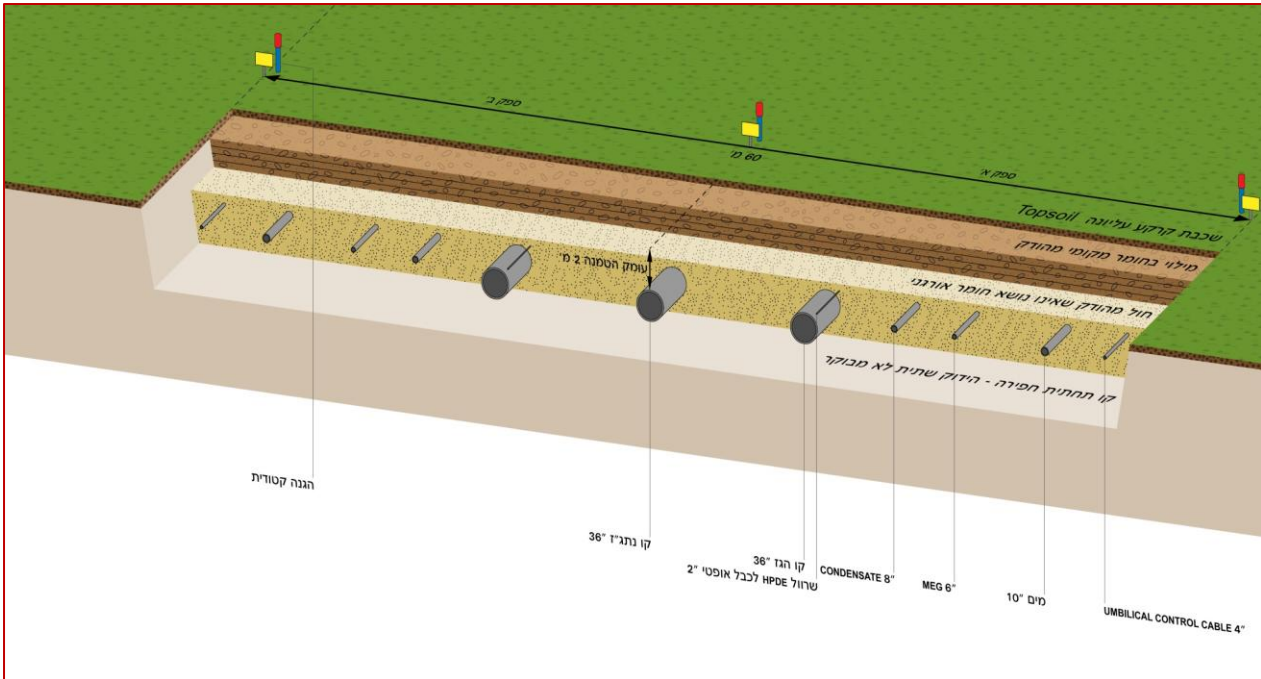
דר' ישראל ברזלי

תוכן עניינים

הפרק	הנושא	עמ'
פרק 1	תקציר מנהלים	2
פרק 2	מבוא	10
פרק 3	הגישה האמריקאית	13
פרק 4	ההנחיות והגישה בקנדה	21
פרק 5	הגישה האירופית	27
פרק 6	ההנחיות והגישה בהולנד	35
פרק 7	ההנחיות והגישה בגרמניה	40
פרק 8	התקנים והגישה באנגליה	44
פרק 9	מקרה האי האירלנדי קוריב : Coribb island	54
פרק 10	פרק דוגמאות ואירועי בטיחות – ניסיון העבר וההווה בטווחי סיכון מצנרת גז טבעי	64
	ביבליוגרפיה	75

1.0 מחקר השוואתי לבדיקת סיכונים מתוואי צנרת תמ"א 37ח' - תקציר מנהלים:

- 1.1 תמ"א 37 ח' מייעדת מיקומים/מרחבים ותוואים למתקני עיבוד הגז בים, תוואי צנרת ההולכה אל היבשה ומתחמים למתקן העיבוד או מתקן הקבלה ביבשה עד החיבור אל מערכת צנרת הגז הארצית [להלן: גריד הגז הארצי] הן לגריד המזרחי (שיעבור בצמידות לכביש 6), והן לגריד המערבי הנמצא בים בטווחים של כ-3.5-4 ק"מ בעומק הים.
- 1.2 להלן תמונת מרכיבי תוואי צנרת הגז המתוכננת כמופיע בתשריט 3-3.2.1: "חתך טיפוסי של מסדרון הצנרת עבור שני ספקים"¹:



מהתמונה דלעיל, ועיון מפורט בתסקיר הסביבתי ברור הוא כי **מדובר בתוואי צנרת ייחודי** כאשר בתוואי מסדרון הצנרת עצמו (של 60-45 מ') יכללו 11 צנרות מהים אל המתחם היבשתי כשבהם: 2 צנרות גז 36 אינץ' של גז גולמי בלחץ גבוה מאד; צנרת גז 36 אינץ' של גז מעובד בלחץ גבוה מאד; 2 צנרות 8 אינץ' של condensate; 2 צנרות 10 אינץ' של "מי מוצר"; 2 צנרות של MEG 6 אינץ'; 2 צנרות חשמל של פיקוד ושליטה, וטווח ההפרדה, טווח קווי הבניין שנקבע כאמור בתסקיר הסביבתי לחלופת עמק חפר שהוא 45 מ' מכל צד של מסדרון הצנרת²:

"סה"כ, עבור 2 ספקים יכיל מסדרון הצנרת בין 10 או 11 צינורות לכל היותר, מספר הצינורות ברצועה תלוי

באם נכלל חיבור ימי לנתג"ז. קווי הבניין של מסדרון הצנרת עומדים על 45 מ' לכל צד."

1.3 **נתוני בסיס נוספים** על תוואי הצנרת הצפוי בתוואי עמק חפר בהתאם לתכנון תמ"א 37ח' הקיים:

1.3.1 לחץ הגז אשר יזרום בתוואי צנרת הגז יהיה 110 אטמ' שהוא לחץ הגבוה ב-30 אטמ' ויותר מהגז הזורם בגריד הגז הארצי באופן רגיל (עד 80 אטמ').

¹ תמ"א 37ח'/תסקיר סביבתי יבשתי מט"ש מרץ, פרקים ג-ה', עמ' 59
² תמ"א 37ח'/תסקיר סביבתי יבשתי מט"ש מרץ, פרקים ג-ה', עמ' 55

- 1.3.2 אורך תוואי הצנרת בתוואי חלופת עמק חפר הוא בין 18-25 ק"מ תוואי צנרת ימי³, ובנוסף תוואי הצנרת היבשתי המתוכנן הוא כ- 13.5 ק"מ.
- 1.3.3 סה"כ מדובר במסדרון צנרת של **כמעט 40 ק"מ תוואי צנרת ייחודי**, שאינו קיים כיום בתצורה כזו ובלחצים כאלו במדינת ישראל.
- 1.3.4 סוגיות אלו של נתוני בסיס תוואי צנרת הגז לבדה מלמדים כל בר בי רב כי מדובר בפרויקט צנרת ייחודי, שכמותו לא קיים במדינת ישראל עד כה. משמעות זו לבדה הייתה צריכה לחייב טיפול ובדיקה ייחודית ופרטנית במסגרת תכנון תמ"א 37ח', אך לשווא;
- 1.3.5 תמונת צילום אוויר של תוואי הצנרת היבשתי בחלופת עמק חפר מוצגת בהמשך פרק זה תוך דגש לקרבה לרצפטורים ציבוריים המחייבים בדיקה ובחינה מפורטת ומעמיקה.
- 1.4 כאמור, לתוואי צנרת הגז לא בוצעה כל הערכת סיכונים אלא בדיקה לפי טבלת התקן הישראלי (ת"י 5664) לגבי מרחקים ממבנים של 45 מ', כמופיע בתסקיר הסביבתי^{4,5}:

מרכיבי המתקן	טווח בטיחות	פירוט
תחנת המגופים החופית	109 מ' מרצפטורים ציבוריים	מרחק הפרדה- לפי הנחיות המשרד להגנת הסביבה.
צנרת ²⁶	מינימום 45 מ'	מרחק קווי בניין לצנרת לפי ת"י 5664 חלק 2
מתקן הטיפול	600 מ' מרחק מרצפטורים ציבוריים	בהתאם לסיכום עם המשרד להגנת הסביבה
	110 מ' - אזור נטול מקורות הצתה - מרחק מהווט	בהתאם לתקן IGEM - SR - 25
	186 מ' - מרחק בטיחות מאספקט קרינת חום	במקרה של הבערת הגז היוצא מהווט

- 1.4.1 כידוע, התקן לצנרת הגז יובא לישראל כתרגום התקן ההולנדי NEN 3650 (תוך השמטת חלקים ממנו ש"אינם מתאימים למדינת ישראל"), בדמות תקן ישראלי – ת"י 5664, ועל ידי חקיקת צו הבטיחות ע"י שר האנרגיה המפנה לתקן ההולנדי⁶.
- 1.4.2 עוד יותר מכך, חוות דעת המשרד להגנת הסביבה לגבי סוגיית תוואי הצנרת לתסקיר הסביבתי לתמ"א 37ח' גורסת ומציגה כי לא דנו במסדרון צנרת הגז הטמונה בקרקע⁷, וביצעו בדיקת סיכונים רק לגבי מתקני ההגפה בה קיימת צנרת עילית ונשב/ים.
- 1.4.3 ועוד נאמר ע"י נציגת המשרד להגנת הסביבה / האנרגיה מול ועדת הפנים והסביבה מיום 5.11.13⁸ כי תרחישי הסיכון שנבחנו תואמים את התקינה הבינלאומית ואת התרחישים במדינות המערב: ".....לגבי היבטים סביבתיים נוספים שעלו כאן. עלתה טענה שלא נבחנו תרחישי אסון שונים שהוצגו כאן. התרחיש שנבדק שהוצג כאן קודם של חור בצינור וכו' נעשה לפי הנחיית אגף חומרים מסוכנים במשרד להגנת הסביבה, **הוא תואם את התקינה הבין-לאומית ותואם את התרחישים במדינות המערב**" [הדגשה שלנו – י.ב.ות.מ.]
- 1.4.4 כל אלה מובילים לעובדה המתקבלת שבתהליכי התכנון הספציפיים לתמ"א 37ח' (ולתמ"א 37 כולה) **לא בוצעה כלל בדיקת סיכונים מתוואי צנרת הגז** וטבלת מרחקי ההפרדה מהצנרת מסתמכת בלעדית על התקן

³ מאסדת טיפול/הפחתת לחץ בקצה הדרום המערבי של המתחם הימי (עומק 100מ') ועד לנקודת הכניסה צפונית לחוף מכמורת

⁴ תמ"א 37ח'//תסקיר סביבתי יבשתי מט"ש מרץ, פרקים ג-ה, עמ' 181.

⁵ חשוב לציין כי בעמ' 181, בהערת שוליים מס 26 נרשם כדלהלן: " אם קיימים בתים במרחק הקטן מ-100 מ' ואם צפיפות האוכלוסייה בבתים אלו, במרחק קטן מ-175 מ' מהצנרת גבוהה מ-60 אנשים להקטאר (6 אנשים לקמ"ר) אזי יש לבצע סקר סיכונים הסתברותי ולפיו על הסיכון האישי להיות קטן מ- $1e-6$ ועל הסיכון הקבוצתי לעמוד בקריטריון הקבילות". בהמשך העבודה ניתן להשוות בין המרחקים הנסקרים בעולם, כולל למרחקים בתוואי מסדרון הצנרת עצמו.

⁶ סעיף 2 לצו הגז (בטיחות ורישוי) (מיתקנים להולכת גז טבעי), השנ"ז-1997

⁷ ב. פירסט, ח'ד המשרד להגנת הסביבה על התסקיר הסביבתי לתמ"א 37ח' מיום 7.11.13, עמ' 9.

⁸ פרוטוקול מס' 114 לשיבת ועדת הפנים והסביבה, עמ' 34

- הישראלי – "התקן ההולנדי", וכל זאת מבלי לבצע בדיקה מעמיקה וחישובים הנדרשים גם לפי התקן ההולנדי עצמו, ולפיכך גם לפי צו הבטיחות בגז, וזאת עוד מבלי להתייחס לתקינה וההנחיות הבינלאומיות לגבי צנרת.
- 1.4.5 גם הבחינות והסקרים אותם יצטרך היזם לבצע לפי "מסמך התנ"ס" (תנאי הסביבה) שנתבקש ע"י המשרד להגנת הסביבה אינם מביאים מזוור או פתרון מספק מול הציבור, **שכן סקר סיכונים נידרש לבצע עוד בטרם אושר תוואי כזה או אחר, והוא זה אשר צריך להנחות את ההתוויה של נתיב כזה או אחר.**
- שכן מה יקרה במידה ויבוצע סקר סיכונים לתוואי הצנרת ע"י יזם (בעל חזון ורצון), ותוצאות הסקר יצביעו על כך שהתוואי המוצע מסכן תושבים? האם יתאפשר כלל לשנות תוואים באזורי ישובים צפופים כאלו?
- 1.5 במסגרת המחקר ההשוואתי במסמך מוצגות הדרישות המקובלות בעולם לביצוע לפני אישור פרויקט ותוואי גז בדומה למתוכנן למתקנים הכלולים בתמ"א 37 ח', וזאת לעומת המקובל או מה שהוחלט עד היום במסגרת תמ"א 37ח' בישראל.
- 1.6 **במסגרת זו נבחנה** הגישה והתפיסה האמריקאית והקנדית, וכמו כן הגישה והתפיסה האירופית, כולל במדינות הולנד, גרמניה ואנגליה, להערכת סיכונים ממסדרונות צנרות גז, ולהנחיות במדינות אלו לתכנון פרויקטי צנרת מסוג זה.
- 1.7 **מה ניתן ללמוד מהמחקר ההשוואתי המובע בפרקים הבאים במסמך ?**
- 1.7.1 קיימים עקרונות, נהלים והנחיות המחייבים תכנון ובדיקה מפורטת לתוואי צנרת גז בעל פוטנציאל לסיכון, וכך מחויבות בדיקות מפורטות לצורך אישור תוואי צנרת גז טבעי בקטרים גדולים ובלחצים שונים.
- 1.7.2 תאונות וכשלים שאירעו בעולם בצנרות גז בלחץ גבוה (כמעט כולם בלחצים נמוכים משמעותית מהמתוכנן בתכנית הנדונה כאן), מלמדים כי תכנון השימוש הנכון בקרקע בסביבה, ושל תוואי צנרת הולכת הגז חייב להיבדק בצורה יסודית בכל מקרה ומקרה.⁹
- 1.7.3 דירקטיבת התסקיר הסביבתי באיחוד האירופי מחייבת לבצע בדיקה פרטנית לגבי צנרת גז בקוטר 800 מ"מ ומעל 40 ק"מ¹⁰, ובמספר מדינות התסקיר הסביבתי נדרש גם למימדי צנרת קטנים יותר.¹¹
- כך במרבית מדינות אירופה כל הקמת פרויקט צנרת גז בקוטר מעל ל- 800 מ"מ ובלחץ גבוה (בודאי כמו התוואי המורכב המתוכנן בתמ"א 37ח' שבו 3 צנרות גז בקוטר של 900 מ"מ ובלחץ עבודה גבוה ביותר), נדרשת בביצוע סקר סיכונים ספציפי לתוואי הצנרת כמופיע במחקר האירופי משנת 2011.¹²

⁹ BAM Federal Institute for Materials Research and Testing, *Research report 289: On the risks of transporting liquid and gaseous fuels in pipelines*, 2009, pp-29

¹⁰ "16. Pipelines with a diameter of more than 800 mm and a length of more than 40 km: (a) for the transport of gas, oil, chemicals;"

¹¹ European Commission, Directorate-General Environment, *Assessing the case for EU legislation on the safety of pipelines and the possible impacts of such an initiative- Final Report*, ENV.G.1/FRA/2006/0073, December 2011, pp 68

¹² European Commission, Directorate-General Environment, *Assessing the case for EU legislation on the safety of pipelines and the possible impacts of such an initiative- Final Report*, ENV.G.1/FRA/2006/0073, December 2011, pp 106-108

1.7.4 כך לדוגמא ניתן לראות בטבלה הבאה (הממקדת מספר מדינות מהטבלה המלאה בפרק 5) :

חברות מדינות האיחוד האירופי	חובת ביצוע תסקיר סביבתי לתוואי הצנרת	מרחקי הפרדה ספציפיים	שימוש קרקע נוספים המחויבים להיבדק
אנגליה	√ (extended)	-	√
בלגיה	Ø>800 mm	√	√
גרמניה	Ø>800 mm	-	√
דנמרק	Ø>800 mm	-	√
הולנד	Ø>800 mm	√	√
נורבגיה	Ø>800 mm	√	√

1.7.5 לאור כל זאת הסקירה מציגה הערכה, על בסיס ההנחיות באנגליה, שתגדיל את טווח מרחקי ההפרדה הנדרשים מתוואי הצנרת מעל ל- 200 מ' מתוואי מסדרון הצנרת מכל צד, כך גם בהתאם לגישה האמריקאית והקנדית, וכמו כן מוערך כי בדיקת סיכונים בהתאם להנחיות בארה"ב תביא לכך שנדרשים טווחים מעבר ל- 300 מ'.

1.8 **במסגרת המחקר ההשוואתי אנו מציגים בפירוט בפרק 9 מקרה בוטון מאירלנד, מקרה Coribb island,**

במסגרתו ניתן לראות איך חשש תושבים מהסיכונים של צנרת הגז בשל קרבת תוואי צנרת גז אל בתיהם, בפרויקט דומה להפקת גז טבעי ממאגרי גז גדולים בעומק הים, הביא, לאחר מאבק בלתי מתפשר, לביצוע בדיקות אובייקטיביות של הסיכון מתוואי הצנרת (שאושר בתחילה במוסדות התכנון), ולשינוי מהותי בתוואי מסדרון הצנרת ובגישה מול הציבור של אחת מהחברות הגדולות בעולם להפקת גז משדות ובארות בים העמוק. באותה נשימה חשוב לציין כי המאבק באירלנד גרם לכך שהפרויקט צפוי להסתיים רק בעוד שנה, וכי עד כה חלפו להם כ- 18 שנים מגילוי שדה הגז הגדול בשנת 1996 עשרות ק"מ בים מערבית לאי באירלנד, ועד למצב בו מצוי פרויקט זה כיום.

1.9 **במסגרת המחקר ההשוואתי מוצגות, בפרק 10 שלהלן, דוגמאות מתאונות בצנרות גז טבעי בעולם המלמדות**

על מרחקי סיכון ריאליים. בכלום נוכל לראות שתאונות וכשלים בצנרת גז טבעי גורמים להרס טוטאלי בטווחים של בין 200-350 מ', ונזקים קלים יותר במרחקים גדולים יותר. וכך מוצג גרף מדו"ח מכון המחקר הגרמני BAM של קטרי צנרת גז למול מרחקי נזק מתאונות אמת¹³ :

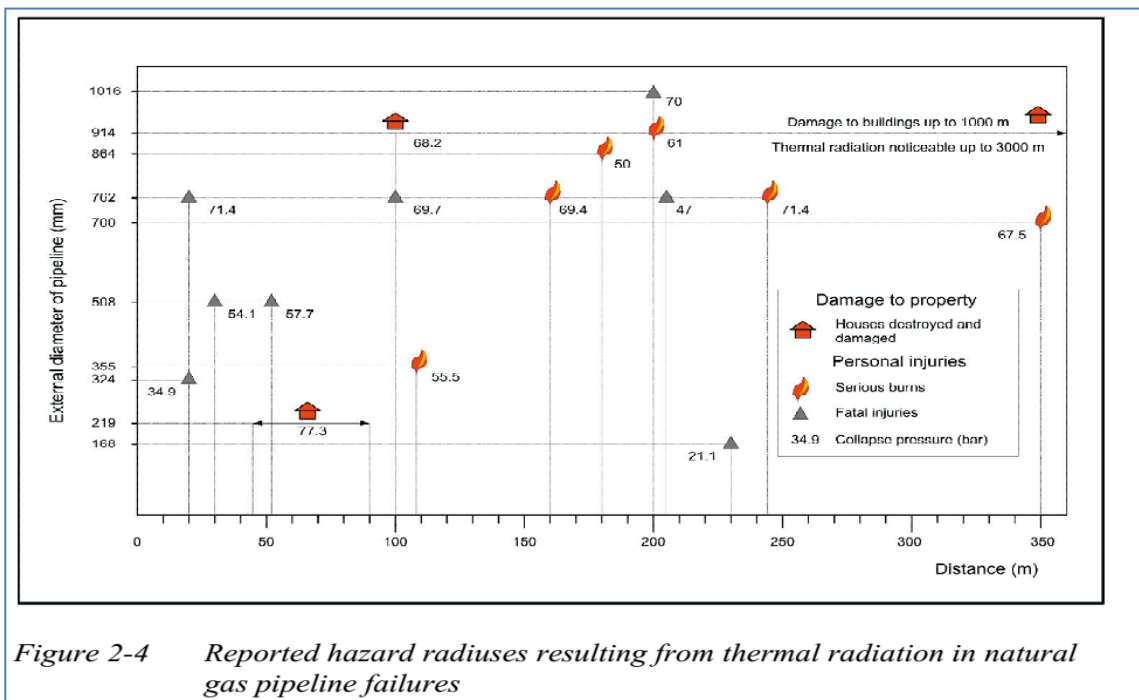


Figure 2-4 Reported hazard radiuses resulting from thermal radiation in natural gas pipeline failures

¹³ European Commission, Directorate-General Environment, *Assessing the case for EU legislation on the safety of pipelines and the possible impacts of such an initiative- Final Report*, ENV.G.1/FRA/2006/0073, December 2011, pp-35

1.10 על המצב בשטח בחלופת תוואי עמק חפר –

1.10.1 כאמור, תוואי מסדרון הצנרת (המכיל, בין היתר, 2 צינורות גז גלמי, וצנרת של גז מטופל לחיבור לגריד)

אמור להיות מוקם על פי מרחקי הפרדה הנהוגים בישראל על פי צו שאימץ באופן עיוור את התקן ההולנדי.

1.10.2 אלא שגם בהולנד, כמוצג בפרק 6, בה מרחקי ההפרדה המינימאליים הם הקצרים ביותר מכל תקן קיים,

במידה ויש מבנים או רצפטורים בתוך מרחק ההשפעה/ סקירה, נדרש לבצע סקר סיכונים ספציפי עם

בחנית סיכון אישי וקבוצתי, ומומלץ לבצע סקר סיכונים לפרויקטי צנרת בהתבססות על הנחיות "הספר

הסגול", במיוחד בהתאם להנחיה ההולנדית לצינורות בעלי קוטר מעל 800 מ"מ בלחץ גבוה.

1.10.3 על כן, ובהשוואה לנוהג ולגישות בארה"ב ובמדינות האיחוד האירופי, יימצאו רצפטורים ציבוריים בסיכון

לא סביר על פי הקריטריונים והנתונים המתוארים לעיל: חוף הרחצה לא מוסדר, מתחם מיראמר (שמשמש

למגורי סטודנטים ומתוכנן להפוך למרכז תיירות גדול), מושב מכמורת, הישוב אליכין, מושבי חרב לאת/חיבת

ציון, שכונת נווה אליעזר בחדרה וכנראה גם בתוואי חיבור הצנרת אל הגריד המזרחי- קיבוץ המעפיל

והמושבים אחיטוב ואומץ. מכיוון שמרחקי תוואי מסדרון הצנרת מהישובים הסמוכים לתוואי לא נבדקו ולא

הוצגו כלל בתסקיר הסביבתי, ייתכן שרשימת יישובים זו אינה שלמה.

1.10.4 להלן תמונת צילום אוויר של תוואי הצנרת היבשתית בחלופת עמק חפר :

קטעים בתוואי עמק חפר אל מתחם הטיפול היבשתי

החייבים בביצוע סקר סיכונים :

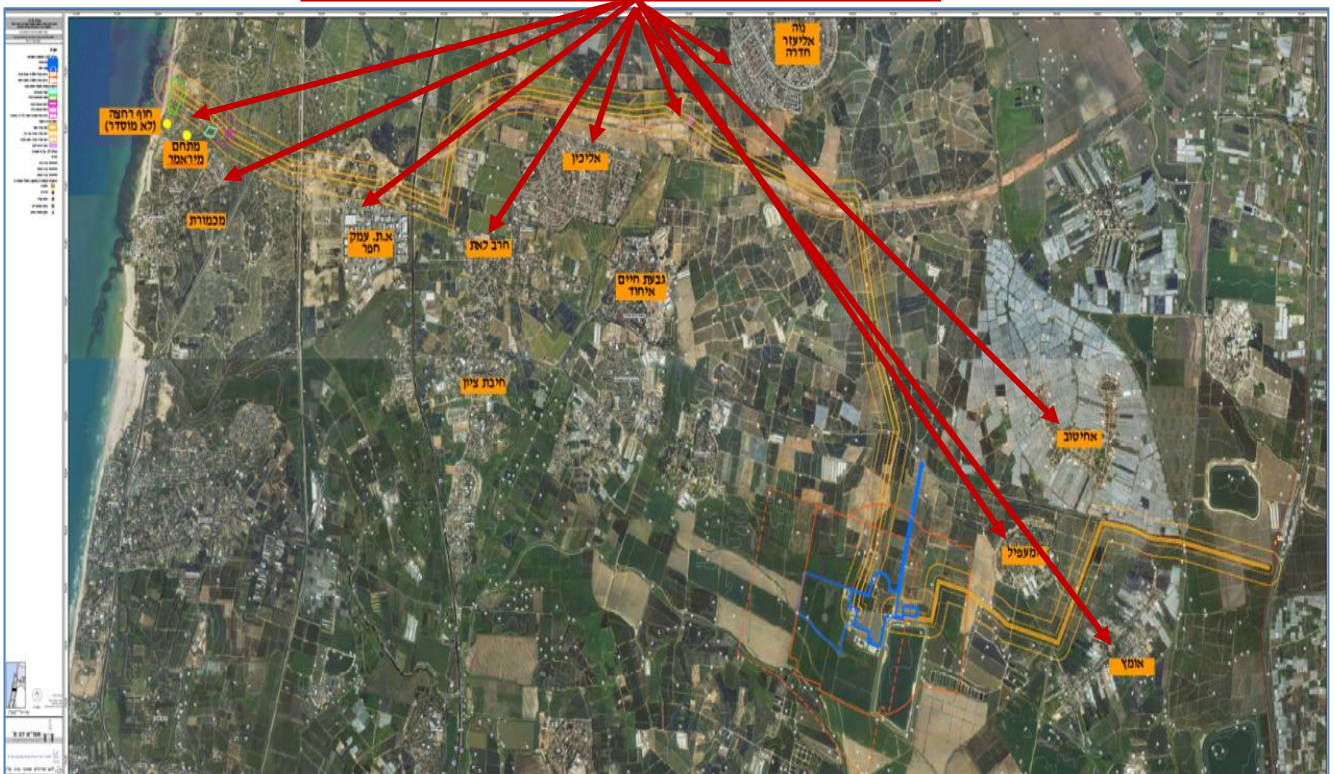
מחוף הרחצה, ממכמורת וממתחם התיירות;

מאת. עמק חפר; מחרב לאת; מאליכין; משכונת נווה

אליעזר (חדרה);

וקטעים בתוואי ממתחם הטיפול אל הגריד המזרחי:

קיבוץ המעפיל, מושב אומץ ואחיטוב



1.11 המשמעויות מתוך המחקר ההשוואתי שלהלן, והמצב המתוכנן לתוואי מסדרון צנרת הגז בעמק חפר :

- 1.1.1 הרגולציה הנוהגת בישראל בסוגיית בדיקת וקביעת הסיכונים הנובעים מתוואי צנרת הגז הטבעי בלחצים המתוכננים לתמ"א 37ח' היא שגויה, והיא חייבת להיבדק על בסיס עקרונות מקובלים בעולם המנוסה, שהפיק לקחים מהעיסוק בתוואי גז טבעי מזה שנים רבות.
- 1.1.2 שגויה גם ההנחה שנעשתה בתמ"א 37ח' (ובתוכניות נוספות) שבתוואי צנרת המכיל 11 צינורות (מהם 5 צינורות המכילים חומרים מסוכנים ודליקים – גז וקונדנסיט) , בודקים אך ורק בהתאם לתקן המתייחס לצנרת בדידה בקוטר אחד.
- 1.1.3 המידול של תוואי צנרת מלא ובדיקה של תוואי מלא חשובה למידול פוטנציאל הסיכון במציאות. עקרון הזהירות המונעת, שאומץ בישראל בתחומים רבים אחרים, והוא תוצר ההבנה לגבי השלכות והמשמעויות של אירועים חמורים בחומרים המסוכנים, מחייב שמרחקי ההפרדה של תוואי הצנרת הספציפי ממקומות ישוב יהיה גדול יותר מהמרחק בן 45 מ' מכל צד של תוואי הצנרת , כפי שנקבעו כיום על סמך צו הבטיחות ות"י 5664 .
- 1.1.4 לאור זאת, לפני אישור סופי לתוואי הצנרת המתוכנן בתמ"א 37ח', מחויבת בדיקה אובייקטיבית חיצונית של הסיכונים מתוואי צנרת הגז הייחודי (ושל המתקנים השונים כולל מתקן הטיפול היבשתי) על ידי מומחים מנוסים מחו"ל , תוך מידול מתאים לתוואי הצנרת הייחודי המתוכנן , על מנת להציג טווחי סיכון מוסכמים, ולהבטיח תכנון תוואי בטוח ומתאים שאינו מסכן את האדם והסביבה.

סיכום :

- 1.2 שורת דוגמאות אירועי צנרת הולכת גז טבעי המוצגת לאורך המסמך, כמפורט בפרק 10 מדגימה כי טווחי הסיכון של צנרת גז טבעי מגיעים למאות מטרים – נזקי גוף ורכוש.
- 1.3 הסקירה המשווה מציגה כי :
- 1.3.1 בארצות הברית, שם נמצאת רשת רבת שנים, ענקית ומסועפת של הולכת גז טבעי בצנרת (כ- 500,000 ק"מ), נמדדים טווחי הסיכון של צנרת 36 אינץ' (900 מ"מ) במאות מטרים.
- 1.3.2 באיחוד האירופי אמנם לא קיימת חקיקה ספציפית של נציבות האיחוד עצמה בנושא של הולכת חומרים מסוכנים בצנרת בכלל וגז טבעי בפרט, אך במסמך מדיניות שעובד לקראת חקיקה בנושא נבדקו החקיקה וההנחיות במדינות השונות ומודגש בו כי טווחי הסיכון של צנרת הולכת גז טבעי עלולים להגיע לטווחים של מאות מטרים ואף יותר.
- 1.3.3 גם באנגליה, בה נהוגה השיטה ההסתברותית להערכת סיכונים, טווחי הסיכון של צנרת גז טבעי עד לרמת סיכון אישי של 1×10^{-6} מגיעים למאות מטרים.
- 1.3.4 מודל התקן שנבחר בישראל הוא התקן ההולנדי שהוא המקל ביותר מכל התקנים האחרים הקיימים. ועל כן מרחקי הפרדה של 45 מטר מצנרת הולכה של גז טבעי, כפי שקובע התקן ההולנדי ובעקבותיו גם החקיקה הישראלית, תלוש מהמציאות בשטח ובחקיקה בעולם וחובה על הרשויות במדינת ישראל לקיים בחינה מעמיקה והחלטה מחודשת (לפחות על בסיס המחקר האירופי) מכיוון שהמדובר הוא לא רק בנוזקי רכוש אלא חלילה גם בחיי אדם.

1.4 על מסקנות חמורות אלה יש להוסיף כי :

- 1.4.1 כאשר מדובר בגז טבעי גלמי, מדובר בחומר שידוע כמזרז תהליכי קורוזיה פנימית בצינור עקב נוכחות מזהמים מחד ולחות מאידך – שילוב המגביר את הסיכון הכרוך בהולכת החומר בצנרת. לכך ניתן לראות את התהליך המורכב שנערך בפרויקט האי קוריב באירלנד לשם הדוגמא.
- 1.4.2 גורם סיכון נוסף, שאינו מוגדר כגז טבעי הוא הקונדנסט (condensate), אליו לא מתייחס כלל התסקיר. באנגליה, לשם הדוגמא, עולים באופן ניכר מרחקי ההפרדה של צנרת קונדנסט על אלה של הגז הטבעי. חומר זה מוזרם בצורת גז מונזל, הוא אינו כפוף לתקן ההולנדי/ישראלי וללא ספק ראוי להתייחסות ספציפית עקב רמת הסיכון הגבוהה יותר הכרוכה בהזרמתו בצנרת.
- 1.4.3 בסקירת כל האירועים במסמך זה והנתונים בשרטוטים ובטבלאות ניווכח כי נתוני קו ההולכה של מסדרון צנרת הגז המתוכנן בעמק חפר חורגים לא רק במימדיו (קוטר הצינור קרוב ל-1 מטר!) אלא בעיקר בלחצי העבודה המתוכננים של 110 באר, ובכמות הצנרות המרוכזות יחדיו בתוואי מסדרון צר. שכן באירועי הבטיחות המתוארים בפרק 10 לא עלה לחץ העבודה בצנרת על 60 באר ובאירוע הכל כך חמור ב- San Bruno הוא היה 27 באר!
- 1.5 מכיוון שתוואי הצנרת המתוכנן בעמק חפר הוא תוואי מורכב בכמות הצנרות וריכוזן במסדרון צנרת אחד, בקוטר הגדול של הצנרות, בשילוב עם הקונדנסייט, הרי צנרת ההולכה של הגז הגלמי עלולה, אפוא, לסכן ממשית שורה ארוכה של ישובים. על כך יש להוסיף כי גם חישובים הסתברותיים חייבים לקחת בחשבון הימצאות 3 צנורות גז סמוכים בצירוף צינור קונדנסייט ולא צינור אחד בלבד.

1.6 משמעויות והמלצות לאור כל האמור לעיל :

- 1.6.1 שומה על מתכנני התמ"א ועל מוסדות התכנון לדרוש ביצוע בדיקת סיכונים לתוואי הצנרת המורכב והייחודי;
- 1.6.2 וכי על מוסדות התכנון אף להורות לבצע, לטובת ציבור התושבים, בדיקה אובייקטיבית חיצונית ע"י אחת מהחברות המובילות ובעלות הניסיון מהעולם.
- 1.6.3 וכי על מוסדות התכנון להורות על מציאת תוואי חליפי אשר יוציא את הישובים והרצפטורים הציבוריים מטווח הסיכון כיום, כולל בראיה של פיתוח אורבני עתידי, ו/או להציג שורה של אמצעים נוספים על מנת להגביר את רמת הבטיחות והבטיחות.
- 1.6.4 ואין גם כל ספק כי הקטנת מימדי תוואי צנרת הגז והפחתת לחץ העבודה בו, יקטינו גם את מימדי הסיכון. וכך במידה והטיפול בגז והקונדנסייט יתקיים בים, ואל היבשה יזרום רק גז נקי ויבש, שמרחקי הסיכון שלו נמוכים יותר, והשילוב שלו עם שאר החומרים לא יתקיים, לא ייווצר פוטנציאל נזק עתידי גדול.

1.7 במסגרת הזאת חשוב להדגיש כי בכל התקנים מהעולם, המוצגים בסקר שלהלן, אין התייחסות למרכיב הסיכון הביטחוני הן מאירועי טרור והן ממצבי חירום המתקיימים במדינת ישראל מדי פעם בפעם, וזאת בשונה מכל המדינות שנסקרו במסמך.

כמו כן לא חסרות דוגמאות במזרח התיכון ובמדינות קרובות לאירועי פיגוע מכוון בצנרות גז ונפט, כך שבמדינות מסוימות, התרחישים הנקראים "תרחישי צד ג'" (בשפה המקצועית) אינם רק טעות בתיאום, ידע והכוונה, והם בעיקרם פגיעות מכוונות. ועל כן ההליך הסטטיסטי המתקיים בתקנים שנסקרו אינו מתאים למציאות ופוטנציאל הסיכון במדינת ישראל, שכן פוטנציאל הסיכון והיתכנות הנזק היא ברמת סבירות גבוהה יותר עקב מצבים ביטחוניים אלו, ויש לבחון את התרחישים הגרועים הסבירים תוך התייחסות לסוגיה זו, לאופציה "לפגיעה מכוונת" בתוואי צנרת הגז, כמו גם לכל מתקן תשתית על תוואי זה.

1.8 עם כל האמור לעיל, המסקנה הברורה והמתבקשת היא שהפתרון הבטיחותי והסביבתי הנכון ביותר הוא שהטיפול בגז יתבצע בים, ואל היבשה יזרום בצינור אחד בלבד רק גז מטופל (גז יבש ונקי), ללא שילוב עם צנרת הקונדנסט (שישונע ישירות אל בית הזיקוק הקרוב). תהליך זה יפחית משמעותית את מרחקי הסיכון הנובעים ממסדרון צנרת הגז, וייתר את הצורך בהקמת קו צנרת כה מורכב ומסוכן, בהקמת ותפעול מתקן טיפול יבשתי ומתקני הגפה מורכבים, יאפשר לפשט ולהקטין משמעותית את מתקני התשתית הנ"ל, ובכך גם להביא, בין השאר, לחסכון ניכר במשאבי קרקע הכה יקרים במדינת ישראל.

1.9 בברכה.



עו"ד תומר מירז

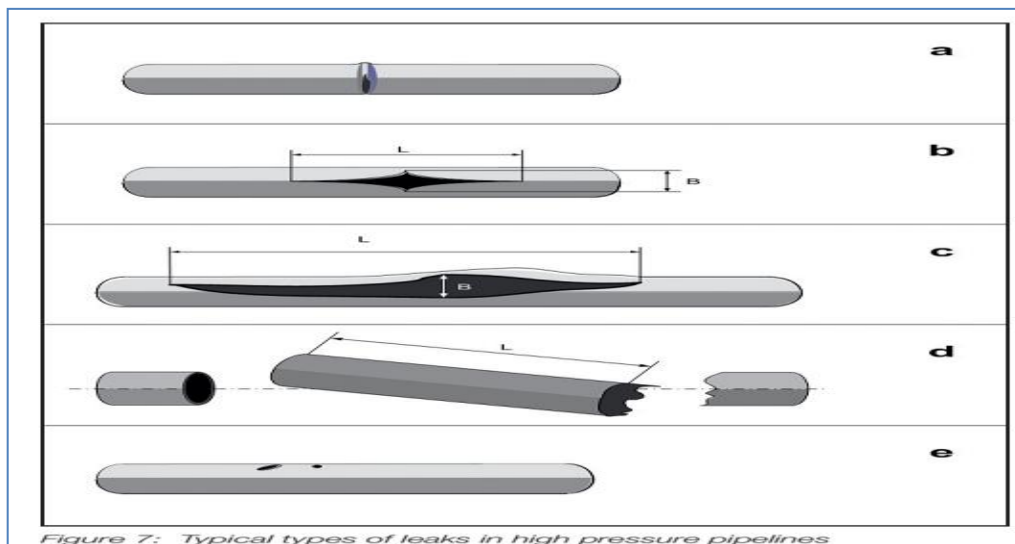


דר' ישראל ברזלי

2.1 ברחבי העולם קיימת התנסות רבה בסוגיות של צנרות גז בלחץ גבוה, ולצערנו גם באסונות לא קטנים שנגרמו עקב דליפת גז, הצתה ופיצוץ מהצנרות במקומות שונים. בכל המדינות והזדווחות הנסקרים במסמך זה קיימת אחידות לגבי החשש הגדול מכשל ומדליפה מצנרות גז בלחץ גבוה, תוך הצגת התוצאות והשוואתן על בסיס אירועי אמת.

2.2 כשל בצנרת גז טבעי בלחץ גבוה יכול להוביל לתוצאות, שחלקן מטיל איום משמעותי על אדם ורכוש בסביבת מיקום הכשל. סוגי הסיכונים שיכולים להתפתח, ופוטנציאל הנזק תלוי בסוג הכשל (דליפה או קרע מלא), סוג הדליפה, זמן עד הצתה (מיידית או מושהה), חשוב להדגיש כי הסיכון המרכזי הוא הקרינה התרמית מהאש המתמשכת באירוע שכזה.

2.3 מה קורה לצנרת כאשר מתחיל כשל בצנרת גז בלחץ גבוה מתואר בצורה מפורטת במסמכים רבים, וכך גם לדוגמא במחקר ממכון ממשלתי גרמני משנת 2009, כמתואר בתמונה כדלהלן¹⁴:



ניתן לראות כי מדליפה של חתך קטן, לחץ הגז הגבוה בצנרת מביא לרוב למצב של קרע מלא או קרע משמעותי, ובמקרים רבים גם לפיצוץ והעפת חלקים כבדים מהצנרת עצמה (כפי שרואים באירועי תאונות רבים, שדוגמאות מהן מפורטות בפרק 10 למסמך)

2.4 המחקרים מציגים את הסיבות לכשלים בצנרת¹⁵:

2.4.1.1 תאונה עקב התערבות גורם חיצוני.

2.4.1.2 קורוזיה, איכול הצנרת (מבפנים ומבחוץ)

2.4.1.3 תקלות בניית צנרת וכשל חומר;

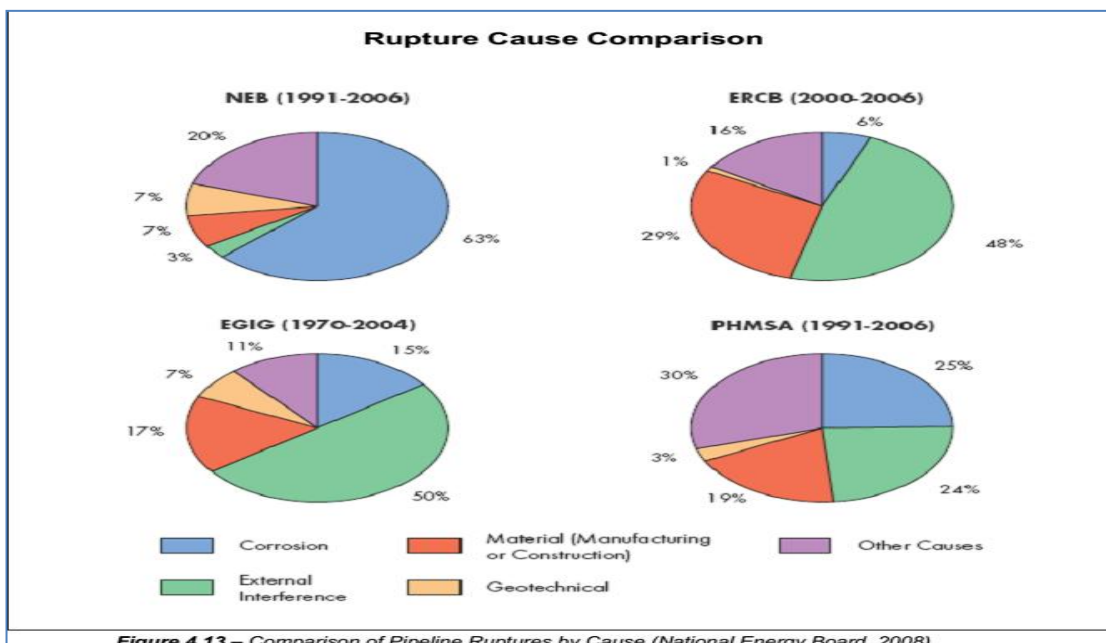
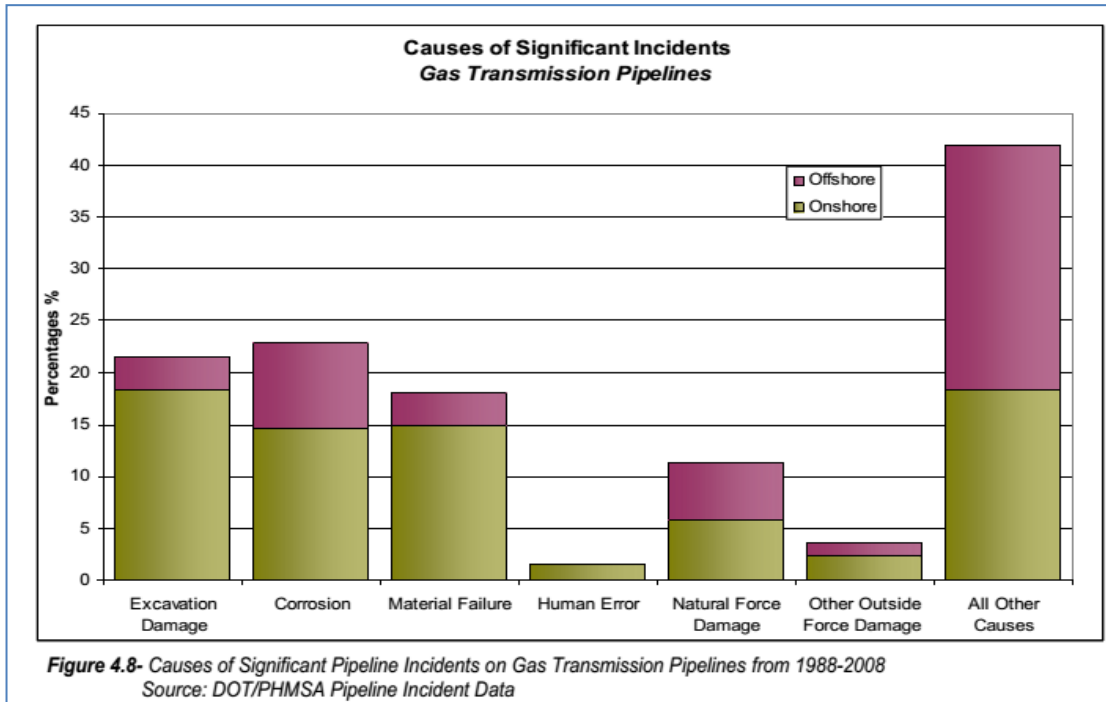
2.4.1.4 תזוזות אדמה, וסיכונים טבעיים;

2.4.1.5 גורמים לא ידועים נוספים;

¹⁴ BAM Federal Institute for Materials Research and Testing, *Research report 289: On the risks of transporting liquid and gaseous fuels in pipelines*, 2009, pp-19

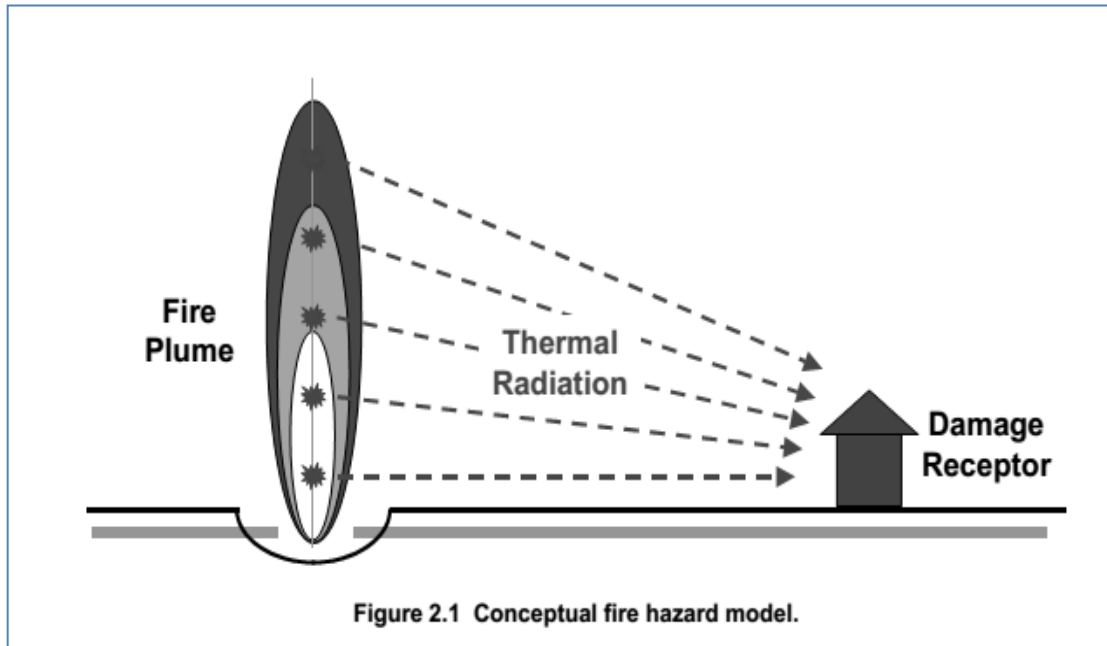
¹⁵ RIVM Report 620550004/2011, Para 3.1.2

2.5 המחקרים העדכניים באירופה ובארה"ב (המחקר הגרמני, דו"ח צוות האיחוד האירופי משנת 2011, דו"ח מחקר שהוכן לקונגרס האמריקאי¹⁶, דוחות של חברות מומחים¹⁷ ועוד) מציגים כי על אף סטנדרטים מחמירים לבדיקה ובקרה שוטפת של הצנרות, כשלים קרו ויקרו, וכי הנקודה הבעייתית ביותר, לרוב, היא "התערבות צד שלישי" בחפירות לא מתוכננות ולא מתואמות אשר עלולה לגרום לתאונה ותקלה בעלת מרכיבי אסון חמורים ביותר ובצידה קורוזיה וכשל החומר.



¹⁶ CRS-Keeping America's Pipelines Safe and Secure: Key Issues for Congress, pp7-8
¹⁷ כמופיע בהפניות בפרק 9 העוסק במקרה המאבק בתוואי צנרת הגז באי האירלנדי קוריב עקב קרבה מסוכנת לבתי תושבים: בדו"ח סקר הסיכונים הסופי לצנרת של חב' DNV (2010), או כמופיע בעמ' 5-6 המופיע בתסקיר הסביבתי המלא לפרוייקט corrib באתר הפרוייקט (ראה בפרק 9 שלהלן).

2.6 עוד נוסף כבר בפתיחה כי עיקר ההשפעה של הכשלים מהצנרת היא הצתת חומר הבעירה והתהוות קרינת חום אשר גורמת להרס מסיבי של הסביבה והאדם בטווחי הסיכון, כפי שניתן לראות בתמונה הבאה¹⁸:




2.7 וכי מרבית המודלים הקיימים לבדיקת מרחקי הסיכון הפוטנציאליים, שבהם מרבית המדינות משתמשות על מנת לבצע תכנון שימושי קרקע בטוח, לוקחים הנחות מקלות ברמת התפשטות אופקית של קרינת החום (כגון מודל החישוב האמריקאי, הקנדי).

2.8 לאור כל זאת מודגש ברחבי העולם הצורך בביצוע סקר סיכונים לצנרת הולכת גז, ובמיוחד בעלת קוטר גדול ובלחצי עבודה גבוהים. כפי שנציג בעבודה זו – כך מוגדר ומחויב וכך נהוג לבצע על מנת לעמוד בסטנדרט תפיסת הבטיחות המקובלת בעולם.

¹⁸ C-FER Technologies, GRI-00/0189 - A MODEL FOR SIZING HIGH CONSEQUENCE AREAS ASSOCIATED WITH NATURAL GAS PIPELINES, October 2000, pp-4

3. הגישה האמריקאית :

3.1 בהתאם להנחיות המשרד להגנת הסביבה האמריקאית – EPA ובהתאם לחוק אויר נקי אמריקאי, פרוטוקול ניהול הסיכונים (Risk Management Protocol – RMP) של סוכנות הגנת הסביבה (EPA) של ארצות הברית מחייב לבחון ולהתכונן לתרחיש המקרה הגרוע ביותר (worst case scenarios) :



United States
Environmental Protection
Agency

Office of Solid Waste
and Emergency Response

EPA 550-R-09-002
March 2009
www.epa.gov/emergencies

CLEAN AIR ACT SECTION 112(r): ACCIDENTAL RELEASE PREVENTION / RISK MANAGEMENT PLAN RULE

When Congress passed the Clean Air Act Amendments of 1990, Section 112r required EPA to publish regulations and guidance for chemical accident prevention at facilities using substances that posed the greatest risk of harm from accidental releases. These regulations were built upon existing industry codes and standards (available at: <http://www.epa.gov/emergencies/lawsregs.htm#fraccident>) and require companies of all sizes that use certain listed regulated flammable and toxic substances to develop a Risk Management Program, which includes a(n):

- Hazard assessment that details the potential effects of an accidental release, an accident history of the last five years, and an evaluation of worst-case and alternative accidental releases scenarios;

3.2 הגישה מוגדרת בתקנה הפדראלית : תקנות ליישום NEPA ACT, הנחיות **40 CFR 1502.22** המחייבות לבחירה נכונה והגיונית בין חלופות המושג WCS שהחולף במושג "reasonably foreseeable". ובמסר הברור באנגלית :

*"For the purposes of this section, "reasonably foreseeable" includes impacts **which have catastrophic consequences, even if their probability of occurrence is low**, provided that the analysis of the impacts is supported by credible scientific evidence, is not based on pure conjecture, and is within the rule of reason."* [הדגשה שלנו ת.מ, י.ב.]

3.3 נציג כדוגמא את החקיקה בקליפורניה, אשר בה נקבע כי יש לבצע סקר סיכונים לתרחיש הגרוע ביותר, כולל הגדרה פרטנית לגבי בדיקת צנרות גז :

(d) Program 1 requirements. In addition to meeting the requirements of section (b), the owner or operator of a stationary source with a process eligible for Program 1, as provided in Section 2735.4(c) shall:

- (1) Analyze the worst-case release scenario for the process(es), as provided in Section 2750.3; document that the nearest public receptor is beyond the distance to a toxic or flammable endpoint defined in Section 2750.2(a); and submit in the RMP the worst-case release scenario as provided in Section 2745.4;

Section 2750.1 Hazard Assessment Applicability.

The owner or operator of a stationary source subject to this chapter with a Program 1 process shall prepare a worst-case release scenario analysis as provided in Section 2750.3 and complete the five-year accident history as provided in Section 2750.9. The owner or operator of a Program 2 or 3 process shall comply with all sections in this article for these processes.

Section 2750.3 Worst-Case Release Scenario Analysis.

- (a) The owner or operator shall analyze and report in the RMP:
- (1) For Program 1 processes, one worst-case release scenario including an offsite consequence analysis, for each Program 1 process using the offsite consequence analysis parameters in Section 2750.2;
 - (2) For Program 2 and 3 processes:
 - (A) One worst-case release scenario that is estimated to create the greatest distance in any direction to an endpoint as defined in Section 2750.2(a) resulting from an accidental release of regulated toxic substances from covered processes under worst-case conditions defined in Section 2750.2 (b) through (g);
 - (B) One worst-case release scenario that is estimated to create the greatest distance in any direction to an endpoint defined in Section 2750.2(a) resulting from an accidental release of regulated flammable substances from covered processes under worst-case conditions defined in Section 2750.2; and,
 - (C) Additional worst-case release scenarios for a hazard class if a worst-case release from another covered process at the stationary source potentially affects public receptors different from those potentially affected by the worst-case release scenario developed under sections (a)(2)(A) or (a)(2)(B).

3.4 ונראה כי יש לבצע סקר סיכונים בתרחיש הגרוע ביותר גם על חומרים מסוכנים הזורמים בצנרת:

- (b) Determination of worst-case release quantity. The worst-case release quantity shall be the greater of the following:
- (1) For substances in a vessel, the greatest amount held in a single vessel, taking into account administrative controls that limit the maximum quantity; or
 - (2) For substances in pipes, the greatest amount in a pipe, taking into account administrative controls that limit the maximum quantity.
- (c) Worst-case release scenario - toxic gases.
- (1) For regulated toxic substances that are normally gases at ambient temperature and handled as a gas or as a liquid under pressure, the owner or operator shall assume that the quantity in the vessel or pipe, as determined under section (b), is released as a gas over 10 minutes. The release rate shall be assumed to be the total quantity divided by 10 unless passive mitigation systems are in place.
 - (2) For regulated toxic gases handled as refrigerated liquids at ambient pressure:
 - (A) If the released substance is not contained by passive mitigation systems or if the contained pool would have a depth of 1 centimeter or less, the owner or operator shall assume that the substance is released as a gas in 10 minutes;
 - (B) If the released substance is contained by passive mitigation systems in a pool with a depth greater than 1 centimeter, the owner or operator may assume that the quantity in the vessel or pipe, as determined under section (b), is spilled instantaneously to form a liquid pool. The volatilization rate (release rate) shall be calculated at the boiling point of the substance and at the conditions specified in section (d).

3.5 חשוב להדגיש כי בארה"ב קיים משרד ספציפי האחראי על צנרות בארה"ב [OPS]¹⁹, והוא אחראי, בין יתר תפקידי, גם על הגדרת תקנות הבטיחות המינימליות בצנרת בארה"ב, כמו גם בנושאי מחקר ומימוש.

3.6 ההוראות השולטות בבטיחות צנרת נכללות בקוד התקנות הפדרליות (CFR) סעיפים 199-190, שהן תקנות המינימליות המחייבות, כאשר מדינות יכולות להוסיף/להחמיר בתקנות מדינתיות לבטיחות צנרת:

¹⁹ <http://primis.phmsa.dot.gov/comm/SafetyStandards.htm?nocache=4596>

3.6.1 סעיף 190 מתאר את ההליך שבו ה- OPS מבצע את חובותיו הרגולטוריות. חלק זה מחייב את ה- OPS לבדוק ולבקר צנרות ומתאר את ההליכים בהם יכול המבקר לאכוף את ביצוע התקנות. חלק זה

גם מתאר את הזכויות החוקיות והאפשרויות שיש לחברות אורחות בתגובה להנחיות של OPS.

3.6.2 סעיף 191 מתאר דרישות ממפעיל של קווי צנרת גז הכוללות צנרות הולכה ראשיות, צנרות איסוף ומערכות חלוקה, לדווח לגבי תקלות, אירועים, ומצבים הנוגעים לבטיחות, כולל דיווחים שנתיים.

3.6.3 בסעיף 192²⁰ נקבעו מגוון רחב של דרישות בטיחותיות מינימאליות לצנרות גז. לאחר הגדרת אזורי רגישות שונים (Classes 1, 2, 3, 4) כשהרגיש בהם הוא 4, קובעת החקיקה ב- **49 CFR 192.903** תחום השלכה גבוה (*High consequence area = HCE*) – שלמען הקיצור נקבע שהוא מקביל אצלנו לשטח בו מצויים רצפטורים/ ציבורים, שבהגדרותיו בין היתר, רדיוס פוטנציאל הפגיעה הוא גדול מ- 200 מ', והאזור הפנימי מכיל מעל 20 מבנים/ בתים של אנשים²¹. וכך גם נקבע "רדיוס השפעה פוטנציאלי" (*Potential impact radius*) או בר"ת **PIR**²².

3.6.4 אך התקנה החשובה לעניין סקר סיכונים פרטני היא תקנה **49CFR 192.917** שבה נדרש מפעיל

הצנרת להטמין את צנרת ההולכה, לבדוק ולשקלל את כל הנתונים ואת הסיכונים הפוטנציאליים כולל

פגיעה מצד ג', וזאת דרך סקר סיכונים מסודר על בסיס הסטנדרט *ASME/ANSI B31.8S, section 5*:

"§ 192.917 How does an operator identify potential threats to pipeline integrity and use the threat identification in its integrity program?

(a) Threat identification. An operator must identify and evaluate all potential threats to each covered pipeline segment. Potential threats that an operator must consider include, but are not limited to, the threats listed in ASME/ANSI B31.8S , which are grouped under the following four categories: (1) internal corrosion, external corrosion.....;(2) fabrication or construction defects;(3)damage and outside force damage; and(4) Human error

(b) Data gathering and integration.

(c) Risk assessment. An operator must conduct a risk assessment that follows ASME/ANSI B31.8S, section 5, and considers the identified threats for each covered segment. An operator must use the risk assessment to prioritize the covered segments for the baseline and continual reassessments (§§ 192.919, 192.921, 192.937), and to determine what additional preventive and mitigative measures are needed (§ 192.935) for the covered segment...."[הדגשה שלי ת.מ.]

3.6.5 בהתאם לסעיף 49 CFR 192.935 לתקנות הפדראליות, מפעיל צנרת חייב לבסס את האמצעים

הנוספים להגנה בפני האיומים שהוא (המפעיל) זיהה בכל מקטע צנרת.

מפעיל חייב לבצע ניתוח סיכונים לגבי הצנרת שלו בהתאם לאחת מהגישות לניתוח סיכונים

המוגדרות ב- *ASME/ANSI B31.8S, Section 5* (ASME, 2010) על מנת להגביר את ביטחון

הציבור .

²⁰ *Subpart O—Gas Transmission Pipeline Integrity Management*

²¹ *"High consequence area* means an area established by one of the methods described in paragraphs (1) or (2) as follows:

(1) An area defined as—

.....

(iii) Any area in a Class 1 or Class 2 location where the potential impact radius is greater than 660 feet (200 meters), and the area within a potential impact circle contains 20 or more buildings intended for human occupancy; or"

²² *"Potential impact radius (PIR)* means the radius of a circle within which the potential failure of a pipeline could have significant impact on people or property.

PIR is determined by the formula $r = 0.69 * (\text{square root of } (p * d^2))$, where 'r' is the radius of a circular area in feet surrounding the point of failure, 'p' is the maximum allowable operating pressure (MAOP) in the pipeline segment in pounds per square inch and 'd' is the nominal diameter of the pipeline in inches."

3.7 בדו"ח של חברות המפעילות את צנרות הגז בארה"ב - PIPA קיים ניתוח תקלות צנרת גז ודלקים שונים כולל סיבות והמלצות. ומתוך ניתוח זה נכתב בדו"ח²³ כי חשוב לרשויות להחליט החלטות המודעות לסיכון בנוגע לתכנון יבשתי ופיתוח במקומות שתושבים ועסקים נמצאים בקרבה לקוי הולכת גז. PIPA פיתחה הנחיות להדרכת הפיתוח המקומי, והמליצה לרשות השלטונית לקבל הליך זה, בהתבסס על המצב בשטח ועל מהות הסיכון היחסי הנסבל מהקהילה/הציבור, כאשר רמת הסיכון הנסבל צפויה להשתנות בקהילות שונות ברחבי המדינה.

3.8 בתקציר המנהלים בדוח PIPA²⁴ מוגדרת חשיבות ההתייעצות לגבי תכנון אזור עם מגוון רחב של גופים, כולל הרשות המקומית, שכן כשל בצנרת הולכת גז היא דוגמא קלאסית למאורע בעל הסתברות נמוכה להתרחש אבל בעל פוטנציאל מאד גבוה בהשפעת תוצאותיו על הציבור. ועל כן חשוב מאד שמקבלי ההחלטות התכנוניות יבצעו החלטה מושכלת על בסיס בדיקות וחישובים במקרה בו קיימת קירבה בין תושבים ועסקים לצנרות הולכת גז טבעי, שאחרת קיים סיכון גבוה לעצירת פרויקטי תוואי צנרת גם לאחר כל אישור תכנוני בשל דאגת הציבור או הרגשה / הבנה כי מפקירים את בטיחותו. וכך מוצג לדוגמא²⁵ כי תוואי צנרת Millennium Pipeline שהוצע בשנת 1997 לשינוע גז טבעי מקנדה אל ניו יורק, כאשר היזמים לא קיבלו אישור תשתיות סופי במשך 9 שנים, בעיקר עקב התנגדות קהילות תושבים לתוואי הצנרת, וכך גם בפרויקטים נוספים ברחבי ארה"ב. התנגדויות אלו הביאו לשינוי תוואים ולהוספת עלויות גדולות, בעיקר בשל תהליכים שנעשו בניגוד לעמדת הציבור, ולאור הבנתו והכרתו את התוצאות הקשות של תקלות בצנרת מסוג זו.

3.9 דוגמת החישובים שיש לבצע מול צנרת גז מופיעים בנספח I (ANNEX I) למסמך²⁶ ע"ב ASME B31.8S : 3.9.1 מרחקי ברירת המחדל בארה"ב לתכנון אזורים מכל צד של מרכז צנרת ההולכה הוא 200 מ' (660 רגל).

3.9.2 כשמתכננים אזור לצנרת הולכת גז טבעי צריך להשתמש במודל להערכת פוטנציאל רדיוס הפגיעה/ההשפעה על אנשים ורכוש [Potential Impact Radius (PIR) model], אשר מופיע בהנחיות ניהול צנרת בתקנות הפדראליות (27 CFR 192.903). צריך לזכור כי PIR model מבוסס על גישה פשוטה ומניעתית לקביעת גודל השטח שחשוף לפוטנציאל של השפעה הרסנית לגבי תרחיש בו צינור גז לחץ גבוה ייקרע ויוצת, כאשר הסיכון העיקרי מתרחישים כאלו הוא קרינת החום מהאש הנמשכת עד דעיכתה עם גמר דליפה/זרימה של חומר הבעירה- הגז²⁸.

²³ The U.S. Department of Transportation's Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA), Office of Pipeline Safety (OPS), *Building Safe Communities: Pipeline Risk and its Application to Local Development Decisions*, Office of Pipeline Safety October, 2010, pp-28

²⁴ PIPA, *Partnering to Further Enhance Pipeline Safety In Communities Through Risk-Informed Land Use Planning- Final Report of Recommended Practices*, November 2010, pp-1

²⁵ CRS-Keeping America's Pipelines Safe and Secure: Key Issues for Congress, 2013, pp-25

²⁶ PIPA, *Partnering to Further Enhance Pipeline Safety In Communities Through Risk-Informed Land Use Planning- Final Report of Recommended Practices*, November 2010, ANNEX-I

²⁷ *Gas transmission pipeline integrity management regulation*

²⁸ C-FER Technologies, GRI-00/0189 - *A MODEL FOR SIZING HIGH CONSEQUENCE AREAS ASSOCIATED WITH NATURAL GAS PIPELINES*, October 2000, pp-4

3.9.3 על בסיס מודל זה פותחה משוואה פשוטה המתייחסת לקוטר ולחץ העבודה של צינור הגז הטבעי:

The term PIR means the radius of a circle within which the potential failure of a pipeline could have significant impact on people or property. The PIR is determined by the following formula.

$$R = 0.69(pd^2)^{1/2} \quad (2.1)$$

where

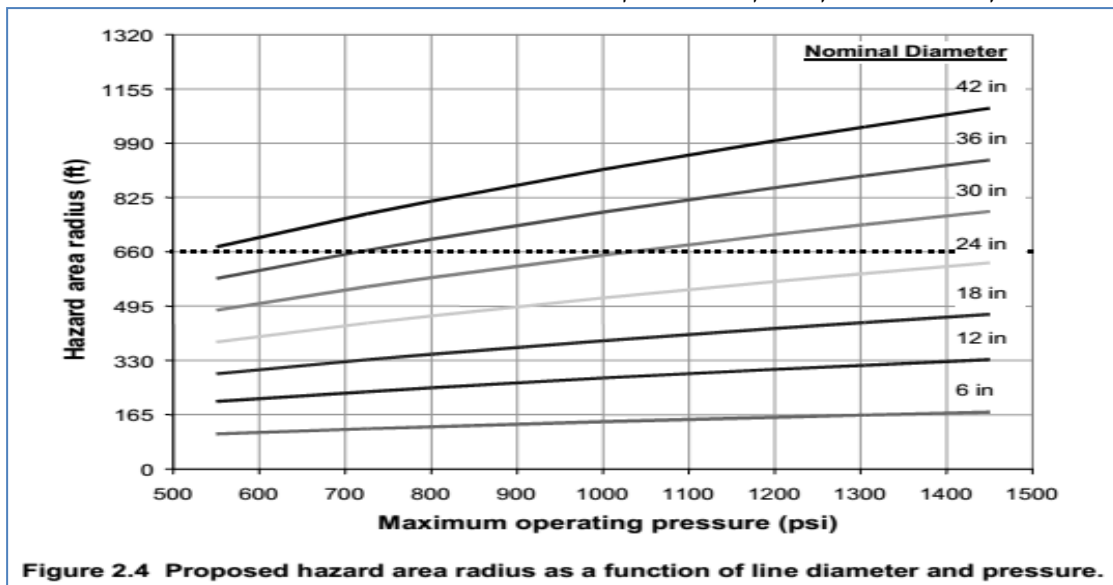
- R is the radius of a circular area in ft surrounding the point of failure
- p is the maximum allowable operating pressure (MAOP) in the pipeline segment in pounds per square inch
- d is the nominal diameter of the pipeline in inches.

A potential impact circle is a circle of radius equal to the PIR.

3.9.4 הטבלה הבאה מציגה את חישוב התקן האמריקאי למרחקי הסיכון הבסיסים מצנורות בהתאם לקוטר צנרת הגז, ולחץ הגז :²⁹

Pipeline MAOP (psig)	Pipeline Diameter (inches)								
	6	8	10	12	16	24	30	36	42
	PIR or Planning Area Distance from Pipeline Centerline (in feet)								
200	59	78	98	117	156	234	293	351	410
400	83	110	138	166	221	331	414	497	580
600	101	135	169	203	270	406	507	608	710
800	117	156	195	234	312	468	585	703	820
1000	131	175	218	262	349	524	655	786	916
1200	143	191	239	287	382	574	717	860	1004
1400	155	207	258	310	413	620	775	929	1084

3.9.5 ולהלן התוצאות בגרף מתוך הדו"ח הקנדי משנת 2000 :³⁰



²⁹ PIPA, *Partnering to Further Enhance Pipeline Safety In Communities Through Risk-Informed Land Use Planning- Final Report of Recommended Practices*, November 2010, ANNEX-I

³⁰ C-FER Technologies, GRI-00/0189 - *A MODEL FOR SIZING HIGH CONSEQUENCE AREAS ASSOCIATED WITH NATURAL GAS PIPELINES*, October 2000 , pp-11

- 3.10 בדו"ח מחקר שהוכן לקונגרס בשנת 2013³¹ מוצגים תהליכי החקיקה והאישורים של הממשל האמריקאי בעשור האחרון, במקביל לתקנות הפדראליות, ולסטנדרט החישוב שהוצגו לעיל:
- 3.10.1 בדצמבר 2002 (12.12.2002) חתם הנשיא ג'ורג' בוש על החוק לשיפור בטיחות מצנרת³². התיקון לחוק חייב, בין היתר, את הרגולטור ואת המפעילים של צנרת גז טבעי באזורים בעלי סיכון גבוה לבצע סקר סיכונים (risk analysis), ולממש תוכניות ניהול ופיקוח דומות לאלו שהיו מחויבות לביצוע לצנרות דלק/נפט באותה התקופה.
- 3.10.2 בשנת 2006 (29.12.2006), חוקק ממשל בוש חוק נוסף שחייב עיסוק בפיקוח, בקרה, הידוק ושקיפות לגבי צנרות בלחץ גבוה³³.
- 3.10.3 בדו"ח לקונגרס משנת 2013 מפורטים צווים והנחיות, גופים וועדות שהוקמו על מנת לייעל ולהבטיח את התהליך של התווית צנרות לחץ גבוה, בדיקה ופיקוח שוטף לאור הסיכון מכשלים, וכמו כן לאור הראיה האסטרטגית של חשיבות ההגנה על צנרת הולכה ברמת גריד ארצי, חיבור עם מדינות שכנות, כקנדה וכיו"ב³⁴.
- 3.10.4 לגבי תוואי צנרת חדשה, אחריות לאישור תוואי צנרת חדשה נמצאת באחריות הועדה הפדראלית לרגולציית האנרגיה (FERC). יזם חייב לקבל תחילה רישוי ואישור לתוואי הצנרת הכוללת סוגיות בטיחות וביטחון, קריטריוני הבטיחות וסוגיות נוספות. לפי הדו"ח לקונגרס מתברר כי בפרקטיקה הועדה FERC השאירה את הבדיקות ושיקולים אלו לסוכנויות אחרות (כגון הסוכנות להגנת הסביבה) כחלק מהתסקיר הסביבתי לפרויקט.
- 3.11 כתוצאה מהתוצאות הקשות של דליפת ופיצוץ צנרת הגז בסן-ברנו (2010), שם הגז המשיך לבעור במשך שעתיים עד שהתכלה, בוצע במכון מחקר בארה"ב בשנת 2012 מחקר מפורט לגבי שסתומים וסגירת צנרות מרחוק בניסיון למזער תוצאות של תרחישי דליפה וקרע בצנרת³⁵.
- תוצאות המחקר שפורסמו בסוף 2012 מלמדות, בין היתר, כי מכיוון ששריפות מצנרת גז טבעי יוצרות נזקים במהירות עצומה, יש צורך בשסתומים מיוחדים לסגירה מהירה, אוטומטית ומרחוק שיעמדו בנתונים אלו, וכי על אף הוספת מערכות סגירה אוטומטית יהיה צורך לוודא ולבדוק **דליפה של 10 דקות מצנרת גז טבעי עד לסגירת מעבר הגז**, ואת רדיוס הנזק הצפוי מכך³⁶.
- 3.12 במסמך זה נציג לדוגמא 2 תרשימים מהחשובים המפורטים שבוצעו המציגה את תהליך הערכת הסיכון על בסיס ההנחות שנבדקו (כולל דליפה נמשכת של 10 דקות, עד הכלה של הגז):

³¹ CRS-Keeping America's Pipelines Safe and Secure: Key Issues for Congress, 9.1.2013, pp7-8

³² Pipeline Safety Improvement Act of 2002, Improvement Act of 2002 (P.L. 107-355)

³³ Enforcement and Safety Act of 2006 (PIPES Act, P.L. 109-468)

³⁴ CRS-Keeping America's Pipelines Safe and Secure: Key Issues for Congress, 9.1.2013, pp 9-10

³⁵ Oak Ridge National Laboratory, Studies for the Requirements of Automatic and Remotely Controlled Shutoff Valves on Hazardous Liquids and Natural Gas Pipelines with Respect to Public and Environmental Safety, ORNL/TM-2012/411, October 31, 2012

³⁶ Oak Ridge National Laboratory, Studies for the Requirements of Automatic and Remotely Controlled Shutoff Valves on Hazardous Liquids and Natural Gas Pipelines with Respect to Public and Environmental Safety, ORNL/TM-2012/411, October 31, 2012, p. xxviii.

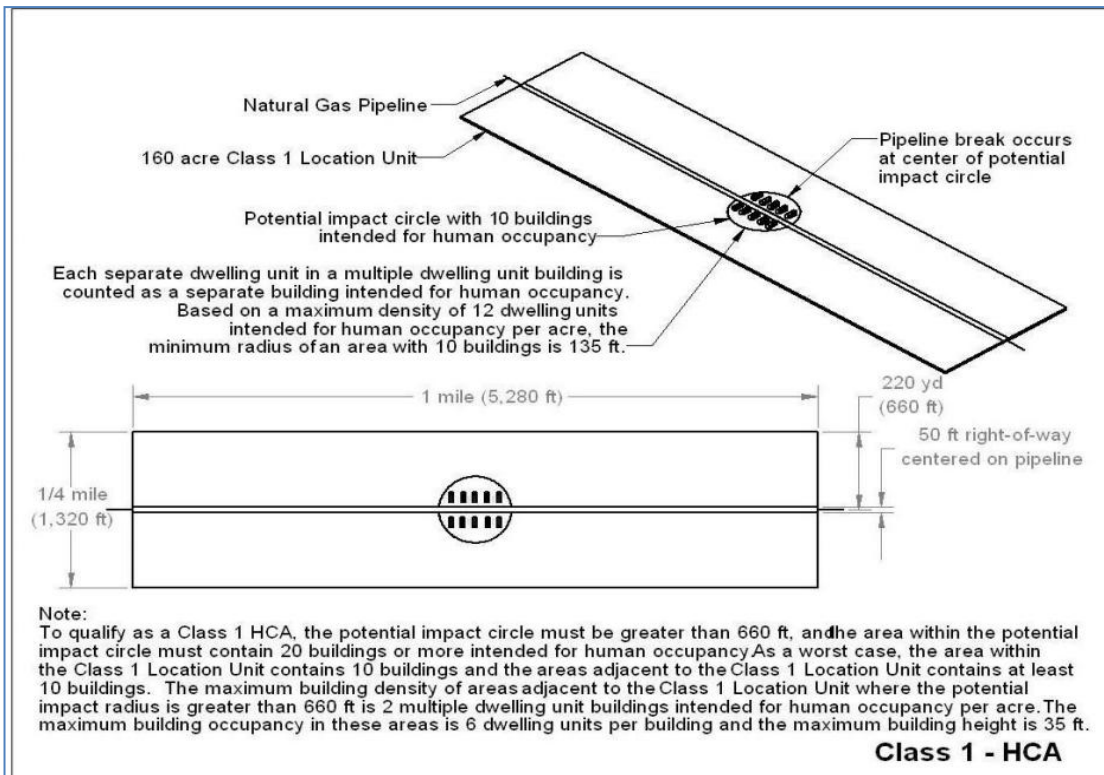


Fig. 3.2. Configuration of a Class 1 HCA with buildings or dwellings intended for human occupancy.

3.13 דוגמה שנייה :

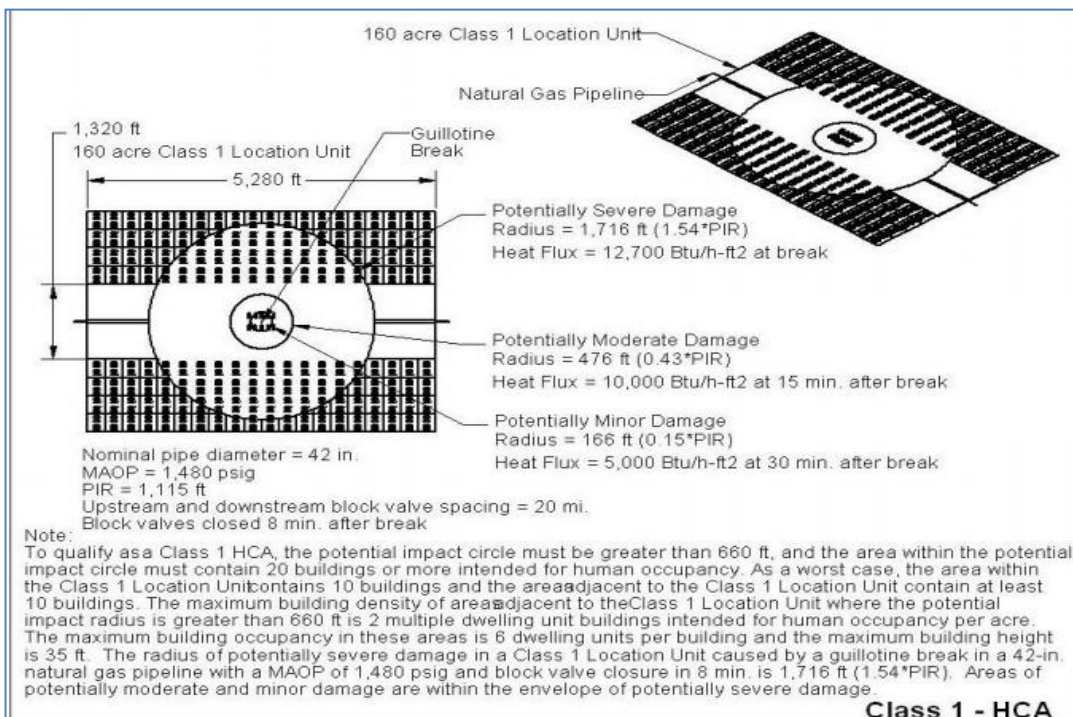


Fig. 3.23. Case Study 1A – areas affected by 42-in. nominal diameter hypothetical natural gas pipeline release in a HCA in a Class 1 Location with buildings intended for human occupancy and a PIR greater than 660 feet – 1,480 psig MAOP and block valve closure 8 minutes after break.

3.14 עוד נדגיש כי הועדה הציבורית העליונה לשמירת הבטיחות בארה"ב (NTSB³⁷) הציגה בשנת 2013 את רשימת הסיכונים שבה צנרות גז מככבות כפרויקטים החשובים לפיקוח בטיחותי שוטף והדוק. הועדה קראה, ברשימתה לשנת 2013 "Most Wanted List", להגביר פיקוח על צנרות ועל תעשיית הצנרת לאור האירועים החמורים בצנרות שאירעו בשנים שקדמו (כגון: San Bruno, California, 9.9.2010)³⁸.
 3.15 וכך פרט לדרישות המינימום מוגדרות בהתאם לתקנות הפדרליות 49 CFR 192, מפעילי צנרת נדרשים בנוסף לפעול באמצעים מעבר לאלו הנדרשים בתקנה הפדרלית (המגדירה את המינימום הנדרש) על מנת למנוע כשל צנרת ולהיות במוכנות לתקלה כזו.

3.16 לסיכום הגישה האמריקאית –

3.16.1 לאור ניסיון וידע, בארה"ב מודעים לסיכון ולתוצאות של תרחישים מכשלים בצנרות גז בלחץ גבוה;
 3.16.2 לכן השקיפות לציבור בהצגת הסיכון, ההשפעות האפשריות והאמצעים למזעור ומוכנות לתרחישים היא מלאה ומצויה כחלק בלתי נפרד בכל הליכי התכנון והצגת הסיכונים;
 3.16.3 קיימות המלצות לגבי מרחקי הפרדה, אך הן המלצות ולא הגדרה מחייבת לאור ההבנה כי בשטח המיועד לתכנון קיימות לעיתים מגבלות מובנות לתכנון בשטח הספציפי, המחייבות תואי צינור במרחקים קצרים מהמומלץ העלולים לסכן אוכלוסייה ורכוש. ואולם מהרגע שהוצגו, ההנחיות מחייבות נקיטת אמצעים טכנולוגיים טובים ביותר הקיימים למניעה, בקרה, ניטור ומזעור ההשלכות הפוטנציאליות.
 3.16.4 אך ברמה הכוללת ניתן לראות כי הדיווח לציבור הוא ברור, מציג תרחישים ריאליים (לעיתים שמרנים ופחותים מתרחישי אמת), וגם מחייב תשובות מקצועיות לטובת מזעור נזקים, מניעתם, ומוכנות לכשל.

3.16.5 בבדיקה והשוואה אל מקרה תואי צנרת הגז המתוכנן בעמק חפר :

3.16.5.1 הגז הישראלי הגלמי מכיל 0.76% פחמימנים כבדים יותר ולכן הנחה סבירה תהיה שהוא אינו "עשיר" ולכן הנוסחה האמריקאית תקפה לגביו (לגז "עשיר" המקדם יהיה גבוה יותר עקב ערכו הקלורי הגבוה יותר).

3.16.5.2 נציב את נתוני הצינור המתוכנן עבור תושבי עמק חפר ונקבל את התוצאה הבאה: $d = 36$;
 $r = 0.69 \times 36 \times 40.2 = 998.6 \text{ ft.} = \mathbf{304 \text{ meter}}$; $p = 1617 \text{ psi (110 atm.)}$

3.16.5.3 וזאת התוצאה לצינור בודד, כאשר תואי הצינור המתוכנן מכיל 3 צנרות גז לחץ גבוה ו-2 צנרות condensate.

3.16.5.4 וכל זאת בלי לקחת בחשבון גורמי סיכון נוספים שקיימים בגז הגולמי דהיינו פחמימנים גבוהים נוזליים, לחות, מימן גפרי, חנקן ופחמן דו-חמצני שמהווים קרקע טובה לגידול פוטנציאלי של מיקרואורגניזמים יוצרי חומצה, כפי שניתן לראות מלקחי האירוע ב- **Carlsbad, New Mexico** בארה"ב המופיע בפרק 10 בהמשך המסמך.

³⁷ National Transportation Safety Board

³⁸ National Transportation Safety Board, "NTSB Most Wanted List: Enhance Pipeline Safety," November 2012.

- 3.16.5.5 כלומר זהו הסיכון (Hazard) המינימאלי שירחף על ראשי תושבי מספר ישובים בעמק חפר בשל תוואי הצינור המתוכנן והמתואר במפה בתקציר המנהלים למסמך זה.
- 3.16.5.6 בשלב הבא אמורים בעלי הצנרת לחשב את ה-Risk וזאת על ידי חישוב הסיכוי לנזק. המחוקק האמריקאי מאפשר לעשות זאת ב-4 דרכים שונות ושקולות שרק אחת מהן היא הערכת סיכונים הסתברותית.
- 3.16.5.7 במסגרת נייר זה לא נוכל להיכנס לפרטי חישובים אלה, שכן הערכת סיכונים הסתברותית אינה מוכרת על ידי המשרד להגנת הסביבה שמכיר רק בהערכת סיכונים דטרמיניסטית.
- 3.16.6 הבעיה בתהליך התכנון נעוצה באימוץ העיוור של התקן ההולנדי בחקיקה הישראלית (שהוא מעולה בכל האמור בהקפדה על טיב ההקמה ותחזוקת הצנרת) והכוונה לאימוץ הקריטריונים שנקבעו בהולנד לגבי טווחי הסיכון של צנרת הגז הטבעי (שעליה נרחיב בפרק 4 במסמך).
- 3.16.7 בכל מקרה מחויב בעל הצינור בארה"ב לנקוט בכל האמצעים הנדרשים על מנת שלא לסכן רצפטורים ציבוריים על ידי הצינור. העניין הוא שכפי שניתן לראות בפרק תאונות האמת- פרק 10 שלהלן, הדברים לא תמיד עובדים בצורה נקיה זו ואז מתבטא דומיננטית מרכיב ה-Hazard בתוצאות בשטח ולכך אין למעשה כל ביטוי במרחקי ההפרדה הנגזרים מהתקן ההולנדי, ובחקיקה הישראלית (שאינם מתחשבים כלל, בין השאר, במאפיינים הייחודיים של כל צינור, לדוגמה קוטר, לחץ עבודה, מזהמים בגז גלמי וכו').

4. ההנחיות והגישה בקנדה :

4.1 בקנדה אירעו לא מעט אירועי כשל בצנרת גז לאורך השנים. לדוגמא, נציג בקצרה אירוע שהתרחש בקנדה בשנת 1992 (15.07.92) – בדו"ח המחקר הגרמני משנת 2009 מוצג אירוע זה ונתוניו הם כדלהלן³⁹ :

Date	Substance	Location	Owner/operator	Quantity leaked [t;m ³]	Source
15.07.1992	6	Potter, Ontario, Canada	TransCanada Pipelines Limited	3,500,000 m ³	HSE Research Report 036, 2002
Technical data / cause(s) of the failure / damage pattern / comments					
d = 914 mm; s = 9.14 mm; p = 69 bar; cause: stress cracking corrosion; depth: 0.9 m; 46.8 m of pipe torn open; crater: L = 56 m, W = 13.6 m, D = 4.5 m; flying debris (fragments of pipe) up to 250 m; surface area burnt: 300 x 200 m; in addition 162,000 m ² of woodland burnt; buildings at 1000 m damaged; thermal radiation could be felt over 3000 m					

נשים לב כי מדובר בדליפה מצינור גז טבעי 36 אינץ' בלחץ 69 אטמ', טמון באדמה בעומק 0.9 מ', וההשלכות היו: דליפה של 3.5 מליון מ³ גז טבעי; מכתש בגודל של 4.5*13.6*56; חלקי צינור שהועפו למרחק של 250 מ'; שריפה על פני שטח בגודל של 300 מ' * 200 מ'; בנינים ניזוקו במרחק עד 1000 מ'; והקרינה התרמית – החום הורגש עד 3000 מ' (במרחק בו קרינת החום הייתה בין 1.51-1.68 kW/m²).
 4.2 דוגמא נוספת מאירועים שהתרחשו בקנדה היא משנת 2002⁴⁰ שבה צינור גז 36 אינץ' בלחץ 60 אטמ' נסדק, התפוצץ והגז ניצת כשהוא יוצר מכתש באורך 93 מ', וחלקים מהצינור הועפו עד למרחק של 264 מ':

Date	Substance	Location	Owner/operator	Quantity leaked [t;m ³]	Source
14.04.2002	6	nr. Brookdale, Manitoba, Canada	TransCanada Pipelines	6,812,600 m ³	TSB P02H0017
Technical data / cause(s) of the failure / damage pattern / comments					
Built 1970; d = 914 mm; s = 8.1 mm; p = 60 bar; transgranular stress cracking corrosion, weakened walls subjected to internal pressure, assumption: partial failure of the cathodic corrosion protection; explosion and fire, crater over 93 m long, flying debris consisting of pipe sections in 264 m radius					

4.3 חברת מומחי הסיכונים הקנדית C-FER Technologies פרסמה בקנדה בשנת 2000 מודל פשוט⁴¹ שניתן לבדוק אותו לגבי גודל השטח הקרקעי שצפוי להיות מושפע מכשל/ תקלה בצנרת גז בלחץ גבוה.

4.4 התפיסה הטכנית שעל בסיסה נבנה המודל :

קרקע בצנרת גז טבעי בלחץ גבוה יכול להוביל לתוצאות אשר עלולות להוות סיכון גדול לאדם ולרכוש באזור הסמוך לאזור הכשל. הסיכון הדומיננטי ביותר הוא קרינה תרמית מאש נמשכת והערכה לגבי השטח הקרקעי המושפע מתרחיש הסביר הגרוע ביותר (a credible worst-case event), וכל זה ניתן לייצוג במודל שמסמל את עוצמת החום בהשוואה לכשל הקרקע בצינור, כאשר הגז הדולף מזין את האש המוצתת זמן קצר ביותר

³⁹ BAM Federal Institute for Materials Research and Testing , *Research report 289:On the risks of transporting liquid and gaseous fuels in pipelines*, 2009, pp-46

⁴⁰ BAM Federal Institute for Materials Research and Testing , *Research report 289:On the risks of transporting liquid and gaseous fuels in pipelines*, 2009, pp-60

⁴¹ GRI-00/0189: *A Model for Sizing High Consequence Areas Associated With Natural Gas Pipelines*, C-FER Technologies, Edmonton, Alberta ,Canada, October 2000, pp-iii

לאחר כשל הצנרת. ועל כן פותחה משוואה אשר מבוססת על מודל שריפה המתייחס לכמות הגז שדלפה לעוצמת קרינת החום מהאש, ועל מודל דליפה אקטיבי המציג את קצב דליפת הגז – למעשה קצב הזנת השריפה, ועל מודל ההשפעה של קרינת החום על אדם ורכוש. יודגש כי אזור סיכון גבוה צריך להתייחס גם לאנשים בעלי מוגבלות תנועה כגון ילדים, זקנים ועוד, אשר אינם יכולים לברוח מהחום.

תוצאות המודל הקנדי לגז טבעי (מתאן) לאזורים בסיכון גבוה הן נוסחה פשוטה (דומה לאמריקאית) :

For methane with an HCA threshold heat intensity of 5,000 Btu/hr ft², the hazard area equation is given by:

$$r = 0.685 \sqrt{p d^2}$$

where r is the hazard area radius (ft), d is the line diameter (in), and p is the maximum operating pressure (psi).

לגבי מודל זה נערכה ולידציה המבוססת על ניתוחי אירועים ותאונות משנת 1970 ועד שנת 2000 הרשומות לשנחקרו ב: National Transportation Safety Board (NTSB).

להלן תרשים של השוואת המודל לתוצאות אמת (מאירועים שהתרחשו במציאות), כאשר משמאל הישוב תוצאות ממקרי אמת על בסיס קוטר צנרת & לחץ הגז בצנרת⁴² אל מול המודל המוצע (כשהוא משקלל גם אזור סיכון גבוה לאנשים בעלי מוגבלות תנועה) :

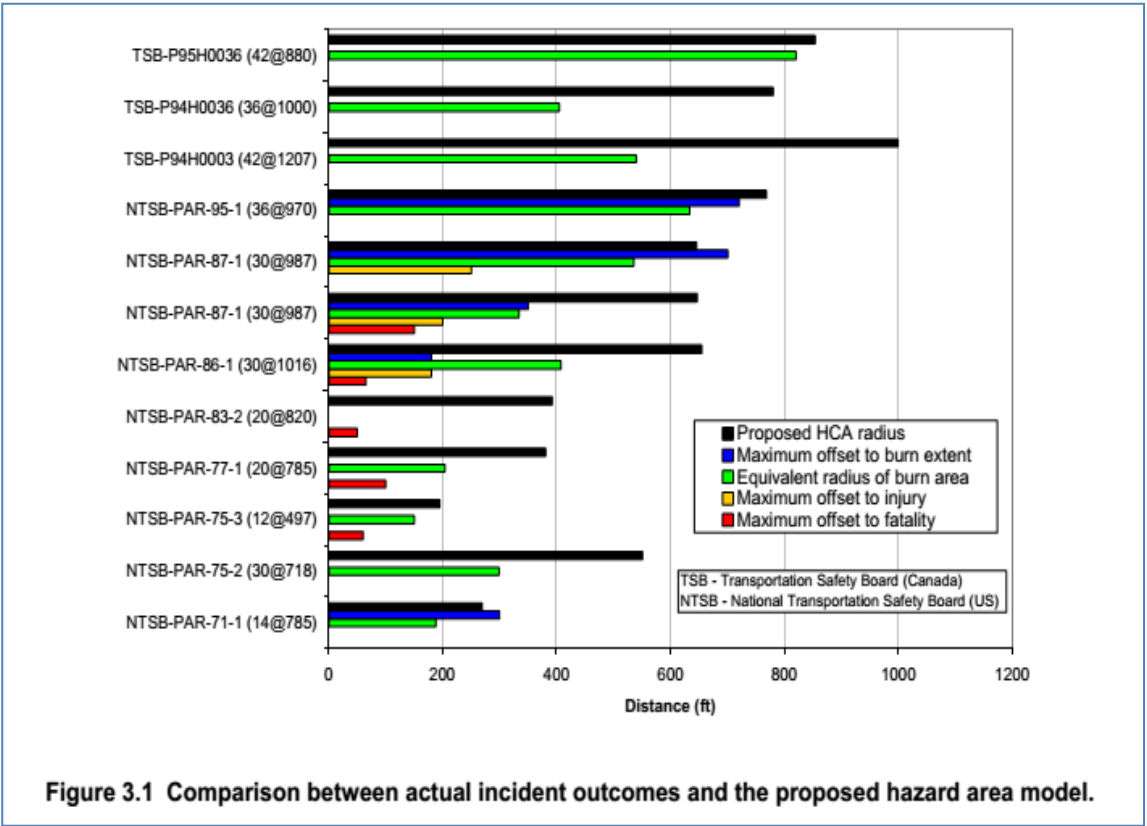


Figure 3.1 Comparison between actual incident outcomes and the proposed hazard area model.

⁴² GRI-00/0189: A Model for Sizing High Consequence Areas Associated With Natural Gas Pipelines, C-FER Technologies, Edmonton, Alberta, Canada, October 2000, pp-12

- 4.7 הרגולטור בקנדה בנוגע לצנרות גז טבעי בלחץ גבוה הוא ה- NEB (The National Energy Board) משנת 1959⁴³, תחת חוק הקובע את תפקידיו [National Energy Board Act].
- ה- NEB היא סוכנות פדראלית עצמאית המפקחת על צנרות החוצות את מחוזות קנדה וגבולותיה וזה כולל כ- 71,000 ק"מ צנרת, וכ- 100 חברות בקנדה. צנרות במחוזות עצמן מפקחות ע"י כל מחוז עצמאית.
- 4.8 התשתית החקיקתית בקנדה בנוגע לצנרות גז בלחץ גבוה מבוססת על חוק הצנרות, תקנות מכוחו וצווים פרטניים (directive 056 ; directive 077), וסטנדרט CSA Z662.
- הסטנדרט הקנדי לצנרות לחץ גבוה בעל הגדרות מאד דומות לסטנדרט האמריקאי ASME B31.8⁴⁴ שהוצג בפרק הקודם.
- 4.9 כל פרויקט חדש להקמת צנרת חייב לעבור את אישור ה- NEB על מנת להבטיח כי התכנון, הבניה והמימוש יהיה כזה המקדם בטיחות, ביטחון, שמירה על הסביבה ותשתית אנרגטית יעילה בתחום האינטרס הציבורי הקנדי. באופן בסיסי נדרש ביצוע סקר סיכונים כחלק מההליך להצגה ואישור פרויקט הצנרת, כאשר ה- NEB מקיים תהליך מסודר של שימוע ציבורי לכל האוכלוסיות.
- 4.10 בשנת 2013 (10.4.2013) עודכנו התקנות היבשתיות לגבי צנרת גז בלחץ גבוה משנת 2009^{45,46}. עדכון זה חיזק את מחויבות מפעיל הצנרת לבטיחות ולמשטר בטיחותי במיקוד של הגנה על הציבור, העובדים והסביבה. עיקרם של עדכונים אלה:
- 4.10.1 הנהלת המיזם אחראית באופן אישי לניהול של משטר בטיחותי, כולל מינוי מנהל בכיר שזו אחריותו.
- 4.10.2 לפתח ולממש תוכנית בטיחות שמטרתה לצפות, למנוע, לנהל ולהתעמת מול מצבים שעלולים להשפיע על אנשים, רכוש וסביבה.
- 4.10.3 לפתח ולממש תוכנית ניהול בטיחות המתמקדת במוכנות לאירועים ולדרישות לתגובה מהירה.
- 4.11 בתקנות החדשות לגבי צנרות יבשתיות נקבע כי יזמים של צנרות גז טבעי בלחץ גבוה, יגישו סקר סיכונים ל- NEB כאשר יידרשו לעשות כן, או כאשר הם נמצאים במרחק של עד 500 מ' ממסילת ברזל, כבישים וכיו"ב. סקר הסיכונים יוכן בהתאם לסטנדרט הקנדי המעודכן, CSA Z662, בנספח B⁴⁷.

"HVP Pipelines

10.(1) When an HVP pipeline is to be situated in a Class 1 location and within 500 m of the right-of-way of a railway or paved roadway, a company shall develop a documented risk assessment to determine the need for heavier wall design, taking into account such factors as pipeline diameter and operating pressure, HVP fluid characteristics, topography and traffic type and density of the traffic on the railway or paved road.

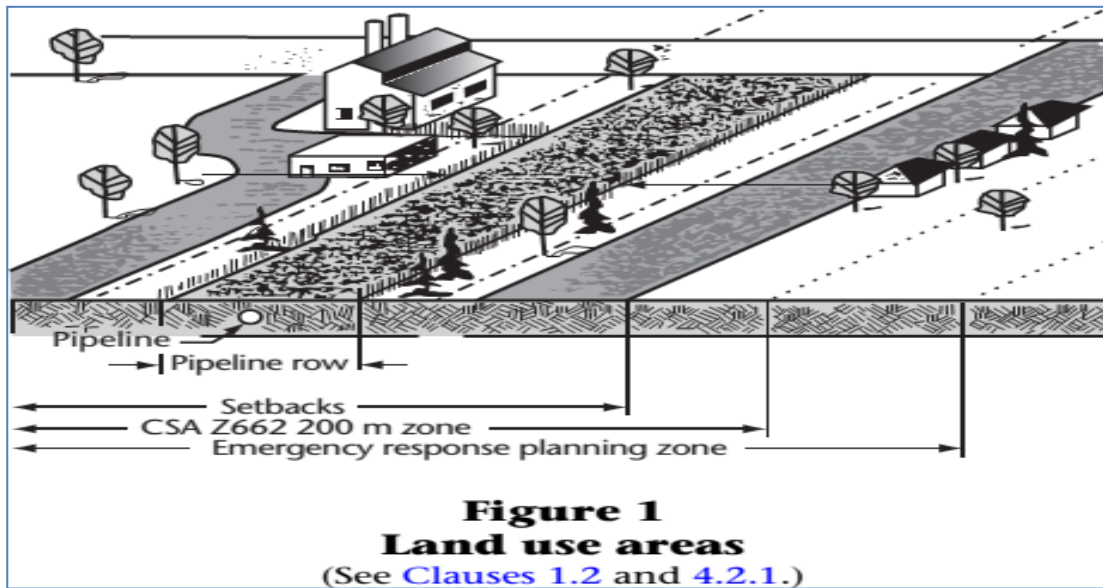
(2) A company shall submit a documented risk assessment to the Board when required to do so."

⁴³ <http://www.nrcan.gc.ca/energy/sources/natural-gas/pipeline-faq/2248#>

⁴⁴ <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rsftyndthnvrnmnt/sfty/nbsftyfrm2013/xtrnlprsnntn/ken-paulsonq-eng.html>

4.12 הנחיות הסטנדרט הקנדי *CSA Z662-II* קובעות כי שיעור הסיכון לתרחיש יוגדר בשילוב השכיחות/סבירות לכשל ותוצאות הכשל במידה ויתרחש. לאחר מכן יש להכניס לטבלה מתכללת (טבלת מטריקס) את השכיחות לאירועים והתוצאות של קרע מלא בצנרת (התרחיש הסביר הגרוע ביותר).

4.13 בהסברים לשימוש בסטנדרט, ולתכנון תוואי הצנרת בסטנדרט הקנדי⁴⁵ נכתב כי יש לבצע לצנרת הולכה סקר סיכונים, ונדרש לקיים יעוץ מחייב כאשר תוואי הצינור עובר בטווחים של פחות מ- 200 מ' ממבנים (בצינורות בלחץ גבוה מאוד – יש צורך להתייחס לטווחים גדולים יותר). הייעוץ והסקר יתייחס לכל שאר הנתונים המחייבים בסטנדרט הקנדי – צפיפות אוכלוסייה, מרחק מהצנרת, קוטר, לחץ, וכיו"ב. במקביל תוכן תוכנית תגובה לתרחישי חירום בהנחה כי אפקט התרחיש יהיה גדול יותר.



4.14 בנוסף, הנחיות בקנדה לגבי מרחקי הפרדה מצנרת גז טבעי מעוגנות ב: Directive 056 המחייבת מסוף ספטמבר 2011⁴⁶ לגבי צינורות של גז טבעי נקי, טווח 200 מ' ממקומות ישוב⁴⁷:

Category	Name	Type	Description	Personal consultation and confirmation of nonobjection	Notification
B, C, D	Records correction	000	All		
B	Pipelines, gas (non-sour service ¹)	100	Natural gas ≤ 323.9 mm OD	• Landowners and occupants of the right-of-way	• Crown disposition holders • Local authorities along the right-of-way • Urban authorities within 1.5 km • For Category Type B101, B111 and B121, landowners and occupants within <u>0.2 km</u> When H ₂ S ≥ 0.1 mol/kmol: • Residents in the EPZ.
		101	Natural gas > 323.9 mm OD		
	Pipelines, oil effluent ² non-sour service ¹	110	Oil effluent ≤ 323.9 mm OD		
		111	Oil effluent > 323.9 mm OD		
	Pipelines, other	120	Other ≤ 323.9 mm OD		
121		Other > 323.9 mm OD			

⁴⁵ *CSA plus 663 -Land use planning for pipelines: A guideline for local authorities, developers, and pipeline, 2004,pp- 1, 5*

⁴⁶ *ERCB Directive 056: Energy Development Applications and Schedules (September 2011)*

⁴⁷ *ERCB Directive 056: Energy Development Applications and Schedules (September 2011), pp 5-6*

4.15 וכך גם בעמ' 4-6 לצו הקנדי, הטווח הוא 200 מ' (0.2 ק"מ) :

Table 6.1. Pipeline category type and consultation and notification requirements

Category	Name	Type	Description	Personal consultation and confirmation of nonobjection	Notification		
B, C, D	Records correction	000	All				
B	Pipelines, gas (non-sour service ¹)	100	Natural gas ≤ 323.9 mm OD	• Landowners and occupants of the right-of-way	<ul style="list-style-type: none"> • Crown disposition holders • Local authorities along the right-of-way • Urban authorities within 1.5 km • For Category Type B101, B111 and B121, landowners and occupants within <u>0.2 km</u> When H ₂ S ≥ 0.1 mol/kmol: <ul style="list-style-type: none"> • Residents in the EPZ. 		
		101	Natural gas > 323.9 mm OD				
	Pipelines, oil effluent ² non-sour service ¹	110	Oil effluent ≤ 323.9 mm OD				
		111	Oil effluent > 323.9 mm OD				
	Pipelines, other	120	Other ≤ 323.9 mm OD				
		121	Other > 323.9 mm OD				
	Pipeline downstream facilities	130	Pipeline tank farm			<ul style="list-style-type: none"> • Landowner and occupants • Residents within 0.5 km 	<ul style="list-style-type: none"> • Crown disposition holders • Local authorities • Landowners, occupants and urban authorities within 1.5 km When H ₂ S ≥ 0.1 mol/kmol: <ul style="list-style-type: none"> • Residents in the EPZ
		131	Pipeline oil loading or unloading terminal				
132		Compressor station					
133		Pump station					
C	Pipelines, gas (sour service but ≤ 10 mol/kmol H ₂ S ¹)	380	Sour service natural gas ≤ 323.9 mm OD	<ul style="list-style-type: none"> • Landowners and occupants of the right-of-way 	<ul style="list-style-type: none"> • Crown disposition holders • Local authorities along the right-of-way • Urban authorities within 1.5 km • For Category Type C381 and C383, landowners and occupants within 0.2 km When H ₂ S ≥ 0.1 mol/kmol: <ul style="list-style-type: none"> • Residents in the EPZ 		
		381	Sour service natural gas > 323.9 mm OD				
	Pipelines, oil effluent ² sour service ¹)	382	Sour service oil effluent ≤ 323.9 mm OD				
		383	Sour service oil effluent > 323.9 mm OD				
	Pipeline upstream facilities	384	Pipeline line heater			<ul style="list-style-type: none"> • Landowner and occupants 	<ul style="list-style-type: none"> • Crown disposition holders When H ₂ S ≥ 0.1 mol/kmol: <ul style="list-style-type: none"> • Residents in the EPZ

(continued)

¹ For pipeline systems containing a gas phase, sour service is service in which the H₂S partial pressure exceeds 0.3 kPa at the licensed MOP. For pipeline systems not containing a gas phase (gas-free liquid pipeline systems), sour service is service in which the effective H₂S partial pressure exceeds 0.3 kPa at the bubble point absolute pressure. (See Section 6.9.20).

² A release volume must be calculated for all oil effluent pipelines containing greater than 10 mol/kmol H₂S. Applications for these pipelines must meet the personal consultation/confirmation of nonobjection and notification requirements for Category D pipelines based on the level of the proposed pipeline as defined in Table 6.3.

4.16 לגבי צנרות של גז טבעי "לא מטופל", בפאזה משולבת של גז ומעובים מופיע בעמ' 5-6 לצו כי הטווח הבסיסי הוא 200 מ' :

C	Pipelines, gas (sour service but ≤ 10 mol/kmol H ₂ S ¹)	380	Sour service natural gas ≤ 323.9 mm OD	<ul style="list-style-type: none"> • Landowners and occupants of the right-of-way 	<ul style="list-style-type: none"> • Crown disposition holders • Local authorities along the right-of-way • Urban authorities within 1.5 km • For Category Type C381 and C383, landowners and occupants within <u>0.2 km</u> When H ₂ S ≥ 0.1 mol/kmol: <ul style="list-style-type: none"> • Residents in the EPZ
		381	Sour service natural gas > 323.9 mm OD		
	Pipelines, oil effluent ² sour service ¹)	382	Sour service oil effluent ≤ 323.9 mm OD		
		383	Sour service oil effluent > 323.9 mm OD		
	Pipeline upstream facilities	384	Pipeline line heater		

(continued)

4.17 כפי שהצגנו, הסטנדרט הקנדי לצנרות לחץ גבוה הוא בעל הגדרות מאד דומות לסטנדרט האמריקאי ההגדרות מאד דומות לסטנדרט האמריקאי ASME B31.8⁴⁸ - CSA Z662, ובדירקטיבה 056 מופיע בעמ' 29-6 כי כל צנרת חייבת ברישיון, והמשמעות היא שהצנרת חייבת לעמוד בסט מורכב של תנאים :

6.11.2.3 CSA Z662

96) For all pipelines, the licensee must submit

- a) a description of the methodology or process used to ensure that CSA standards are met,
- b) a list of the licensed substance and MOP of the pipeline(s) into which the proposed pipeline is tied,
- c) a description of pressure control and overpressure protection,
- d) mill certificates or other documentation to confirm that the pipe is suitable for the product being transported,
- e) specifications for the valves, flanges, and fittings,
- f) documentation of a quality assurance program to ensure that material is suitable for sour service, and
- g) a description or map showing valve locations and spacing.

4.18 משמעויות מהגישה וההנחיות הקנדיות :

- 4.18.1 צנרת הולכה צריכה לעבור סקר סיכונים פרטני ותכנון המשולב עם המבנים, האדם והסביבה.
- 4.18.2 התקן הקנדי דומה לסטנדרט האמריקאי.
- 4.18.3 הצו הקנדי מציג טווח של 200 מ' מכל צד של תוואי צנרת הגז, וכך גם ברמת תכנון המרחב.
- 4.18.4 בקנדה קיימת התייחסות מיוחדת לצנרת גז העוברת בקרבת לכבישים ומסילות המחייבת ביצוע בדיקות מעמיקות. ובתוואי בעמק חפר מתוכנן תוואי צנרת שלא רק חוצה את מסילת הרכבת ומספר כבישים (2,4,581), אלא התוואי עובר במקביל לכביש 9.
- 4.18.5 מומלץ להתייחס לנתונים אלו במסגרת תמ"א 37 ח', אך לבצע חישובים מסודרים לכל תוואי צנרת הגז המתוכנן המכיל 3 צנרות גז טבעי בקטרים גדולים ובלחץ גבוה, ו-2 צנרות קונדנסיט בקוטר 8".

⁴⁸ <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rsftyndthnvrnmnt/sfty/nbsftyfrm2013/xtrnlprsnntn/ken-paulsong-eng.html>

5. הגישה האירופית :

- 5.1 מעניין להתחיל ולציין כי דווקא בדירקטיבה החדשה למוכנות ושליטה באסונות בהם מעורבים חומרים מסוכנים משנת 2012 **DIRECTIVE 2012/18/EU**⁴⁹ (עדכון הדירקטיבה משנת 1996, והעדכונים שלאחר) נכתב במפורש כי הדירקטיבה (הזו) לא חלה על צינורות המשנעים חומרים מסוכנים (ובניהם גז טבעי)
- "2. *This Directive shall not apply to any of the following:*
(d) *the transport of dangerous substances in pipelines*"
- 5.2 עוד נזכיר כי בדיונים מקצועיים לאחר עדכון הדירקטיבה ניטש ויכוח באיחוד מדוע שלא להכליל את סוגיות הצנרות בלחץ גבוה במסגרת עדכון הדירקטיבה זו למניעת סיכונים - הדירקטיבה **SEVSO III**⁵⁰ ;
- 5.3 ואולם בדיקת צנרת להולכת גז וחומרים מסוכנים מצויה בדירקטיבה העוסקת בחשיבות וחובת הכנת **תסקיר סביבתי** The EIA Directive (המעודכנת מ-2011), **DIRECTIVE 2011/92/EU**⁵¹ ;
- 5.3.1 הדירקטיבה האירופית לביצוע תסקירים סביבתיים⁵² תיקנה את המטרות על מנת להבטיח שכל פרויקט שיש בו סבירות גבוהה לפגיעה משמעותית על הסביבה יזוהה ויוערך לפני שהפרויקט יוכל להתקדם לקראת מימוש⁵³.
- 5.3.2 דירקטיבת חובת קיום תסקיר סביבתי קובעת בסעיף 4 כדלקמן :

" **Article 4**

1. *Subject to Article 2(4), projects listed in Annex I shall be made subject to an assessment in accordance with Articles 5 to 10.*
2. *Subject to Article 2(4), for projects listed in Annex II, Member States shall determine whether the project shall be made subject to an assessment in accordance with Articles 5 to 10. Member States shall make that determination through:*
 - (a) *a case-by-case examination;*
 - or*
 - (b) *thresholds or criteria set by the Member State.**Member States may decide to apply both procedures referred to in points (a) and (b)."*

5.3.3 כל הפרויקטים הרשומים בנספח I, אליהן מפנה סעיף 4(1) בדירקטיבה מוחזקים כפרויקטים בעלי השפעה משמעותית על הסביבה, ולכן חייבים לעבור תסקיר סביבתי מלא.

5.3.4 נספח I, ס"ק (16) כולל צנרות בעלי קוטר מעל 800 מ"מ (קצת מעל 30 אינץ'), בעלי אורך מעל 40 ק"מ שמטרתם שינוע גז או שמנים/דלקים או כימיקלים, שצריכים להיות נתונים תחת חקיקת בטיחות, ופרויקטים מסוג זה חייבים לעבור תסקיר סביבתי:

"16. *Pipelines with a diameter of more than 800 mm and a length of more than 40 km:*
(a) *for the transport of gas, oil, chemicals;*"

⁴⁹ **DIRECTIVE 2012/18/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 4 July 2012 on the control of major-accident hazards involving dangerous substances, amending and subsequently repealing Council Directive 96/82/EC**

⁵⁰ *The initial Directive of 1985 and its three amendments have been codified by **DIRECTIVE 2011/92/EU** of 13 December 2011.*

⁵¹ **DIRECTIVE 2011/92/EU of 13 December 2011 on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment**

⁵² **The EIA Directive (85/337/EEC)**

⁵³ European Commission, Directorate-General Environment, *Assessing the case for EU legislation on the safety of pipelines and the possible impacts of such an initiative- Final Report*, ENV.G.1/FRA/2006/0073, December 2011, pp 62-63

- 5.3.5 לגבי פרויקטים המופיעים בנספח II , הרשויות המדינתיות המוסמכות בכל מדינה באיחוד צריכות להחליט האם נדרש סקר סביבתי/ סקר סיכונים וכיו"ב.
- 5.3.6 ההחלטה צריכה להיעשות באמצעות הערכה תוך שימוש בתהליך מעבר מהיר על נוהל הלוקה בחשבון את הכללים שהונחו בנספח III. תהליך זה הקרוי 'screening procedure' קובע את ההשפעה של פרויקטים מבוססים על קריטריון סף, או על בסיס בדיקת כל מקרה לגופו.
- 5.3.7 חשוב לציין כי למרות שדירקטיבת התסקיר הסביבתי האירופית , The EIA Directive , מחייבת כעקרון לבצע סקר סיכונים לתרחישים, היא אינה מספקת מידע איך לעשות את הסקרים הנ"ל.
- 5.3.8 עוד מעניין לציין כי בסוף יולי 2013 הועברה הצעת תיקון לדירקטיבה זו⁵⁴ , ובה תיקונים שמהותם העצמת החשיבות להצגה ושיתוף הציבור באשר להשפעות הסביבתיות, שמירה על הסביבה, קיימות, ועוד , כאשר נוסח התיקון המוצע הוא מורחב כדלקמן :
- "(4) Over the last decade, environmental issues, such as resource efficiency and sustainability, biodiversity protection, land use, climate change, and natural and man-made disaster risks, have become more important in policy making. They should therefore also constitute important elements in assessment and decision making processes for any public or private project likely to have a significant impact on the environment, especially for infrastructure projects and as the Commission has not established guidelines for the application of Directive 2011/92/EU on conservation of Historical and Cultural Heritage, the Commission should propose a list of criteria and indications , including in relation to visual impact, with a view to a better implementation of the Directive."*
- 5.4 לאור המצב שצוין לעיל, הוחלט באיחוד האירופי כי נושא צנרות בלחץ גבוה הוא נושא חשוב, ומחייב הצגה ברורה והחלטות על מנת לנסות ליצור אחידות ברמת הסטנדרטים, בטיחות הצנרות, מניעת אירועי אסון ומוכנות אליהם, ולכן כבר משנת 2006 החל מחקר של האיחוד אירופי לגבי צנרות גז טבעי⁵⁸ .
- 5.5 הועדה המקצועית של האיחוד האירופי ביצעה מחקר לגבי בטיחות צינורות גז יבשתיים בדגש על בדיקת פרטים לגבי החקיקה הפנים מדינתית. באוקטובר 2011 פורסמה טיוטת הדו"ח להערכת המצב לגבי חקיקה אחידה באיחוד האירופי לבטיחות צנרת והשפעות אפשריות מהיוזמה, ולאחר עדכונים פורסם הדו"ח הסופי בדצמבר 2011.
- 5.6 במסגרת הדו"ח הוצגו המלצות, כולל ההמלצה לתיקון הדירקטיבה האירופית מתוך מטרה להכליל את צנרת השינוע בתיקון ל- SEVESO II DIRECTIVE , ו/או לאמץ דירקטיבה פרטנית לגבי בטיחות צנרת.
- 5.7 הדו"ח מציינים, בין היתר, כי בחינה מעמיקה, שבוצעה במכון המחקר BAM בגרמניה, מצאה כי קיימת התאמה בין קוטר צנרת הגז, מסת החומר בזרימה בצנרת, לחץ השבירה של הצנרת, ומרחקי הפגיעה. הדו"ח הגרמני⁵⁵ בחן תאונות אמת לאורך שנים, והוא מסיק כי עיקר הנזק לאדם, לסביבה ולרכוש מתאונות כאלו נובע מקרינת החום. הדו"ח אף מציין כי במספר מקרים, הנזק התוצאתי מקרינת החום מתאונה בצנרת גז הגיע למרחקים של 1000-350 מ' מנקודת השבירה, גובה להבות עד ל- 150 מ' ויש אף מקרים שהקרינה התרמית הגיעה למרחקים גדולים אף יותר⁵⁶. גרפים ותרשימים יופיעו בפרק 7 שלהלן .

⁵⁴ Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2011/92/EU, 2013

⁵⁵ BAM Federal Institute for Materials Research and Testing , *Research report 289: On the risks of transporting liquid and gaseous fuels in pipelines*, 2009

⁵⁶ European Commission, Directorate-General Environment , *Assessing the case for EU legislation on the safety of pipelines and the possible impacts of such an initiative- Final Report* , ENV.G.1/FRA/2006/0073 , December 2011, pp-35

- 5.8 בתפיסה האירופית, תכנון שימושים בקרקע משויך להגנה על בריאות האדם והסביבה, אך הוא גם קשור למניעת הפרעות ע"י צד שלישי. כאמור לעיל, בדירקטיבת התסקיר הסביבתי מחייבת גישה זו לגבי צנרת גז בקוטר 800 מ"מ ומעל 40 ק"מ, ויש מדינות שהודיעו כי תסקיר סביבתי נדרש גם למימדי צנרת אחרים (קטנים יותר)⁵⁷, כאשר מעל 10 מדינות האיחוד דיווחו כי מסביב לתוואי צנרת מוגדרים אזורי סיכון ברורים.
- 5.9 עוד מודגש כי אחת מהסיבות העיקריות לתאונות היא "התערבות מצד ג'" – שאותה צריך למנוע ולהיות מוכן לתוצאות. חלק מהמוכנות היא תיאום שוטף בין רשויות, אך לא פחות חשוב מזה הוא תכנון שימושי קרקע נכון ובטוח, אשר צופה את פיתוח הישובים קדימה, ומנסה למנוע באופן תכנוני ומראש תקלות עתידיות.
- 5.10 במחקר האירופי משנת 2011 מופיעים בטבלה A-7-7⁵⁸ נתונים לגבי מדינות האיחוד בהן נדרש סקר סיכונים לצנרת ההולכה, הגדרת מרחקי הפרדה, והסתכלות על דרישות נוספות בתכנון שימושי הקרקע. ריכוזו בטבלה הבאה את הנתונים מדו"ח זה כדלקמן :

Member states	EIAs	Specific safety distance	Other land use requirement to be observed
Belgium	Ø>800 mm	√	√
Czech Re-	Ø>800 mm	√	√
Germany	Ø>800 mm	-	√
Denmark	Ø>800 mm	-	√
Estonia	Ø>800 mm	√	-
Spain	√	√	√
Finland	Ø>800 mm	√	√
France	√ (extended)	√	√
Italy	Ø>800 mm	√	√
Netherlands	Ø>800 mm	√	√
Portugal	Ø>800 mm	√	√
Romania	Ø>800 mm	√	√
Sweden	Not required	√	√
United Kingdom	√ (extended)	-	√
Turkey	Ø>800 mm	√	√
Norway	Ø>800 mm	√	√
Croatia	Ø>800 mm	√	-

- טבלה זו מוכיחה כי באירופה מבוצע סקר סיכונים, כולל קביעת מרחקי הפרדה ברורים מישוב. לצנרת ההולכה בעלת קוטר מעל 800 מ"מ (מעל כ- 30 אינץ') .

⁵⁷ European Commission ,Directorate-General Environment , *Assessing the case for EU legislation on the safety of pipelines and the possible impacts of such an initiative- Final Report* , ENV.G.1/FRA/2006/0073 , December 2011, pp 68

⁵⁸ European Commission ,Directorate-General Environment , *Assessing the case for EU legislation on the safety of pipelines and the possible impacts of such an initiative- Final Report* , ENV.G.1/FRA/2006/0073 , December 2011, pp 106-108

עוד מצויה בדו"ח האירופי בדיקה מפורטת, המופיעה בטבלה A-7-15⁵⁹, לגבי מה נדרש במדינות אירופה להקמת צנרת גז חדשה לעומת צנרת קיימת. רכזנו בטבלה הבאה את הנתונים מדו"ח זה כדלקמן:

Member states	New pipelines	Existing pipelines
Belgium	Competent authority can impose specific regulation in authorization	Relocation if required
Czech Republic	Detailed land use requirements	
Denmark	Assessment of environmental effects prior to decision	EPA resolves issue
Germany	Competent authority can impose specific regulation in authorization	Competent authority can impose specific regulation in authorization
Spain	Competent authority can impose specific regulation in authorization	Competent authority can impose specific regulation in authorization
Finland	Land Use and Building Act	Land Use and Building Act
France	Regulated in Safety Report	Regulated in Safety Report
Ireland	CER issue consents to design	CER issue consents to design
Italy	Regulated by mandatory EIA	Local authorities must respect position of transmission lines
Netherlands	Regulated by the EIA. No fragile objects must be exposed to risk	The operator must ensure that the pipeline meets the legal safety requirements
Portugal	A risk analysis is required in the application for license	Must be operated in accordance with the result of the risk analysis
Sweden	Compliance with zoning system is required and checked before construction permission	Operator must be informed about building permits close to safety zone
United Kingdom	Pipeline operators must notify competent authority by the end of concept design stage about safety issues	Restrictions for certain developments within a certain proximity of the pipeline
Norway	Covered by land use planning Regulation	Competent Authorities can require corrective actions

⁵⁹ European Commission, Directorate-General Environment, *Assessing the case for EU legislation on the safety of pipelines and the possible impacts of such an initiative- Final Report*, ENV.G.1/FRA/2006/0073, December 2011, pp 119-121

5.12 **לגבי התקנים הכלליים במדינות האיחוד האירופי** : הקוד הבינלאומי **ISO 13623** למערכות צנרת הולכה פורסם לראשונה בשנת 2000, ואומץ ע"י מדינות וארגונים. הקוד אומץ באירופה, אך קיימים הבדלים גדולים בין מדינות החברות באיחוד (ובארגון CEN) לגבי סטנדרטים בנוגע לסוגיות של ביטחון/ בטיחות הציבור והגנת הסביבה, שלא ניתן לגשר עליהם באמצעות תקן אחיד ויחיד. ולכן בשנת 2003 הוחלט כי התקן ISO 13623 יאפשר למדינות לאמץ את הדרישות הפנים מדיניות לביטחון הציבור והגנת הסביבה, וכך נכתב ואושר התקן האירופי **EN 14161**.

5.13 התקן האירופי **EN 14161**⁶⁰ דורש כי תבוצע הערכת בטיחות לנוזלים מקטגוריה E, כולל גז לא מטופל. הערכה זו צריכה להיעשות בחישובים מסודרים הלוקחים בחשבון את הכשלים האפשריים. ולכן למעשה התקן דורש סקר סיכונים מסודר.

5.14 בסעיף 4.1 מוגדר כי מטרת התקן האירופי היא ליצור סטנדרט שיהא בטוח ויטיח לבטיחות ובטחון הציבור, ולהגנת הסביבה במקביל לשיקולים טכניים שונים.

"4.1 Health, safety and the environment

The objective of this European Standard is that the design, material selection and specification, construction, testing, operation, maintenance and abandonment of pipeline systems for the petroleum and natural gas industries are safe and conducted with due regard to public safety and the protection of the environment."

5.15 בסעיף 5.6 מוגדר כי : לדרישות המדינתיות יש אמנם זכות קדימה על התקן הזה, ואולם בכל מקום בו לא קיימות דרישות מדינתיות, המדינה צריכה לפעול לפי תקן זה במידה ולא הותקנו תקנים ספציפיים לשמירה על בטחון הציבור .

"5.6 Public safety and protection of the environment

National requirements which take precedence over the requirements in this European Standard shall be specified by the country in which the pipeline is located. The requirements in this European Standard for public safety and protection of the environment shall apply where no specific national requirements exist. On-land pipeline systems for category D and E fluids should meet the requirements for public safety of annex B where specific requirements for public safety have not been defined by the country in which the pipeline is located."

5.16 בסעיף 6.2.1.1 – לגבי בחירת תוואי הצנרת, מוגדר כי יש לבחור נתיב כולל בראיה, בין היתר, על פיתוח עתידי צפוי, וכי יש להתחשב בבטיחות ובטחון הציבור והסביבה:

"6.2 Route selection ,

6.2.1 Considerations

6.2.1.1 General

Route selection shall take into account the design, construction, operation, maintenance and abandonment of the pipeline in accordance with this European Standard.

To minimize the possibility of future corrective work and limitations, anticipated urban and industry developments shall be considered.

Factors which shall be considered during route selection include:

safety of the public, and personnel working on or near the pipeline;

....."

⁶⁰ EN 14161:2003 - Petroleum and natural gas industries - Pipeline transportation systems (ISO 13623:2000 modified)

5.17 בסעיף 6.2.1.2 מוגדר לגבי שמירה על בטחון הציבור כי יש לבצע סקר סיכונים והערכות לגבי צנרת בקטגוריה E – שזו הקטגוריה בה נמצא גז טבעי, במידה ואין הגדרות לבטיחות הציבור במדינה הספציפית:

"6.2.1.2 Public safety

Pipelines conveying category B, C, D and E fluids should, where practicable, avoid built-up areas or areas with frequent human activity.

In the absence of public safety requirements in a country, a safety evaluation shall be performed in accordance with the general requirements of annex A for:

.....
 pipelines conveying category E fluids."

5.18 בנספח A המוגדר כ-"**Safety evaluation of pipelines**", מוגדר תהליך לביצוע הערכת סיכונים

והצגתם וכמו כן איזה תיעוד מינימאלי מחויב להצגה, כולל הערכת סיכונים והשפעתם על הציבור, כולל

מסקנות:

"A.7 Documentation

The documentation on pipeline safety evaluations should include as a minimum:

- table of contents;**
- summary;**
- objectives and scope;**
- safety requirements;**
- limitations, assumptions and justification of hypotheses;**
- description of system;**
- analysis methodology;**
- hazard identification results; model description with assumptions and validation;**
- data and their sources;**
- effect on public safety;**
- sensitivity and uncertainties;**
- discussion of results;**
- conclusions;**
- references."**

5.19 בנספח B⁶¹ המדבר על דרישות מינימום לבטיחות הציבור אליו מפנה הסעיף מוגדר איך לקטלג את אזור תוואי

הצנרת מבחינת אנשים ואזורי עניין של הערכת הסיכונים (בדיקת שטח מלבני של 400 מ' * 1.5 ק"מ מתוואי הצנרת).

5.20 בנספח C "**Pipeline route selection process**" מוגדר כי יש לבחור את תוואי הצנרת המחבר את

השיקולים הסביבתיים, בטיחותיים וטכניים, וכי לא תמיד התוואי הקצר ביותר הוא המתאים ביותר :

"C.3 Preferred corridors of interest

A preferred route corridor should be selected, taking into account all the technical, environmental and safety-related factors that may be significant during installation and operation of the pipeline system. It should be noted that the shortest corridor may not be the most suitable"

5.21 התקן האירופי **EN 1594:2000**⁶² משמש כמסגרת בסיסית לתקנים הפנים מדינתיים. תקן זה דורש בסעיפים

הבאים ליצור שטח בקרה על מנת למנוע הפרעות לצנרת מ"צד שלישי", וכי תוואי הצנרת יהיה במרחק

מתאים מבניינים בהתאם לדרישת התקן של כל מדינה :

"5.2 Appropriate safety measures

Possible measures to ensure safety in design,

When selecting measures, consideration shall be given to the safety and environmental conditions existing at the time of construction for which firm details are known:

– **Control zone should be established to control all third-party activities in order to safeguard the pipeline against interference.**

.....

– **The route of the pipeline should be at an appropriate distance from buildings. The distance should be fixed by the particular parameters and/or national requirements.**

....."

⁶¹ Supplementary requirements for public safety of pipelines for category D and E fluids on land

⁶² EN 1594:2000 -Pipelines for maximum operating pressure over 16 bar functional requirement

5.22 תוואי הצנרת, לפי תקן זה, צריך להיבחר על בסיס שיקולי: בטיחות, שמירה על הסביבה, ושיקולים טכניים.

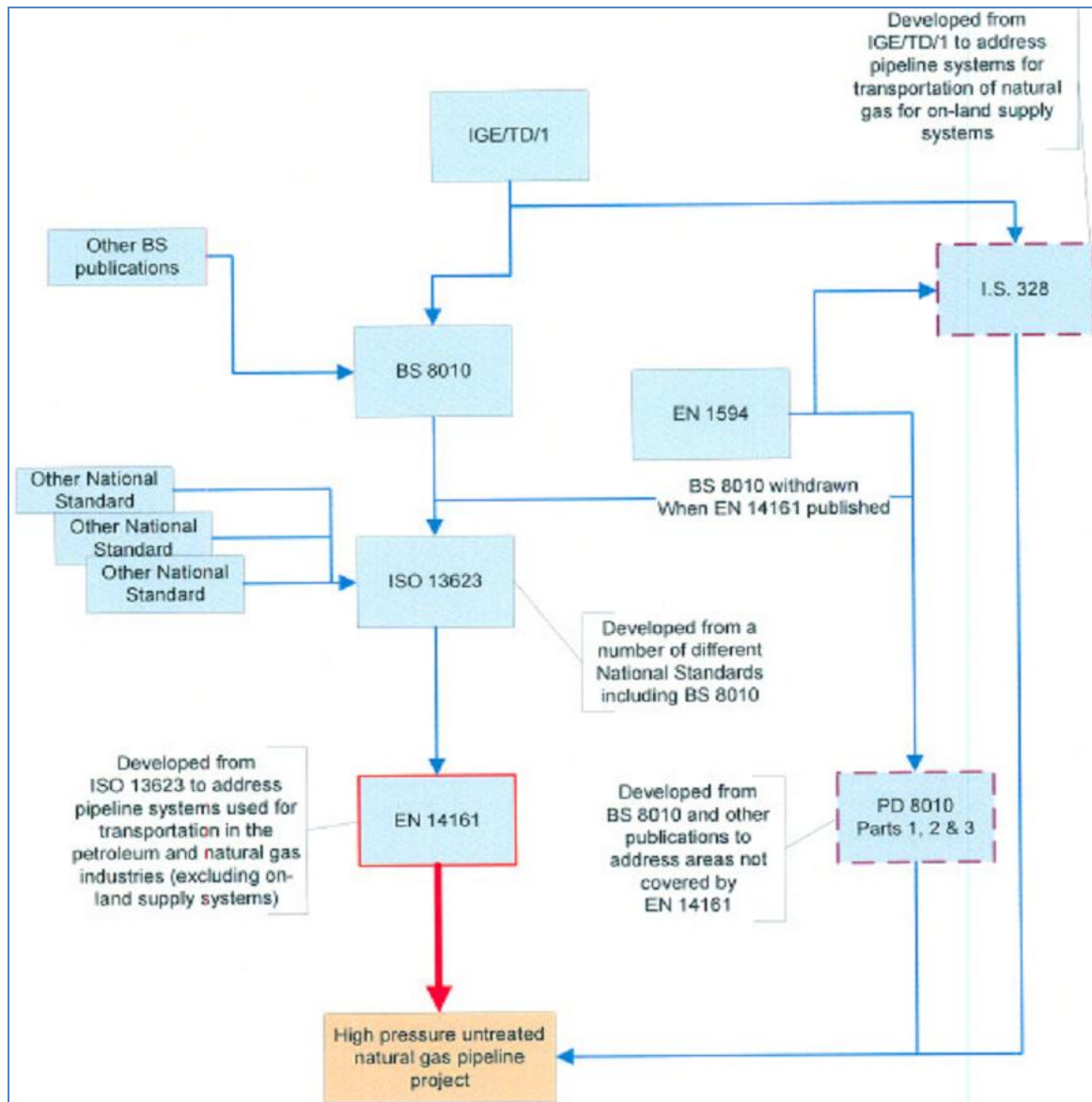
"5.3 Routing considerations

5.3.1 Introduction

Safety, environmental and technical considerations are the primary factors governing the pipeline route.

....."

5.23 בתרשים שלהלן נראה את הקשרים של התקנים באירופה במדינה כגון אנגליה⁶³:



⁶³ Advice from the NSAI letter explaining the pipeline regulations 7.2010

6. ההנחיות והגישה בהולנד :

- 6.1 במדינת ישראל, כפי שהצגנו במבוא, אימצו את "התקן הולנדי" בצו הבטיחות. לאור זאת נציג מה בהולנד מחויב לבצע לגבי צנרת גז לחץ גבוה, בעיקר כהשוואה אל מול תקנים וסטנדרטים של מדינות אחרות.
- 6.2 כמו כן מתוך עבודת המחקר האירופית שפורסמה בדצמבר 2011 אשר בחנה את החקיקה והבטיחות של צנרת גז בלחץ גבוה, נערך תחקור של החברה הלאומית בהולנד לצנרת Gasunie. מתחקור זה, ומהאתר הממשלתי הנוגע לצנרת⁶⁴ עולים דברים הבאים:
- 6.3 הולנד עברה מהמדריך הישן מדריך / נוהל שנת 84 ['Circulaire '84'] אל המדריך החדש מינואר 2011 [BEVB]⁶⁵.
- 6.4 תחת החוק הישן משנת 1984, מגבלות בניה לצנרות גז לפי המדריך התבססו על דדוקציה המתבססת על לחץ, סוג החומר, קוטר והסביבה.
- 6.5 בשנת 2011 משרד התשתיות והסביבה ההולנדי⁶⁶ הציג חקיקה חדשה לצינורות שינוע חומרים מסוכנים. חקיקה זו חלה על שינוע גז טבעי בצנרת (כולל דלק ומוצריו), ודנים במשמעויות של פרויקטי צנרת חדשים על התכנון הסביבתי. מתודולוגית הסיכונים שונתה על מנת להציג הבנה חדשה לגבי תרחישי סיכון, הסתברות לכשל ותוצאות. כיום בהולנד היזמים ומפעילי הצנרת והרשויות המוסמכות נדרשים למתודולוגיה זו בהערכת הסיכון.
- 6.6 משנת 2011, תחת החוק החדש - BEVB, נדרש לבצע סקר סיכונים נרחב⁶⁷, במיוחד כאשר מבקשים היתר לצנרת גז, ולקבוע פרופיל סיכון יסייע לתכנון נכון של השימושים בקרקע.
- 6.7 תקנה זו עוברת מתיאור התשתית אל סקר סיכונים/ בטיחות כבסיס לפני כל החלטה וכחלק ממדיניות בטיחות. תהליך זה הביא לכך שהסתברות הנדרשת לבטיחות היא של 10^{-6} הפכה להיות אחת הדרישות הנוספות בתכנון. והאלמנטים הבסיסים הם :
- 6.7.1 הערכת סיכונים לאזרח הבודד ($IR = Individual Risk$), וכמו כן את הסיכון הציבורי ($SR = Societal Risk$), ואת הסיכון הכולל יש לשמר מתחת ל- 10^{-6} ;
- 6.7.2 ליישם מערכת לניהול ובקרה שוטפת לבטיחות [SMS];
- 6.7.3 דיווח ושקיפות.
- 6.8 צנרות חדשות/ פרויקטים חדשים נתונים תחת נוהל לאישור הכולל גם הערכת סיכונים לפגיעה, הערות ושימוע ציבורי וסקר בטיחות .
- 6.9 בהתאם לתקנה ההולנדית לרישום בטיחות חיצוני, כל הצנרות מעל לחץ 8 אטמ' חייבים ברישום באתר סיכון, השקוף לציבור באינטרנט⁶⁸. כל שינוי במצב חייב להיות מדווח תוך 3 שבועות לציבור .

⁶⁴ <http://www.sodm.nl/english/subjects/gas-pipelines>

⁶⁵ European Commission, Directorate-General Environment, *Assessing the case for EU legislation on the safety of pipelines and the possible impacts of such an initiative- Final Report*, ENV.G.1/FRA/2006/0073, December 2011, pp-57

⁶⁶ Dutch Ministry of Infrastructure and the Environment (I&M)

⁶⁷ נדרש לקבוע פרופיל סיכון האישי (IR) ולציבורי (SR), והמרחק לבתים מיושבים נקבע ל- 10^{-6} .

⁶⁸ www.risicokaart.nl

6.10 התקן בהולנד עדיין מבוסס על 2 סטנדרטים NEN 3650, NEN3651. תקנים אלו, בניגוד לתקנים אחרים באירופה (כגון התקן האנגלי) אינם מבחינים בשוני במרחקי הפרדה מרצפטורים ציבוריים בין גז מטופל לגז שאינו מטופל. NEN 3650 מתאר את המתודולוגיה, להפעלה ותחזוקה. כלומר, לאחר החוק משנת 2011, הבניה הטכנית היא עדיין לפי הסטנדרטים 3650/3651 אשר מספקים אינדיקציה רק לגבי חלק הבניה, אבל הם לא כוללים נושאי בטיחות.

6.11 בהנחיות משנת 2010 *Dutch External Safety Pipelines Regulations*, מוגדר כי במידה וקוטר צנרת הגז הטבעי מעל 50 מ"מ ובלחץ של מעל 1600 kpa - יש לפעול לפי ההנחיות שלהלן ולחשב את הסיכונים בהתאם למדריך הסיכונים משנת 2010:

Calculation Methodology Bevb: calculation method associated with the Decree on external safety fittings, consisting of the Risk Calculations Manual Bevb, version No. 1, published in 2010 and, in the case of underground pipelines:

1. natural gas: Carola, and

6.12 בסטנדרט NEN 3650-1 נרשם:

6.12.1 בסעיף 6.1.2 :

"6.1.2 Basic Principles

Each pipeline shall be so designed, installed and operated that, with regard to external safety, pollution of the environment and devaluation of property, and the safety of public works, the additional risk to the environment where the pipeline is placed, is considered acceptable. The additional risk which results from the presence of the pipeline shall comply with the safety level formulated in Section 6.2."

6.12.2 בסעיף 6.2 – חישוב הסיכון :

"6.2 Required Safety Level

6.2.1 External safety

The required safety level for external safety is formulated by means of the conceptions Local (individual) Risk and Group Risk and the set acceptance levels thereof....."

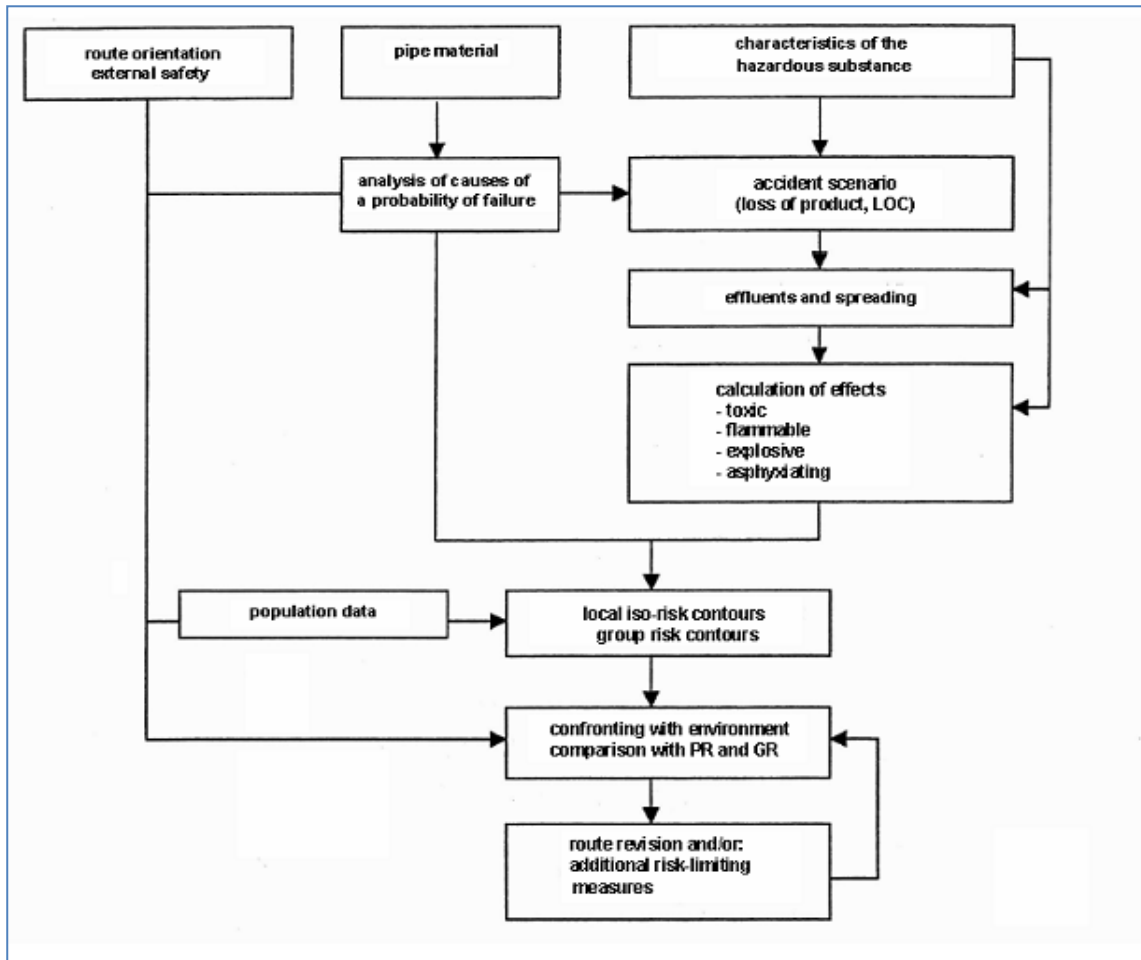
6.12.3 בסעיף 6.3.2 מוגדר איך צריך לבצע את הערכת הסיכונים :

6.3.2 Content of Safety Evaluation

The safety evaluation for external safety consists of the following components (see also Figure 3)

- a) *route orientation to find the safest possible route ;*
- b) *determination the local Iso-risk contours and the group risk curve based upon :-(an analysis of possible causes of failure and the probability of failure of the pipeline ; the effect of the loss of containment on the environment where the pipe is being installed or has been installed ;*
- c) *confronting the calculated risk contours with the environment where the pipe is being installed or has been installed and assessing this against PR and GR criteria ;*
- d) *if necessary, revising the route, adopting risk-reduction measures and running another assessment"* .

6.12.4 והתרשים המופיע בקוד לגבי התהליך: **Figure 3 – Content And Scope Of External Safety Evaluation**



6.13 בהתאם להשוואה שנעשתה בפרויקט קורייב באירלנד (ר' פרק 9 להלן) נראה כי הסטנדרטים בהולנד

משתמשים בפקטורים מוקטנים לחישוב בהשוואה לתקן האירלנדי או האנגלי .

6.14 פרט לרגולציה פנים מדינתית המחייבת לעמידה גם בעקרונות וההנחיות של ה"ספר הסגול" של - TNO

אשר ממליץ כי בנוגע לקטעי צנרות מעל פני הקרקע יש לבדוק גם הן תרחיש של 10% מקוטר הצינור (עד חור של 2") ותרחיש של קרע מלא בצינור הגז הטבעי⁶⁹:

Table 3.6 LOCs for pipes

LOCs for pipes	
G.1	Full bore rupture - out flow is from both sides of the full bore rupture
G.2	Leak - out flow is from a leak with an effective diameter of 10% of the nominal diameter, a maximum of 50 mm

⁶⁹ RVIM, CPR-18, 'Purple book'-Guidelines for quantitative risk assessment, PGS 3 edition (2005), pp-47

6.15 כמו כן ממליץ ה"ספר סגול" של ה-TNO לגבי בדיקת תרחישים של צנרת קבורה באדמה בתרחישים של חור 20 מ"מ וקרע מלא, כדלקמן⁷⁰ :

3.5.2 Loss of Containment Events

For underground pipelines two LOCs are defined [SAVE95b]. The LOCs are:
 - leakage from a 20 mm hole in the pipeline;
 - rupture of the pipeline.

6.16 בהתאם לתקן NEN 3650-2 יש צורך לבדוק גם את הסיכון האישי (IP) וגם את הציבורי (GP) :

"F.3.3 Group risk

F.3.3.1 Rules of thumb for natural gas transport *In order to judge whether the requirements for group risk have been satisfied, a supplementary assessment shall be conducted for natural gas transport pipelines.*

For this purpose, rules of thumb can be used through which (quick) insight can be obtained with regard to the group risk into the actual risks and the possibilities for spatial development. The rules of thumb indicate the lower limits with regard to the group risk. If a rule of thumb indicates that, given the size of the pipeline (mass of the gas), the risk requirements cannot be exceeded, additional assessment of the group risk is not necessary. If the rule of thumb indicates that exceeding the requirements is possible, then an additional assessment shall be conducted with the risk pattern (see F.3.3.2).

Rule of thumb 1: when ever there are apartment buildings and/or particular object swithin the building distance (see table F.6), the risk pattern shall be applied.

Rule of thumb 2: if all of the requirements in table F.7are satisfied, the risk pattern shall be applied."

Table F.7 — Rule of thumb 2 for natural gas transport pipeline

Parameter	Requirements	
	single-sided building	two-sided building
diameter in inches	> 42	> 24
inhabitant population density per ha (determined up to a max. of 175 m of the pipeline)	> 120	> 60
distance from building to pipeline, in m	< 100	< 100

6.17 ומרחקי הסקירה/ השפעה, שיש לבחון לפי הסטנדרט ההולנדי מצויים בטבלה הבאה :

Table F4 — Informational summary assessment distances (in m) from circulars [1] and [2]

Nominal diameter		Flammable liquids operational pressure up to 8 MPa		Natural gas transport pipelines ^a operational pressure in MPa		
inch	mm	K1	K2 and K3	2-5	5-8	8-11
2	50			20	20	20
4	100	17	17	20	20	25
6	150	22	22	20	25	30
8	200	27	27	20	30	40
10	250	32	32	25	35	45
12	300	35	35	30	40	50
14	350		38	35	50	60
16	400		42	40	55	70
18	450		45	45	60	75
24	600		55	60	80	95
30	750		61	75	95	120
36	900		65	90	115	140
42	1050			105	130	160
48	1200			120	150	180

^a Interpolate or extrapolate for fluctuating diameters.

⁷⁰ RVIM, CPR-18, 'Purple book'-Guidelines for quantitative risk assessment, PGS 3 edition (2005), pp-221

לדוגמא, מרחק השפעה/ סקירה לצנרת גז 36 אינץ' בלחץ גבוה הוא 140 מ'. המלצת התקן היא במידה ונכנסים מבנים (או רצפטורים ציבוריים) אל תוך מרחק ההשפעה/ סקירה, יש לבצע סקר סיכונים מקומי המחשב גם את הסיכון האישי (IP), וגם את הסיכון הציבורי/ קבוצתי (GP) על מנת להמליץ על הצעדים והאמצעים המיוחדים שינקטו על מנת להגביר את רמת הבטיחות. מרחק הבטיחות/ ההפרדה יכול להיות גדול או קטן ממרחק ההשפעה, אך לא קטן ממרחק הקירבה.

6.18 להלן טבלת המרחקים המינימאליים (מרחקי הקירבה) בהתאם לסטנדרט ההולנדי NEN 3650-2 :

Figure 4 : Minimum Distance to Buildings (in m) from notes [1] and[2] NEN 3650-2:2003

Nominal Diameter		Flammable Liquids, Operating pressure up to 8 MPa			Pipelines for Natural Gas Operating pressure in MPa ¹					
					Area class 1 and 2 ²			Area class 3 and 4		
Inch	mm	K1	K2	K3	2 - 5	5 - 8	8 - 11	2 - 5	5 - 8	8 - 11
2	50				4	5	5	4	5	5
4	100	5	5		4	5	5	4	5	7
6	150	5	5		4	5	5	4	5	7
8	200	5	5		4	5	5	7	8	10
10	250	10	5	5	4	5	5	9	10	14
12	300	16	5	5	4	5	5	14	17	20
14	350		5	5	4	5	5	17	20	25
16	400		5	5	4	5	5	20	20	25
18	450			5	4	5	5	20	20	25
24	600			5	4	5	5	25	25	25
30	750			5	4	5	5	30	30	35
36	900			5	4	5	5	35	35	45
42	1050				4	5	5	45	45	55
48	1200				4	5	5	50	50	60

¹ For the "other objects" a deviation of the minimum distance to buildings may be agreed between the Pipeline Manager and the Landowner, see [1] and [2].
² For area classes 1 and 2 for pipelines with a maximum operating pressure of 5MPa minimum distance = 4m; Higher than 5MPa, minimum distance = 5m.
³ Distance to be determined by parties involved in the project.

Area classification

Type of building / use of the area	Area Class
No or incidental buildings	1
Special Objects Type II	2
Living area and/or recreation area and/or industry build up area	3
Multi story buildings and/or object Type I	4

Objects Type I:
Hospitals, schools, shopping areas, hotels, office buildings (more than 50 staff), Important buildings for Infrastructure like ,computer/telephone centres, aviation control centre etc

Objects Type II:
Sport accommodations, swimming pools, shopping malls, hotels and office accommodation not being Type I, Industrial complexes, production facilities, workshops not being Type I/

6.19 המשמעות מדוגמא של צינור 36 אינץ' בלחץ עד 110 אטמ' היא שמרחק הקרבה המינימאלי לבתים/ מבנים אחרים צריך להיות לא קטן מ- 45 מ', אך יותר בטוח שיהיו גם מחוץ למרחק ההשפעה/ סקירה של 140 מ'.

6.20 **סיכום לגבי הגישה ההולנדית :**

6.20.1 מרחקי ההפרדה המינימאליים מצנרת גז בהולנד הם הקצרים ביותר מכל תקן שהוצג ויוצג בעבודה זו;

6.20.2 גם בהתאם לגישה ההולנדית במידה ויש מבנים או רצפטורים בתוך מרחק ההשפעה/סקירה, יש לבצע

סקר סיכונים ספציפי עם בחינת סיכון אישי וסיכון קבוצתי על מנת להחליט על שורת האמצעים המיוחדים שינקטו או על שינוי התוואי.

6.20.3 בכל מקרה, גם בהולנד מומלץ לבצע סקר סיכונים לפרויקטי צנרת בהתבססות על הנחיות "הספר

הסגול", במיוחד לצינורות בעלי קוטר מעל 800 מ"מ בלחץ גבוה.

7. ההנחיות והגישה בגרמניה :

- 7.1 התפיסה הגרמנית מתוארת במפורט במחקר מכון המחקר הפדראלי הגרמני BAM משנת 2009 [להלן: "המחקר הגרמני"]⁷¹.
- 7.2 בגרמניה, הנחיות וחקיקה כפופה לסטנדרט האירופי EN1594 [רק עם פקטור בטיחות של 1.9 הגבוה יותר מהמומלץ (1.5-1.6) – כלומר יצירת תקן בטיחותי יותר].
- 7.3 בחקיקה פנימית ההנחיות לגבי צנרת מצויות ב"צו הצנרת" ומבוססים באבחנה לגבי התווך בו נמצא תוואי הצנרת ומימדיה, קוטר ואורך הצנרת בהתאמה לחוק הערכת הפגיעה הסביבתית *Environmental Impacts Assessment Act (UVPG)*.
- 7.4 לגבי צינורות שלא נמצאים במסגרת UVPG, הצנרות נתונות תחת "צו צנרת בלחץ גבוה" (GasHLV) בהתאמה לחוק תעשיית האנרגיה *Energy Industry Act (EnWG)*.
- 7.5 לגבי פרויקטי צנרת UVPG מתואר תהליך אישור תכנוני הכולל תסקיר הערכת הפגיעה הסביבתית או תהליך אישור תכנוני כתלות בגודל וסוג הצנרת⁷².
- 7.6 סעיף 20 לחוק הגרמני UVPG מפנה לפרויקטים המוגדרים בנספח 1 של החוק :

Article 20 Plan approval, plan authorisation	
(1) Projects listed in Annex 1 under Nos. 19.3 to 19.9 and alterations to such projects require plan approval by the competent authority, insofar as an obligation exists pursuant to Art. 3b to 3f to perform an environmental impact assessment for the project.	

40			
No.	Project	Col. 1	Col. 2
19.6	Construction and operation of a pipeline system for the transport of substances within the meaning of Art. 3a of the Chemicals Act [Chemikaliengesetz], insofar as it does not fall under one of numbers 19.2 to 19.5, and excluding wastewater pipelines and installations which do not extend outside a factory site or which are accessories to a facility for the storage of such substances, having		
19.6.1	a length of more than 40 km and a pipeline diameter of more than 800 mm,	X	
19.6.2	a length of more than 40 km and a pipeline diameter of 300 mm to 800 mm,		A
19.6.3	a length of 5 km to 40 km and a pipeline diameter of more than 300 mm,		A
19.6.4	a length of less than 5 km and a pipeline diameter of more than 300 mm,		S

⁷¹ BAM Federal Institute for Materials Research and Testing , *Research report 289:On the risks of transporting liquid and gaseous fuels in pipelines*, 2009

⁷² BAM Federal Institute for Materials Research and Testing , *Research report 289:On the risks of transporting liquid and gaseous fuels in pipelines*, 2009, pp-5

7.7 אם נשווה למקרה הפרטי של תמ"א 37 ח' מדובר בצנרת של 900 מ"מ, אך מאידך ככל הנראה, בתוואי צנרת הקצר במעט מ-40 ק"מ (בהערכה מדובר בתוואי של כ-30 ק"מ ויותר, כתלות במיקום בו יותקנו האסדות בים), ולכן עוברים אל קריטריון S in column 2 = site-related screening: see Art. 3c para. 1 sentence = S 2 ושם נרשם כי :

" Article 3c -EIA obligation in the individual case

(1) insofar as Annex 1 provides for a general screening for a project, an environmental impact assessment shall be performed if, in the opinion of the competent authority on the basis of an overall examination having regard to the criteria listed in Annex 2, the project is capable of having significant adverse environmental impacts which would have to be taken into account pursuant to Art. 12."

7.8 ולכן, גם על בסיס החקיקה הגרמנית צריך לבצע תסקיר סביבתי וסקר סיכונים גם לתוואי צנרת ההולכה שמתוכנן לתמ"א 37 ח' הישראלית, הגם שהתוואי יכול להיות פחות מ-40 ק"מ.

7.9 במקביל חשוב להציג כי במחקר הגרמני⁷³ נבחנו תרחישי אמת, כשלים ואסונות בצנרות מהעולם למשך תקופה של עשרות בשנים. מחקר זה קיבץ נתונים על מנת להציג הן את מרחקי ההרס שיצרו אירועים אלו, והן גרפים המציגים את שטף קרינת החום הגורם את ההרס התוצאתי שהתרחש באירועים אלו.

7.10 מסקנות המחקר מציגות במלל ובמספר תרשימים רב את תוצאות ההרס, ואת גרפי שטף החום השונים :

7.10.1 להלן תרשים של תוצאות אמת מאירועים מהמחקר הגרמני ובו ניתן לראות כי קיימת התאמה ברורה בין קוטר צנרת הגז, קצב מסת הזרימה, לחץ הקריסה ומרחק הסיכון:

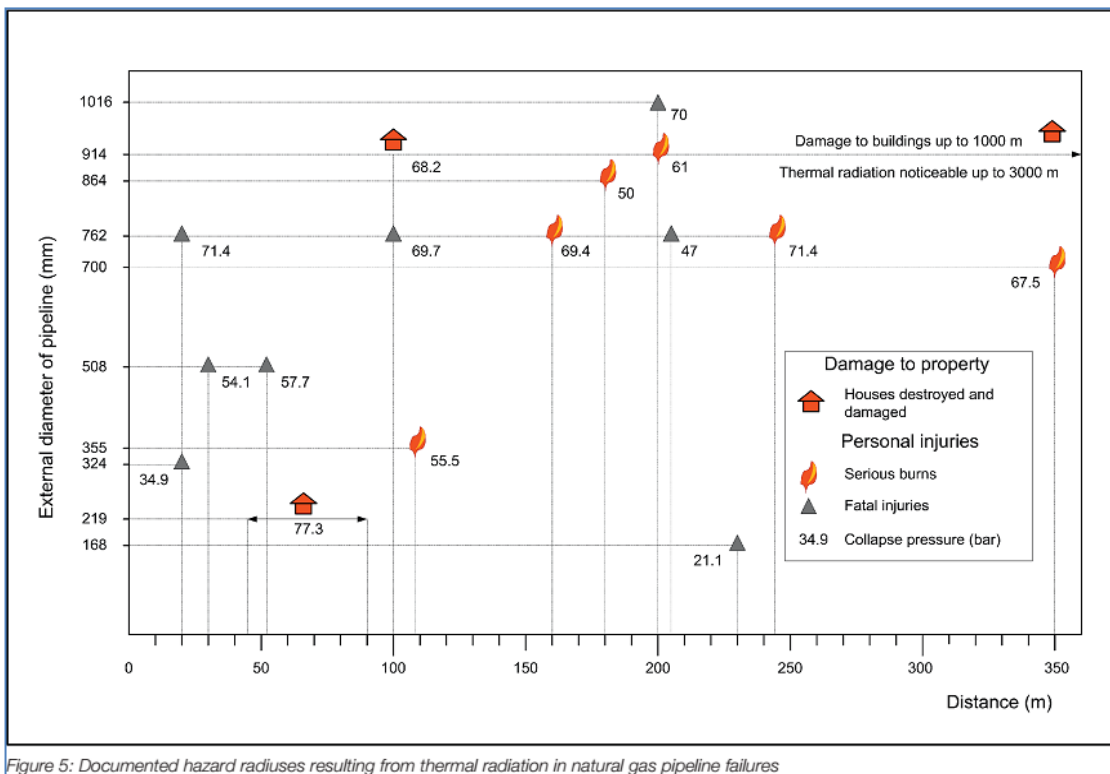
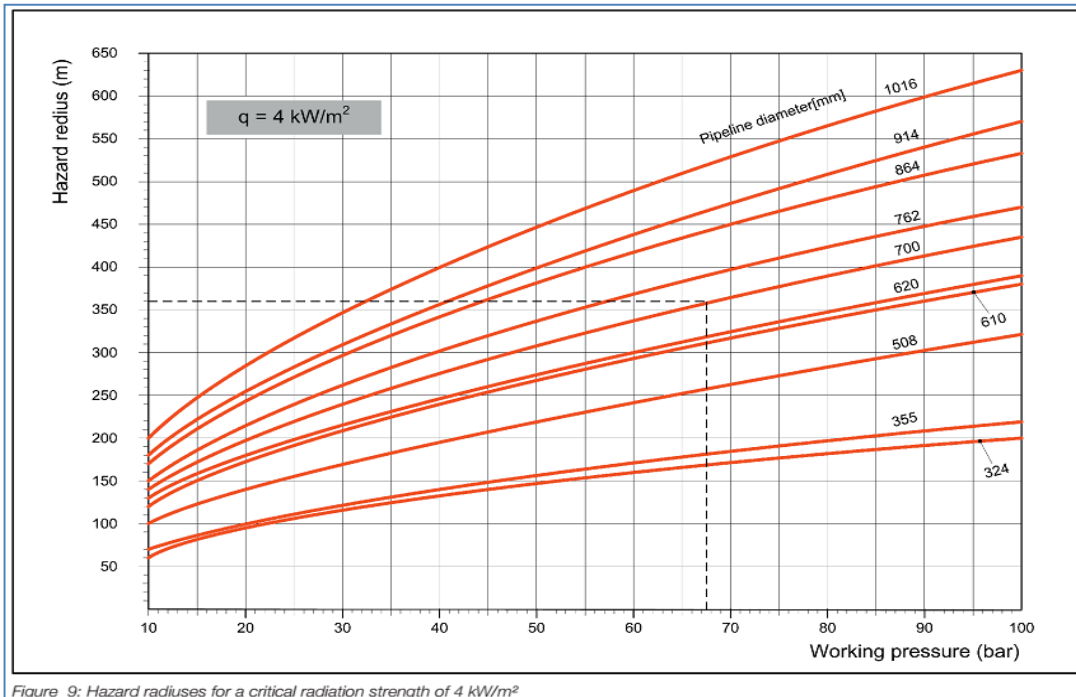


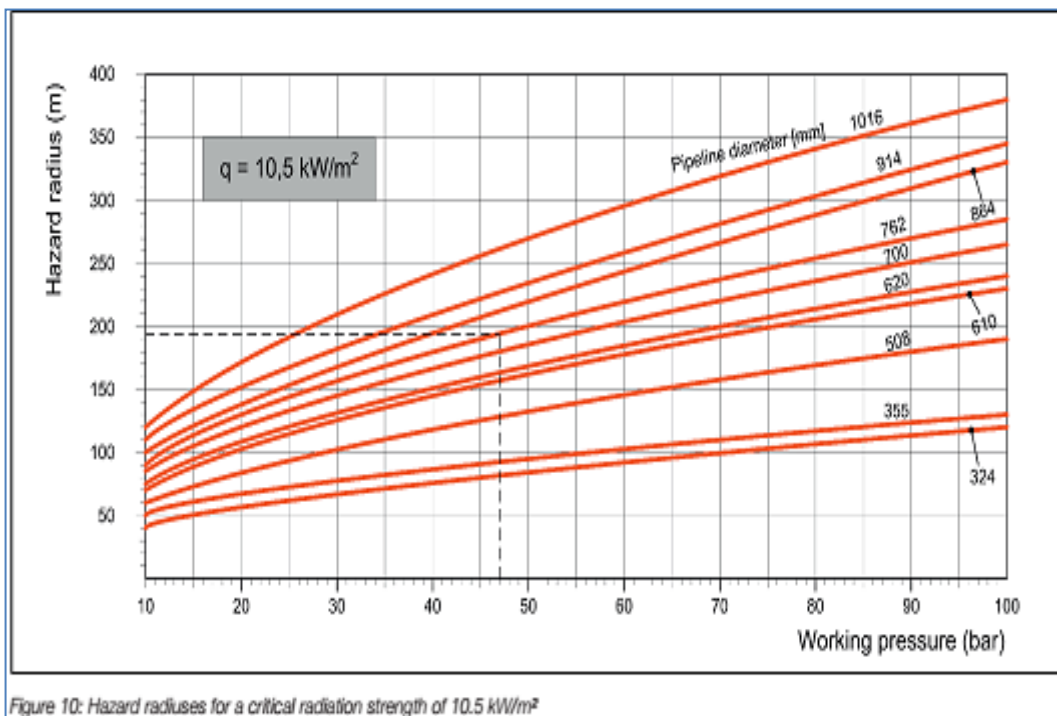
Figure 5: Documented hazard radiuses resulting from thermal radiation in natural gas pipeline failures

⁷³ BAM Federal Institute for Materials Research and Testing , *Research report 289:On the risks of transporting liquid and gaseous fuels in pipelines*, 2009, pp-15

7.10.2 להלן הגרף לגבי הקרינה התרמית (שטף החום) של 4 kW/m^2 , הנמצאת הרבה מעל שטף המינימלי של 1.6 kW/m^2 , המורגש ע"י אנשים לאחר כ- 20 שניות חשיפה לקרינת החום⁷⁴:



7.10.3 להלן הגרף לגבי הקרינה התרמית (שטף החום) של 10.5 kW/m^2 , שהוא תחילת גרימת הרס וכשל ציוד⁷⁵:



⁷⁴ BAM Federal Institute for Materials Research and Testing , *Research report 289:On the risks of transporting liquid and gaseous fuels in pipelines*, 2009, pp-21

⁷⁵ BAM Federal Institute for Materials Research and Testing , *Research report 289:On the risks of transporting liquid and gaseous fuels in pipelines*, 2009, pp-22

7.10.4 נשים לב כי הגרפים מגיעים עד ללחץ של 100 אטמ' בלבד, ולכן בשביל לחשב את מרחקי סיכון הפוטנציאליים מקרינת חום לצינור גז אחד מתוואי הצנרת המתוכנן לתמ"א 37 ח' [צינור "36, 110 אטמ', אורך של מעל 10 ק"מ] חייבים לבצע אקסטרפולציה, ובודאי כאשר מדובר ב- 3 צנרות בקוטר גדול של 900 מ"מ, בלחץ של 110 אטמ' באותו תוואי של מסדרון צנרת קבור.

7.10.5 לפי הגרפים של עבודת מחקר זו מרחקי הסיכון מצינור גז אחד בקוטר של "36, בלחץ של 100 אטמ' מגיעים לתוצאות צפויות של :

7.10.5.1 קרינת חום לסיכון לאדם חשוף במרחק של כ- 570 מ' ממקור הצתת הגז הדולף;

7.10.5.2 קרינת חום לסיכון למכשירים וציוד במרחק של כ- 350 ממקור הצתת הגז הדולף ;

7.11 מסקנות מהגישה הגרמנית :

7.11.1 מסקנות מכון המחקר הגרמני BAM, אשר חקרו תאונות ותוצאות כשלים שאירעו במשך תקופה ארוכה, מלמדות כי תכנון השימוש בקרקע בסביבה, ושל תוואי צנרת הולכת הגז חייב להיבדק בצורה יסודית בכל מקרה ומקרה⁷⁶.

7.11.2 בהתאם לחקיקה בגרמניה צנרת גז בקוטר מעל ל- 800 מ' ובלחץ גבוה (בודאי כמו זו המתוכננת לתמ"א 37ח'), נדרשת בביצוע סקר סיכונים ספציפי לתוואי הצנרת.

7.11.3 יודגש כי המחקר מדגיש ומציין כי חשוב לזכור שצנרות גז פועלות לאורך תקופה שנים ארוכה מאד ותחת לחץ מתמשך. במשך זמן זה תכנון הקרקע יכול להשתנות בצורה מהותית ולנגוס במרחקי הבטיחות מהצנרת או להגביר סיכון לצנרת הנמצאת בקרבה לגורמי סיכון חדשים. ועל כן ועל מנת להימנע מכל אלה, תיאום בתכנון השימוש בקרקע בפרויקטים לצנרת חדשה ו/או קיימת הוא אחד האמצעים היעילים ביותר על מנת להבטיח רמה גבוהה של בטיחות, ושמירת מרחקי הפרדה מתאימים ומחושבים.

7.11.4 השיטה להערכת מרחקי הנזק של צנרת הגז המוצגת במחקר זה, צריכה ויכולה להוות כלי בסיסי חשוב להתייחסות בתכנון תוואי הצנרת של תמ"א 37 ח',

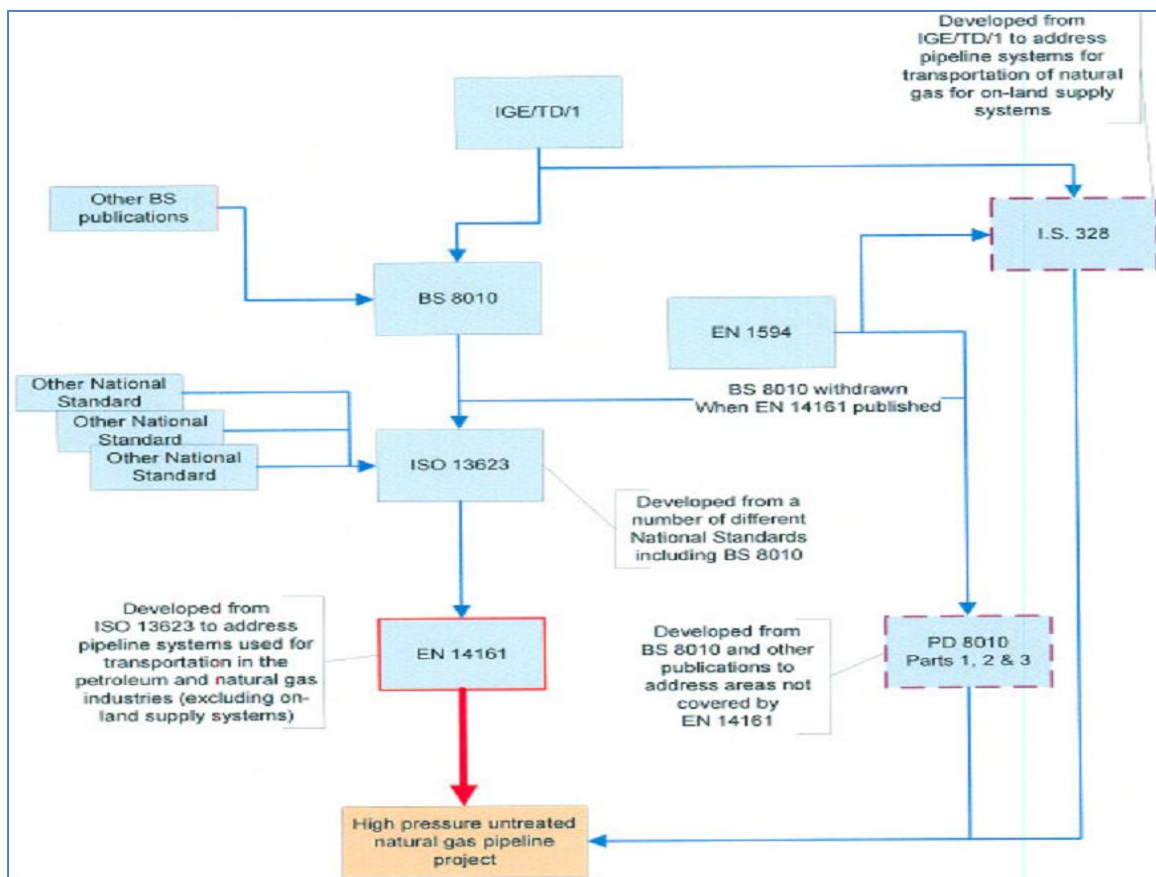
7.11.5 שכן סקר סיכונים שיערך בהתאם למחקר הגרמני, יציג מרחקי סיכון פוטנציאליים המבוססים על תוצאות של אירועי אמת, המגיעים למאות מטרים ויותר.

7.11.6 ומכאן תוואי הצנרת היבשתי של תמ"א 37ח' חייב לעבור סקר סיכונים ספציפי המתייחס לתכנון המפורט מכלל ההיבטים, ותוצאותיו יובילו לכך שתוואי זה צריך להיות מרוחק מאות מטרים מכל רצפטור ציבורי ולא כמתוכנן כיום.

⁷⁶ BAM Federal Institute for Materials Research and Testing, *Research report 289:On the risks of transporting liquid and gaseous fuels in pipelines*, 2009, pp-29

8. התקנים והגישה באנגליה:

- 8.1 אנגליה, כחברת האיחוד האירופי, כפופה גם בעניין זה לתקן והסטנדרטים האירופיים המינימליים (כפי שהוסבר בפרקים הקודמים) כגון EN 1594(2000) לצנרות אספקת גז בלחץ מעל ל- 16 אטמ', וסטנדרט (2003) EN 14161 לכל שאר צנרות הגז והדלק השונים. הסטנדרטים מספקים המלצות לתיכנון, בניה, שימוש הפעלה ואחזקה, כולל לתהליך של גמר שימוש בצנרת.
- תקן היישום של האיחוד האירופי הוא תקן הצנרת ISO 13623, הוא EN 14161, כאשר מערכות צנרת יבשתיות הודרו מתקן זה למרות שהם מכוסות בתקן ה-ISO.
- 8.2 התקן הבסיסי האנגלי שהוביל עד שנת 2004 היה BS 2010, והוא מכסה סוגי צנרת שונים. החלק הרלבנטי לצנרות ברזל יבשתיות הוא סעיף 2.8, והוא עוסק בעקר בבניה והתקנה של הצנרת, אבל לא לגבי הפעילות והתחזוקה.
- 8.3 תקן זה עודכן והומר לתקן אנגלי חדש, כאשר במקביל, כפי שהזכרנו, קיים תקן צנרת לחץ גבוה של האיחוד האירופי EN 1594. והתקן המעודכן האנגלי שהחליף בשנת 2004 את הקודם ומכיל את מלוא הדרישות התקן הוא PD 8010.
- 8.4 ההמלצות לגבי צנרת לחץ גבוה הופקו ע"י מכון הנדסת הגז האנגלי והם מכונות IGE/TD/1, שנציג את עיקרן בהמשך,
- 8.5 ולכן למען הצגת הקשרים בין התקנים השונים להלן טבלה המציגה את מרחב הסטנדרטים החלים על הצנרת⁷⁷:



⁷⁷ Advice from the NSAI letter explaining the pipeline regulations 7.2010

8.6 בתקן האנגלי, שאותו נציג בהמשך (PD 8010 (2004), משתמשים באופן נרחב בתעשיית הגז והנפט באירופה, במקביל לשימוש בתקני תעשייה אחרים. עוד נוסף כי באנגליה קיימים קריטריונים לתכנון ושליטה בשימושי קרקע סביב קהילות באמצעות תקנות לפיקוח על תאונות וסיכון מחומרים מסוכנים או מאתרים בעלי סיכון גבוה, וכמו כן בסיוע החובה לתכנון של כל מתקן תשתית חדש בעל רמת סיכון כזו⁷⁸.

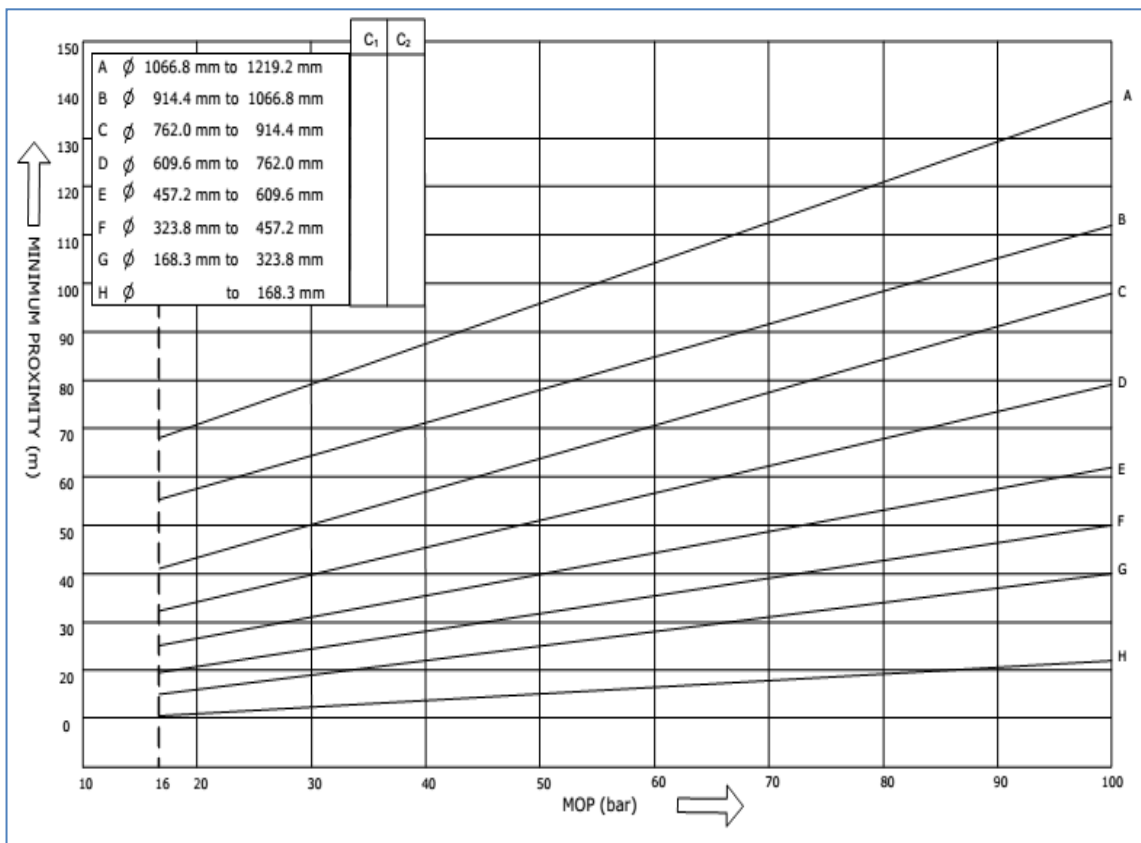
8.7 תהליך הערכת צפיפות אוכלוסיה דומים ברוב התקנים להחלטה על מרחקי הפרדה של הצנרת מהאדם והסביבה הקרובה במדינות השונות. כך בתקן האנגלי - BS8010, בתקן האירלנדי - IS328, ובתקן התעשייתי האנגלי - IGE/TD/1, הם מערבים חישוב שטח של 1.5 ק"מ בתקן האנגלי, ו-1 מייל יבשתי (1.6 ק"מ) בתקן האירלנדי והתעשייתי, ואשר רוחבו תלוי בקוטר הצינור ולחץ פעולתו, וכמות האנשים המצויה באזור. מתייחסים תמיד למתחם הקרקע לאורך תוואי הצנרת בו כמות האוכלוסיה לשטח היא הגדולה ביותר. נתון זה מומר לנתון הטבלאי הנכון כגון "רמה 1-2 או יותר" או האם מדובר במתחם "כפרי" או "פרברי".

ולפי נתון זה מחשבים את מרחקי הסיכון, ומרחקי ההפרדה הנדרשים לאורך כל תוואי הצנרת.

8.8 ערך הסף לאדם בשטח בכל 3 הקודים הוא 2.5 אנשים ל-10 דונם לנתון "כפרי", ומעל הנתון יעבור לקטגוריה "פרברי" - שם דרגת הבטיחות הנדרשת גוברת.

8.9 נתחיל במדריך לתקן התעשייה באנגליה IGE/TD/1⁷⁹, בו מופיע תרשים למרחקי הפרדה נדרשים ממבנים:

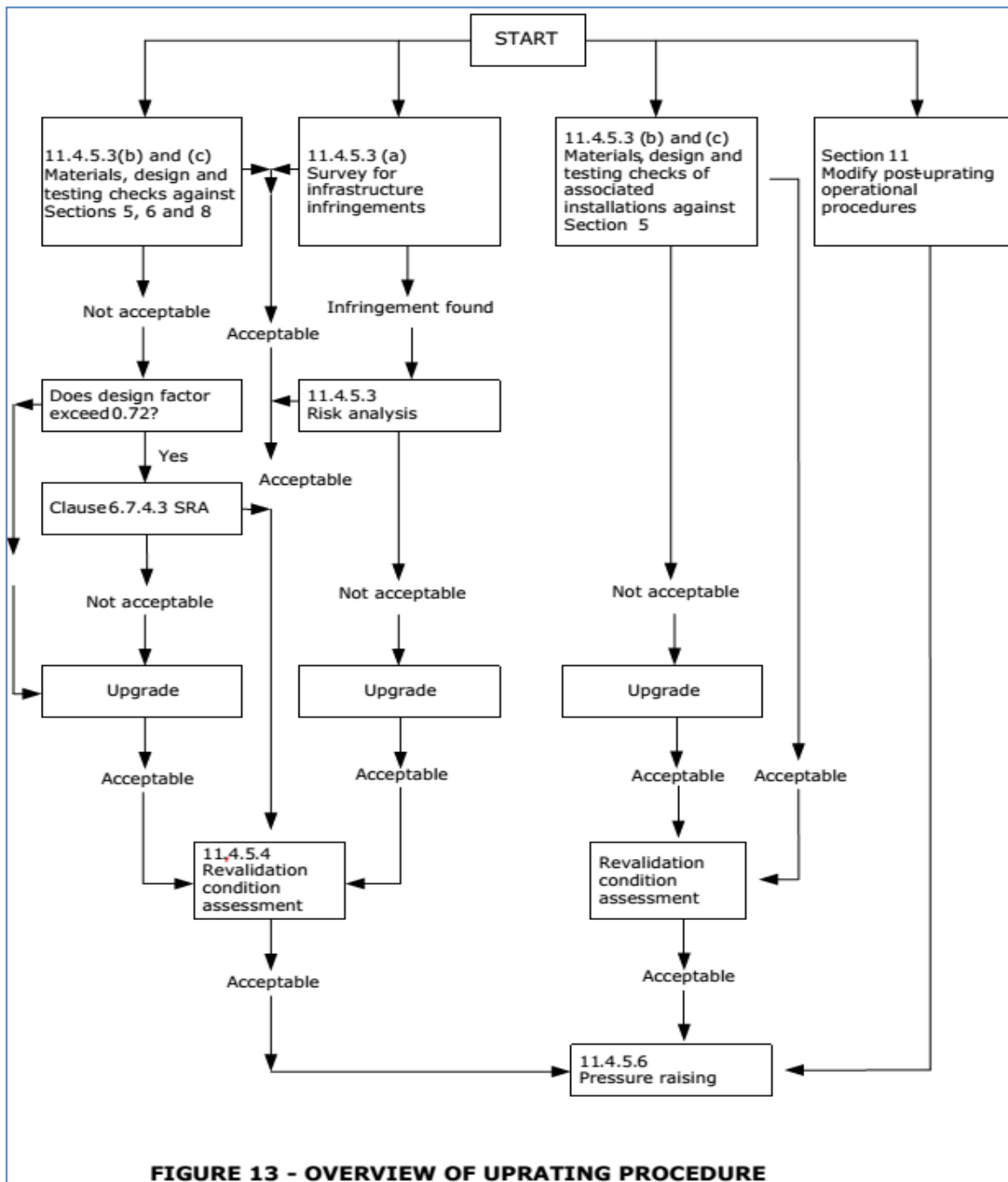
מבוסס על הנוסחה: $MINIMUM BUILDING PROXIMITY DISTANCE = C1 \times C2 \times MOP$



⁷⁸ Control of Major Accident Hazards Involving Dangerous Substances Regulations 2006 (S.I. No. 74 of 2006) (major hazard sites) and the siting of new major hazard sites.

⁷⁹ INSTITUTION OF GAS ENGINEERS AND MANAGERS, IGE/TD/1 Edition 5, STEEL PIPELINES AND ASSOCIATED INSTALLATIONS FOR HIGH PRESSURE GAS TRANSMISSION, pp-44

8.10 כמו כן בקוד מופיע תרשים המציג את התהליך הכולל של בדיקת ותכנון הצנרת, כולל סקר סיכונים בהתאם לתקן התעשייה הוותיק הזה⁸⁰ :



8.11 בהתאם לכך, ולפי סעיף 11.4.5.3 (עמ' 114) נדרש לבצע סקר סיכונים גם לאחר קביעת תוואי הצנרת, לצורך בדיקה ובקרה על התהליך והתוצאות:

⁸⁰ INSTITUTION OF GAS ENGINEERS AND MANAGERS, IGEM/TD/1 Edition 5, STEEL PIPELINES AND ASSOCIATED INSTALLATIONS FOR HIGH PRESSURE GAS TRANSMISSION , pp-113

"11.4.5.3 Assessments

Once a proposed up rating has been determined viable, the following assessments should be applied:

.....
..... **A risk analysis of the infringements shall be carried out, for the proposed revised MOP, in accordance with Sub-Section 6.8. If required by legislation, the level of risk must be agreed between the pipeline operator and the regulatory authority, taking into account the requirements of Section 6.**
....."

8.12 כולל לפעול לפי סעיף 6.8 (עמ' 46) לגבי ביצוע סקר סיכונים :

"6.8 RISK ANALYSIS

Any risk analysis performed as part of a safety evaluation shall take into account the frequency and consequences of all significant pipeline failure modes. Care should be taken to ensure that the methodology adopted is consistent with the criteria used to assess the results.

It is not intended that risk analysis is used to justify deviations from the design criteria included in this Standard.

Where the design requirements cannot be achieved, risk analysis may be used to investigate and justify alternatives. In such cases, the justification for any deviation from the design requirements shall be fully documented and include an "as low as reasonably practicable" (ALARP) assessment.

Note 1: Guidance on risk assessment techniques and criteria is given in Appendix 3 together with examples.

Further information can be found in IGE/SR/24.

Note 2: The results of such a risk analysis may need to be considered by the relevant statutory"

8.13 כאשר בנספח 3 לתקן⁸¹ מפורטת המתודולוגיה לביצוע סקר הסיכונים ודוגמאות .

8.14 בכנס בשנת 2009 הוסבר תהליך התכנון האנגלי, קביעת אזורי התכנון והשימוש בסטנדרטים החדשים⁸² .

8.14.1 באנגליה הנחיות התכנון HSE PADHI guidance ממליצות על אזורי תכנון ליעוץ תוך חישוב

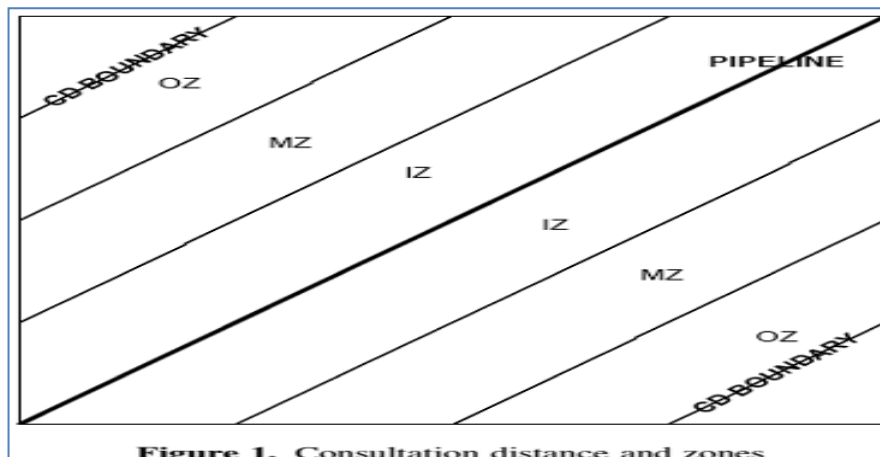
האזורים הבאים בתהליך הקרוי **PADHI process**:

IZ – האזור הפנימי בקרבת צינור הגז מייצג רמת סיכון אישי של 10^{-5} ;

MZ – האזור האמצעי, בו יימנע פיתוח משמעותי. מייצג רמת סיכון אישי של 10^{-6} ;

OZ – האזור החיצוני, ידוע גם בכינוי מרחק התייעצות (CD), ומתאים לסיכון אישי של $3 * 10^{-7}$

ומתייחס לאוכלוסיות רגישות או גדולות⁸³ .



8.14.2 כאשר התהליך הוא הכנסת תוצאות הסיכונים המחושבים מהאזורים השונים לטבלת מטריקס של רמת הסיכון, ורק לאחר שתוצג טבלת המטריקס המתכללת, רשויות התכנון ינחו ויחליט האם לאשר או לסרב או להנחות לשנות את תכנון תוואי הצנרת עקב אי עמידה במגבלות בטיחות.

⁸¹ APPENDIX 3 : RISK ASSESSMENT TECHNIQUES, [pp- 168-178]

⁸² NEW UK PIPELINE RISK ASSESSMENT CODES – IGEN TD/2 AND PD 8010 PART 3, SYMPOSIUM SERIES NO. 155, 2009 IChemE, p-309

⁸³ הגדרת "אוכלוסיה רגישה" מתייחסת לילדים, זקנים ומוגבלים, אשר לא יוכלו לברוח תוך 20 שניות מהאזור עם התפתחות אש וקרינת חום.

8.14.3 עוד נכתב ונאמר כי רשויות התכנון יסרבו לאשר פרויקט צנרת חדש אם PADHI מצביע שהסיכון

הנובע מצנרת הגז המסוכנת הוא גבוה מידי. וכאמור בלשון המקור :

"The planning authority will usually refuse planning permission for a new development if PADHI indicates that the risks posed by the hazardous pipeline are too high , The PADHI process uses risk-based inner, middle and outer zones combined with the sensitivity level of the development which is proposed, to assess the acceptability of the development with respect to the pipeline risk. The zones are calculated by the HSE using pipeline details notified by the operators of major accident hazard pipelines as required by PSR 96"

8.14.4 כך נראה כי גם באנגליה השימוש בסקר סיכונים להערכת הסיכונים והבטיחות מהצנרת היא

פרקטיקה מקובלת, ונעשית בשלב התכנון של פרויקטי צנרת⁸⁴.

היתרון בשיטה נעוץ בגישה הספציפית לפרויקט עצמו במקום להסתמך על טבלה, והחיסרון מלמד על מורכבות החישוב והידע והמומחיות הנדרשים על מנת להבין את תוצאות סקרי הסיכונים ומשמעותם.

8.15 כאמור, התקן האנגלי העיקרי כיום הוא PD 8010, חלק 3 (החלק העוסק בצנרות יבשתיות), בעמ' 8 לתקן זה מסבירים כי השלבים לביצוע הערכת סיכונים לצנרת מתוארים בתרשים מס' 3 (כפי שמוצג בהמשך), ומבוססים על 4 שלבים:

8.15.1 סוג הצינור, מיקומו, מצב מטאורולוגי, אוכלוסייה;

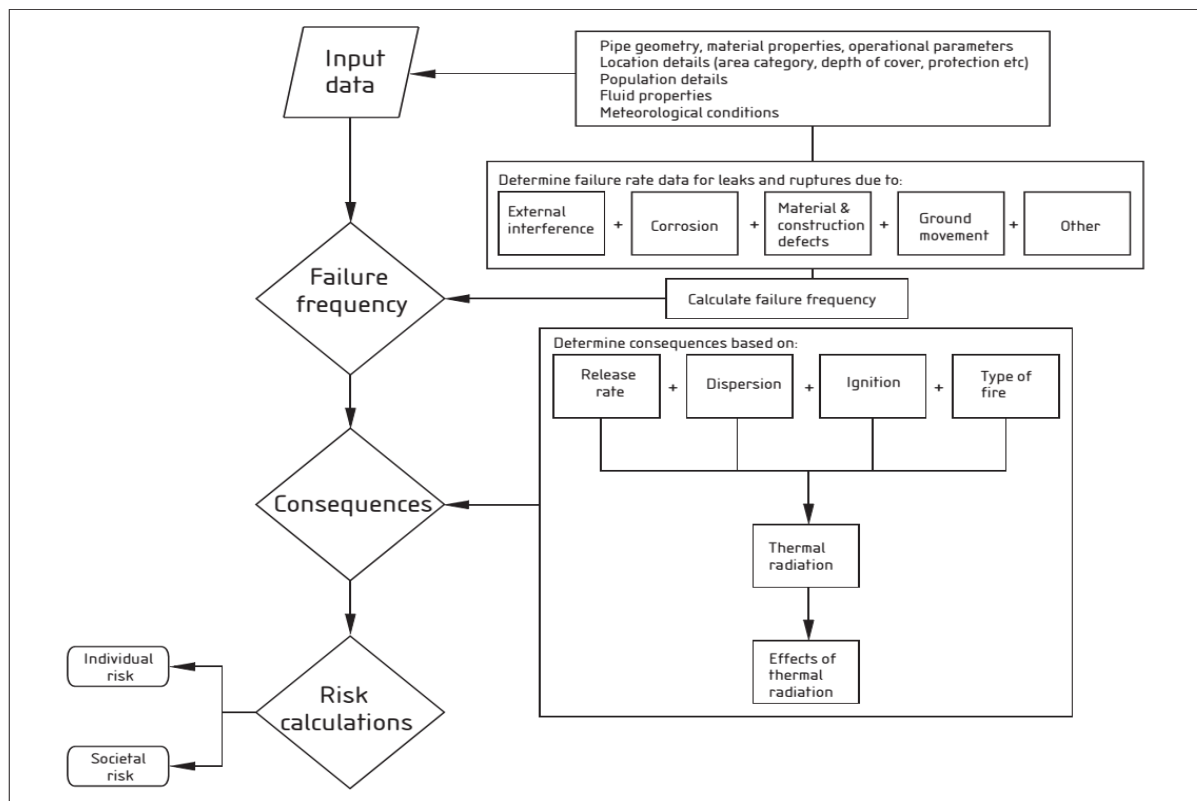
8.15.2 הערכת תרחיש הכשל והסתברותו;

8.15.3 הערכת ההשלכות (חישוב קצב הזרימה, סיכוי הצתה, חישוב קרינת החום לאחר הצתה, הערכת

קרינת החום על האוכלוסייה מסביב);

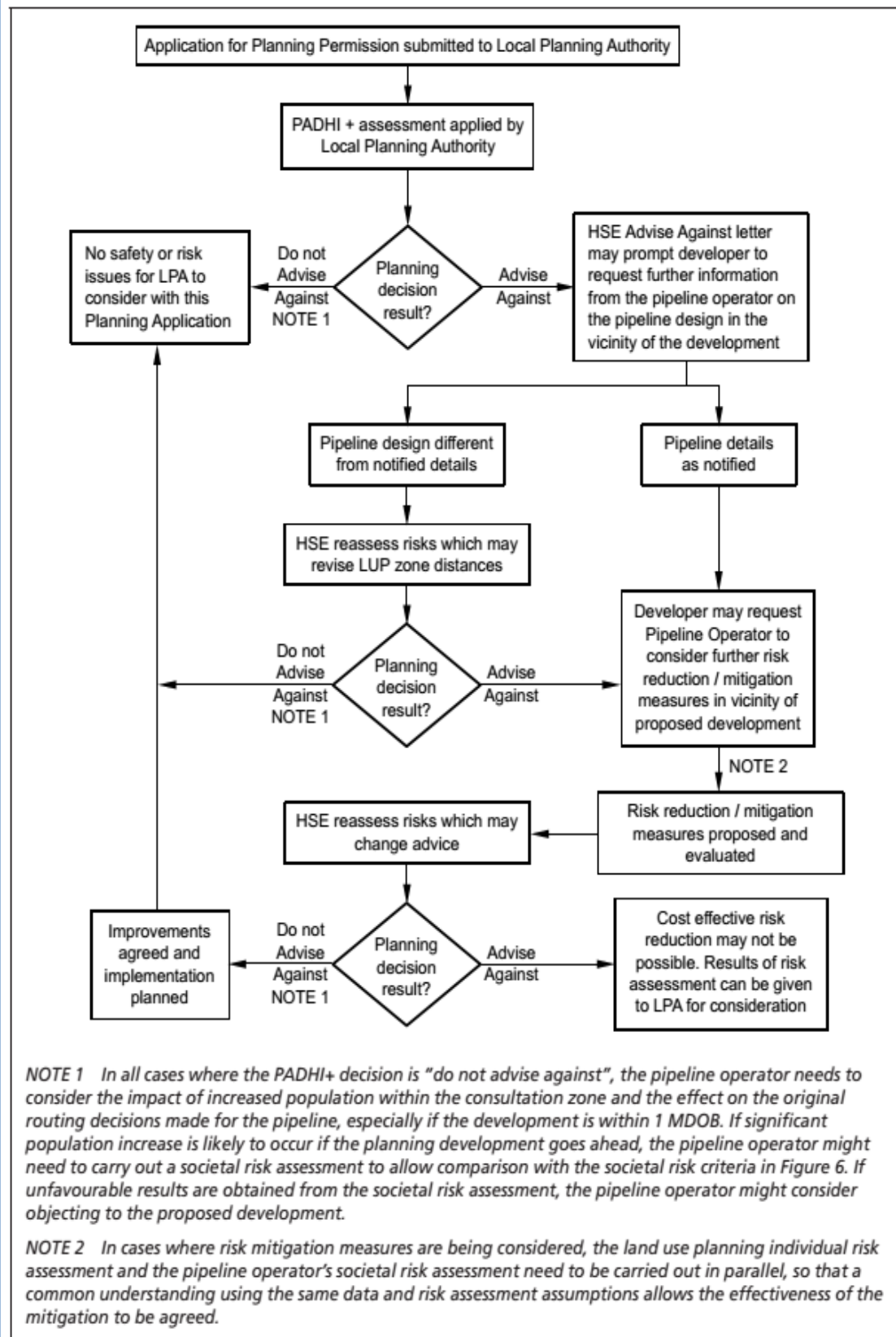
8.15.4 חישוב הסיכון;

Figure 3 Risk calculation flowchart for flammable substances



⁸⁴ NEW UK PIPELINE RISK ASSESSMENT CODES – IGEN TD/2 AND PD 8010 PART 3, SYMPOSIUM SERIES NO. 155, 2009 IChemE, p-310

Figure A.1 Planning application process and need for site-specific risk assessment



8.15.6 ובעמ' 31 לתקן PD 8010 מופיעה דוגמת טבלה בסיסית המציגה מרחקי סיכון גם ל"נוזלי גז" (NGL) – ראה סעיף 8.18 שלהלן) ולא לגז טבעי מטופל (ראו דיון על כך בפרק העוסק במקרה האי קוריב באירלנד)

Table A.1 Typical (1×10^{-6}) and (0.3×10^{-6}) risk distances for ethylene, spiked crude and natural gas liquids (NGLs)

Content of pipeline	Distances to risk zones					
	MAOP	Diameter	Wall thickness	Material ^{A)}	Distance to (1×10^{-6}) risk contour	Distance to (0.3×10^{-6}) risk contour
	bar	mm	mm		m	m
Ethylene	95	219	7.03	X42	150	200
Ethylene	95	273	7.09	X52	190	230
Ethylene	99	273	5.56	X52	240	320
Spiked crude	64	914	9.52	X65	380	435
NGL	69	508	9.52	X52	432	485

NOTE The land use planning zones defined in Table A.1 as (1×10^{-6}) and (0.3×10^{-6}) risk distances were calculated by HSE using historical rupture frequency data.

^{A)} As specified in ISO 3183-2:1996.

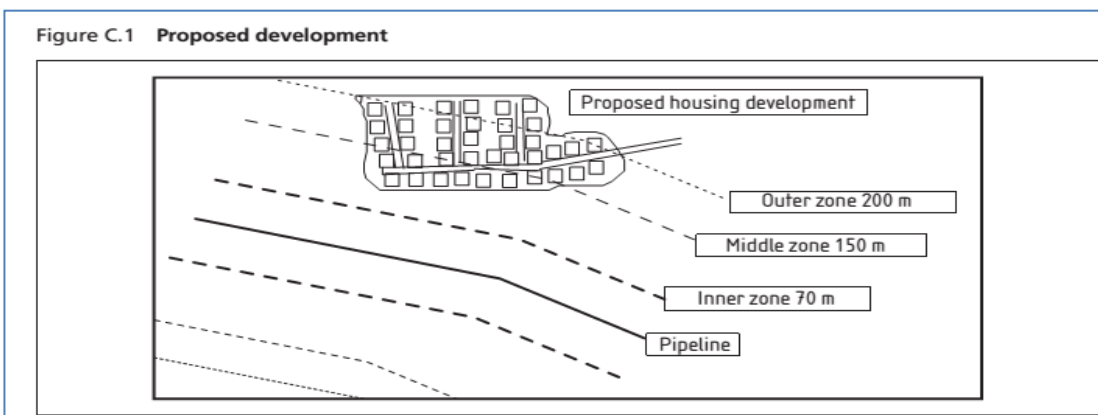
8.15.7 בעמ' 44 לתקן PD 8010 מוצגת טבלה המסבירה את התרחישים של קרע בצנרת הנדרשים לחישוב בהתאם לקוטר הצנרת. כאשר העיקרון הוא שככל שהצנרת גדולה יותר הקרע הסופי (המתחיל מדליפה בצנרת בלחץ גבוה) לא יגיע לכדי קיטוע מלא של הצינור, אך הוא בודאי לא יישאר בגודל 1 אינץ' כמוגדר בנוהל מרחקי הפרדה של המשרד להגנת הסביבה בישראל.

Table B.12 Critical defect lengths and equivalent hole diameters for UKOPA pipeline cases operating at a design factor of 0.72

Dimensions in millimetres (mm)

Diameter	Wall thickness	Material grade	Critical defect length	Critical hole diameter limit rupture/leak
168.3	5.6	X42	28.97	2.41
219.1	5.6	X46	31.72	2.98
273	5.6	X52	33.09	3.42
323.9	5.6	X52	36.03	4.05
406.4	7.9	X52	47.92	5.09
508	7.9	X52	53.53	6.35
609	7.9	X60	57.99	7.52
762	7.9	X60	64.72	9.38
914	9.5	X65	85.91	12.73

8.15.8 ובנספח C לתקן PD8010, בעמ' 47 לקוד, מופיע תרחיש לדוגמא המציג את תרשימי הזרימה בדוגמת בקשת אישור לתכנון 38 בתים בקרבת צנרת גז אטילן בקוטר 219 מ"מ הקבורה בעומק 1.1 מ':



8.15.9 בתרשים מעל, ועל פי הדוגמא בקוד PD 8010, הבית הקרוב לתוואי הצנרת מצוי במרחק של 75 מ' מהצנרת, ועל כן רשות הבריאות והסביבה האנגלית [HSA] הודיעה כי לא תאשר את התכנון ואת המשך הפרויקט, עד אשר יבוצעו צעדים לאבטחת התושבים.

8.15.10 גם סקר סיכונים פרטני של היזם לדוגמא זו הציג כי מרחקי הסיכון לפי סיכון אישי הוא 125 מ', ולפי סיכון ציבורי (לרצפטור) הוא 275 מ'.

8.15.11 בדוגמא זו מוצג כי לאור תוצאות מרחקי הסיכון, נדרש היזם להציג אמצעי מניעה ומזעור נזקים על מנת לאפשר התקדמות במסגרת תוואי התכנון שהציג. לאור זאת היזם נדרש לצפות ולאבטח את צנרת במספר מעגלי הגנה על מנת לאפשר את המשך הפרויקט.

8.15.12 מדוגמא זו ואחרות ניתן לראות כי סקר סיכונים הוא דבר נדרש ומחויב באנגליה על מנת להציג את הסיכון, ולחייב את היזם לתכנן צעדי מניעה ולחשב את יכולתם לכך לפני כל אישור.

8.15.13 על כן, לדעת המומחים באנגליה ובסיכום הכנס העוסק בבטיחות ותכנון עם צנרת בלחץ גבוה⁸⁵ הוצג כי התקן החדש PD8010 מספק הדרכה פרטנית לגבי האפליקציות הדורשות סקר סיכונים לתכנון פיתוח חדש בשטח שבו קיימים צינורות, כולל האמצעים של הפחתת סיכונים אלו. בכך התקן החדש משמש כלי טוב וחשוב להחלטות של מוסדות התכנון.

8.16 בפרק 2.4 במסמך האיחוד האירופי שכותרתו: *Individual and society risk posed by pipelines* מסכם המסמך את המצב הנוכחי באנגליה⁸⁶, ומביא נתונים מעניינים ממסמך שפרסם ה-HSE בשנת 1995 ובו נקבע בין היתר:

"Computed distances from the centre line of the pipeline to an individual risk of death of 1×10^{-6} per year, a common assessment criterion, are shown in Table 2-4.

Table 2-4 Distances from the centre line of a pipeline to an individual risk of death of 1×10^{-6} per year (HSE 1995)

Pipeline	Distance to 1×10^{-6} per year
Natural gas, $\varnothing = 6$ -inch 70 bar	60 m
Natural gas, $\varnothing = 42$ -inch diameter 70 bar pipeline	230 m
Natural gas, small diameter low pressure	Risk level not exceeded
Gasoline	30 m
Ethylene	200 / 260 m
Ammonia	530 m
Spiked crude	100 m
NGL	180 m

⁸⁵ NEW UK PIPELINE RISK ASSESSMENT CODES – IGEN TD/2 AND PD 8010 PART 3, SYMPOSIUM SERIES NO. 155, 2009 IChemE, p-317

⁸⁶ European Commission, Directorate-General Environment, *Assessing the case for EU legislation on the safety of pipelines and the possible impacts of such an initiative- Final Report*, ENV.G.1/FRA/2006/0073, December 2011, pp 42-43

8.17 מטבלה זו אנו למדים שגם באנגליה ההתייחסות למרחקי ההפרדה מצנרת גז טבעי (וגם מצנרת חומרים מסוכנים אחרים) היא שונה ומחמירה בהרבה בהשוואה לתקן ההולנדי ולחקיקה הישראלית. בהקשר לכך ממשיך המסמך וקובע (ההדגשות שלנו, י.ב. ות.מ):

*"The study presented computed societal risk results using f-N diagrams. The pipeline showing the greatest likelihood of one or more fatalities is ammonia, at a frequency exceeding 1×10^{-4} per km/year. The remaining pipelines show one or more fatalities occurring at a frequency of about 1×10^{-5} per km/year. Invariably, **large parts of the f-N diagrams clearly exceed the Dutch recommended acceptability limits for society risk as defined in VROM (2005), the most recent criteria available but may satisfy older UK criteria. This is particularly true for the 24-inch natural gas pipeline traversing a residential area.**"*

בריטניה, שאימצה את הגישה ההסתברותית כמו הולנד, קובעת כי "חלקים גדולים משרטוט הסיכון החברתי (society risk) חורגים באופן ברור מהגבולות המומלצים בתקן ההולנדי (VROM (2005) וכי זה בעיקר נכון עבור צנרת גז טבעי שעובר בשטחי מגורים."

"The results of this study therefore indicate that the risks posed by pipelines, expressed both as individual risk and society risk, are significant, at least at par with the risk from land-based installations, and exceeding the society risk criteria proposed by the Netherlands."

ועוד קובע המחקר הבריטי כללית ש"הסיכונים מצנרת המבוטאים בערכי הסיכון האישי והחברתי הם משמעותיים לפחות לגבי ערכי הסיכון של מתקנים יבשתיים, והם חורגים מאמות המידה לסיכון שמוצעים על ידי הולנד."

8.18 בטבלה זו מופיע גם החומר NGL – נוזלי גז טבעי שהוא בנומנקלטורה הישראלית ה"קונדנסט" (condensate). הגדרת התקן הבריטי לחומר זה היא: "NGL מתייחס לנוזלי גז טבעי; אלה חומרים נדיפים ביותר כולל אתאן, פרופאן ובוטאן שממוצים במהלך העיבוד והזיכוכ של גז טבעי גלמי. NGL יכול להיות מועבר כגזים מונזלים דחוסים, בדומה לגפ"מ".

מהסתכלות בנתון בטבלה הנ"ל חשוב להתייחס גם למרחקי ההפרדה הנדרשים עבור צינור זה במדינת ישראל ($203 = 8$ מ"מ על פי תשריט 3-3.2.1 בתסקיר הסביבתי של תמ"א 37 ח'). נושא, שכמו שלא נעשה סקר סיכונים לתוואי הצנרת, גם התסקיר שהוגש אינו מתייחס אליו כלל. לשם כך יש להדגיש שצינור זה אינו צינור שמוליך גז טבעי (ולעובדה זו משמעות סטטוטורית אבל גם משמעות מבחינה בטיחותית – צינור של גזים מונזלים).

8.19 מסקנות מהגישה האנגלית לפרויקטים לצנרת גז טבעי, ובהתייחסות לתיכנון הצנרת בתמ"א 37 ח' :

8.19.1 בבחירת תוואי צנרת יש להסתכל במגוון השיקולים תוך ראייה עתידית כשבבסיסם – בטיחות, שיקולי סביבה, ושיקולים טכניים. לאור זאת יש צורך לבצע סקר סיכונים פרטני לפרויקט צנרת כדוגמת פרויקט הצנרת של תמ"א 37 ח';

8.19.2 בביצוע סקר הסיכונים יש להתייחס הן לסוג הצנרות לחצים וקטרים, והן לסוג החומר המועבר דרכם, ומבנה התוואי בכללותו, כולל הצנרות הקרובות של גז וקונדנסטיט.

8.19.3 חישוב הסיכונים צריך להיערך, לכל הפחות, על בסיס התקן החדש PD8010 (אשר מכיל כבר בתוכו את העמידה בשאר התקנים האירופים) לגבי גז מעובה (כאשר מדובר בגז לא מטופל באופן מלא המגיע ליבשה), ועל פי תקן התעשייה IGEM/TD/1 לגבי גז מטופל (גז נקי ויבש), והוא כפוף לחקיקה ספציפית שמטרתה להציב מרחקי הפרדה בגבול הסיכון המותר.

8.19.4 מטבלה שהוכנה ע"י חברת ADVANTICA בבדיקה אובייקטיבית של מקרה האי האירלנדי קוריב, מתוך הדו"ח משנת 2005⁸⁷ נוכל לראות חישובים שנעשו על פי התקן לצנרת 20 אינץ':

PROXIMITY TO BUILDINGS Metres IN ACCORDANCE WITH BS PD 8010 Equation (1)			
Max Design Pressure	Ethylene	LPG	Natural Gas Liquids
Substance Factors Q from Table 3 BS PD 8010	0.80	1.00	1.25
345	217m	271m	339m
200	136m	170m	213m
150	108m	135m	169m
100	81m	101m	126m

כאשר הדו"ח מדגיש כי טבלאות הבסיס הנ"ל אינן מספקות מרחקים לגז טבעי, על כן נוכל איפה לאמור כי לאור נתונים אלו, צינור יחיד לגז "לא מטופל" בקוטר 36 אינץ' ובלחץ 110 אטמ', צריך להיות בהערכה לתקן PD 8010 במרחקי סיכון בטווחים באזור 150-200 מ'. ול-3 צינורות צמודים הטוחים יהיו גדולים יותר.

8.19.5 גם באם נתייחס אפילו רק על פי תקן התעשייה IGEM/TD/1 נראה כי מרחק ההפרדה הנדרש משני צידי צינור גז בודד של 36 אינץ' הוא כ-115 מ' לפחות, וחשוב של 3 צנרות כאלו, בתוספת 2 צנרות קונדנסט הוא מורכב יותר, ובודאי יביא למרחק הפרדה גדול עוד יותר.

8.19.6 בכל מקרה צריך יהיה לקחת את הטווח המחמיר בין המספרים שאליהם מגיעים מביצוע סקר הסיכונים לגז מטופל ולגז לא מטופל. להערכתנו, אם תבוצע בדיקה יסודית על בסיס התקנים והגישה הנהוגה באנגליה עבור תוואי הצנרת המתוכנן לתמ"א 37ח', שבו קיים שילוב של מספר צינורות גז וצינורות condensate, היא תגדיל את טווח מרחקי ההפרדה הנדרש מתוואי הצנרת עד מעל ל-200 מ' מהתוואי לכל צד.

⁸⁷ Report on Corrib Gas Pipeline Design-Proximity to Buildings, 2005, דו"ח שנדון בו לעומק בפרק העוסק במקרה האי האירלנדי קוריב.

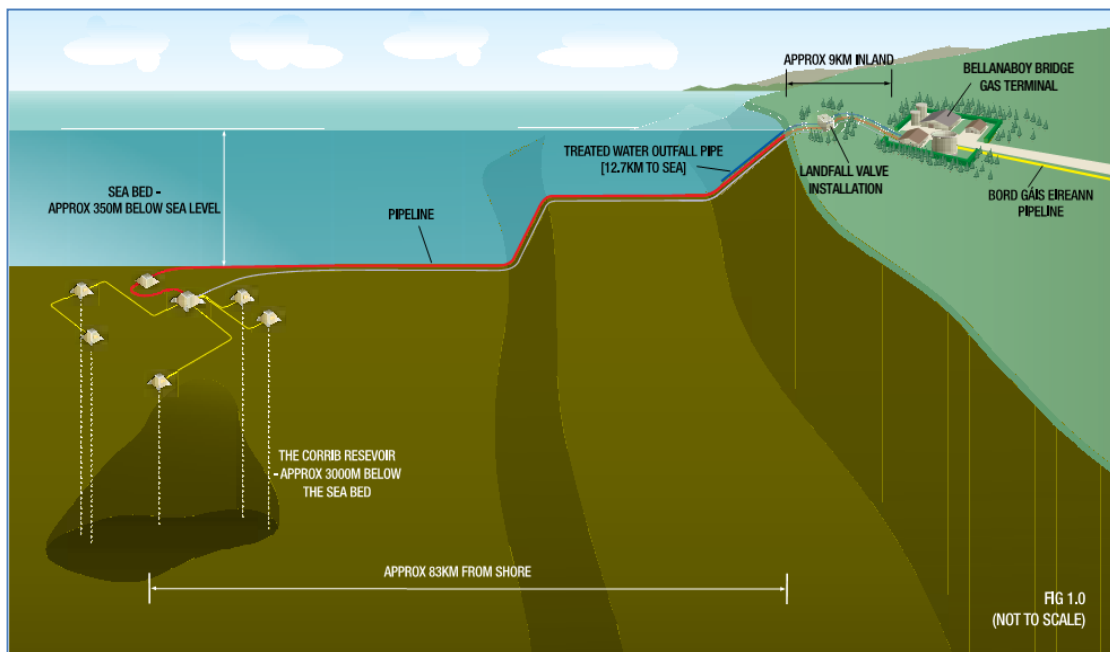
9. מקרה האי האירלנדי קוריב : coribb island



Broadhaven Bay

רקע קצר⁸⁸ :

9.1 מאגרי הגז הטבעי שנתגלו בשנת 1996 ליד האי Corrib באירלנד מצויים כ- 83 ק"מ צפונית מערבית לחופי אירלנד, כ- 3 ק"מ מתחת לקרקעית הים, בעומק מים של 350 מ'. פרויקט corrib הוא פרויקט של חברת Shell (ההולנדית) בו גז משדה ההפקה מועבר בצנרת ישירות אל טרמינל לטיפול יבשתי מלא Bellanaboy Bridge הממוקם כ- 9 ק"מ מחוף מחוז Mayo. הטרמינל היבשתי מיועד להפיק כ- 10 מלמ"ק ביום, כלומר פחות מ- 0.5 מלמ"ק/שעה.



9.2 פיתוח פרויקט corrib עסק ב- 4 מתחמים עיקריים :

- פיתוח 5 הבארות תת- ימיות בשדה corrib בים העמוק;
- פיתוח מערך הצנרת התת-ימית;
- פיתוח מערך הצנרת היבשתי בן 20 אינץ' (508 מ"מ) אשר בתחילה אמור היה להיות בלחץ של 345 אטמ' (שכיום הוגבל ל- 100/144 אטמ', וכולל צנרת במנהור תחת מפרץ Sruwaddacon);
- והחיבור למתקן הטיפול היבשתי - Bellanaboy Bridge Gas Terminal.

⁸⁸ <http://www.shell.ie/aboutshell/our-business-tpkg/e-and-p/corrib/about.html>

⁸⁹ <http://s04.static-shell.com/content/dam/shell-new/local/country/irl/downloads/exploration-and-production/publications/gas-terminal.pdf>

9.3 לוח זמנים ואבני דרך בסיסים שסבבו את הפרוייקט :

- גילוי שדה **Corrib** – שנת 1996.
- הכנת תוכנית ואישורה הראשון (כולל תוואי הצנרת היבשתית) – שנת 2002
- אישור תוכניות למתקן הטיפול היבשתי – שנת 2004
- תושבי הישוב **Rosport** מסרבים לאפשר גישה לביצוע עבודות בתוואי הצנרת היבשתי שאושר , ובעקבות מאסר 5 מהם מופסקת כל העבודה באתרים ל- 3 חודשים – שנת 2005
- מינוי חברה בינלאומית (**Advantica**) לביצוע דוח בטיחות אובייקטיבי חיצוני לתוואי צנרת הגז, וכמו כן מינוי מגשר עצמאי למציאת תוואי צנרת אחר - שנת 2005
- פרסום הדו"ח האובייקטיבי ואישור המלצותיו - שנת 2006
- ביצוע שימוע ציבורי ע"י המגשר להמלצות על תוואי צנרת חדש - 2006
- אישור הדו"ח האובייקטיבי , והנחיה למציאת תוואים חדשים – סוף 2006
- מינוי חברת יעוץ **RPS** מטעם היזם למציאת תוואי צנרת חדש – שנת 2007
- אישור תוכניות למתקן הטיפול היבשתי – סוף 2007.
- הסכמה על תוואי מסדרון צנרת הגז החדש – נובמבר 2007
- הצגת התוואי היבשתי המועדף – אפריל 2008;
- העלאת התוואי החדש לאישור מוסד התכנון, והחלטה על עריכת תסקיר סביבתי חדש – אמצע 2009;
- הגשת תסקיר סביבתי חדש, כולל סקר סיכונים חדש [**DNV**] על תוואי הצנרת המאושר - מאי 2010.
- שימוע ציבורי רחב היקף לתסקיר – סוף 2010
- אישור התוואי החלופי ע"י מוסד התכנון הבכיר באירלנד – תחילת 2011.
- **מצב הפרוייקט דהיום** (סוף 2013) : נמצא בשלב האחרון של הפיתוח – בשלב הקמת 4.9 ק"מ של מנהרת תוואי מסדרון הצנרת תחת מתחת למפרץ **Sruwaddacon Bay**.
- הפקת והזרמת גז ראשונה לגריד הארצי באירלנד מתוכננת לסוף 2014 / תחילת 2015.

9.4 המחלוקת עם הציבור, והדרך לפתרון בהתחשב בלוחות הזמנים –

- 9.4.1 חילוקי הדעות בפרוייקט זה התחילו והתרכזו במיקום תוואי צנרת הגז מהמתקנים בים אל מתקן ההפקה והטיפול ביבשה⁹⁰ : טענת התושבים היתה מלכתחילה כי תוואי הצנרת , שתוכנן לצינור בודד בן 20 אינץ' ובלחץ גז לא מטופל ["גזוז"] של 345 אטמ', עובר בסמיכות קרובה מידי , בטווח של 70 מ' לבתיהם ובכך מסכן אותם במידה ותהיה תקלה / דליפת גז/ רעידת אדמה וכיו"ב.
- 9.4.2 תוואי הצנרת הנדון הפך למרכז מחלוקת תקשורתית כאשר 5 תושבי המקום סרבו בשנת 2005 לאפשר לחברת Shell E&P Ireland גישה לתוואי המאושר לצנרת היבשתית ליד הישוב **Rosport**. חמשת תושבים אלו נכלאו ובילו 94 יום בכלא, כאשר לאורך זמן זה הופסקה ונמנעה כל העבודה על האתרים היבשתיים ע"י הציבור במחאה ציבורית קולנית, שיצרה הד תקשורתית רב.
- 9.4.3 במאמץ לפתור את המחלוקת , מינתה ממשלת אירלנד חברה בעלת ניסיון ומומחיות בינלאומית לייעוץ ובדיקת סיכונים **Advantica** , במטרה לבחון את הדוחות שנעשו עד כה בנושא סיכונים הצנרת, ולבצע דו"ח בטיחות אובייקטיבי לגבי תוואי הצנרת היבשתית.

⁹⁰ <http://www.shell.ie/aboutshell/our-business-tpkg/e-and-p/corrib/about/overview.html>

9.4.4 דו"ח **Advantica**, שפורסם בתחילת 2006, המליץ לממשלת אירלנד להגדיר תקנים ברורים, ובין היתר, במקרה זה להגביל את לחץ הגז בכניסה לתוואי הצנרת היבשתית ל- 144 אט"מ (פחות ממחצית מלחץ הגז שתוכנן מלכתחילה) כרשום מטה⁹¹:

"We recommend that the pressure in the onshore pipeline should be limited to no greater than 144 bar, with a design factor not exceeding 0.3, and the pipeline design revised accordingly."

9.4.5 במקביל מינה שר האנרגיה והתשתיות באירלנד בסוף שנת 2005 מגשר עצמאי Mr Peter Cassells אשר המליץ כי תוואי החלק היבשתי של הצנרת ישונה מתוך מטרה להגדיל את מרחקי ההפרדה בין תוואי מסדרון צנרת הגז לבתי האוכלוסייה המקומית. בעלי המיזם [SPIL] הסכימו לרעיון ומינו בתחילת 2007 חברה ליעוץ (RPS) על מנת להמליץ על התוואי היבשתי החדש.

9.4.6 בשנת 2006, החל תהליך "שימוע ציבור" (פברואר- יוני 2006) עם הסכמה בסיסית לשפר את תוואי הצנרת היבשתית ככל הניתן. או אז החל תהליך ארוך בן 14 חודשים, עד אפריל 2008, במטרה לבחור את התוואי היבשתי האופטימאלי. במסגרת תהליך זה בוצע סיור של חברת היעוץ (RPS) בהולנד ע"י חברת Shell באירלנד (SPIL) בסוף 2007 על מנת להציג ולהוכיח כי בהולנד הטווחים קרובים יותר וכי אין בעיית בטיחות.

9.4.7 חברת הייעוץ ביצעה בתחילת 2007 (פברואר עד יוני 2007) מחקר שטח לצורך הצגת מסדרונות אפשריים לצנרת. ביוני 2007 זוהו 8 תוואים כאופציות אפשריות להחלטה והוצגו לציבור. ולאחר תהליך ארוך שכלל התייעצויות עם גופים רבים מטעם קהלים שונים ורבים הגיעו בספטמבר 2007 לשלב הגמר 3 תוואים, ונשארו 2 נתיבים לבחירה הסופית בנובמבר/ דצמבר אותה שנה. התוואי היבשתי האופטימאלי נבחר מבין שניהם באפריל 2008.

9.4.8 בפברואר 2009 הועלה הנתיב לאישור מוסד התכנון העליון. חברת הייעוץ המליצה על תוואי חלופי שהכפיל את מרחקי ההפרדה מהבתים, ומוסד התכנון אישר את הפיתוח בהתבסס על תוואי חדש זה. נתיב זה הוצג במרחק מינימאלי של 140 מ' מבתי תושבים.

9.4.9 לגבי תוואי וסוגיה זו נערכו דיונים פומביים בהם הוצגו הנתונים במאי 2009. והוחלט להנחות על ביצוע תסקיר סביבתי ספציפי לסוגיה זו. תסקיר חדש זה הוגש במאי 2010.

9.4.10 התסקיר הסביבתי לתוואי הצנרת הציג המלצה לתוואי המועדף, בדרך הקצרה ביותר העוברת מתחת לשפך התעלה, ובמרחק מינימאלי של 234 מ' מכל בית לאורך הנתיב. זאת ועוד כאשר לחץ הזרימה בצינור הופחת ל- 100 אט"מ ולחץ פעולה המתוכנן הרגיל הופחת ל- 85 אט"מ.

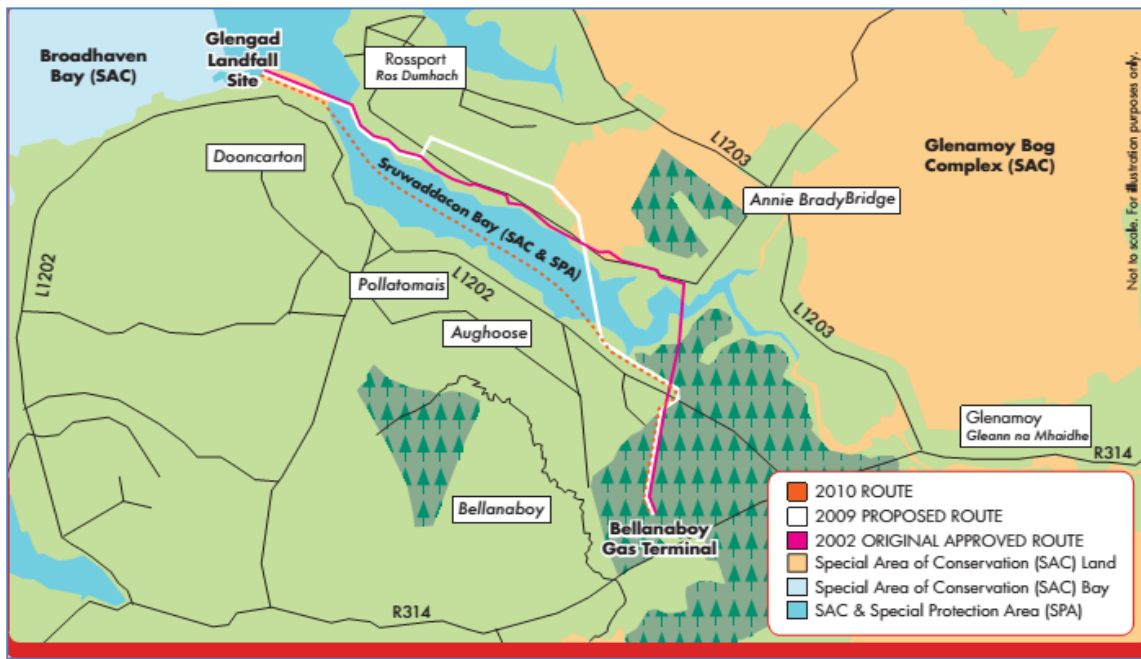
9.4.11 תסקיר זה עבר שימוע ציבורי רחב היקף בן חודשיים ואושר בתחילת 2011. כמו כן עבר אישור של בית המשפט העליון באירלנד.

9.4.12 בשנת 2011 מוסד התכנון הבכיר אישר את התהליך בהתאם לחוק האירי. אישור זה כלל אישור לבניית מנהרה באורך של 4.8 ק"מ מתחת למפרץ Sruwaddacon בתוספת "תרומה" של חברת הגז ליישוב המקומי בסך שווה ערך לכ- 50 מליון ש"ח.

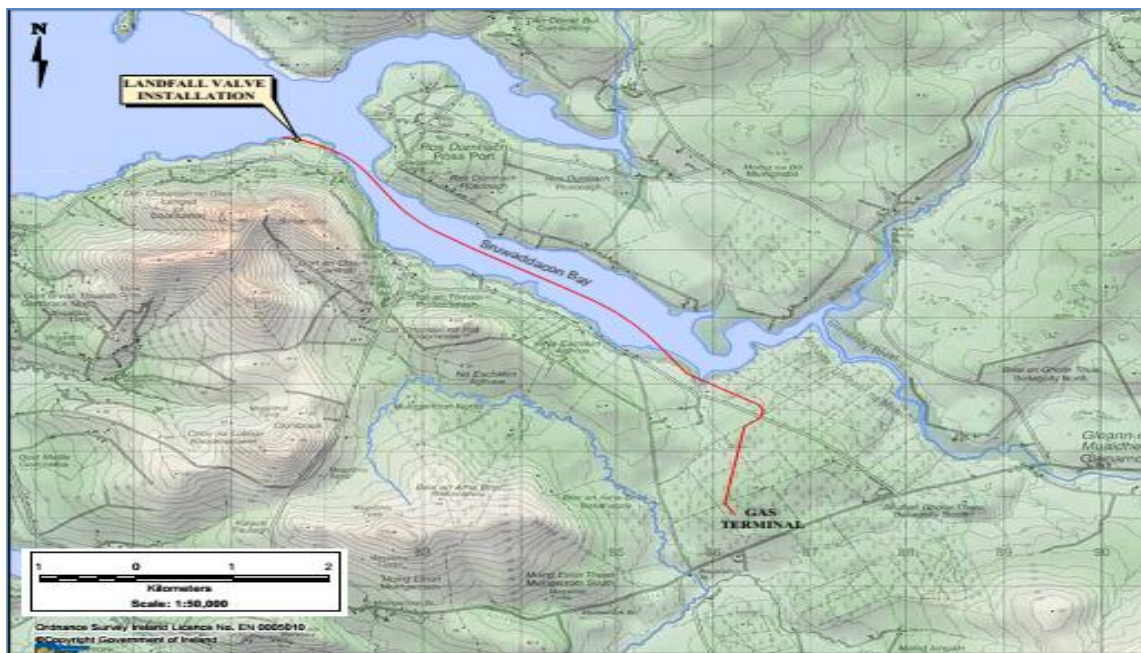
⁹¹ Coribb project- 01-Advantica Independent Safety Review-Jan06, pp-ii

9.4.13 באתרים השונים מציגים שוב ושוב כי השותפים במיזם חיפשו כל העת ליצור דיאלוג ולבוא לקראת האוכלוסייה לאור הבנתם את עקשנות והקשיחות של בני המקום, ומתוך כוונה לקדם את הפרויקט. ואולם האמת המצטיירת מהעובדות היא שרק לאחר לחץ מאסיבי של הציבור על היסם וממשלת אירלנד, גרמו להם להבין לשנות את עמדתם, להביא חברות יעוץ מהרמה העולמית, וגישור עם התושבים, כך שהתוצאה מוסכמת על הצדדים למרות עלותה הכלכלית.

9.5 מפת תוואי צנרת הגז היבשתית, כפי שנבדקו ושנונו לאורך השנים^{92, 93}



9.6 תוואי הצנרת הסופי שנבחר (מאי 2010)⁹⁴



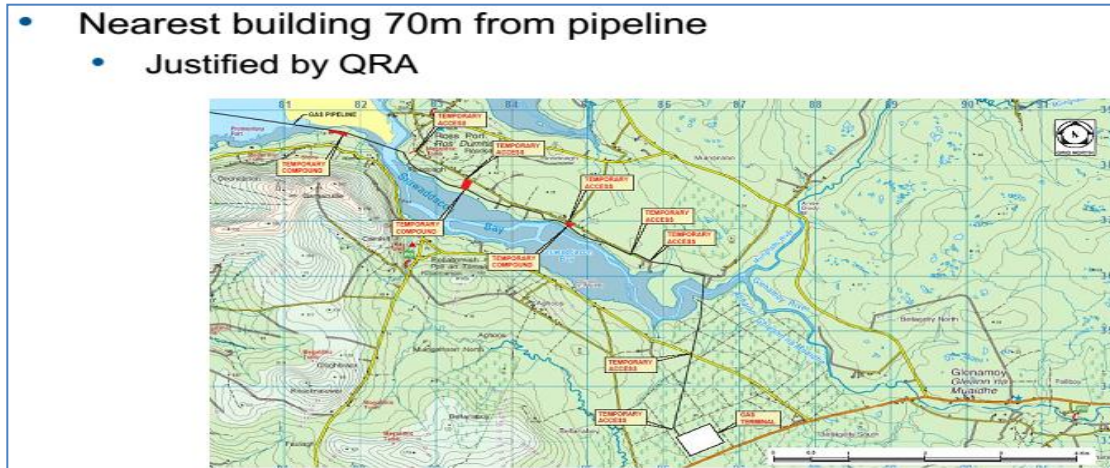
⁹² <http://www.shell.ie/aboutshell/our-business-tpkg/e-and-p/corrib/pipeline/onshore.html>

⁹³ <http://s00.static-shell.com/content/dam/shell-new/local/country/irl/downloads/about-shell/map-2010.pdf>

⁹⁴ Corrib Onshore Pipeline- EIS non_technical_summary - MAY 2010, pp-8,16

על סקרי הסיכונים לתוואי צנרת הגז היבשתית לאורך השנים:

9.7 סקר סיכונים הבסיסי שנערך ע"י יועצי היזם בתוכנית זו לגבי תוואי הצנרת היבשתית בשנת 2001 הציג מרחקי הפרדה נדרשים של עשרות מטרים, ותוואי צנרת העובר מרחק של 70 מ' מבתי תושבים⁹⁵ :

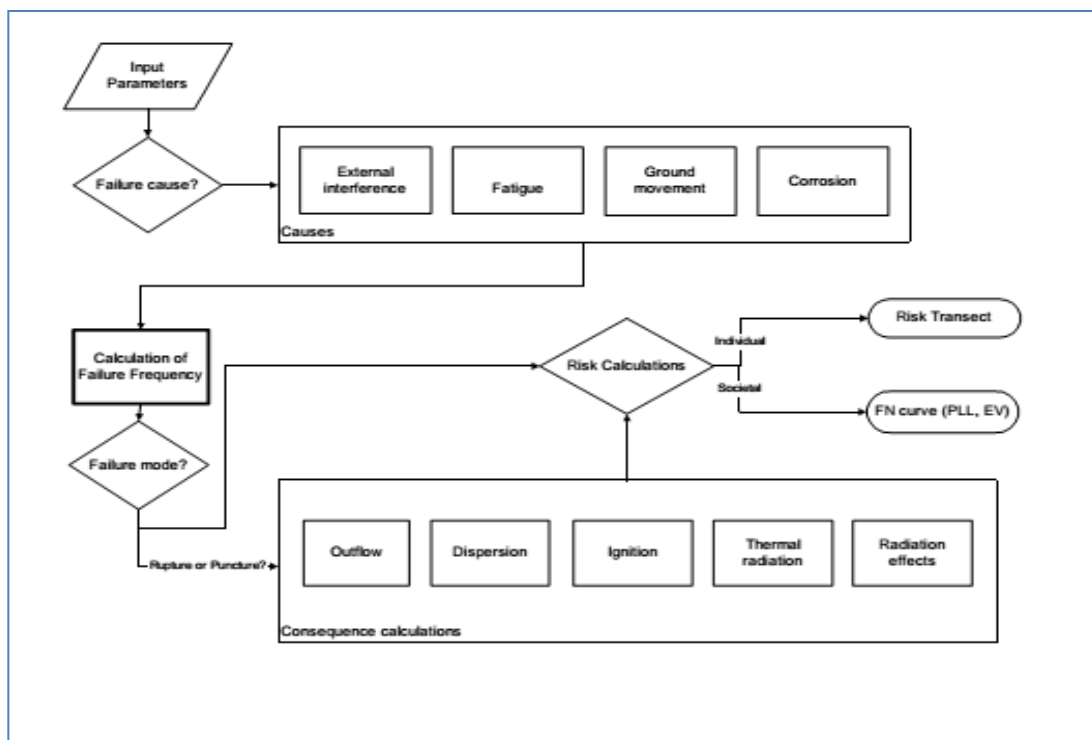


- Nearest building 70m from pipeline
- Justified by QRA

9.8 סקר הסיכונים של Advantica על תוואי הצנרת באירלנד (פורסם בינואר 2006) :

9.8.1 לאור המחלוקות והרעש הציבורי, הובאו מומחים מחברת Advantica לביצוע בחינה אובייקטיבית של סקרי הסיכונים לגבי תוואי הצנרת היבשתית. הדו"ח המסכם מינואר 2006 של חברת Advantica מופיע כחלק מהתסקיר הסביבתי המלא.

9.8.2 שיטת הבדיקה כפי שבוצעה ע"י חברת ADVNTICA הוצגה בדו"ח⁹⁶ :



⁹⁵ Coribb project- 01-Advantica Independent Safety Review-Jan06, pp-12

⁹⁶ Coribb project- 01-Advantica Independent Safety Review-Jan06, pp-89

9.8.3 מומחי **Advantica** קבעו כי הבדיקה שבוצעה בשנת 2002 לצנרת בוצעה באופן שמרני, התבססה על הנחות מקלות, ולא התייחסה לאפשרויות חמורות יותר של תקלות בצנרת לאור היותה צנרת הנושאת גז לא מטופל (קרי הרכב המכיל גז וחומרים נוספים לפני טיפול), וכמו כן לא חישבה את הסיכון לגבי מרחק מאוכלוסיה לאור הלחץ החריג שבו הגז צפוי לעבור בצנרת (345 אטמ') בזמנים ובתרחישים שונים.

9.8.4 דו"ח **Advantica**, שפורסם בתחילת 2006, קבע המלצות להצבת תקנים ברורים, ובין היתר, להגביל את לחץ הגז בכניסה לתוואי הצנרת היבשתית ל- 144 אטמ' (פחות ממחצית מלחץ הגז שתוכנן מלכתחילה) כרשום מטה ⁹⁷:

"We recommend that the pressure in the onshore pipeline should be limited to no greater than 144 bar, with a design factor not exceeding 0.3, and the pipeline design revised accordingly."

9.8.5 עוד קבע דוח **Advantica** כי בשל הרכב הגז הלא מטופל העובר בצינור, כמויות קטנות של נוזלים יהיו נוכחות בצנרת, והם מציגים סיכונים וסוגיות בטיחותיות לצנרת שלא מצויות במסגרת בחינה רגילה של צנרות גז יבשתיות ובהן סיכון לקורוזיה פנימית, סיכון לחסימת הצנרת עקב שינוי טמפ' ושינוי התפשטות, וסיכון לתוספת מימן גופרתי [H_2S] שיחדור ל"גוזז" בהמשך השנים מבאר ההפקה. הדוח קבע כי יש לבחון לעומק את הסיכונים לתרחישים השונים, ולאורם את האפשרות לכשל צנרת והסיכונים ממנו.

9.8.6 מעניין לציין כי בדיקה של מומחי **Advantica** את התקנים הקיימים באנגליה ובאירלנד, ואת ההסתברויות לכשל על בסיס הספרות העדכנית (דאז), הביאה למסקנה כי יש לבדוק דליפה מהצינור בן 20 אינץ' מחור של 1 אינץ' וכמו כן בדיקה של קרע מלא ⁹⁸:

Release Type	Probability of Failure Mode / Interference Event	
	JP Kenny	UKOPA V1.1
Leak (25mm)	2.55E-04	2.5E-04
Rupture (Full Bore)	6.09E-05	8.7E-04
Total	3.16E-04	1.1E-03

9.8.7 מומחי **Advantica** ביצעו חישובים גם על פי מודל קנדי, **C-FER model**, ועל פיו הגיעו למרחק הפרדה נדרש מתוואי הצנרת של **190 מ'**.

9.8.8 חישובים נוספים שנערכו ע"י **Advantica** באמצעות מודל שפותח על ידם [בתוכנת PIPESAFE שעברה ולידציה בניסויים גדולים והשוואה לעשרות תאונות אמת] מציגים כי לצינור 20 אינץ', בלחצי גז שונים מרחקי הפרדה מתחייבים לאנשים ומבנים הם ⁹⁹:

Pressure (barg)	Escape Distance (m)		Building Burning Distance (m)	
	Max.	Min.	Max.	Min.
120	181.2	47.0	155.9	74.8
144	203.1	57.4	166.6	80.7
240	267.1	87.6	193.7	93.3
345	315.2	112.1	217.1	110.6

Table D8: Hazard Distances for Ruptures

⁹⁷ Coribb project- 01-Advantica Independent Safety Review-Jan06, pp-ii

⁹⁸ Coribb project- 01-Advantica Independent Safety Review-Jan06, pp-92

⁹⁹ Coribb project- 01-Advantica Independent Safety Review-Jan06, pp-99

9.8.9 עמדת **Advantica** בדוח הסופי מינואר 2006 הייתה לאמץ את התקן הבריטי BS 8010 ויותר נכון את התקן המשלים והעדכני האנגלי, PD 8010, וכמו כן את הסטנדרט התעשייתי האנגלי IGE/TD/1 לאור עמדתם שסטנדרטים אלו מחברים את הניסיון המצטבר הבריטי, מאוד דומים וקרובים לתקן האירלנדי הקיים IS 328, והם בעל רמות בטיחות טובות ומתאימות (יותר מאשר תקנים אחרים כגון התקן ההולנדי), וכמו כן ברורים לציבור ולתעשייה¹⁰⁰.

9.8.10 במסגרת חישובים אלו קיימת משמעות רבה לתהליך הערכת צפיפות האוכלוסייה בשטח נתון (החשוב להגדרות בטבלאות ההסתברות). תהליך זה דומה ברוב תקני הסיכונים הקיימים, כולל בקוד האנגלי, התעשייתי והאירלנדי (BS8010, IS328 and IGE/TD/1), והוא כולל חישוב של כמות התושבים בשטח של 1.5 ק"מ בתקן האנגלי, ו-1 מייל יבשתי בתקן התעשייתי והאירלנדי. התהליך מזהה ובוחר את החלק מתוואי הצנרת שמציג את צפיפות האוכלוסייה הגבוהה ביותר, ותוצאה זאת קובעת את רמת מיקום הצנרת בצורה דומה (רמה 1 או 2 בתקן האנגלי, מקבילה לרמה "כפרי" או "פרברי" בתקנים האירלנדי והתעשייתי IGE/TD/1)¹⁰¹.

9.8.11 מרחקי הקרבה המוגדרים בקודים אלו: BS 8010, IS 328 and IGE/TD/1, הם גנריים ומספקים יכולת לחשב קירבה מינימאלית אפשרית המתבססת על לחץ הגז בצינור (אך רק עד 100 אטמ') וקוטרו, לטובת תכנון ראשוני, בטרם יידרש היזם לבצע בחינת סיכונים בתסקיר הסביבתי.

9.8.12 מתוך הדו"ח משנת 2006¹⁰² אנו רואים את טבלאות משלבות תקנים לגבי מרחק ממבנים:

PROXIMITY TO BUILDINGS Metres IN ACCORDANCE WITH BS PD 8010 Equation (1)			
Max Design Pressure	Ethylene	LPG	Natural Gas Liquids
Substance Factors Q from Table 3 BS PD 8010	0.80	1.00	1.25
345	217m	271m	339m
200	136m	170m	213m
150	108m	135m	169m
100	81m	101m	126m

כאשר הדו"ח מדגיש כי טבלאות הבסיס הנ"ל אינן מספקות מרחקים לגז טבעי נקי ומטופל, ולכן בדקו גם את התקן האירלנדי והתעשייתי, המציגים מרחקי הפרדה לגז טבעי נקי ויבש, וביצעו אקסטרפולציה ללחץ הגבוה מעל 100 אטמ':

Details of Proximity to buildings using IS 328 and IGE/TD/1					
Maximum Operating Pressure barg	100	150	250	272	345
Minimum Distance from Occupied Buildings m	63m	86m	132m	142m	176m

הדו"ח מדגיש שלגבי גז שאינו מטופל צריך להתייחס לטווחים שהם אינם פחותים מהטווחים לגז מטופל – גז יבש [קרי 176 מ' לגז בלחץ 345 אטמ' בצינור בקוטר זה (20 אינץ')].

¹⁰⁰ להבהרה נסביר כי מדובר התקנים האנגלי והאירלנדי הם תקנים מבוססי הסתברות לקרות תרחיש, ולא תקנים דטרמיניסטיים הלוקחים בחשבון מצב בו תרחיש הסיכון התקיים. חידוד והרחבה מופיעים בפרקים הקודמים.
¹⁰¹ משתמשים בערך סף של עד 2.5 תושבים לכל 4 דונם בכל 3 הקודים (BS8010, IS328 and IGE/TD/1), כרמה הנמוכה "הכפרית" של התייחסות לתוואי צנרת הגז, ומעליה רמה "פרברית" שבה רמת הבטיחות הנדרשת גבוהה יותר.

¹⁰² Report on Corrib Gas Pipeline Design-Proximity to Buildings, 2005,p-3

9.8.13 לאור החישובים והתחשיבים האלו הציגו מומחי **Advantica** את עמדתם לגבי מרחקים מכל מבנה :

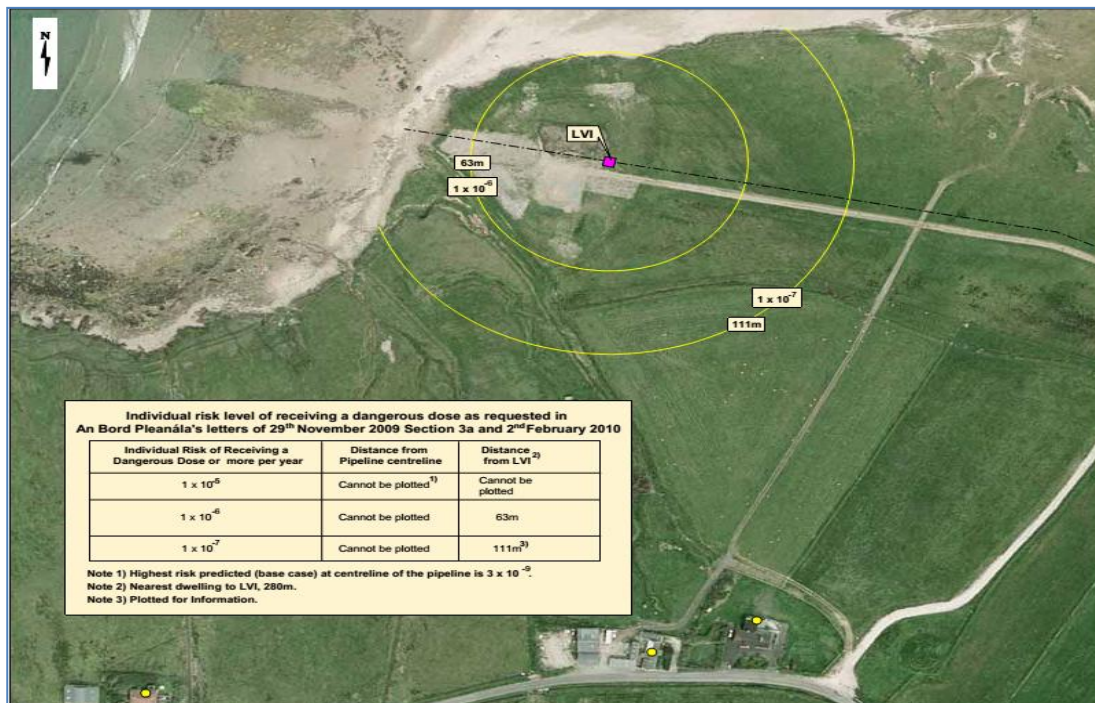
STANDARD	PROXIMITY TO BUILDINGS
UK Standard 8010 part 1 IGE TD1 UK Code of Practice Irish Standard IS 328	between 217m and 319m see Appendix 2 not stated but 176m if extrapolation is carried out. 176m as extrapolated in accordance with the standard see Appendix 2

9.8.14 לאור הקביעות האלו נקבע בחו"ד האובייקטיבית של חברת **Advantica** כי לחץ צנרת הגז המומלץ בתוואי הצנרת ספציפי צריך להיות לא יותר מ- 144 אטמ', ורדיוס אזור הסיכון המחושב, המתבסס על שימוש במתודה זו, תוך אקסטרפולציה נדרשת לאור מגבלות התקנים הוא בערך **190 מ'**.

9.9 סקר חברת DNV מאי 2010¹⁰³: בדיקת הסיכונים של חברת DNV משנת 2010, והסברים מפורטים מופיעה בנספח התסקיר הסביבתי¹⁰⁴, ובצורה מסודרת ומובנת לציבור¹⁰⁵.

9.9.1 בדיקה זו (של DNV) כללה 16 התרחישים שנבחרו מתוך 32 תרחישים (ספציפים לתוואי צנרת גז) המוגדרים בתקנות הבריטיות PD 8010 Part 1¹⁰⁶ ובהם תרחישי קורוזיה בפנים הצינור, קורוזיה חיצונית, תקלה בחומרי הבניה / תשתית; הפרעה עקב תאונה חיצונית; נזק שנגרם בכוונה תחילה ע"י צד שלישי; רעידת אדמה / תזוזות קרקע; כשלים אחרים (במקרה זה תרחיש של ברקים ומשמעויותיהם)

9.9.2 בחינת DNV בדקה סיכון לאדם בדרגה אחת מעל לרמת ההסתברות הרגילה, והגיעה למסקנה כי לצינור גז בלחץ 100 אטמ', קוטר 20 אינץ' מרחק הסיכון הוא **111 מ'**¹⁰⁷:



¹⁰³ q6_Safety_management_part_2_of_2- DNV corrib onshore pipeline QRA, 2010

¹⁰⁴ Appendix Q6.4 in the EIS

¹⁰⁵ Document No.16 Quantifies Risk Assessment Corrib pipeline -DNV- 2010

¹⁰⁶ q6_Safety_management_part_2_of_2- DNV corrib onshore pipeline QRA, 2010, pp 5-6

¹⁰⁷ q6_Safety_management_part_2_of_2- DNV corrib onshore pipeline QRA, 2010. pp-66

9.9.3 כמו כן בוצעה על התוצאות בדיקת רגישות לתוצאות ("הרעשת תוצאות") שלהלן¹⁰⁸:

Description	Risk of receiving a dangerous dose or more at the pipeline (per year)	Risk of receiving a dangerous dose or more at 246m from the pipeline (per year)	Description	Risk of receiving a dangerous dose or more at the LVI (per year)	Distance to a risk of receiving a dangerous dose of 3E-07 per year (m)
Base Case	2.92E-09	1.5E-11	Base Case	6.91E-06	91
Moving away at 1 m/s	2.93E-09	2.29E-11	LVI Generic	2.52E-05	132
Landslip	1.73E-08	6.38E-10	Third Party Intentional	6.91E-05	129
Third Party Intentional	1.98E-08	1.52E-11			

9.9.4 וכאשר הוסיפו תרחישים לבדיקה שהגיעו מועדות התכנון הגיעו לטבלה הסופית שלהלן¹⁰⁹:

Parameter	Criteria	Determining Cases		Outcome
		Case 2 Release Group B Dwellings	Case 1 Release Group A Dwellings	
Maximum pressure		100 barg	150 barg	
Release mode		2 ends open	1 end open	
Distance of person beside dwelling from rupture		234m ¹⁾	280m	
1. Highest thermal flux received	31.5kW/m ²	25 kW/m ²	14.5 kW/m ²	All cases below criteria
2. Building Burn Distance, BBD	UK HSE	180m	155m	All dwellings are outside BBD
3. Dangerous dose moving to dwelling as shelter				
3a. 5s stood still then 5m @ 2.5m/s	1,000tdu	580 tdu	247 tdu	Criteria not exceeded for base cases
3b. 5s stood still then 5m @ 1m/s	1,000tdu	830 tdu	352 tdu	
4. Maximum distance without exceeding dangerous dose				
4a. 5s stood still then maximum distance @ 2.5m/s	1,000tdu	17 m	183m	
4b. 5s stood still then maximum distance @ 1m/s	1,000tdu	7 m	73m	
5. Piloted Ignition Distance	UK HSE	205 m	178m	All dwellings outside PID
6. Distance to thermal flux threshold of 31.5kW/m ²	VROM	216m	192m	All dwellings outside PID
7. Dangerous dose moving away from the dwelling		Not relevant as all dwellings are outside PID		

Note 1) 230m has been used as the basis for modelling

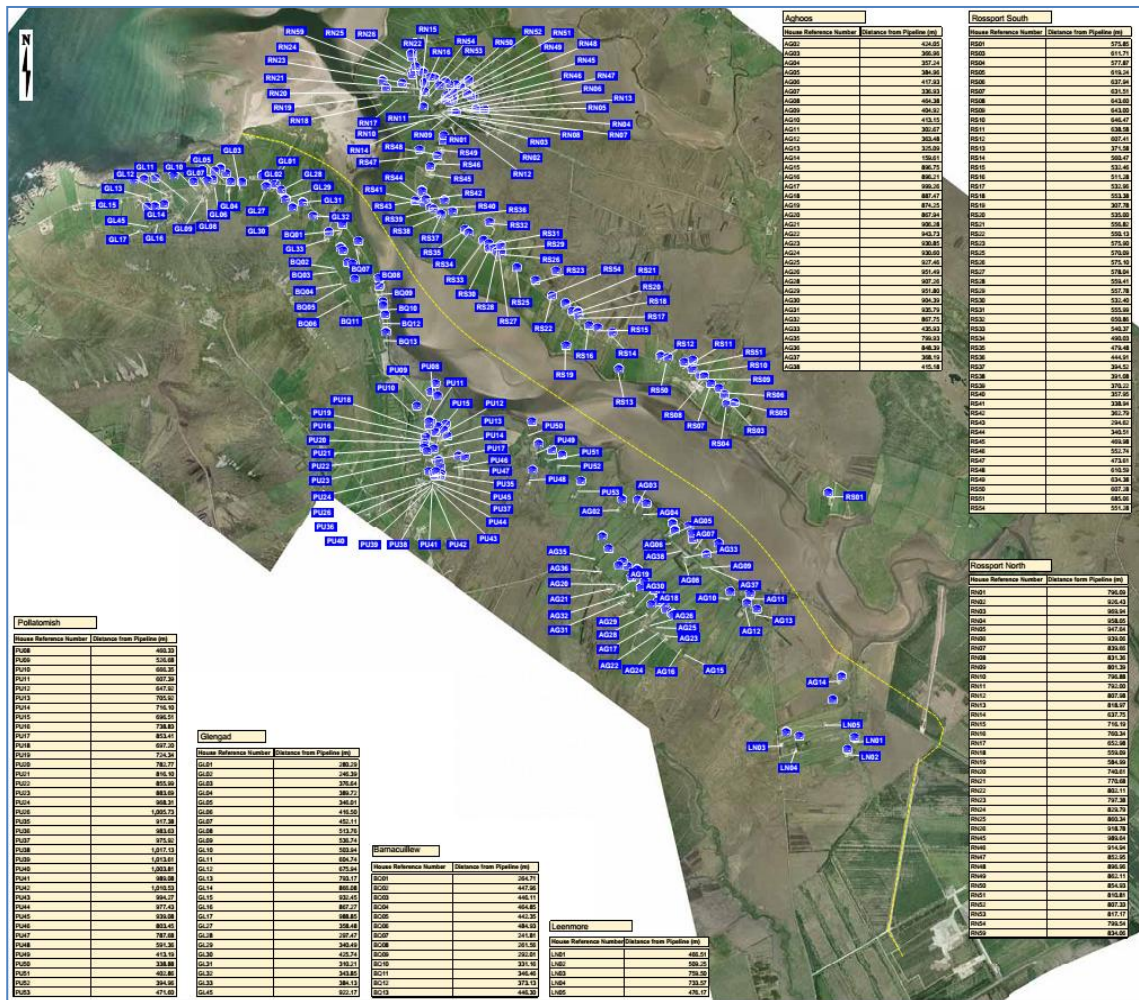
Contour	Distance, m
Code Based	
Building Proximity Distance based on I.S. 328 and PD8010 with a Design Factor not exceeding 0.3 (Corrib Pipeline)	3
Building Proximity Distance based on PD 8010 formula and Design Factor exceeding 0.3 but not exceeding 0.72	
- Upstream of LVI (150 barg)	81.3
- Downstream of LVI (100 barg)	60.4
Building Proximity Distance based on I.S. 328 (Graph Figure 1, line D) for Design Factor exceeding 0.3 but not exceeding 0.72	
- Upstream of LVI (150 barg)	88.0
- Downstream of LVI (100 barg)	63.0
Consequence Based	
Building Burn Distance	180
Distance calculated in accordance with the process outlined in An Bord Pleanála's Letters of 02.11.09 and 29.01.10	216

¹⁰⁸ q6_safety_management_part_2_of_2- DNV corrib onshore pipeline QRA, 2010. Pp-70

¹⁰⁹ COR-14-SH-077, 2010, p-3

9.9.5 בהשלמות לתסקיר הסביבתי משנת 2010, נקבע כי לחץ הגז בצנרת היבשתית לא יעלה על 100 אטמ', וכי מרחקי ההפרדה מתוואי הצנרת שנקבע מספקים את הבטיחות הנדרשת.

9.9.6 להלן מפה ובה טבלת מרחקים מכל מבית ובית לאורך הנתיב שהוצגה לציבור. המרחק הקצר ביותר לבית כולשהו הוא כ- 240 מ¹¹⁰.



9.9.7 ומה מצבו של coribb project בשלהי שנת 2013 ?

עדכון סטטוס קיים באתר האינטרנט של הפרויקט נכון לסוף אוגוסט 2013¹¹¹: הפרויקט נמצא כיום (סוף 2013) ולאחר כמעט 18 שנים מגילוי שדה הגז בים, בשלב האחרון של הפיתוח, כאשר הפקת והזרמת גז ראשונה לגריד הארצי באירלנד מתוכננת לסוף 2014/ תחילת 2015. השלב האחרון שנשאר לבניה הוא תוואי הצנרת היבשתי בן 8 ק"מ המחבר אל מתקן הטיפול היבשתי Bellanaboy Bridge Gas Terminal, הכולל מנהרה בת 4.9 ק"מ מתחת למפרץ Sruwaddacon Bay. תוואי הצנרת יעבור במרחק מינימאלי של 234 מ' מבית כל תושב, וזאת לאחר התנגדות ציבורית, הליך ארוך של בדיקות סיכונים ע"י חברות מהמובילות בעולם, ותהליכי אישור שארכו כ- 5 שנים !!

¹¹⁰ CORRIB ONSHORE PIPELINE, Proximity of Pipeline Route to Local Housing, May 2010

¹¹¹ <http://www.shell.ie/aboutshell/our-business-tpkg/e-and-p/corrib/corrib-tunnel/tunnelling-update-august-2013.html>

10. פרק דוגמאות ואירועי בטיחות – ניסיון העבר וההווה בטווחי סיכון מצנרת גז טבעי:

10.1 מבוא להצגת האירועים : מבין מאות אירועים נסתפק במספר מצומצם של אירועי פיצוץ צינורות הולכה שהשלכותיהם חורגות במידה ניכרת מטווח הבידוד שנקבע בתקן ההולנדי ובחקיקה הישראלית ושלגביהם מצוי מידע מספק בספרות. חשוב לציין שכאן אין עיסוק בתיאוריות אלא בתוצאות מוכחות וקשות בשטח. חלק מהם אירעו זמן קצר לאחר ביקורת שבוצעה לפני מועד הפיצוץ על פי דרישת הרשויות או תכתיבי התקנים. כל האמור אינו עוסק כלל בגז טבעי מונזל (LNG). המקורות למידע המוצג בפרק זה מגוונים וכוללים בעיקר את פרסומי ה-HSA הבריטי והאיחוד האירופי, מאגר המידע **ENSAD** של מכון המחקר השווייצרי (PSI (Paul Scherrer Institute), פרסומי מכון המחקר הגרמני BAM (Federal Institute for Materials Research and Testing), וכן מידע מהאינטרנט.

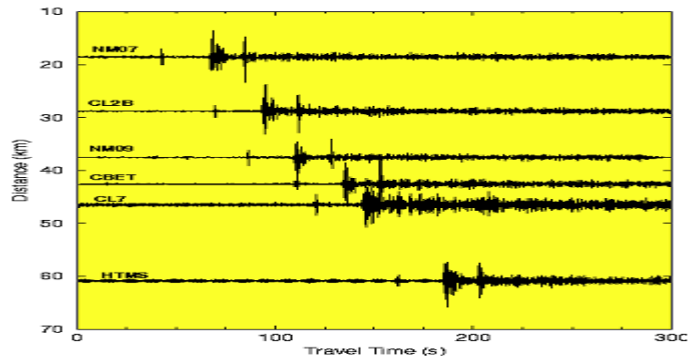
10.2 -TAEGU CITY, S. KOREA, 28.4.95

- 10.2.1** בשעה 07:52 גרם פיצוץ רב-עוצמה של גז טבעי באתר בניית רכבת תחתית בעיר השלישית בגודלה במדינה, למות 110 אנשים (ביניהם 60 תלמידים בדרכם לבתי הספר), לפציעת מאות אנשים, להרס של 195 בנינים ו-133 מכוניות.
- 10.2.2** גובה האש הגיע ל-45 מטר לאורך 275 מטר. הולכי רגל בשטח היו אפופים באש בעוד שרחוקים יותר הוטחו לרצפה. רסיסים לוחטים פגעו באנשים עד למרחק של **800 מטר**.
- 10.2.3** סיבת הפיצוץ לא הובהרה עד היום: על פי גרסה אחת **הצינור נפגע במהלך העבודה בשטח** בעוד שהאחרת טוענת **שדליפה קיימת בצינור הוצתה** על ידי מקור הצתה באזור.
- 10.2.4** ידוע כי יום לפני האירוע התלוננו אזרחים כמה פעמים, בפני החברה שבנתה בשטח, על ריח גז אך זו התעלמה מהתלונות.

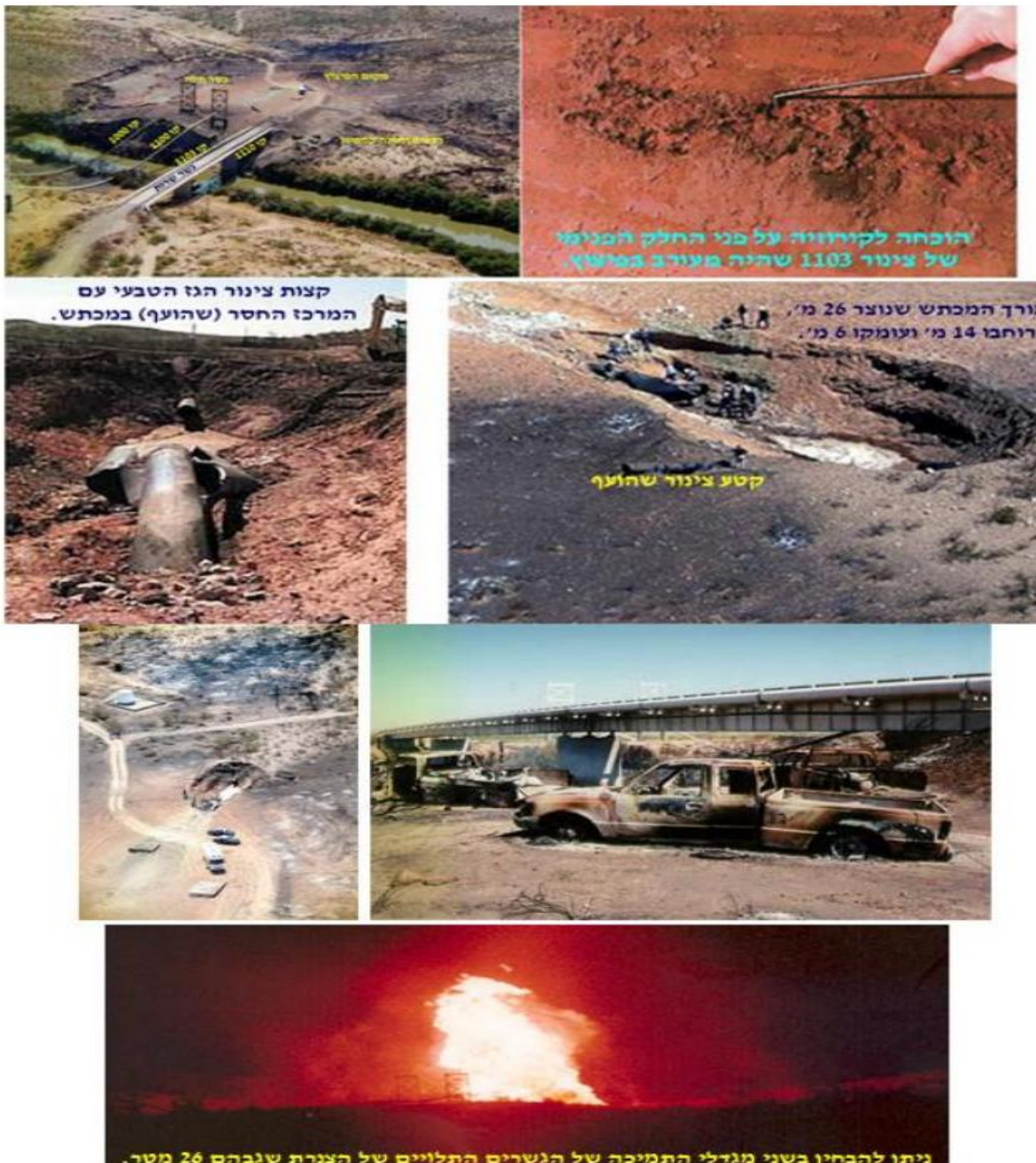
10.3 -CARLSBAD, NEW MEXICO, 19.8.2000

- 10.3.1** מכתש גדול (L 26m X W 14m X D 6m) נוצר כתוצאה מפיצוץ צינור הולכת גז טבעי (קו 1103), בקוטר "30", טמון בעומק של 4.6 מ' – לקראת יציאתו מהקרקע לחציית נהר Pecos על גשר סמוך. לחץ התפעול בזמן האירוע היה **47 באר**.
- 10.3.2** הפיצוץ אירע בשעה 05:26 והשריפה עוד 55 דקות ובמהלכם נהרגו 12 בני משפחה מורחבת שערכו פיקניק, מתחת לגשר שתמך בצינור, על גדת הנהר במרחק של כ- **205 מ'** ממוקד האירוע; סיבות המוות: כוויות חום קשות, הרעלת CO ושאיפת עשן.
- 10.3.3** . שלושת כלי רכבם וכל ציוד הפיקניק נהרסו כליל והצמחיה על גדות הנהר נשרפה. גובה הלהבה היה כ- 150 מ' והיא נראתה עד טווח של 32 ק"מ.
- 10.3.4** שניים משלושת השברים של הצינור הועפו למרחק של **71 ו-87 מטר** לכיוון הנהר כשאחד מהם פגע בכבלים שתמכו ב-2 גשרי צנרת; שני הצינורות נחתו על הקרקע בשתי גדות הנהר אך לא דלפו.
- 10.3.5** האירוע נגרם כתוצאה מנזקי קורוזיה פנימית בחלק של הצינור בו יכלו להצטבר נוזלים שהתעבו מהגז הטבעי, לרבות מים בריכוז של עד 10%. דוגמאות של תוצרי הקורוזיה הכילו רמות גבוהות של חיידקים יוצרי חומצות שהפחיתה את עוביו ב-72%.
- 10.3.6** וועדת החקירה הממשלתית שבדקה את האירוע קבעה כי : "מיקום הפיצוץ נגרם כנראה על ידי צירוף של מיקרואורגניזמים ושל אי נקיונות כמו לחות, כלורידים, חמצן, פחמן דו-חמצני ומימן גפרי (H₂S) בתוך הצינור. קורוזיה זו היא שהביאה לקריסת הצינור, לדליפת הגז ולפיצוץ שבא בעקבותיה". יש להזגיש כי הצינור נבדק על ידי החברה אך חודש לפני האירוע.

10.3.7 הפיצוץ רב העצמה נקלט בתחנות סיסמיות בטווח של עשרות ק"מ ממוקד האירוע.



באמצעותן ניתן היה לקבוע במדויק את מועד ניתוק הגז על ידי החברה שגרם לכיבוי הלהבה. צוותי החילוץ התעכבו במרחק של **800 מטר**, היות ולא יכלו להגיע לאתר הקמפינג עקב קרינת החום האדירה של הלהבה, ונאלצו להמתין עד כיבויה.



10.4 -GHISLENGHIEN, BELGIUM 30.7.2004

- 10.4.1 פיצוץ ושריפה שנבעו מקריסת צינור הולכת גז טבעי תת-קרקעי בקוטר 1 מטר (39.4") באזור תעשייה בקרבת Ghislenghien וגרמו ל- 24 הרוגים ו- 132 נפגעים שרבים מהם סבלו מכוויות קשות.
- 10.4.2 הצינור הונח בשנת 1992 בעומק 1.1 מ', עובי דופן 13 מ"מ ולחץ עבודה של 80 בר. בזמן האירוע היה הלחץ בצינור **60 בר (59 אטמ')**.
- 10.4.3 בשעה 08:15 דווח למכבי האש על דליפת גז ואח"כ נשמע קול שריקה חזקה, רעידה ונצפתה היווצרות פתאומית של חור בקרקע. לאחר 15 דקות ביקשו הכבאים סיוע של חברת הגז ובודדו את מוקד האירוע אך למרות ההתראה, לא פונו העובדים מהשטח. הדליפה התעצמה ויצרה עננה לבנה עד גובה של 15 מ'.
- 10.4.4 בשעה 09:00 קרס הצינור לחלוטין ואירע פיצוץ עז שהדף אנשים עשרות מטרים ממקומם. מקטע צינור באורך 11 מ' שמשקלו מעל לטון הועף למרחק של **150 מ'**.
- 10.4.5 ענן הגז שנוצר התלקח ויצר כדור אש שגובהו כמה מאות מטרים שהפך אחר כך ללהבה ארוכה בגובה 150-200 מ' שבערה במשך 20 דקות נוספות, עד לכלייתו של הגז בקטע הצינור שניזוק. קרינת החום היתה קיצונית, ודווח על הרס מוחלט ברדיוס של **200 מ'**.
- 10.4.6 תבניתם של מכלי הפוליאסטר של רכבי כיבוי, שעמדו במרחק של **150 מ'** מזירת האירוע וריססו את הלהבות, נהרסה בגלל קרינת החום. רכבים במרחק של **150-200 מ'** נשרפו, גגות של מפעלים הותכו ורכיבים פלסטיים בתחנה להפחתת לחץ של גז במרחק של **200 מ'** הותכו וגרמו לשריפה משנית שהציתה שישה כלי רכב נוספים.
- 10.4.7 חלק מהנפגעים היו נהגים שעברו באותו רגע באוטוסטרדה במרחק של **500 מטר** מהמוקד והחום הורגש עד לטווח של **2 ק"מ**.
- 10.4.8 רדיוס המכתש שנוצר 8-10 מטר ועומקו 3-4 מטר. צילום אוויר מראה עשב שרוף בטווח של **מאות מטרים** מכל צידי מה שנראה כחפירה ומכתש. על מקטע הצינור שהועף היו חריצים עמוקים. **נראה כי נזק מצויוד כבד שעסק בבניית מבנה חניה של מפעל שכן מעל לצינור הוא שגרם לאירוע**. עבודות אלה הסתיימו ב- 16.7.04.
- 10.4.9 שבע שנים לאחר אירוע הגז הטבעי הקשה ביותר באירופה, נותרו כמה בעיות חשובות ללא מענה:
- ☆ לאורך 10 ק"מ של הצינור היו ויברציות, שנגרמו מהזרקה גז בלחץ גבוה ובעוצמה גבוהה, שדווח שהחלישו חיבורי אוגן מרוחקים וגרמו לדליפות שכמה מהן גם הוצתו אך לא ברור באיזו מידה.
 - ☆ לא ברור מדוע מנגנוני נעילה אוטומטיים, אם הורכבו, לא הופעלו ומדוע עברו 45 דקות עד שהופסקה ההזרמה למקטע הצינור הפגוע על ידי טכנאי החברה.
 - ☆ מפליא שקריסת הצינור אירעה 45 דקות לאחר גילוי הדליפה אבל המידע על הסיבה לשבר הוא זעום ביותר.
 - ☆ הועלתה ספקולציה שקירור עצמי כתוצאה מהתפשטות של גז בלחץ גבוה הביא את פלדת הצינור מתחת ל- DBTT (ductile-brittle transition temperature); להשערה זו יש בפורטנציה השלכות חשובות על התאמת הפלדה לצנרת הולכת גז טבעי.
 - ☆ על פי כמה מקורות היה בלבול בקשר למספר, סוג ומיקום צנרת תת-קרקעית בזירת האירוע והאם סימוני הצינורות הוצבו במיקום נכון.



– GRÄVENECK-HESSEN, WEINBACH, GERMANY 28.8.07 10.5

10.5.1 צינור הולכת גז, בקוטר 60 ס"מ (23.62") ובלחץ עבודה של 100 באר, התבקע והתפוצץ במרחק של כ- 250 מטר מביתו הקיצוניים של הכפר Gräveneck שנמצא מעבר לנהר Lahn;



10.5.2 הלהבות הגיעו לגובה של 50 מטר ולאורך של 100 מטרים והאש הגיעה לטמפרטורה של 1,000°C.

10.5.3 שטח ברדיוס של 150 מ' ממוקד האירוע נשרף לרבות הקרקע. נזקים ליער היו עד לרדיוס של 300 מטר.

10.5.4 האירוע הושווה בדיווחים שונים לתרחיש אחרי התפרצות הר געש. האש השתוללה במשך שעה למרות שזרימת הגז נותקה לאחר 10 דקות.

10.5.5 הגז דלף מהצינור ובשלב ראשון התלקח; לאחר מכן הצינור התבקע ולהבת הגז שהתפוצץ והתלקח התפרצה לכיוון הכפר כשהיא מדלגת על הנהר. גל ההדף והחום העצום עיוותו דלתות חניה, ניפצו זגוגיות חלונות והתיכו וילונות בכפר שבתיו הקיצוניים נמצאים כאמור במרחק של 250 מטר ממוקד הפיצוץ.

10.5.6 במקום נמנו 16 נפגעי חרדה ואובדן שמיעה. מסילת הברזל לאורך הנהר ניזוקה לאורך של 100 מטרים כמו גם נזקים לעצים, למתקן לטיפול בשפכים ולצנרת ביוב עשויה מ-PVC ולמבנים רבים.

10.5.7 הגורם לאירוע היו כנראה עבודות להנחת צינור גז חדש בסמוך לצינור הקיים, בשילוב עם משקעים רבים ועליית פני המים בנהר, שהביאו לתזוזות קרקע. הדבר גרם לשחיקה ולבקיעת ריתוכים של הצינור הקיים.



– APPOMATTOX, VA, USA 14.9.08 10.6

- 10.6.1 צינור גז טבעי, בקוטר 36" ובלחץ עבודה של **800psi (55 באר)**, התבקע ליד תחנת שאיבה של גז בבוקר יום ראשון, בשעה 07:44.
- 10.6.2 ההתבקעות הותירה די זמן (כדקה) לכמה תושבים להתפנות מבתיהם, לפני שהתפוצצות נוספת שלחה כדור אש בגובה של מעל ל- 90 מטר לאוויר, שהתפרצו ככדור אש שהרס שני בתים ופצע 5 אנשים. כדור האש הצית שטח בקוטר **343 מטר**.
- 10.6.3 ההתבקעות הראשונה העיפה קטע צינור באורך 9 מטר וסלעים ושברים אחרים על גגות בתים סמוכים.
- 10.6.4 הפיצוץ נגרם כתוצאה מקורוזיה בצינור שלא נתגלתה על ידי המכשירים בבדיקה שנערכה שלושה חודשים לפני האירוע.
- 10.6.5 עקב חשש של ה- PHMSA (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration) מבצועים ירודים של מערכת ההגנה הקתודית והיווצרות קורוזיה, הורידה החברה את לחץ הגז בשני צינורות נוספים מקבילים לצינור שהתבקע, מ- 800psi ל- 670psi.



CLEBURNE, TEXAS, USA 7.6.10 10.7

- 10.7.1 בשעה 15:00 התפוצץ צינור הולכת גז טבעי בקוטר 36" בחווה חקלאית ליד העיירה Cleburne, שנמצאת באזור רווי בבארות ובצנרת גז טבעי בטקסס, ארה"ב.
- 10.7.2 באירוע נהרג אדם אחד ושמונה נפגעי כוויות שנמלטו מאזור האירוע הובהלו לבתי חולים, כולם עובדי חברה שהציבה עמודי חשמל בקו חדש שנבנה באזור עבור חברת החשמל המקומית.
- 10.7.3 העובד שנהרג נהג במשאית שקדחה כלונסאות בקרקע שתשמשה כבסיס לעמודי החשמל. הצינור שהתפוצץ נפגע על ידי כלי החפירה ושטף הגז שנפלט יצר כדור אש ברדיוס של **350 מטר** שחרך שטח של למעלה מ- 200 דונם ונראה ממרחק של עשרות קילומטרים.

10.7.4 עצמת הפיצוץ ניתקה והטילה את מרכיב המקדח של המשאית, ששוקל למעלה מ- 900 ק"ג, למרחק של 76 מטר ממוקד האירוע והטילה את המשאית עצמה במהופך. גופת ההרוג נמצאה במרחק של למעלה מ- 180 מטר ממקום הפיצוץ.

10.7.5 החום שנפלט הכריח את הכבאים להישאר במרחק של 800 מטר מהמוקד עד שהגז פסק מלזרום והם לא היו מסוגלים להתיז מים על הלהבות.

10.7.6 למרות שהקו היה מצויד בשסתומי סגירה אוטומטיים האש כבתה רק שעתיים לאחר ההתפוצצות.

10.7.7 בחקירה היו חילופי האשמות בקשר לאיכות סימון הקו בשטח והאם הודיע הקבלן לרשויות על כוונתו לעבוד במקום והאם קיבל אישור לכך. יש לשים לב לצינור הגז המבוקע לאורך מטרים רבים.



שילוב צילומי אוויר

של מקום הפיצוץ מראה את הצינור המבוקע (במרכז); את השרידים המפויחים של משאית הקידוח (למטה) ואת המקדח הגדול ששימש כנראה בזמן הפיצוץ (למעלה).

SAN BRUNO, CALIFORNIA, USA 9.9.10 10.8

- 10.8.1** מעט לאחר השעה 18:00 פרצה שריפת ענק כתוצאה מהתבקעות צינור הולכת גז טבעי בקוטר 30" (76 ס"מ) באזור מגורים של פרבר ליד שדה התעופה של סן-פרנציסקו.
- 10.8.2** הפיצוץ היה כה עז עד שבתחנות סיסמולוגיות הוא נרשם כרעידת אדמה בדרגה 1.1. תשעה אנשים נהרגו ו- 57 הובהלו לבתי חולים. 38 בתים נהרסו עד היסוד, 9 נוספים נפגעו קשה ועוד למעלה ממאה ניזוקו במידה פחותה מהאש, שהגיעה לגובה של 90 מטר, שהשתוללה בשטח של למעלה מ- 60 דונם.
- 10.8.3** הכבאים השתלטו על הדליקות הרבות בשטח רק למחרת. עדי ראייה תיארו את האזור לאחר השריפה כעיר רפאים עם מכוניות מותכות לצד הכביש ושאריות בתים, שחלקם נותרו רק עם הארובה עומדת. בסך הכל פונו 315 בתים מיושביהם.
- 10.8.4** ועדת חקירה קבעה שהסיבה לאירוע היתה בעיה במרכז הבקרה של החברה שגרמה לכשל שסתום שפיקח על הלחץ בצינור. השסתום עבר למצב פתוח מלא מהמצב של פתיחה חלקית והדבר גרם לעליית הלחץ מעל לרמת הלחץ המקסימלית המותרת של הצינור (MAOP) **386 psig** (27 באר) לעומת **375 psig**, לפריצת גז ולפיצוץ שבא בעקבותיה. הצינור הונח ב- 1956 והיה מוגן קתודית. על פי רישומי החברה הצינור היה ללא תפרים אבל במקטע הצינור שכשל היו תפרי הלחמה, כמה מהם פגומים.
- 10.8.5** דו"ח של ה- NTSB (National Transportation Safety Board) מותח ביקורת קשה ביותר על התנהלות החברה. כאמור לעיל, עקב בעיות במרכז הבקרה במרחק של 64 ק"מ מזירת האירוע עבר שסתום בקרת הלחץ של הצינור למצב פתוח מלא דבר שגרם להזרמה מוגברת של גז לצינור. הלחץ בצינור עלה ל- **386 psig**. החברה טוענת שבכך היא לא חרגה מה- MAOP שהיה לטענתה 400 psig. ה- NTSB לא סיכם זאת אך קבע כי לאור המידע המוטעה לגבי סוג הצינור לא ניתן היה כנראה לקבוע מהו הלחץ המירבי המותר בצינור MAOP בנסיבות אלה.
- 10.8.6** עליית הלחץ בצינור גרמה לביקוע ההלחמות הפגומות באותו מקטע של הצינור ולהתפרצות כמויות גז שהתלקח לעמוד אש ענקי.
- 10.8.7** עובדי החברה הגיעו במהירות לזירת האירוע אבל לא היו מוסמכים לתפעל את שסתומי קו הצנרת ולכן עברו 95 דקות עד לניתוק אספקת הגז לצינור המבוקע.
- 10.8.8** משיקולי עלות/תועלת החליטה החברה ב- 2006 שלא להתקין שסתומי סגירה אוטומטיים ברבים מקווי ההולכה שלה בטענה שהם לא יוסיפו בטיחות לצינור או ימנעו נזק לרכוש מכיוון שהנזק כבר ייגרם לפני שלסגירה האוטומטית תהיה השפעה. הרשויות לא הסכימו עם טענה זו והסתפקו בכך.



10.9 בנוסף לאירועים שתוארו לעיל נביא נתונים שהופיעו בפרסום של ה- HSE הבריטי משנת 2002¹¹², הכוללים סיכום של 17 אירועים שאירעו בארה"ב ובקנדה בשנות הששים עד שנות התשעים של המאה הקודמת. נציין כי פרסומים דומים מופיעים בדוח המחקר הגרמני BAM משנת 2009¹¹³ ובמסמכים נוספים¹¹⁴.

10.9.1 ואלה האירועים ומקורות המידע שמופיעים בפרסום הנ"ל:

Bealeton, Virginia	NTSB/PAR-75-02	09/06/74
Beaumont, Kentucky	NTSB/PAR-87-01	27/04/85
Cartwright, Louisiana	NTSB/PAR-77-01	09/08/76
Edison, New Jersey	NTSB/PAR-95-01	23/03/94
Farmington, New Mexico	NTSB/PAR-75-03	15/03/74
Houston, Texas	NTSB/PAR-71-01	09/09/69
Hudson, Iowa	NTSB/PAR-83-02	04/11/82
Ignace, Ontario	TSBCanada, AppF	10/03/85
Jackson, Louisiana	NTSB/PAR-86-01SUM	25/11/84
Lancaster, Kentucky	NTSB/PAR-87-01	21/02/86
Latchford, Ontario	TSBC/P94H0036	23/07/94
Lowther, Ontario	TSBCanada, AppE	20/08/85
Maple Creek, Saskatchewan	TSBC/P94H0003	15/02/94
Monroe, Louisiana	NTSB/PAR-75-01	02/03/74
Natchitoches, Louisiana	Docket CP65-267	04/03/65
Potter, Ontario	TSBCanada, AppA	15/07/92
Rapid City, Manitoba	TSBC/P95H0036	29/07/95

10.9.2 בטבלה להלן מופיעים עיקרי הממצאים הרלבנטיים לענייננו:

השטח (מ ²)	רוחב השטח (מ')	אורך השטח (מ')	לחץ (באר)	קוטר (")	האירוע
20,800	125	213	50.5	30	Bealeton
29,700	152	213	69.7	30	Beaumont
46,000	*242	*242	54.1	20	Cartwright
104,000	270	425	68.2	36	Edison
6,500	182	182	32.9	12.76	Farmington
9,000	47 E ,52 W	91 N	55.5	14	Houston
—	*124	*124	57.7	20	Hudson
23,000	*171	*171	66.5	36	Ignace
38,200	110	442	71.4	30	Jackson
60,000	324	335	69.4	30	Lancaster
47,000	*244	*244	68.95	36	Latchford
48,600	*249	*249	67.89	36	Lowther
85,000	*329	*329	83.22	42	Maple Creek
40,500	*227	*227	56	30	Monroe
55,850	150	318	54.6	24	Natchitoches
162,000	200	300	69.07	36	Potter
196,200	200	400	60.68	42	Rapid City

* בהנחה של שטח שריפה עגול

¹¹² "Report on a second study of pipeline accidents using the Health and Safety Executive's risk assessment programs MISHAP and PIPERS", RESEARCH REPORT 036, 2002

¹¹³ BAM Federal Institute for Materials Research and Testing , *Research report 289:On the risks of transporting liquid and gaseous fuels in pipelines*, 2009

¹¹⁴ European Commission ,Directorate-General Environment , *Assessing the case for EU legislation on the safety of pipelines and the possible impacts of such an initiative- Final Report* , ENV.G.1/FRA/2006/0073 , December 2011,

10.9.3 משורת אירועים אלה עולות המסקנות הבאות:

10.9.3.1 רק בשני אירועים היה קוטר הצנרת גדול משלושת הצינורות המתוכננים בתוואי עמק חפר; ברובם המכריע הוא היה קטן יותר.

10.9.3.2 בכל האירועים היה הלחץ בצנרת נמוך משמעותית מזה המתוכנן בתוואי עמק חפר (110 באר')

10.9.3.3 ברוב המוחלט של האירועים לא פחת אורך השטח שנשרף (שמייצג במסמך ערך של כ- 25Kw/m^2) מ- 200 מטר והוא הגיע עד לאורך של יותר מ- 400 מטר.

10.9.3.4 ברוב המוחלט של האירועים לא פחת רוחב השטח שנשרף מ- 100 מטר והוא הגיע עד לאורך של יותר מ- 300 מטר.

10.9.3.5 ברוב המוחלט של האירועים לא פחת השטח שנשרף מגודל של 20 דונם והוא הגיע עד לשטח של כמעט 200 דונם.

10.9.3.6 ועל כן המסקנה הלוגית והמקצועית שלא ניתן להימנע ממנה היא שטווח הפרדה של 45 מטר מקו צנרת הולכה ראשי שקוטרו "36 שמוליך גז טבעי בלחץ של 110 באר היא במקרה הטוב בדיחה גרועה, אבל מאד מסוכנת. הדבר נכון על אחת כמה וכמה עבור קו שמכיל שני צנורות כאלה של גז גלמי לא מטופל ועוד צנור אחד כזה של גז מטופל.

מוסדות התכנון בישראל חייבים לשקול את הנושא שנית מכיוון שמבחינה מקצועית (ואפילו באמות מידה הסתברותיות) התקן שקבעו אינו עומד במבחן המציאות והוא עלול להביא לתוצאות קשות לתושבי האזור.

10.10 ניתן אפוא לסכם פרק זה בכך שהתקן ההולנדי, ובעקבותיו התקיקה הישראלית, אינם משקפים את חומרת הסיכון הנובע מצנרת גז טבעי מוטמנת שנמצאת בקרבת רצפטורים ציבוריים שנמצאים בקרבתם. קביעה זו אינה נסמכת על חישובים מלומדים (שאיננו מבטלים את חשיבותם) אלא על העובדה המתבקשת, שמתבססת על ממצאים ולקחים שהוסקו כתוצאה מאירועים רבים מאד שהיו, רובם בארה"ב בה קיימת רשת רבת שנים של כ- 500 אלף ק"מ צנרת הולכה של גז טבעי ובמדינות כמו קנדה, בלגיה, גרמניה וקוריאה הדרומית ובמדינות נוספות שלא מופיעות כאן. גם בריטניה, שאימצה את הגישה ההסתברותית כמו הולנד, קובעת (ראו ס' 8.17) הגיעה למסקנה ברורה שערכי התקן ההולנדי עבור צנרת גז טבעי הם מקלים מדי.

10.11 עוד נוסף כי ב- 2011 פרסם האיחוד האירופי גרסה סופית של מסמך (להלן- "המסמך האירופי"¹¹⁵) שכותרתו:

Assessing for EU legislation on the safety of pipelines and the possible impacts of such initiative

10.11.1 המסמך האירופי סוקר בסעיף 2.2.2 אירועי צנרת הולכת גז טבעי בעולם. האירועים מוצגים במסמך

על מנת להדגים את הפוטנציאל מבלי להתייחס לשאלה האם תקני הבטיחות האירופיים הקיימים הורידו את

הסיכון (Risk) של אירועים כאלה. שלושת האירועים החמורים שמופיעים במסמך, המייצגים את צנרת הגז

הטבעי, מוצגים לעיל והם האירועים ב- *San Bruno, CA* ו- *Ghislenghien, Belgium, Carlsbad, NM*.

בכולם, מצוין גם במסמך האירופי, טווחי הסיכון חורגים בהרבה מטווחי הסיכון של התקן ההולנדי.

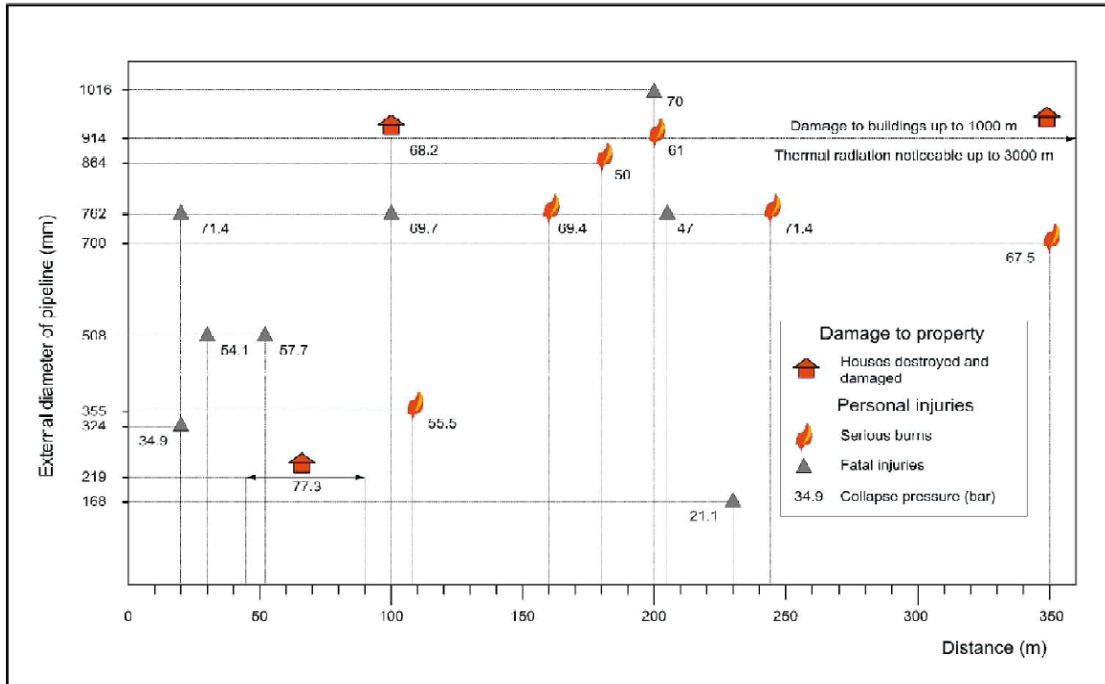
¹¹⁵ European Commission, Directorate-General Environment, *Assessing the case for EU legislation on the safety of pipelines and the possible impacts of such an initiative- Final Report*, ENV.G.1/FRA/2006/0073, December 2011,

10.11.2 בסעיף 2.2.3 שכותרתו: **Natural gas, BAM study on consequences (2009)** מובאים ממצאי

מכון BAM הגרמני משנת 2009 על ההשלכות המדווחות של אירועי צנרת גז טבעי. גם הם (כמו בחקיקה האמריקאית) מצאו קורלציה בין קוטר הצינור (כלומר קצב המסה הזורמת) והלחץ בעת הקריסה לרדיוס הסיכון.

10.11.3 בכמה מקרים נזק שנגרם מקרינת חום הגיע לטווחים של 1,000-350 מטרים. גובה הלהבה יכול להגיע

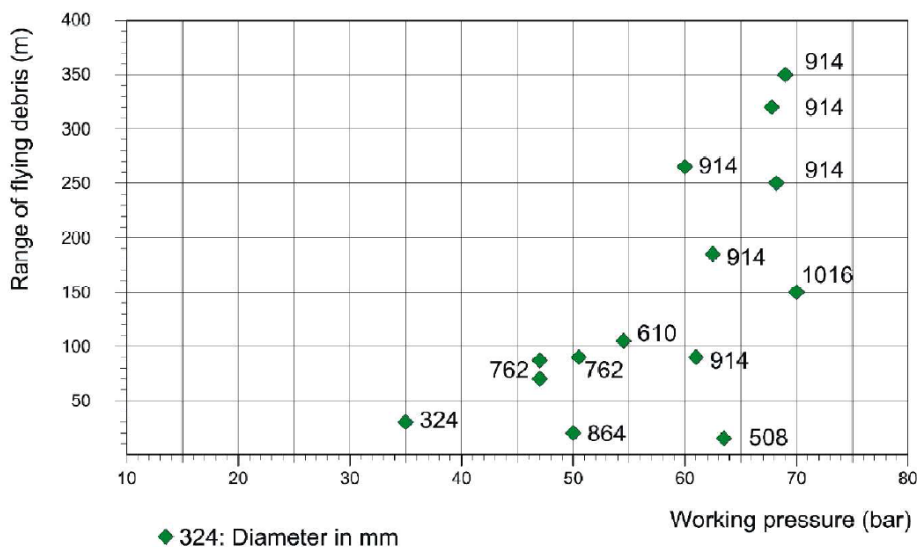
ל-150 מטר והיו דיווחים על מקרים בהם הורגשה בבירור קרינת חום אפילו במרחקים גדולים יותר. התוצאות מסוכמות בשרטוט הבא:



Reported hazard radiuses resulting from thermal radiation in natural gas pipeline failures

10.11.4 הסיכום של BAM מציין גם את גל ההלם כגורם סיכון אך לא ממליץ על טווחי נזק מסוג זה. גורם

נוסף לנזק הוא שברים מעופפים של קטעי צינור, חלקי ציוד או קרקע (אבנים, סלעים). מהמידע שברשותו הוא מדווח על טווח מקסימלי של 350 מטר ומוצא קורלציה בין הלחץ בצינור וטווח הסיכון. התוצאות מסוכמות בשרטוט הבא:



Reported ranges of flying debris for natural gas pipelines

10.11.5 במסמך האירופי מציינים חזור והדגש כי אין די מידע באיחוד האירופי על אירועי צנרת גז טבעי וזאת משתי סיבות: האחת, במאגר המידע המוקדש לנושא זה – EGIG מכסה 50% מאורך הצנרת האירופית כשהמידע אינו מתפרסם בצורה סדירה; והשנייה, מספר האירועים הנמוך באירופה (40-30 בשנה) והמגמה המתמשכת המתמדת בירידתו אינו מאפשר להוות בסיס סטטיסטי אמין לניבוי השלכותיהם של אירועים אלה. לכן, קובע המסמך בסעיף 6.3.5 כי "מידע מאירועים הוא לכן האינדיקטור העיקרי לבטיחות" (*"...Incident data are therefore the main indicator for safety"*). ואחת ממסקנותיו בסעיף 6.5 היא "להעברת חומרים מסוכנים על ידי צנרת ביבשה יש פוטנציאל של סכנה חמורה, שהוצג באמצעות כמה דוגמאות של אירועים". (*"Onshore pipeline transport of dangerous substances has a major hazard potential, which is demonstrated through several case examples"*);).

10.12 לסיכום פרק זה :

- 10.12.1 שורת אירועים בצנרות הולכת גז טבעי בלחץ גבוה שהוצגה בפרק הנוכחי, פרק 10 דלעיל, מדגימה כי טווחי הסיכון של צנרת גז טבעי מגיעים למאות מטרים – נזקי גוף ורכוש.
- 10.12.2 התקנים והסטנדרטים הקיימים במדינות בהן אירעו תאונות וכשלים, מלמדים כי מרחקי ההפרדה מתוואי צנרת גז בקטרים גדולים ובלחץ גבוה צריכים להיות בטווחים של 200 מ' ויותר.
- 10.12.3 מכל האמור לעיל ניתן לקבוע כי מרחקי הפרדה של 45 מטר מצנרת הולכה של גז טבעי, כפי שקובע התקן ההולנדי ובעקבותיו גם החקיקה הישראלית, הוא מרחק התלוש מהמציאות בשטח, ובחקיקה בעולם, וחובה על הרשויות במדינת ישראל לקיים מוחות בחינה מעמיקה והחלטה מחודשת (לפחות על בסיס המחקר האירופי) מכיוון שהנזקים הפוטנציאליים מכשל כזה הם לא רק בנזקי רכוש אלא חלילה גם בחיי אדם.
- 10.12.4 על מסקנות חמורות אלה יש להוסיף כי חקירות האירועים שהוצגו בפרק זה מלמדות כי כאשר מדובר בגז טבעי גלמי, מדובר בחומר שעלול לזרוז תהליכי קורוזיה פנימית בצינור עקב נוכחות מזהמים מחד ולחות מאידך – שילוב שידוע כגורם לסכנה של קורוזיה מוגברת.
- 10.12.5 בסקירת כל האירועים במסמך זה והנתונים בשרטוטים ובטבלאות ניוכח כי נתוני קו ההולכה המתוכנן בעמק חפר חורגים לא רק במידיו (קוטר הצינור קרוב ל-1 מטר!) אלא בעיקר בלחצי העבודה המתוכננים של 110 באר. באירועים המתוארים לעיל לא עלה לחץ העבודה בצנרת על 60 באר ובאירוע הכל כך חמור ב- San Bruno בקליפורניה, לחץ הצנרת היה 27 אטמ' בלבד!
- 10.12.6 גורם סיכון נוסף, שאינו מוגדר כגז טבעי הוא הקונדנסט, אליו לא מתייחס כלל התסקיר. בבריטניה עולים באופן ניכר מרחקי ההפרדה של צנרת קונדנסט על אלה של הגז הטבעי.
- 10.12.7 על כן, בהערכה ועל בסיס תאונות האמת ומחקרים שנערכו בעולם, תוואי המוצע בתמ"א 37 ח' לתוואי צנרת ההולכה של הגז הגלמי עלול אפוא לסכן ממשית שורה ארוכה של ישובים, במידה והם יכללו בטווחים מתחת ל: 200-300 מ'.

ביבליוגרפיה

- (1) תמ"א 37ח'תסקיר סביבתי יבשתי מט"ש מרץ, פרקים ג-ה'
- (2) צו הגז (בטיחות ורישוי) (מיתקנים להולכת גז טבעי), תשנ"ז-1997
- (3) פרוטוקול מס' 114 לשיבת ועדת הפנים והסביבה. מיום 5.11.13
- (4) ב. פירסט, חו"ד המשרד להגנת הסביבה על התסקיר הסביבתי לתמ"א 37ח', 7.11.13
- (5) BAM Federal Institute for Materials Research and Testing, *Research report 289:On the risks of transporting liquid and gaseous fuels in pipelines*, 2009
- (6) European Commission, Directorate-General Environment, *Assessing the case for EU legislation on the safety of pipelines and the possible impacts of such an initiative- Final Report*, ENV.G.1/FRA/2006/0073, December 2011,
- (7) A.A.C. van Vliet | L. Gooijer | G.M.H. Laheij, RIVM Report 620550004/2011, *On-site natural gas piping Scenarios and failure frequencies*, National Institute for Public Health and the Environment, 2011
- (8) CRS, *Keeping America's Pipelines Safe and Secure: Key Issues for Congress*, 9.1.2013,
- (9) C-FER Technologies, GRI-00/0189 - *A MODEL FOR SIZING HIGH CONSEQUENCE AREAS ASSOCIATED WITH NATURAL GAS PIPELINES*, October 2000
- (10) Baker, *Mechanical Damage Study – final report to U.S. Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration Office of Pipeline Safety*, April 2009
- (11) The U.S. Department of Transportation's Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA), Office of Pipeline Safety (OPS), *Building Safe Communities: Pipeline Risk and its Application to Local Development Decisions*, Office of Pipeline Safety, October, 2010
- (12) PIPA, *Partnering to Further Enhance Pipeline Safety In Communities Through Risk-Informed Land Use Planning- Final Report of Recommended Practices*, November 2010
- (13) Oak Ridge National Laboratory, *Studies for the Requirements of Automatic and Remotely Controlled Shutoff Valves on Hazardous Liquids and Natural Gas Pipelines with Respect to Public and Environmental Safety*, ORNL/TM-2012/411, October 31, 2012
- (14) National Transportation Safety Board, *"NTSB Most Wanted List: Enhance Pipeline Safety,"* November 2012
- (15) GRI-00/0189: *A Model for Sizing High Consequence Areas Associated With Natural Gas Pipelines*, C-FER Technologies, Edmonton, Alberta, Canada, October 2000
- (16) *CSA plus 663 -Land use planning for pipelines: A guideline for local authorities, developers, and pipeline*, 2004
- (17) Advice from the NSAI letter explaining the pipeline regulations 7.2010
- (18) RVIM, CPR-18, *'Purple book'-Guidelines for quantitative risk assessment*, PGS 3 edition (2005),
- (19) *NEW UK PIPELINE RISK ASSESSMENT CODES – IChemE TD/2 AND PD 8010 PART 3, SYMPOSIUM SERIES NO. 155, 2009 IChemE,*)
- (20) **Report on Corrib Gas Pipeline Design-Proximity to Buildings, 2005.**
- (21) **Corrib project- 01-Advantica Independent Safety Review-Jan06**
- (22) **Corrib Onshore Pipeline- EIS non_technical_summary - MAY 2010**
- (23) **Report on Corrib Gas Pipeline Design-Proximity to Buildings, 2005**

- (24) q6_Safety_management_part_2_of_2- DNV corrib onshore pipeline QRA, 2010
- (25) Document No.16 Quantifies Risk Assessment Corrib pipeline -DNV- 2010
- (26) **CORRIB ONSHORE PIPELINE**, Proximity of Pipeline Route to Local Housing, May 2010
- (27) *Report on a second study of pipeline accidents using the Health and Safety Executive's risk assessment programs MISHAP and PIPERS"* , RESEARCH REPORT 036, 2002
- (28) PHMAS, **PIPELINE SAFETY REGULATIONS :PART 191, PART 192: TRANSPORTATION OF NATURAL AND OTHER GAS BY PIPELINE: MINIMUM FEDERAL SAFETY STANDARDS** ,(Current through Amendment 116), 2011
- (29) **CLEAN AIR ACT** , 42 U.S.C. §7401 et seq. (1970), section 112® :Accidental Release Prevention/Risk Management Plan Rule.
- (30) **NEPA ACT** , 42 U.S.C. §4321 et seq. (1969)
- (31) **CFR-2010-title49-vol3-part192- gas pipeline calculations**
- (32) *Gas transmission pipeline integrity management regulation*
- (33) Pipeline Safety Improvement Act of 2002, Improvement Act of 2002 (P.L. 107-355)
- (34) Enforcement and Safety Act of 2006 (PIPES Act, P.L. 109-468)
- (35) **The National Energy Board Onshore Pipeline Regulations (OPR)**
- (36) CALIFORNIA CODE OF REGULATIONS, TITLE 19. PUBLIC SAFETY, DIVISION 2. OFFICE OF EMERGENCY SERVICES, CHAPTER 4.5 CALIFORNIA ACCIDENTAL RELEASE PREVENTION (CalARP) PROGRAM, Detailed Analysis- Final CalARP Program Regulations June 28, 2004
- (37) **ERCB Directive 056: Energy Development Applications and Schedules (September 2011)**
- (38) Directive071-2009-elbrata-Emergency Preparedness and response (N
- (39) **DIRECTIVE 2012/18/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 4 July 2012 on the control of major-accident hazards involving dangerous substances, amending and subsequently repealing Council Directive 96/82/EC**
- (40) **DIRECTIVE 2011/92/EU of 13 December 2011 on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment**
- (41) **The EIA Directive (85/337/EEC)**
- (42) Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council **amending Directive 2011/92/EU,2013**
- (43) **European Communities ,Control of Major Accident Hazards Involving Dangerous Substances, Regulations** , Reg-si_no_74_of_2006
- (44) **Dutch Circular Risk Standards transport of dangerous goods, 2011**
- (45) **Dutch External Safety pipelines Regulations, 2010**
- (46) **Germany- Environmental Impacts Assessment Act (UVPG), 2001**
- (47) **Energy Industry Act (EnWG)**
- (48) **Control of Major Accident Hazards Involving Dangerous Substances Regulations 2006** (S.I. No. 74 of 2006) (major hazard sites) and the siting of new major hazard sites.
- (49) PADHI HSE's land use planning methodology guidance.
- (50) ASME/ANSI B31.8S, Section 5 (ASME, 2010)
- (51) *Canadian Standards Association (CSA) CSA Z662-11, Annex B, Guidelines for Risk Assessment of Pipelines*
- (52) **EN 1594:2000** -Pipelines for maximum operating pressure over 16 bar functional requirement

- (53) **EN 14161:2003** - Petroleum and natural gas industries - Pipeline transportation systems (**ISO 13623:2000 modified**)
- (54) **NEN 3650-1, NEN 3650-2**
- (55) British Standards BS 8010
- (56) British Standards PD 8010-3:2009- guide to pipeline risk
- (57) **INSTITUTION OF GAS ENGINEERS AND MANAGERS, IGEN/TD/1** Edition 5, STEEL PIPELINES AND ASSOCIATED INSTALLATIONS FOR HIGH PRESSURE GAS TRANSMISSION
- (58) <http://primis.phmsa.dot.gov/comm/SafetyStandards.htm?nocache=4596>
- (59) <http://www.nrcan.gc.ca/energy/sources/natural-gas/pipeline-faq/2248#>
- (60) <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rsftyndthnvrnmnt/sfty/nbsftyfrm2013/xtrnlprsnttn/ken-paulsonq-eng.html>
- (61) <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rpblctn/ctsndrgltn/rrggngmpnb/nshrppln/nshrppln-eng.html>
- (62) <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rsftyndthnvrnmnt/sfty/nbsftyfrm2013/xtrnlprsnttn/ken-paulsonq-eng.html>
- (63) <http://www.sodm.nl/english/subjects/gas-pipelines>
- (64) www.risicokaart.nl
- (65) <http://www.psi.ch/info/>
- (66) www.rivm.com
- (67) <http://www.shell.ie/aboutshell/our-business-tpkg/e-and-p/corrib/about.html>
- (68) <http://s04.static-shell.com/content/dam/shell-new/local/country/irl/downloads/exploration-and-production/publications/gas-terminal.pdf>
- (69) <http://www.shell.ie/aboutshell/our-business-tpkg/e-and-p/corrib/about/overview.html>
- (70) <http://www.shell.ie/aboutshell/our-business-tpkg/e-and-p/corrib/pipeline/onshore.html>
- (71) <http://s00.static-shell.com/content/dam/shell-new/local/country/irl/downloads/about-shell/map-2010.pdf>
- (72) <http://www.shell.ie/aboutshell/our-business-tpkg/e-and-p/corrib/corrib-tunnel/tunnelling-update-august-2013.html>
- (73) http://www.hsa.ie/eng/Your_Industry/Chemicals/Control_of_Major_Accident_Hazards/MAPP_and_Safety_Management/MAPP_and_Safety_Management.html
- (74) http://www.hsa.ie/eng/Your_Industry/Chemicals/Control_of_Major_Accident_Hazards/Legislation_and_Guidance/
- (75) http://www.hsa.ie/eng/Your_Industry/Chemicals/Control_of_Major_Accident_Hazards/Land_Use_Planning/
- (76) <http://www.hse.gov.uk/landuseplanning/padhi.pdf>