مطالعات ساختاری- اقتصادی طرح ارتقای سیستم انتقال ۶۳ کیلوولت دو مداره سراوان – سوران به سطح ۲۳۰ کیلوولت

محمد توکلی بینا*[۱]، مهدی سیرجانی[۲] و دانیال احمدی[۱]

[۱]دانشیار دانشکده مهندسی برق - دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی

[۲]شرکت خدمات مهندسی برق – مشانیر

(تاریخ دریافت ۸۷/۶/۲۰، تاریخ دریافت روایت اصلاح شده ۸۹/۴/۱۴، تاریخ تصویب ۸۹/۷/۵)

چکیده

یکی ازروش‌های افزایش توان انتقالی از خطوط انتقال ارتقای سطح ولتاژ خط میباشد. در این مقاله نتایج یک طرح تحقیقاتی ارایه می‌گردد که در آن مطالعات ارتقای خط انتقال ۶۳ کیلوولت دو مداره سراوان– سوران واقع در استان سیستان و بلوچستان به ۲۳۰ کیلوولت تک‌مداره بررسی شده است. دراین راستا، برج‌های موجود در محل خود باقی مانده و با در نظر گرفتن شرایط آب و هوایی مسایل مرتبط با هادی‌ها، مقره ها و ساختار جدید برج‌ها مطرح می‌شوند. چهار طرح به عنوان آلترناتیوهای ممکن ارایه و علاوه بر مسایل ذکر شده محاسبات اقتصادی نیز مورد توجه و مقایسه قرار می‌گیرد. طرح انتخاب شده علاوه بربرآورده ساختن استانداردهای لازم، با حفظ حریم موجود صرفه جویی قابل توجهی را نیز در پی دارد.

واژه های کلیدی: ارتقای خطوط انتقال، سراوان- سوران، ساختار برج و مقره، مطالعات اقتصادی

مقدمه

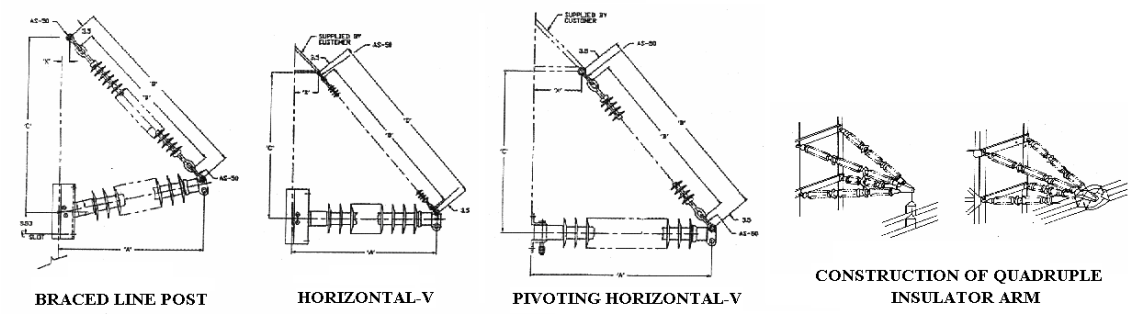
اگرچه در حال حاضر خطوط انتقال انرژی به عنوان بدنه اصلی شبکه های انتقال، سرتاسر ایران را پوشش داده، اما در واقع غالباً در مقابل نیاز شبکه و باری که توسط مصرف کنندگان از شبکه گرفته می شود، پاسخگو نیست. احداث ده‌ها خط انتقال چهارصد کیلوولت در سال در مناطق مختلف ایران بیانگر این نیاز است. استان سیستان و بلوچستان، همچون تمامی استان‌های جنوبی کشور، به شدت از مسئله فوق الذکر رنج میبرد. از طرف دیگر از آنجایی که این استان تا کمتر از ده سال پیش برق خود را از طریق تولید محلی تامین می کرده و اکثر خطوط انتقال آن ولتاژهای ۶۳ و ۱۳۲ کیلوولت بوده، اکنون برق منطقه ای استان به شدت در تنگنا قراردارد.

در این مقاله، یک طرح تحقیقاتی ارائه میگردد که در آن امکان سنجی جهت ارتقاء ولتاژ خط ۶۳ کیلوولت دومداره سراوان به سوران تا سطح ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت انجام شده است. در این روش برج‌های موجود در محل سابق خود باقی می‌مانند و با تغییرات اندکی که شرایط پروژه تعیین می‌کند، تعداد مدارات، نوع مقره ها و در بعض موارد فاصله فازها تغییر می‌کند. همچنین، با باندل کردن خطوط ، به هدف افزایش توان انتقالی می‌توان رسید. در بخش دوم این مقاله، با معرفی مقره های Line Post اتکایی، نوع کامپوزیتی این نوع مقره ها به عنوان گزینه برتر جهت ارتقا انتخاب می گردد.

در بخش سوم، با ارائه چهار آلترناتیو مختلف، انواع طرح‌های ممکن را برای تغییر در ساختار برج‌ها به منظور تبدیل به طرحی تک‌مداره بررسی و بر این اساس، مسیری برای سنجش بهترین آلترناتیو پیشنهاد می‌شود. سپس به بررسی شرایط مکانیکی خط موجود و خط ارتقاء یافته پرداخته، بر اساس شرایط آب و هوایی منطقه، نیروی کشش و میزان شکم (فلش) سیم هادی و سیم محافظ به دست می آید. سپس، با توجه به شرایط ارتقاء ولتاژ، تغییرات مکانیکی لازم در هر چهار آلترناتیو ارائه شده، بر اساس استانداردهای خطوط انتقال بررسی می‌گردد.

در بخش چهارم ، شرایط الکتریکی خط موجود و خط ارتقاء یافته در نظر گرفته می‌شود .در این مرحله ابتدا به هدف اصلی ارتقاء ولتاژ خطوط انتقال، یعنی بالا بردن قابلیت توان انتقالی پرداخته و جریان مجاز هادی را در ماکزیمم درجه حرارت به دست آورده و بر اساس آن ماکزیمم توان انتقالی را در هر چهار آلترناتیو سنجیده و مقایسه می‌گردند. مواردی همچون حد گرادیان ولتاژ، تلفات کرونا و زاویه حفاظت سیم محافظ از جمله بررسی‌های الکتریکی انجام شده در این بخش است.

* نویسنده مسئول : تلفن : ۸۸۴۶۹۰۸۴ , فاکس : ۸۸۴۶۲۰۶۶ , Email: abbaszadeh@kntu.ac.ir



شکل ۱: برخی انواع مقره هاي **Line Post**.

بخش پنجم مربوط به بررسی سازه ای برجها و قابلیت تحمل نیروهای روی برج در حالت جدید است. در این بخش ثابت می شود که در تعدادی از آلترناتیوها، سازه‌های برج در اثر ارتقاء ولتاژ خط و باندل کردن آن، تحمل نیروهای جدید را داشته و از این لحاظ مشکلی پیش نمی‌آید. سرانجام آلترناتیوهای مختلف از نظر کلیه موارد بررسی شده در بخش ششم مقایسه میگردند. این بررسی‌ها طرح برتر را آلترناتیو دوم معرفی می‌نماید که در واقع استفاده از کراس آرم‌های پایینی برج و بیشترین فاصله سیم‌های هادی از سیم محافظ را توصیه می‌کند. قسمت بعدی این بخش بررسی شرایط فنی و اقتصادی اجرای طرح آلترناتیو دوم است. در بخش فنی جزئیات اجرای این طرح بر روی برج‌های کششی و آویزی مطرح و مراحل آن توضیح داده می شود. در بخش اقتصادی جدول هزینه‌های اجرای طرح، بهمراه کلیه جزئیات ارائه شده و با توجه به صرفه جویی قابل توجهی که به دلیل حفظ حریم موجود صورت می گیرد، نشان داده می شود که طرح ارتقاء ولتاژ بیش از ۱۸ میلیارد ریال (بر اساس قیمت‌های سال ۱۳۸۴) ارزانتر از احداث یک خط ۲۳۰ کیلوولت جدید خواهد بود.

بررسي مقره مناسب براي ارتقای ولتاژ خط

طبق بررسی های انجام شده ، برای افزایش سطح ولتاژ خط ۶۳ کیلوولت موجود به خط ۲۳۰ کیلوولت تکمداره دو سیمه با حداقل تغییرات ممکن و با استفاده از برج های موجود، عملی ترین راه حل پیشنهادی استفاده از مقرّه‌های خود اتکایی (LP)[1] از جنس سرامیک و یا کامپوزیت می‌باشد. شکل (۱) برخی انواع مقره های (LP) را نشان می دهد. در این طرح حداقل فواصل الکتریکی هادی ها هم از بدنه و زمین و هم از یکدیگر رعایت شده و امکان استفاده از حریم خط موجود وجود دارد. طرحهای مشابه این پروژه در کشورهای سوئیس، ایتالیا ، کانادا و ایالات متحده امریکا انجام شده است [۱] و [۲].

ویژگی‌های این نوع مقرّه ها (پیوست ۱) که آن را برای استفاده در طرح های ارتقای سطح ولتاژ مناسب ساخته به قرار زیر است [۳] و [۴]- [۶] :

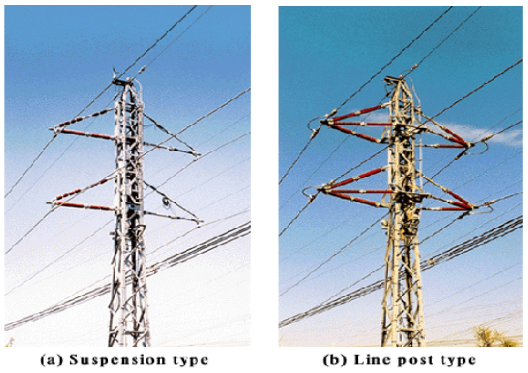
- حذف نوسان آونگی زنجیره ی آویزی، فاصله فاز به فاز را کاهش می‌دهد.
- به طور عمده پاسخگوی نیاز به افزایش فاصله از زمین به علت افزایش ولتاژ می باشد.
- قابلیت استفاده و به کارگیری در انواع برج ها را دارد.
- نویز رادیویی کمتری تولید می‌کند.
- عدم احتمال پنچری شدن[2]
- به علت عدم وجود زنجیره آویزی، نوسان سیم و زنجیره اثر محیطی کمتری دارد.

با مقایسه نوع کامپوزیت با نوع سرامیکی مزایای ذیل را برای مقرّه های خود اتکایی کامپوزیتی می‌توان بر شمرد [۶]:

- مقاومت آن در برابر بادهای ضربه ای بیشتر است.
- عملکرد آن در مقابل آلودگی محیط بهتر است.
- در برابر عملیات خراب‌کارانه آسیب پذیری کمتری دارد.
- همانند مقره های زنجیره آویزی در برابر بارهای طولی نامتعادل (مثل پارگی سیم) انعطاف دارد. این انعطاف خطر وقوع خرابیهای زنجیره واررا به دلیل جذب عمده انرژی ضربه کاهش داده و مانع از اعمال بار طولی ناشی از حادثه به برج می‌شود.

این مقرّه ها به دو دسته مقرّه های اتکایی[3] و مقرّه‌های اتکایی ثابت[4] تقسیم می‌شوند. در خطوط انتقال توزیع و فوق توزیع (سطوح ولتاژ ۴۵۰ ولت، ۲۰ کیلوولت و ۶۳ کیلوولت) که فاصله عایقی مورد نیاز کوتاه تر بوده و سیم

هادی از وزن سبک تری برخوردار است، می‌توان از مقرّه‌های اتکایی با توجه به حداکثر نیروی خمش قابل تحمل آنها استفاده کرد. در سطوح ولتاژ بالاتر، به دلیل افزایش نیروهای وارده به مجموعه مقرّه که مستقیما به Rod منتقل می‌شود متداول‌تر است که از مقرّه‌های اتکایی ثابت که آتل حمایت کننده نیز دارند استفاده گردد. در عین حال، این مقرّه ها فاصله عایقی بیشتر ، اسپن های طولانی تر و استفاده از هادی های سنگین تر را امکان‌پذیر می‌سازد. نحوه اتصال این نوع مقره ها به برج در شکل (۲) دیده می‌شود.



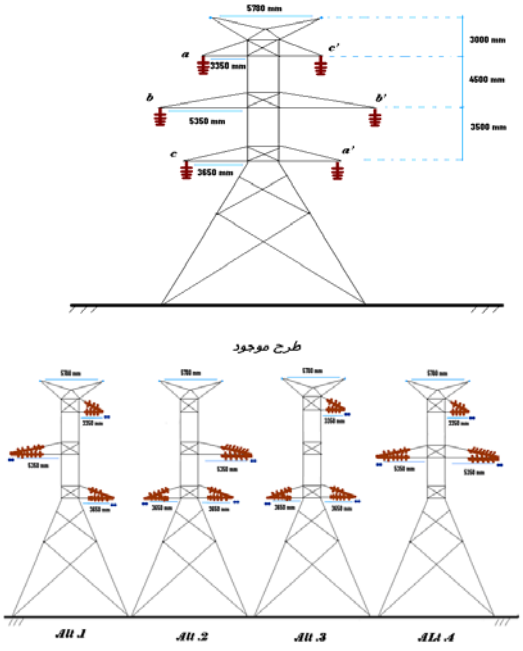
(a) Suspension type (b) Line post type

شکل۲: نحوه اتصال مقره های اتکایی چهارتایی و دوتایی به برج.

شکل (۳- الف) نشان دهنده وضعیت موجود برجهای خط انتقال سراوان- سوران قبل از طرح ارتقای ولتاژ میباشد. به منظور استفاده از طرح مقره های LP برای جایگزینی با بازوهای طرح موجود، از نقطه نظر آرایش فازی طرح تبدیلی، ابتدا با فرض قابل اجرا بودن طرح های چهارگانه نشان داده شده در شکل (۳- ب) را پیشنهاد می‌شوند. در بخش سوم، آلترناتیوهای پیشنهادی چهارگانه از لحاظ مکانیکی، الکتریکی، ،تحمل سازه‌ای و حفظ حریم موجود مورد مطالعه و مقایسه قرار می‌گیرند.

بررسي شرايط مكانيكي موجود وخـط ارتقـاء يافته

مشخصات عمومی خط ۶۳ کیلوولت سـراوان-سـوران (شکل ۴) در جدول (۱) آورده شـده اسـت. عـلاوه بـراین، آمارهای هواشناسی و مختصات جغرافیایی منطقـه نیـز در ایـن جـدول داده شـده اسـت. همچنـین، تعـداد و نـوع مشخصات برج های موجود مطابق جدول (۲) می باشد.



شکل ۳: طرح موجود و چهار آلترناتیو پیشنهادی مختلف برای اجرای پروژه ارتقای سطح ولتاژ خط سراوان-سوران.

مشخصات بارگذاری موجود

جهت انتخاب شرایط بارگذاری مناسب بـرای خطـوط فوق، شرایط بارگـذاری خطـوط موجـود در منطقـه مـورد بررسی قـرار گرفتـه و معلـوم گردیـد کـه منطقـه از نظـر بارگذاری با شرایط بارگذاری منطقه متوسـط نقشـه پهنـه بندی آب و هوای کشور مطابقت دارد[۷]. مشخصـات ایـن منطقه بارگذاری شامل بارگذاری استاندارد منطقـه یعنـی باد و یخ و شرایط حدی بارگذاری شامل یخ سنگین بـدون باد و باد شدید به همراه شرایط حـداکثر و حـداقل درجـه حرارت در جدول (۳) درج گردیده است.

براساس شرایط آب و هـوایی منطقـه ، بـا حـل رابطـه درجه سوم تغییـر وضـعیت (۱) ، کشـش و فلـش سـیم را می‌توان در کلیه اسپن‌ها و در شـرایط مختلـف هـم بـرای سیم هادی و هم برای سیم محافظ به دست آورد.

$$\begin{cases} H_2^3 + H_2^2\left(\frac{AES^2W_1^2}{24H_1^2} + \alpha AE(t_2 - t_1) - H_1\right) = \frac{AES^2W_2^2}{24} \\ W_2 = \sqrt{W_1^2 + \left(\frac{d}{1000} \times \frac{v^2}{16}\right)^2} \end{cases} \quad (1)$$

که درآن H_2 نیروی کشش ثانویه، H_1 نیروی کشش اولیه، Aسطح باد خور در یک متر طول هادی، t_1 درجه حرارت حالت اول، t_2 درجه حرارت حالـت دوم ، W_1 وزن واحـــد

شکل ۴: عکس ماهواره ای منطقه و شماتیک خط موجود.

طول هادی در حالت اول، W_2 وزن واحد طول هادی در حالت دوم، E مدول یانگ، S اسپن، α ضریب انبساط طولی هادی، V سرعت باد و d قطر هادی می باشند.

جدول ۱: پارامترها و آمار هواشناسی و مختصات جغرافیایی منطقه.

پارامتر	مشخصات
طول خط	۵۳ کیلومتر
هادی	ACSR (Hawk)-تک سیمه
سیم محافظ	دو شیلد - Lynx core
ار تفاع از سطح دریا	۱۱۹۵ متر
عرض جغرافیایی متوسط خط	۲۷ درجه و ۲۰ دقیقه شمالی
حداکثر درجه حرارت	۵۰ درجه سانتیگراد
حداقل درجه حرارت	۷- درجه سانتیگراد
میانگین درجه حرارت روزانه	۲۳ درجه سانتیگراد
حداکثر سرعت باد ثبت شده	۲۰ متر بر ثانیه
تعداد روزهای با گردو خاک	۶۰ روز در سال
تعداد روزهای همراه با رعدو برق	۳۰ روز در سال
تعداد روزهای همراه با یخبندان	۱۴ روز در سال
رطوبت نسبی متوسط	۳۰ درصد
تعداد روزهای همراه با بارندگی	۳۵ روز در سال

جدول ۲: ترکیب برج‌های خط موجود.

نوع برج	تعداد	اسپن ماکزیمم (m)	ماکزیمم زاویه
MS	۱۱۳	۳۷۸	----
HS	۲۲	۳۸۰	-----
T60	۳۲	۳۷۸	۵۸/۳۵

فاصله بین سیم محافظ و هادی در وسط اسپن

طبق لیست مشخصات برجها و فاصله آنها برای خط موجود[۸]، بیشترین طول اسپن ۳۸۰ مترمطابق جدول (۲) می‌باشد. براین اساس، دو حالت رژیم عادی و رعد و برق بررسی و فاصله بین سیم محافظ و هادی را در این دو حالت و برای چهار آلترناتیو نشان داده شده در شکل (۳) (ب) محاسبه می‌گردد. گفتنی است در حالت رعد و برق، بر اساس تجربه و تشابه، شرایط ۳۰٪ باد شدید در نظر گرفته می‌شود.

جدول ۳ : جدول شرایط بارگذاری منطقه.

ردیف	شرایط بارگذاری	ضخامت یخ (mm)	سرعت باد (m/s)	درجه حرارت (سانتیگراد)
۱	باد و یخ	6.5	20	-10
۲	باد شدید	0	40	15
۳	یخ سنگین	15	0	-5
۴	رژیم عادی (ES)	0	0	23
۵	حداقل درجه حرارت	0	0	-10
۶	حداکثر درجه حرارت	0	0	50

به طور کلی در حالت رژیم عادی[۵] (EDS) فلش هادی f_C و سیم محافظ f_S، با توجه به مقدار حاصله از رابطه (۱) و شرایط ذکر شده در جداول (۱) و (۲)، توسط رابطه شناخته شده (۲) قابل محاسبه است:

$$f_C = Sag_{cond.} = \frac{wS^2}{8\times H} = \frac{0.975\times 380^2}{8\times 1435.5} = 12.26\,m$$
$$f_S = Sag_{SHEILD} = \frac{0.335\times 380^2}{8\times 850.5} = 7.11\,m \qquad (۲)$$

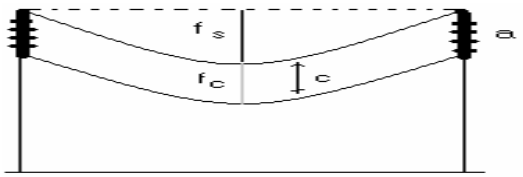
همچنین، در حالت رعدو برق (۳۰٪ باد شدید) نیز می‌توان با محاسبه کشش توسط رابطه (۱) میزان فلش هادی و سیم محافظ را محاسبه کرد.

$$f_C = Sag_{cond.} = \frac{wS^2}{8\times H} = \frac{1.77\times 380^2}{8\times 1739.4} = 12.21\,m$$
$$f_S = Sag_{SHEILD} = \frac{0.42\times 380^2}{8\times 1013.7} = 7.47\,m \qquad (۳)$$

حال فاصله واقعی بین هادی و سیم محافظ C مطابق شکل (۵) عبارت است از [۹] و [۱۰] :

$$C = f_C + a - f_S \qquad (۴)$$

که در این روابط a فاصله بین هادی و سیم محافظ روی برج است. بر اساس استانداردNSEC [۱۱]، در خطوط ۲۳۰ کیلوولت فاصله ی مجاز بین سیم محافظ و هادی در وسط اسپن برای حالت EDS معادل ۳/۵ متر و برای حالت اصابت رعدوبرق به وسط اسپن ۸/۵ متر می‌باشد. با توجه به رابطه (۲) ، ملاحظه می شود که f_c-f_S در حالت EDS برابر ۵/۱۵ متر بوده که حتی بدون احتساب فاصله هادی و سیم محافظ روی برج در رابطه (۴) از میزان ۳/۵ متر مجاز مشخص شده توسط استاندارد بیشتر است. بنابراین، هر چهار طرح ارایه شده در شکل (۳ - ب) در شرایط EDS مناسب هستند.



شکل ۵: فاصله بین سیم محافظ و سیم هادی.

درعین حال، در شرایط اصابت رعد وبرق با توجه به رابطه (۲) مقدار f_c-f_S معادل ۴/۷۴ متر می باشد که با فاصله مجاز تعیین شده ۸/۵ متر توسط استاندارد ۳/۷۶ متر فاصله دارد. بامراجعه به شکل (۳ - ب) ، در سه طرح اول، سوم و چهارم فاصله بالاترین هادی روی برج از سیم های محافظ ۳/۰۰ متر است. در نتیجه، حداقل فاصله مورد نیاز هادی ها از سیم محافظ (۳/۷۶ متر) را روی برج برآورده نمی کنند. تنها طرح آلترناتیو دوم مناسب می باشد که در آن فاصله بالا ترین هادی روی برج از سیم های محافظ مطابق شکل (۳- الف) ۷/۵۰ متر است که به میزان کافی از ۳/۷۶ متر مورد نیاز بیشتر می باشد.

اسپن ماکزیمم و فاصله اطمینان از زمین در خط ارتقاء یافته

مطابق جدول (۲) ، خط موجود یک خط ۶۳ کیلوولت با حداکثر اسپن ۳۸۰ متری بین برج های کششی و ۳۷۸ متری بین برج های MS-3 می‌باشد. برای محاسبه تک اسپن در خط ارتقاء یافته با توجه به میزان پایین احتمال وقوع یخبندان و عدم احتمال وقوع پدیده گالوپینگ در منطقه از فرمول توماس [۱۲] به صورت زیر استفاده کرد:

$$LS = \frac{K \times f\,\% \times D}{W} + A + \frac{l}{2} \qquad (۵)$$

که در آن LS فاصله هادی ها بر حسب فوت ،W وزن واحد طول هادی بر حسب lb/ft ، K ضریب تجربی که با توجه به شرایط آب و هوایی خط تعیین می‌شود، D قطر هادی بر حسب اینچ، A فاصله جرقه برای ولتاژ خط (۱ فوت در هر ۱۱۰ کیلو ولت)، l طول زنجیره آویزی در صورت وجود بر حسب فوت و$f\%$درصد شکم سیم است.

پارامتر برجهای خط ۶۳ کیلوولت خط موجود معادل a =۱۲۰۰ می باشد. بدین ترتیب برای اسپن ۳۸۰ متری میزان درصد فلش هادی معادل $f\,\% = \frac{380}{8 \times 1200} \times 100 = 3.96\%$ است. بر اساس مرجع [۱۲]، ضریب K بر مبنای پارامترهای خط ۶۳ کیلوولت موجود برابر ۱/۸۷ می باشد. از آنجایی که شرایط محیطی تغییر نکرده و خط ۶۳ کیلوولت نیز بدون مشکل در حال بهره برداری است، می‌توان از همین ضریب برای خط ارتقا یافته ۲۳۰ کیلوولت نیز استفاده کرد. به علاوه، قطر هادی Hawk برابر ۰/۸۵۷ اینچ و وزن واحد طول آن معادل ۰/۷۱۹۷ lb/ft و l برای مقره LP در شرایط ارتقا یافته صفر می‌باشد. از آنجا که ۲.۰۹ ft = ۲۳۰/۱۱۰ =A و حداقل فاصله عمودی هادی ها در شکل ۳ برابر ۳/۵ متر است، با استفاده از رابطه (۵) میزان $f\%$معادل ۴/۲۲٪ به دست می آید. بر اساس رابطه بین اسپن و پارامتر و با در نظر گرفتن پارامتر برج‌گذاری a = ۱۲۰۰ می‌توان اسپن خط ارتقا یافته (S) را محاسبه کرد [۱۳] و [۹]- [۱۰] :

$$S = 8 \times a \times \frac{\%\, f}{100} = 405\, m > 380\, m \qquad (۶)$$

در نتیجه اسپن‌های موجود در شرایط ارتقا یافته نیز قابل قبول بوده و با وجود افزایش سطح ولتاژ خط نیازی به اضافه کردن برج یا تغییری در کشش هادی نیست.

حداقل فاصله هادی از زمین در خط ۱۳۲ کیلوولت موجود به استناد پروفیل خط ۶/۵ تا ۷ متر است. به منظور افزایش سطح ولتاژ به 230 کیلو ولت، در صورتی که فاصله مجاز ۷ متر باشد کافی است. البته شایان ذکر است که به علت حذف زنجیره آویزی در برج های MS-3 حدود یک متر به کلرانس هادی از زمین افزوده می‌شود. محاسبات نشان می‌دهد که در صورت عدم استفاده از مقره های

چهارتایی[۶] و افزایش مقره های موجود در برج‌های از نوع HS-12 ، فاصله هادی از زمین حدود ۰/۶ متر وابسته به اسپن‌های مجاور کاهش می‌یابد.

بررسي شرايط الكتريكي خط موجود و خط ارتقاء يافته

خط ۶۳ کیلوولت موجود با هادی Hawk به صورت دو مداره در حال بهره برداری می باشد. شرایط الکتریکی حالت دایمی خط شامل توان انتقالی، تلفات کرونا و اهمی، زاویه حفاظت سیم محافظ و حریم خط در شرایط موجود و ارتقایافته مطالعه می‌گردد.

مطالعه جريان مجاز و توان انتقالي

قابلیت جریان عبوری از هادی ها در شرایط خط و در دماهای بالا یک دید کلّی از پارامترهای الکتریکی خط و قابلیت انتقال توان را ارائه می‌دهد. با استفاده از نرم افزار Conductor Ampacity بیشترین جریان هادی های خط موجود ۱۳۲ کیلوولت در درجه حرارت ۷۵ درجه سانتی‌گراد معادل ۳۹۲/۳۸ آمپر به دست می آید. در این محاسبات باد آئولین را ۲ فوت بر ثانیه و زاویه باد به صورت اوپتیوم یعنی ۹۰ درجه درنظر گرفته شده است.

با توجه به طول کوتاه خط و سطح ولتاژ، عامل محدود کننده در انتقال می‌تواند حداکثر رگولاسیون ولتاژ باشد. محاسبات مربوط بر اساس اختلاف ولتاژ ۲/۵٪- تا ۲/۵٪ با ضریب توان ۹۰٪ است. همچنین، حداکثر دمای استفاده شده در طراحی خط در جدول کشش و فلش معادل ۷۵ درجه سانتی‌گراد درنظر گرفته شده و توسط نرم افزار TL (شرکت مشانیر) اجرا گردیده است. از آنجایی که خط دومداره می باشد جریانی تا دو برابر ماکزیمم جریان یعنی (۲×۳۹۲/۳۸ آمپر) از هادی های مورد نظر در خط موجود عبور می‌کند.

کل توان انتقالی برای خط موجود (شکل ۳ - الف) و چهار طرح نشان داده شده در شکل (۳- ب) به دست آورده شده و در جدول (۴) لیست شده اند. برای هریک از پنج طرح ذکر شده در جدول (۴) ابتدا پارامترهای خط با توجه به آرایش هادی ها محاسبه گردیده است. سپس، با محاسبه جریان سمت گیرنده توسط رابطه $P = \sqrt{3}VI\cos\phi$ ، توان اکتیو تحویلی به سمت گیرنده محاسبه شده است. در نهایت، اختلاف قابلیت انتقالی هریک از چهار طرح ارتقای پیشنهادی نسبت به توان انتقالی طرح موجود مطابق رابطه زیر مقایسه گردیده است:

$$\frac{\Delta P}{P}\% = \frac{P_{upgraded} - P_{available}}{P_{available}} \times 100 \qquad (۷)$$

همان‌طور که مقایسه جدول (۴) نشان می دهد، پیشنهاد طرح ارتقای ولتاژ ۲ از بقیه طرح‌های پیشنهادی مناسب تر بوده و به میزان ۵۲۴/۳۹٪ ظرفیت انتقال را افزایش می‌دهد.

جدول ۴: مقایسه ظرفیت انتقال طرح موجود با چهار طرح ارتقای ولتاژ ارایه شده در شکل ۳.

طرح	ولتاژ خط (kV)	جریان (A)	توان انتقالی (MW)	درصد افزایش انتقال توان ($\frac{\Delta P}{P}\%$)
موجود	۶۳	۴۱۷	۴۱	۰
ارتقایافته ۱	۲۳۰	۶۸۳	۲۴۵	۴۹۷/۵۶
ارتقایافته ۲	۲۳۰	۷۱۴	۲۵۶	۵۲۴/۳۹
ارتقایافته ۳	۲۳۰	۶۸۹	۲۴۷	۵۰۲/۴۴
ارتقایافته ۴	۲۳۰	۶۹۴	۲۴۹	۵۰۷/۳۲

مطالعه ميدان الكتريكي ماكزيمم روي سطح هادي

عامل اصلی در ایجاد پدیده کرونا ، حداکثر گرادیان ولتاژ روی سطح هادی می باشد. حداکثر گرادیان ولتاژ روی سطح هادی در هوای خوب باید کمتر از حدود ۱۷ کیلوولت بر سانتی‌متر باشد. نحوه محاسبه حداکثر گرادیان ولتاژ به شرح ذیل است [۱۳] :

$$E_{MAX} = \frac{0.434\,34V}{nr\log\frac{GMD}{r_c}}, \qquad r_c = \sqrt[n]{n r^{n-1}\sqrt{\frac{S}{2\sin(\frac{\pi}{n})}}} \qquad (۸)$$

که در آن V ولتاژ هر فاز، n تعداد باندل، r شعاع هر زیرهادی، r_c شعاع معادل هادیهای هر فاز، GMD میانگین هندسی فاصله فازها و d فاصله زیرهادی های مجاورواقع در باندل‌ها می‌باشند. با اعمال رابطه (۸) به چهار طرح پیشنهادی در شکل (۳- ب) ، جدول (۵) میدان الکتریکی حاصله از چهار طرح ارتقا را مقایسه می‌کند. (برای هر چهارطرح n برابر۲، r برابر ۱/۰۸۹ سانتی‌متر، d برابر ۴۰ سانتی‌متر و r_c برابر ۶/۶ سانتی‌متر است.) بدین ترتیب همان‌طور که جدول مقایسه (۵) نشان می دهد، باندل کردن خطوط تاثیر مثبتی روی کاهش حدّ گرادیان ولتاژ

دارند. هر چهار طرح از نظرحدّ کرونا قابلیت ارتقاء به ۲۳۰ کیلوولت را داشته وباندازه کافی از ۱۷ کیلوولت بر سانتی‌متر کوچک‌تراست. از میان این چهار طرح نیز طرح ارتقای ولتاژ اول کمترین میدان الکتریکی را در سطح هادی ایجاد می‌نماید.

جدول ۵: مقایسه میدان الکتریکی روی سطح هادی محاسبه شده برای چهار طرح ارتقای ولتاژ ارایه شده در شکل (۳ -ب).

طرح	GMD (m)	E_{MAX} (kV/cm)
ارتقایافته ۱	۹/۱۱۴۶	۱۲/۳۷
ارتقایافته ۲	۶/۴۹۷۳	۱۳/۲۷
ارتقایافته ۳	۸/۵۳۲۶	۱۲/۵۴
ارتقایافته ۴	۸/۰۲۱۲	۱۲/۷

مطالعه تلفات اهمي

در مراجع مربوط به طراحی خطوط انتقال انرژی (به عنوان مثال [۱۳])، تلفات از رابطه ذیل محاسبه می‌شود:

$$P_{loss} = 3R_{ac}\, l\,(I_{\varphi}^2 - I_{\varphi} I_c \sin(\theta) + \frac{1}{3} I_c^2) \quad [\mathrm{MW}] \qquad (۹)$$

که در آن R_{ac} مقاومت ac خط، l طول خط، I_{φ} ماکزیمم جریان قابل عبور، $I_c = V / \sqrt{3}\, X_c$ (قابل استخراج از پارامترهای الکتریکی) و $\cos(\theta)$ = ۰/۹۵ می‌باشد. با توجه به این که توان تلف شده در خط تا ۵ درصد بلا مانع است همان‌طور که جدول(۶) نشان می‌دهد هر چهار طرح ارتقا تلفات اهمی مورد قبول زیر ۵٪ دارند. در جدول (۶) مقادیر معرف توان انتقالی چهار طرح پیشنهادی است که در جدول (۴) محاسبه شده است.

جدول ۶: مقایسه تلفات اهمی محاسبه شده برای چهار طرح ارتقای ولتاژ ارایه شده در شکل (۳ - ب).

طرح	P_{line} (MW)	I_C (A)	P_{loss} (MW)	$P_{loss}\% = 100 \times P_{loss}/P_{line}$
ارتقایافته ۱	۲۴۵	۴۷۰/۹	۲	۰/۸۱۵
ارتقایافته ۲	۲۵۶	۵۰۵/۵	۲/۰۸	۰/۸۱۲
ارتقایافته ۳	۲۴۷	۴۷۷/۷	۲/۰۱۴	۰/۸۱۵
ارتقایافته ۴	۲۴۹	۴۸۳/۳	۲/۰۲۶	۰/۸۱۳

محاسبات تلفات کرونا

تلفات کرونا همانند ولتاژ بحرانی کرونا، به شرایط جوی و مشخصات خط انتقال بستگی دارد. در طراحی هادی تلفات کرونا را در هوای خوب در حد معینی محدود می کنند که مقادیر آن برای سطوح ولتاژ مختلف در جدول (۷) داده شده است. همچنین، در ولتاژ های پایین تر از ۱۳۲ کیلوولت اصولا کرونا به وجود نیامده و یا بسیار ناچیز است [۱۰] و [۱۳].

جدول ۷: تلفات کرونای مجاز در سطوح ولتاژ مختلف.

ولتاژ (kV)	تلفات مجاز kw/km/3φ
۱۳۲	۰/۰۶
۲۳۰	۰/۶
۴۰۰	۱

ولتاژ بحرانی شروع کرونا (V_{cr}) از رابطه زیر قابل محاسبه است:

$$V_{cr} = 21.1 m \delta^{\frac{2}{3}} r_e \ln\frac{GMD}{r} \qquad (۱۰)$$

که در آن m ضریب ثابت متناسب با سطح هادی است که برای هادی های رشته ای در محدوده ی (0.83~0.88) فرض می‌شود. . همچنین، δ ضریب چگالی هواست که با توجه به شرایط فشار (P) و دما (t) از رابطه زیر به دست می آید:

$$\delta = \frac{3.92P}{273+t} \qquad (۱۱)$$

و r_e توسط رابطه زیر و با استفاده از یک الگوریتم چرخشی به دست می آید [۱۰] و [۱۳]:

$$r_e = \frac{nd}{\frac{d}{r} + 2(n-1)\sin(\frac{\pi}{n})} \times \frac{\ln\frac{GMD}{r_c}}{\ln\frac{GMD}{r_e}} \qquad (۱۲)$$

در صورتی که نسبت V/V_{cr} کوچکتر از ۱/۸ باشد (V ولتاژ فاز- نول خط می‌باشد)، رابطه تجربی(۱۲) (پترسون) برای محاسبه تلفات کرونا در هوای خوب قابل استفاده است:

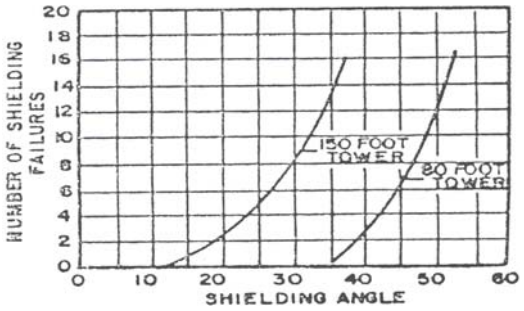
$$P_{corona} = 21.1\times10^{-6} \times f \times F \left(\frac{V_{ph}}{\log\frac{GMD}{r}}\right)^2 \quad (\mathrm{kW/km/3}\varphi) \qquad (۱۳)$$

جدول ۸: مقایسه تلفات کرونا محاسبه شده برای چهار طرح ارتقای ولتاژ ارایه شده در شکل (۳ -ب).

طرح	V_{cr} (kV)	V/V_{cr}	P_{corona} (kW/km/3φ)
ارتقایافته ۱	۱۸۸/۸	۰/۷۰۳	۰/۰۵۵
ارتقایافته ۲	۱۷۸/۶	۰/۷۴۳	۰/۰۸۱۸
ارتقایافته ۳	۱۸۶/۹	۰/۷۱	۰/۰۵۳
ارتقایافته ۴	۱۷۹/۶	۰/۷۳۹	۰/۰۶۱

که در آن f فرکانس سیستم بر حسب Hz، V_{cr} ولتاژ بحرانی شروع کرونا،F ضریب ثابتی که متناسب با V/V_{cr} است. با در نظرگرفتن P = ۷۱ cm Hg و t = ۲۱°C، با استفاده از رابطه های (۱۲)-(۱۰) ، V_{cr} ولتاژ شروع کرونا و

از رابطه (۱۳) تلفات کرونا برای چهار طرح پیشنهادی در جدول (۸) محاسبه شده است. نتایج محاسبات نشان می‌دهد که تلفات کرونا برای هر چهار طرح پیشنهادی به میزان قابل ملاحظه ای پایین می باشد. به علاوه، یک نرم افزار برای محاسبه تلفات کرونا تهیه شده که مقادیر به دست آمده برای تلفات کرونا روی هر کدام از فاز ها را به صورت جزیی محاسبه می‌نماید. مقادیر به دست آمده توسط این نرم افزار نیز تلفات کرونای پایین چهار طرح پیشنهادی ارتقاء ولتاژ را تایید می کند.



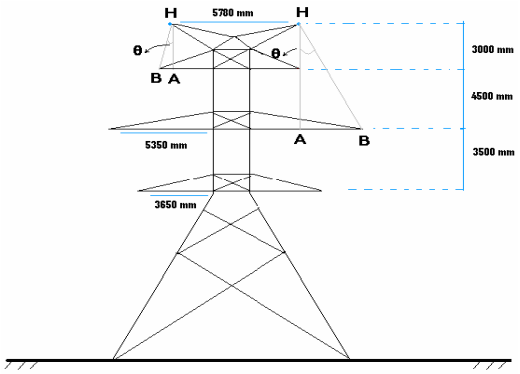
شکل ۶: منحنی تعداد قطعی در سال بر اساس زاویه حفاظت سیم محافظ.

مطالعه زاویه حفاظت سیم محافظ

در این بخش زاویه حفاظت سیم محافظ با توجه به رابطه موجود برای هر چهار طرح پیشنهادی مطالعه می‌گردد. دراین راستا، با استفاده از منحنی ارائه شده در شکل (۶)، تضمین متناسب بودن زاویه حفاظت برج با تعداد قطعی ناشی از برخورد صاعقه از طریق سیم محافظ به هادی در وسط اسپن مطالعه می‌شود. مطابق شکل (۷) زاویه حفاظت سیم محافظ عبارت است از [۱۰] و [۱۳]:

$$\theta = tg^{-1}\left[\frac{AB}{AH}\right] \qquad (۱۴)$$

که در آن AB معادل اختلاف طول کراس آرم بالایی و بازوی شیلد، AH فاصله کراس آرم بالایی از سیم شیلد و θ عبارت از زاویه حفاظت سیم محافظ است. زوایای حفاظت چهار طرح پیشنهادی مطابق رابطه (۱۴) محاسبه و در جدول (۹) آورده شده اند. سپس، با توجه به ارتفاع برج که ۴۵ متر (۱۵۰فوت) می‌باشد، این زوایای محاسبه شده به منحنی شکل (۶) برده می‌شوند. ملاحظه می شود که در سه طرح پیشنهادی ارتقا هیچ قطعی در سال وجود ندارد. بااین وجود، تنها در طرح پیشنهادی دوم، این میزان برای سی روز همراه با صاعقه در سال معادل ۱/۸ قطعی در هر ۱۰۰ مایل می‌باشد. بنابراین، تعداد قطعی ها برای ۱۰۰ کیلومتر معادل ۱/۱۲۵ قطعی در سال است. از آنجایی که طول خط ۵۳ کیلومتر است، تعداد قطعی های سالیانه ۰/۵۹ خواهد بود. با احتمال برخورد ۶۰٪ صاعقه ها به برج این تعداد به ۰/۳۶ قطعی در سال می‌رسد که از حد مجاز آن برای خطوط ۲۳۰ کیلوولت (۱/۵ قطعی در سال) بسیار کمتر بوده و بنابراین هر چهار طرح پیشنهادی از این لحاظ مناسب می باشند.



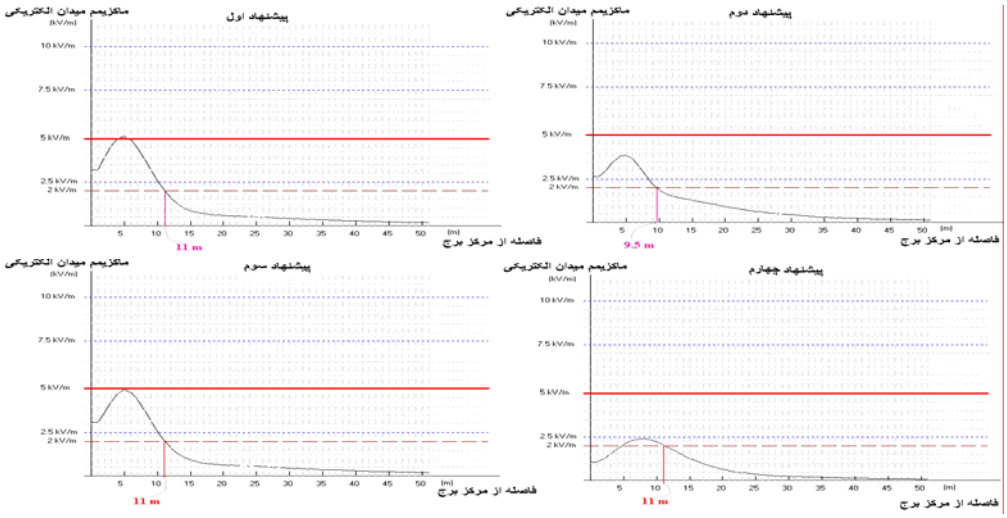
شکل ۷: زاویه حفاظت سیم محافظ.

جدول ۹: مقایسه زاویه حفاظت محاسبه شده و تعداد قطعی های استخراجی برای چهار طرح ارتقای ولتاژ ارایه شده در شکل (۳ -ب).

طرح	θ	تعداد قطعی در سال در هر ۱۰۰ مایل
ارتقایافته ۱	۸/۷°	۰/۷۰۳
ارتقایافته ۲	۱۸/۱۶°	۰/۷۴۳
ارتقایافته ۳	۸/۷°	۰/۷۱
ارتقایافته ۴	۸/۷°	۰/۷۳۹

مطالعه حریم خط

هدف از نوشتن برنامه ای که برای محاسبه میدان الکتریکی و تلفات کرونا نوشته شده، محاسبه میدان الکتریکی اطراف خط و تشخیص میزان حریم لازم برای خط نیز می‌باشد. این نرم افزار قادر است میدان های الکتریکی را از مرکز برج تا ۱۰۰ متر اطراف آن محاسبه نماید. به طور کلی حدّ میدان های الکتریکی اطراف خط بر اساس استاندارد برخی کشورها ۵ kV/m و در ایران ۲ kV/m است. اگر میدان الکتریکی از میزان استاندارد تخطی کند به موجودات زنده آسیب می رساند. در این مطالعه، حد میدان الکتریکی در اطراف خطوط انتقال ۲kV/m در نظر گرفته شده و حریم خط ارتقاء یافته را برای هر کدام از چهار طرح پیشنهادی با استفاده از نرم افزار نوشته شده تعیین گردیده است.



شکل۸: بیشینه میدان الکتریکی بر حسب فاصله از مرکز برج و تعیین حریم مجاز خطوط.

بر اساس مصوبه وزارت نیرو در تاریخ ۱۳۸۳/۱۲/۲۵ حریم درجه یک خطوط ۶۳ کیلو ولت ۱۳ متر، حریم خطوط ۱۳۲ کیلوولت ۱۵ متر و حریم خطوط ۲۳۰ کیلوولت ۱۷ متر می‌باشد . مطالعات و محاسبات انجام شده توسط نرم افزار تهیه شده در این پروژه تحقیقاتی نشان می دهد که پس از ارتقاء ولتاژ خط مذکور به ۲۳۰ کیلوولت در فاصله ۱۳ متری در هر چهارطرح پیشنهادی شکل (۳- ب) برآیند میدان‌های الکتریکی کمتر از ۲ کیلوولت بر متر می‌باشد. در نتیجه، حریم موجود پس از ارتقاء ولتاژ برای چهار طرح مناسب است. شکل (۸) نتایج منحنی های حریم برای چهار طرح رانشان می‌دهد. ملاحظه می‌شود که طرح ارتقای دوم در کمترین فاصله از مرکز برج، معادل ۹/۵ متر، میدان الکتریکی به کمتر از ۲ kV/m میزان مشخص شده توسط استاندارد ایران میرسد. با توجه باینکه حریم خط موجود فراتر از حریم به دست آمده از تمامی طرحهای پیشنهادی برای ارتقا می‌باشد، بنابراین طرح‌های ارتقا هزینه افزوده برای افزایش حریم نخواهند داشت.

قابلیت تحمل مکانیکي برج ها

با تبدیل برج های دو مداره تک سیمه به تکمداره باندل دو سیمه لازم است علاوه بر طراحی جدید برای بازوها در طرح تبدیلی، آنالیز برج ها نیز کنترل شود. از نظر ممان خمشی ناشی از بارهای افقی[۷] و بارهای عمودی[۸] در طرح تبدیلی به لحاظ قابلیت تحمّل برج چندان تغییری وجود نخواهد داشت. بااین حال، عدم تقارن بارهای عمودی وارده در دوطرف برج به خصوص در طرح‌های پیشنهادی ارتقای اول و سوم ممان خمشی اضافی به برج وارد میگردد. بنابراین، لازم است طرح برج ها مجدداً توسط شرکت سازنده از نظر کفایت سازه ای کنترل شود. در خط ارتقاء یافته چیزی به عنوان زنجیره مقره وجود ندارد، بنابراین مشخصات مقره در این محاسبات صفر قرارداده شده است. بارگذاری برای شرایط باد شدید، یخ سنگین و باد همراه با یخ انجام پذیرفته است. بیشترین نیروهای وارد بر برج زمانیست که در یکی از شرایط فوق‌الذکر عدم تعادل یا پاره شدن سیم صورت بگیرد. این بارگذاری ها توسط نرم افزار Loading بررسی گردید. با مقایسه تحمّل انواع برج های MS- 3 ، T-60 و HS-12 مشخص گردید که قدرت و استقامت آنها برای طرح ارتقاء ولتاژ مناسب است. این مقایسه در جدول مقایسه نهایی ۱۰ نیز آورده شده است.

گزینش بهترین شرایط فنّي و اقتصادي طرح‌های ارتقا جهت اجرا

در بخش های قبلی چهار طرح ارتقای انتخابی برای طرح تبدیلی از نقطه نظر موارد طراحی مورد مطالعه، مقایسه و تحلیل قرار گرفت که نتایج این بررسی به طور خلاصه در جدول (۱۰) ارائه شده است. به طوری که ملاحظه می شود از نظر جمیع موارد طراحی، طرح ارتقای پیشنهادی دوم برتری نسبی خود را نشان می‌دهد.

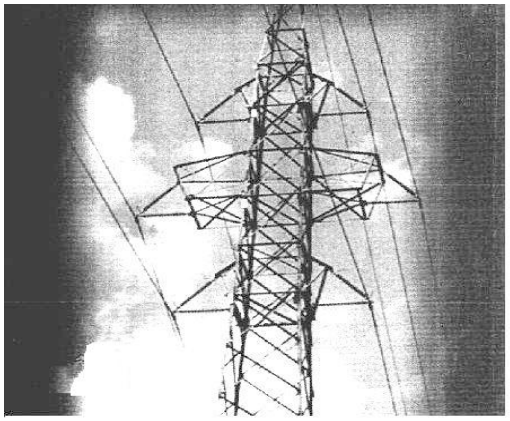
مطالعه فنّی اجرای طرح ارتقای پیشنهادی دوم

همان‌طوری که در بخش اول ذکر شد، در حال حاضر تنها راه حل عملی برای ارتقاءولتاژ خطوط انتقال نیرو استفاده از مقرّه های LP به صورت اتکائی می باشد. مقرّه اتکایی به وسیله لولایی به بدنه برج نصب می‌شود که بتواند جابجایی هادی را در جهت طولی تامین کرده و نیروی طولی ناشی از کشش سیم را در حد زنجیره آویزی کاهش دهد. از آنجایی که حداکثر طول این مقرّه ۲/۶ متر می‌باشد، برای اجرای طرح پیشنهادی دوم نبشی های کراس آرم بالایی را از حدوداً ۲/۷ متر و کراس آرم پایینی را از حدود ۶۰ سانتی‌متری برج موجود باز کرده و از آنجا مقرّه های Braced نصب می‌گردند.

جدول ۱۰: خلاصه مطالعات انجام شده برای چهار طرح ارتقای ولتاژ ارایه شده در شکل ۳ (ب).

مشخصه مورد مطالعه	طرح ارتقایافته ۱	طرح ارتقایافته ۲	طرح ارتقایافته ۳	طرح ارتقایافته ۴
P_{line} (MW)	۲۴۵	۲۵۶	۲۴۷	۲۴۹
V_{cr} (kV)	۱۸۸/۸	۱۷۸/۶	۱۸۶/۹	۱۷۹/۶
P_{corona} (kW/km/3φ)	۰/۰۵۵	۰/۰۸۱۸	۰/۰۵۳	۰/۰۶۱
P_{loss}%	۰/۸۱۵	۰/۸۱۲	۰/۸۱۵	۰/۸۱۳
فاصله عمودی بین فازها	مناسب برای کلیه اسپن ها	مناسب برای کلیه اسپن ها	مناسب برای کلیه اسپن ها	مناسب برای کلیه اسپن ها
فاصله بین سیم محافظ و هادی در وسط اسپن	مناسب نیست	کاملا مناسب است	مناسب نیست	مناسب نیست
زاویه حفاظت سیم محافظ	قابل قبول	قابل قبول	قابل قبول	قابل قبول
ممان خمشی اضافی وارد بر برج	زیاد	کم	زیاد	کم
حریم مورد نیاز	حریم موجود مناسب است	حریم موجود مناسب است	حریم موجود مناسب است	حریم موجود مناسب است

شکل (۹) یک برج دومداره با مقرّه های اتکایی و استفاده از نبشی های کراس آرم برج را نشان می‌دهد. لازم به ذکراست که این تغییرات تنها روی برج‌های MS-3 که هم از نظر کمیت در سطح بالاتری قرار دارد و هم آویزی می‌باشد، انجام می‌شود. در مورد برج‌های نوع HS-12 و نوع T-60 استفاده از بازوهای چهارتایی پیشنهاد می شود.



شکل ۹: یک خط دو مداره با مقرّه های اتکایی و نبشی های کراس آرم برج.

بررسي اقتصادي

با مقایسه کل هزینه های اجرای طرح پیشنهادی ارتقای ولتاژ و صرفه جویی‌های ناشی از این طرح و مقایسه آن با هزینه احداث یک خط جدید ۲۳۰ کیلولت تکمداره در این مسیر، شرایط اقتصادی این ارتقاء ولتاژ را میتوان بررسی نمود. جدول (۱۱) هزینه های اجرایی طرح ارتقای پیشنهادی را به تفکیک برمبنای قیمت‌های سالی که این تحقیق در آن صورت گرفته نشان می‌دهد. از آنجایی که خط مورد نظر در یک بخش از بیابان و در بخش دیگر از کنار مسیل‌ها و زمین‌های حاصل‌خیز زراعی می‌گذرد، در نظر گرفتن ارزش زمین در طول این خط و حریم درجه یک خط جدید از اهمیت به سزایی برخوردار می‌باشد.

اگر در این بررسی ارزش زمین در حد بسیار ناچیز و فقط متر مربعی ۱۲۰۰۰ ریال در نظر گرفته شود، تاثیر قابل توجه حفظ حریم موجود برای ۵۳ کیلومتر مابه التفاوت حریم نسبت به خط ۲۳۰ کیلوولت تکمداره به میزان ۵،۰۸۸،۰۰۰،۰۰۰ ریال قابل محاسبه است. بنابراین، کل هزینه ها با احتساب صرفه جویی ناشی از حفظ حریم موجود ۱۷،۱۲۲،۳۷۰،۰۰۰ ریال یا ۱/۷۱ میلیارد تومان می‌باشد. با توجه به استعلامی که از شرکت برق منطقه ای سیستان و بلوچستان به عمل آمد، هزینه احداث یک خط ۲۳۰ کیلوولت تک‌مداره به طور متوسط ۶۷۵۴۰۰۰۰۰ ریال در هر کیلومتر است. در نتیجه، هزینه احداث ۵۳ کیلومتر خط جدید معادل ۳۵،۷۹۶،۲۰۰،۰۰۰ ریال میباشد. همان‌طور که نتایج به دست آمده نشان می‌دهد در اثر اجرای این طرح بیش از ۱۸ میلیارد ریال صرفه جویی می شود که تقریباً برابر ۵۲ درصد هزینه احداث

یک خط ۲۳۰ کیلووت تک‌مداره در این مسیر است که از نظر اقتصادی بسیار به صرفه و مورد توجه است.

صرفه جويي ناشي از ارتقاء ولتاژ خط

با در نظر گرفتن اینکه توان انتقالی در حالت ۶۳ کیلوولت ۴۱ مگاوات و در حالت ۲۳۰ کیلوولت باندل۲۵۶ مگاوات است، میزان افزایش انرژی الکتریکی در سال عبارت از ۱/۸۸۳/۴۰۰ kWh می‌باشد. میانگین قیمت فروش برق در استان سیستان و بلوچستان ، در سال ۱۳۸۴ برابر ۱۴۵ ریال به ازای هر کیلووات ساعت بوده و با فرض آنکه سالیانه ۱۰ درصد به میانگین قیمت فروش برق اضافه شود، ارزش فعلی در طول ۲۰ سال عمر مفید خط به صورت ذیل به دست می آید[۱۰] و [۱۴] :

$$\begin{cases} P_v = \dfrac{(1+q)^n - 1}{q(1+q)^n} = \dfrac{(1+0.1)^{20} - 1}{0.1\times(1+0.1)^{20}} = 8.51 \\ R = 188\times10^6 \times 8.51 \times 145 = 2.3\times10^{11} \text{ Rials} \end{cases} \qquad (۱۵)$$

که در آن P_v مجموع رشد انرژی الکتریکی در ۲۰ سال و R مجموع ارزش انرژی پس از ۲۰ سال است. البته شایان ذکر است که افزایش سالیانه ۱۰ درصدی قیمت برق، بر اساس سیاست‌های دولت و طبق یارانه های اعمال شده صورت می گیرد و از این مقدار بیشتر است. با بررسی انجام شده نشان داده شد که این ارتقاء ولتاژ ضمن حدود ۱۸ میلیارد ریال صرفه جویی در احداث خط، در طول ۲۰ سال، ۲۳۰میلیارد ریال ازلحاظ انتقال انرژی به صرفه بوده و به نفع شرکت برق منطقه ای سیستان و بلوچستان و وزارت نیرو خواهد بود.

نتيجه گيري

خط انتقال ۶۳ کیلوولتی سراوان – سوران واقع در استان سیستان و بلوچستان دارای ویژگی‌هایی از جمله برج‌های قوی با استقامت بالا، طول خط کوتاه ۵۳ کیلومتری، هادی های مناسب و هموار بودن مسیر خط میباشد. این ویژگی‌های سیستم انتقال مذکور بصورت بالقوه قابلیت را به عنوان اولین طرح اجرایی ارتقاء ولتاژ در ایران را مطرح می‌نماید. در این مقاله به تفصیل طراحی ارتقای ولتاژ خط موجود به خط ۲۳۰ کیلوولت مطالعه گردیده است. برج‌های خط موجود با استفاده از مقره های LP اتکایی و با اصلاحات جزئی ارتقا می‌یابد. چهار طرح پیشنهادی در رابطه با آرایش هادی ها و مقره ها روی برج ارایه می‌شود که محاسبات انجام شده نشان دهنده کافی بودن تعداد برج‌هاست. مطالعات تحلیلی و مقایسه ای در مورد میزان افزایش توان اکتیو انتقالی، ولتاژ آستانه کرونا، تلفات کرونا، تلفات اهمی، فاصله عمودی بین فازها، فاصله بین سیم محافظ و هادی ها، ممان های وارده به برج و حریم خط انجام میگردد. نتیجه این محاسبات در مجموع طرح پیشنهادی دوم را به عنوان ارایه دهنده بهترین مشخصات ممتاز می‌کند. سپس محاسبات فنی و اقتصادی مطالعه می‌شود که در آن اختلاف هزینه های محاسبه شده با هزینه احداث خطی جدید با همان ولتاژ نیز مزید بر علت شده است که انگیزه اجرایی شدن این تحقیق را تقویت کند. امید است با اجرایی شدن این طرح ارتقای ولتاژ در آینده نزدیک امکان کاهش مشکلات برق منطقه‌ای سیستان و بلوچستان فراهم آید و بتواند گامی جهت تعریف طرح‌هایی مشابه توسط متخصصین در شبکه سراسری برق ایران باشد.

تقدير و تشكر

مؤلفین از شرکت برق منطقه ای استان سیستان و بلوچستان و شرکت خدمات مهندسی برق – مشانیر به واسطه در اختیار گذاشتن اطلاعات خط انتقال موجود و نرم افزارهای مورد نیاز در تحقیقات ارایه شده فوق تشکر و قدردانی می نمایند.

مراجع

1 - Utility practice & Experience: Upgrading a 66 kV line to 220 kV with minimal cost & construction time, INMR, Vol. 12, No. 3, PP. 18-24.

2 - Fakheri Darian, Z. (2005). *Reporting Bam-Zahedan Transmission Line Upgrade from 230 kV to 400 kV*., Moshanir Company, Tehran.

3 - IEC Standard, IEC 1109, Composite Insulator for AC Overhead Lines with 1000 V Definisions.

4 - IEC Standard, IEC 61952, Insultor for Overhead Lines Composite Line Post Insulatore for alternative cuuent with namial voltage >1000 v, 2002 – 2007.

5 - ISO electric refrences on composite Insulatores, Iso electric January 2002.

6 - Pourbahareh, H. and Mohammadi Tabari, N. (2005). *Line Post Insulators: Structures, Characteristics and Limitations in Application*, Insulation Conference, Tehran.

7 - Moshanir Company, (1998). *Geographical Plot of the Four Divided Regions of Weather conditions in Iran*, Tehran.

8 - Report of the Structure List Related to the Saravan-Sooran 63 kV Transmission line, Introduced by the Moniran Company.

9 - Heidari, Gh. (2006). *Compact Power Transmission Line*, Matn Company.

10 - Laforest, J. J. (1996). *Transmission Line Reference Book*/ 345 kV and above, second edition.

11 - National Electrical Safety Code (NESC), PP. 16, 1992

12 - Ronald C. Fink, Wayne Beaty, H. (2000). *Standard Handbook for Electrical Engineers*, 30th edition.

13 - Pourrafi Arabani, M. and Islamzadeh, P. (1998). *Engineering Viewpoints in Designing Energy Transmission systems*, Moshanir Company, AmirKabir University Publication.

14 - Reporting Design of the Second Phase of 63 kV Oramanat-Cheshmeh Sefid Transmission Line, February 2004.

واژه های انگلیسی به ترتیب استفاده در متن

1 - Line Post
2 - Puncture
3 - Un-Braced
4 - Braced
5 - Everyday Stress
6 - Quadruple
7 - Transverse
8 - Vertical

پیوست ۱

این پیوست به طور نمونه ابعاد و مشخصات دو نوع مقره تحت عنـوان Braced Line Post و Horizontal-V را بـه ترتیـب در جداول (۱۲) و (۱۳) ارایه میکند.

جدول ۱۱: هزینه های اجرایی طرح ارتقای ولتاژ پیشنهادی.

شرح هزینه های اجرای طرح پیشنهادی	قیمت استعلام شده درسال ۱۳۸۴ (ریال)	هزینه کل (ریال)
هزینه یراق آلات جدید برای خط ۲۳۰ کیلوولت باندل	۲۶/۸۴۰/۰۰۰ریال در هر کیلومتر	**۵۳×۲۶/۸۴۰/۰۰۰ = ۱/۴۲۲/۵۲۰/۰۰۰ریال**
هزینه خاموشی	در صورت باندل شدن خط، با فرض روزی ۵ ساعت خاموشی و ساعتی ۵۰ مگاوات ضرر و بازای هر کیلووات ۳۰۰ ریال (مدت اجرای طرح مذکور حداکثر 12 ماه در نظر گرفته شده که بسیار دست بالا فرض شده است)	۳۰۰×۳۰×۱۲×۵×۵۰/۰۰۰ = ۲۷/۰۰۰/۰۰۰/۰۰۰ ریال
هزینه نصب مقره ها بر روی برج و تغییر در ساختار کراس آرمهای برج	۳۰/۰۰۰/۰۰۰ریال بازای هر برج	(۱۱۳+۳۲+۲۲)×۳۰/۰۰۰/۰۰۰ = ۵/۰۱۰/۰۰۰/۰۰۰ ریال
هزینه تهیه مقره های اتکایی	میانگین قیمت مقره های اتکایی دوتایی ۵۰۰ دلار، مقره های اتکایی چهارتایی ۱۰۰۰ دلار و سه مقره برای هر بک از انواع برج های MS-3، T-60 و HS-12 نیازاست. ده درصد مقره ها غیرقابل استفاده فرض می شوند.	۱/۱×۵۰۰×۳×۱۱۳×۹/۰۰۰ = ۱/۶۷۸/۰۵۰/۰۰۰ ریال ۱/۱×۱/۰۰۰×۳×(۳۲+۲۲)×۹/۰۰۰= ۱/۶۰۳/۸۰۰/۰۰۰ ریال
هزینه تهیه سیم	از آنجاییکه خط دومداره تک سیمه به تکمداره دوسیه تبدیل شده از سیمهای موجود استفاده میگردد.	۰
کل هزینه های طرح		**۳۸/۳۹۲/۴۲۰/۰۰۰ ریال**

جدول ۱۲: ابعاد و مشخصات مقره Braced Line Post.

Typical system kV	Dimensions (in)					Maximum Loadings (lb)			
	A	B	C	D	X	Vertical	Tension	Compression	Longitudinal
115/138	53.7	72.8	74	79.8	2	11280	7500	12500	1730
115/138	58.8	81.9	83	88.9	2	11280	7500	12500	1550
161	64.1	91.1	91	98.1	2	11280	7500	12500	1410
161	69.4	97.2	96	104.2	2	11280	7500	12500	1280
230	85	121.6	118	128.6	2	11280	7500	11810	1020
230	90.3	130.7	127	137.7	2	11280	7500	10470	960

جدول ۱۳: ابعاد و مشخصات مقرهHorizontal-V .

Typical system kV	Dimensions (in)					Maximum Loadings (lb)			
	A	B	C	D	X	Vertical	Tension	Compression	Longitudinal
115/138	54.9	54.6	51	61.6	18	9980	7500	12500	1680
115/138	60.1	60.7	56	67.7	20	9980	7500	12500	1510
161	65.5	66.7	61	73.7	22	9980	7500	12500	1370
161	70.9	72.8	66	79.8	24	9980	7500	12500	1250
230	86.9	91.1	80	98.1	28	9980	7500	12500	1000
230	92.3	97.2	85	104.2	30	9980	7500	12500	930