

مطالعات اتصال به شبکه

نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی سیمان آبیک



کارفرما: شرکت سیمان آبیک

مشاور: شرکت مهندسين مشاور نيروشيده پيشروايرانيان

آذر ۱۴۰۴

الحمد لله رب العالمين
والصلاة والسلام على
سيد المرسلين
آل محمد الطيبين

صفحه	فهرست مطالب
۱.....	فصل اول.....
۱.....	۱. مقدمه.....
۲.....	۱-۱ مقدمه.....
۵.....	۲-۱ طبقه‌بندی منابع انرژی تجدیدپذیر.....
۵.....	۳-۱ طرح‌های مجاز اتصال منابع انرژی تجدیدپذیر.....
۷.....	۴-۱ مطالعات فنی طرح‌های اتصال به شبکه.....
۸.....	۵-۱ مدل‌های سرمایه‌گذاری در زمینه انرژی‌های تجدیدپذیر.....
۹.....	۶-۱ طرح مورد مطالعه.....
۱۱.....	فصل دوم.....
۱۱.....	۲. مشخصات طرح.....
۱۲.....	۱-۲ موقعیت جغرافیایی نیروگاه خورشیدی.....
۱۴.....	۲-۲ پتانسیل انرژی خورشیدی در منطقه مورد مطالعه.....
۱۶.....	۳-۲ مشخصات شبکه.....
۱۶.....	۱-۳-۲ پست کاندید.....
۱۶.....	۲-۳-۲ مشخصات فنی پست کاندید.....
۱۷.....	۴-۲ مشخصات فنی تجهیزات نیروگاه خورشیدی.....
۱۸.....	۱-۴-۲ پنل خورشیدی.....
۱۹.....	۲-۴-۲ اینورتر.....
۲۰.....	۵-۲ چیدمان داخلی نیروگاه خورشیدی.....
۲۰.....	۶-۲ برآورد میزان تولید نیروگاه خورشیدی.....
۲۲.....	۷-۲ دیاگرام تک خطی شبکه.....
۲۳.....	فصل سوم.....
۲۳.....	۳. مطالعات پخش بار.....

۲۴.....	۱-۳ مقدمه.....
۲۵.....	۲-۳ سناریو مورد مطالعه.....
۲۵.....	۳-۳ وضعیت شبکه پایه.....
۲۷.....	۴-۳ شرایط پرباری.....
۲۷.....	۱-۴-۳ بدون حضور نیروگاه.....
۲۸.....	۲-۴-۳ با حضور نیروگاه با ضریب قدرت واحد.....
۲۹.....	۳-۴-۳ با حضور نیروگاه با ضریب قدرت 0.95.....
۳۱.....	۵-۳ شرایط کم‌باری.....
۳۱.....	۱-۵-۳ بدون حضور نیروگاه.....
۳۲.....	۲-۵-۳ با حضور نیروگاه با ضریب قدرت واحد.....
۳۳.....	۳-۵-۳ با حضور نیروگاه با ضریب قدرت 0.95.....
۳۴.....	۶-۳ جمع‌بندی مطالعات پخش بار.....
۳۸.....	فصل چهارم.....
۳۸.....	۴. مطالعات تحلیل رخداد.....
۳۹.....	۱-۴ مقدمه.....
۴۰.....	۲-۴ شرایط پرباری.....
۴۰.....	۱-۲-۴ بدون رخداد تک پیشامد.....
۴۱.....	۲-۲-۴ خروج کل بار پست آبیگ.....
۴۲.....	۳-۲-۴ خروج ترانسفورماتور شماره یک پست آبیگ.....
۴۴.....	۴-۲-۴ خروج ترانسفورماتور شماره دو پست آبیگ.....
۴۵.....	۵-۲-۴ خروج کلید کوپلاژ باسبارهای 20 کیلوولت پست آبیگ.....
۴۷.....	۳-۴ شرایط کم‌باری.....
۴۷.....	۱-۳-۴ شبکه بدون رخداد تک پیشامد.....
۴۸.....	۲-۳-۴ خروج ترانسفورماتور شماره یک پست آبیگ.....
۴۹.....	۳-۳-۴ خروج ترانسفورماتور شماره دو پست آبیگ.....

۴-۳-۴	خروج کلید کوپلاژ با سبارهای 20 کیلوولت پست آبیگ	۵۰
۴-۴	جمع‌بندی مطالعات تحلیل رخداد	۵۱
۵۴	فصل پنجم	
۵۴	۵. مطالعات اتصال کوتاه	
۵۵	۱-۵ مقدمه	
۵۶	۲-۵ مشارکت نیروگاه خورشیدی در تزریق جریان خطا	
۵۷	۳-۵ اتصال کوتاه سه فاز	
۵۷	۱-۳-۵ بدون حضور نیروگاه	
۵۸	۲-۳-۵ با حضور نیروگاه	
۶۰	۴-۵ اتصال کوتاه تک فاز به زمین	
۶۰	۱-۴-۵ بدون حضور نیروگاه	
۶۱	۲-۴-۵ با حضور نیروگاه	
۶۳	۵-۵ جمع‌بندی مطالعات اتصال کوتاه	
۶۵	فصل ششم	
۶۵	۶. مطالعات پایداری گذرا	
۶۶	۱-۶ مقدمه	
۶۷	۲-۶ پایداری ولتاژ	
۶۸	۱-۲-۶ منحنی P-V	
۶۹	۲-۲-۶ منحنی Q-V	
۷۰	۳-۶ پاسخ به اغتشاشات	
۷۰	۱-۳-۶ الزامات تریپ	
۷۱	۲-۳-۶ الزامات گذر از اغتشاشات	
۷۳	۳-۳-۶ مدل دینامیکی اینورتر	
۷۵	۴-۶ پایداری گذرا	
۷۵	۱-۴-۶ وقوع اتصال کوتاه	

۶-۴-۲	ورود نیروگاه به شبکه	۷۷
۶-۴-۳	خروج نیروگاه از شبکه	۷۸
۶-۵	جمع‌بندی مطالعات پایداری گذرا	۷۹
۸۱	فصل هفتم	
۷	مطالعات کیفیت توان	۸۱
۷-۱	مقدمه	۸۲
۷-۲	هارمونیک	۸۲
۷-۲-۱	حدود مجاز هارمونیک طبق استاندارد	۸۲
۷-۲-۲	هارمونیک تجهیزات	۸۴
۷-۲-۲-۱	ترانسفورماتور	۸۴
۷-۲-۲-۲	اینورتر	۸۵
۷-۲-۳	مطالعات هارمونیک در حضور نیروگاه	۸۵
۷-۳	فلیکر	۸۹
۷-۴	پاسخ فرکانسی	۹۱
۷-۵	جمع‌بندی مطالعات کیفیت توان	۹۳
۹۵	فصل هشتم	
۸	مطالعات سیستم زمین	۹۵
۸-۱	مقدمه	۹۶
۸-۲	نحوه اجرای سیستم زمین	۹۷
۸-۳	ارتینگ تجهیزات	۹۹
۸-۵	طرح سیستم زمین	۱۰۳
۸-۵-۱	نقطه نوترال ترانسفورماتور واسط	۱۰۳
۸-۵-۲	طرح سیستم زمین	۱۰۴
۱۰۶	فصل نهم	
۹	مطالعات سیستم حفاظت	۱۰۶

۱-۹	مقدمه	۱۰۷
۲-۹	چالش‌های سیستم حفاظت در حضور نیروگاه خورشیدی	۱۰۷
۳-۹	اصول هماهنگی حفاظت در حضور نیروگاه خورشیدی	۱۰۹
۹-۴	تجهیزات حفاظتی	۱۱۱
۵-۹	حفاظت داخلی اینورتر	۱۱۲
۶-۹	حفاظت اضافه جریان نقطه اتصال مشترک (PCC)	۱۱۳
۱-۶-۹	طرح حفاظت اضافه جریان جهت‌دار	۱۱۳
۲-۷-۹	تعیین جهت رله‌ها	۱۱۴
۳-۷-۹	تعیین ترانسفورماتور جریان و ترانسفورماتور ولتاژ	۱۱۵
۴-۷-۹	مشخصه عملکرد رله‌ها	۱۱۶
۵-۷-۹	تنظیمات پارامتر و هماهنگی رله‌ها	۱۱۷
۱۱۹	فصل دهم	
۱۱۹	۱۰. مطالعات سیستم مانیتورینگ	
۱-۱۰	مقدمه	۱۲۰
۲-۱۰	پارامترهای موردنیاز	۱۲۰
۳-۱۰	تجهیزات موردنیاز	۱۲۱
۱-۳-۱۰	دیتالاگر	۱۲۳
۲-۳-۱۰	پایانه راه دور	۱۲۴
۳-۳-۱۰	رابط کاربری انسان و ماشین	۱۲۶
۴-۳-۱۰	بستر مخابراتی	۱۲۷
۵-۳-۱۰	کنترل‌کننده نیروگاه	۱۲۹
۶-۳-۱۰	انتقال تریپ و پایش کلید حفاظتی	۱۳۰
۷-۳-۱۰	درگاه ارتباطی	۱۳۱
۴-۱۰	ایستگاه هواشناسی	۱۳۲
۱۳۵	فصل یازدهم	

۱۱. نتیجه گیری ۱۳۵

۱-۱۱ جمع بندی و نتیجه گیری ۱۳۶

فهرست اشکال

- شکل ۱-۱: طرح‌های اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه..... ۶
- شکل ۲-۲: موقعیت جغرافیایی نیروگاه خورشیدی..... ۱۲
- شکل ۳-۲: مختصات UTM نیروگاه خورشیدی..... ۱۳
- شکل ۳-۲: مشخصات سالانه انرژی تولیدی و میانگین تابش خورشیدی..... ۱۴
- شکل ۴-۲: میزان متوسط تابش مستقیم به صورت روزانه، ماهانه و سالانه..... ۱۴
- شکل ۵-۲: اطلس انرژی خورشیدی و حرکت مسیر خورشید..... ۱۵
- شکل ۶-۲: اطلاعات ساعتی تابش مستقیم..... ۱۵
- شکل ۷-۲: موقعیت پست کاندید و ساختگاه نیروگاه خورشیدی..... ۱۶
- شکل ۸-۲: شماتیک تجهیزات نیروگاه خورشیدی و ارتباط آن‌ها..... ۱۷
- شکل ۹-۲: مشخصات پنل خورشیدی TME- 132BDS..... ۱۸
- شکل ۱۰-۲: مشخصات اینورتر SG3125HV-20..... ۱۹
- شکل ۱۱-۲: شماتیک داخلی نیروگاه خورشیدی..... ۲۰
- شکل ۱۲-۲: میزان تولید نیروگاه خورشیدی با نرم‌افزار PVsyst..... ۲۱
- شکل ۱۳-۲: دیاگرام تک خطی شبکه..... ۲۲
- شکل ۱-۳: دیاگرام تک خطی شبکه پایه در حضور نیروگاه..... ۲۶
- شکل ۲-۳: مطالعات پخش بار شبکه پایه در شرایط پرباری و بدون حضور نیروگاه..... ۲۸
- شکل ۳-۳: مطالعات پخش بار در شرایط پرباری و با حضور نیروگاه با ضریب قدرت یک..... ۲۹
- شکل ۴-۳: مطالعات پخش بار در شرایط پرباری و با حضور نیروگاه با ضریب قدرت 0.95..... ۳۰
- شکل ۵-۳: مطالعات پخش بار در شرایط کم‌باری و بدون حضور نیروگاه..... ۳۱
- شکل ۶-۳: مطالعات پخش بار در شرایط کم‌باری و با حضور نیروگاه با ضریب قدرت یک..... ۳۳
- شکل ۷-۳: مطالعات پخش بار در شرایط کم‌باری و با حضور نیروگاه با ضریب قدرت 0.95..... ۳۴
- شکل ۱-۴: شبکه بدون رخداد تک پیشامد در شرایط پرباری..... ۴۰
- شکل ۲-۴: خروج کل بار از پست آبیگ در شرایط پرباری..... ۴۲
- شکل ۳-۴: خروج ترانسفورماتور شماره یک پست آبیگ در شرایط پرباری..... ۴۳
- شکل ۴-۴: خروج ترانسفورماتور شماره دو پست آبیگ در شرایط پرباری..... ۴۵
- شکل ۵-۴: خروج کلید کوپلاژ باسبار 20 کیلوولت پست آبیگ در شرایط پرباری..... ۴۶

شکل ۴-۶: شبکه بدون رخداد تک پیشامد در شرایط کم‌باری.....	۴۷
شکل ۴-۷: خروج ترانسفورماتور شماره یک پست آبیگ در شرایط کم‌باری.....	۴۸
شکل ۴-۸: خروج نیروگاه ترانسفورماتور شماره دو در شرایط کم‌باری.....	۴۹
شکل ۴-۹: خروج کلید کوپلاژ باسبار 20 کیلوولت پست آبیگ در شرایط کم‌باری.....	۵۱
شکل ۵-۱: نتایج مطالعات اتصال کوتاه سه فاز بدون حضور نیروگاه.....	۵۸
شکل ۵-۲: نتایج مطالعات اتصال کوتاه سه فاز با حضور نیروگاه.....	۶۰
شکل ۵-۳: نتایج مطالعات اتصال کوتاه تک فاز به زمین بدون حضور نیروگاه.....	۶۱
شکل ۵-۴: نتایج مطالعات اتصال کوتاه تک فاز به زمین با حضور نیروگاه.....	۶۲
شکل ۶-۱: منحنی P-V بدون حضور نیروگاه.....	۶۸
شکل ۶-۲: منحنی P-V در حضور نیروگاه.....	۶۹
شکل ۶-۳: منحنی Q-V باسبار PCC در حضور نیروگاه.....	۷۰
شکل ۶-۴: الزامات گذر از اغتشاشات.....	۷۱
شکل ۶-۵: الزامات HVRT.....	۷۳
شکل ۶-۶: الزامات LVRT.....	۷۳
شکل ۶-۷: مدل کامپوزیت اینورتر.....	۷۴
شکل ۶-۸: مدل DSL بلوک کنترلر اینورتر.....	۷۵
شکل ۶-۹: ولتاژ خروجی اینورتر و الزامات LVRT.....	۷۶
شکل ۶-۱۰: کنترل توان اکتیو و راکتیو توسط اینورتر.....	۷۷
شکل ۶-۱۱: ولتاژ خروجی اینورتر و الزامات HVRT.....	۷۸
شکل ۶-۱۲: ولتاژ خروجی اینورتر در خروج نیروگاه از شبکه.....	۷۹
شکل ۷-۱: اطلاعات هارمونیک ترانسفورماتور نیروگاه.....	۸۴
شکل ۷-۲: میزان اعوجاج کلی (THD) ولتاژ باسبارها.....	۸۶
شکل ۷-۳: میزان سهم هارمونیک‌ها در THD.....	۸۶
شکل ۷-۴: مقایسه میزان هارمونیک PCC با استاندارد.....	۸۷
شکل ۷-۵: میزان اعوجاج کلی (THD) جریان شاخه‌ها.....	۸۸
شکل ۷-۶: شکل موج جریان تزریقی نیروگاه.....	۸۸
شکل ۷-۷: میزان شاخص کوتاه‌مدت و بلندمدت فلیکر.....	۹۰
شکل ۷-۸: پاسخ فرکانسی برای شرایط پرباری.....	۹۱
شکل ۷-۹: پاسخ فرکانسی برای شرایط کم‌باری.....	۹۲

- شکل ۷-۱۰: پاسخ فرکانسی بدون حضور بانک‌های خازنی..... ۹۳
- شکل ۸-۱: ارتینگ ترانسفورماتور..... ۱۰۰
- شکل ۸-۲: ارتینگ اینورتر..... ۱۰۰
- شکل ۸-۳: همبندی تیبیل..... ۱۰۱
- شکل ۸-۴: ارتینگ سوئیچگیر LV..... ۱۰۱
- شکل ۸-۵: ارتینگ سوئیچگیر MV..... ۱۰۱
- شکل ۸-۶: ارتینگ پنل مانیتورینگ، UPS و Cubicle..... ۱۰۲
- شکل ۸-۷: ارتینگ سازه‌های روشنایی و دوربین..... ۱۰۲
- شکل ۸-۸: چاه ارت صاعقه‌گیر..... ۱۰۳
- شکل (۸-۹): شماتیک قرارگیری ترانسفورماتور زمین..... ۱۰۴
- شکل ۹-۱: تجهیزات حفاظتی موردنیاز نیروگاه خورشیدی کلاس ۵ و طرح اتصال ۴..... ۱۱۱
- شکل ۹-۳: طرح حفاظت اضافه جریان جهت‌دار..... ۱۱۴
- شکل ۹-۴: عملکرد رله‌های R1 و R3 در شرایط عادی..... ۱۱۸
- شکل ۹-۵: عملکرد رله‌های R1 و R3 در شرایط خطا..... ۱۱۸
- شکل ۱۰-۱: سیستم مانیتورینگ نیروگاه خورشیدی..... ۱۲۳
- شکل ۱۰-۲: سیستم رابط کاربری انسان و ماشین. شکل ۱۰-۱: سیستم مانیتورینگ نیروگاه خورشیدی..... ۱۲۳
- شکل ۱۰-۲: سیستم رابط کاربری انسان و ماشین..... ۱۲۷
- شکل ۱۰-۲: سیستم رابط کاربری انسان و ماشین..... ۱۲۷
- شکل ۱۰-۳: سیستم کنترل کننده نیروگاه..... ۱۳۰
- شکل ۱۰-۴: سیستم ایستگاه هواشناسی. شکل ۱۰-۳: سیستم کنترل کننده نیروگاه..... ۱۳۰
- شکل ۱۰-۴: سیستم ایستگاه هواشناسی..... ۱۳۲
- شکل ۱۰-۴: سیستم ایستگاه هواشناسی..... ۱۳۲

صفحه

فهرست جداول

جدول ۱-۱: طبقه‌بندی منابع تولید پراکنده با توجه به مقادیر قدرت نامی.....	۵
جدول ۱-۲: نحوه اتصال طرح‌های اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه.....	۵
جدول ۱-۳: ارتباط کلاس‌ها با طرح‌های اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه.....	۶
جدول ۱-۴: شرکت‌های صادرکننده مجوز اتصال به شبکه.....	۷
جدول ۱-۵: مطالعات فنی موردنیاز با توجه به طرح اتصال و کلاس قدرت نیروگاه‌های خورشیدی.....	۸
جدول ۱-۶: ظرفیت مدل‌های سرمایه‌گذاری در زمینه انرژی‌های خورشیدی.....	۹
جدول ۱-۲: مختصات UTM نیروگاه خورشیدی.....	۱۳
جدول ۲-۲: مشخصات فنی پست کاندید.....	۱۷
جدول ۱-۳: مشخصات شبکه.....	۲۶
جدول ۲-۳: نتایج مطالعات پخش بار در شرایط پرباری.....	۳۶
جدول ۳-۳: نتایج مطالعات پخش بار در شرایط کم‌باری.....	۳۷
جدول ۱-۴: نتایج مطالعات تحلیل رخداد در شرایط پرباری.....	۵۲
جدول ۲-۴: نتایج مطالعات تحلیل رخداد در شرایط کم‌باری.....	۵۳
جدول ۱-۵: قدرت قطع کلیدهای قدرت.....	۵۷
جدول ۲-۵: نتایج مطالعات اتصال کوتاه.....	۶۴
جدول ۱-۶: الزامات تریپ نیروگاه خورشیدی.....	۷۰
جدول ۲-۶: الزامات گذر از اغتشاشات.....	۷۱
جدول ۳-۶: پارامترهای بلوک کنترلر اینورتر.....	۷۴
جدول ۱-۷: مقدار استاندارد اعوجاج ولتاژ بر اساس استاندارد IEEE-519.....	۸۲
جدول ۲-۷: حدود مجاز اعوجاج جریان برای مشترکین در سطوح ولتاژ 400 V و 20 KV.....	۸۳
جدول ۳-۷: مقدار استاندارد اعوجاج جریان بر اساس استاندارد IEEE-519 تا ولتاژ 69 KV.....	۸۳
جدول ۴-۷: اطلاعات هارمونیکي ترانسفورماتور نیروگاه.....	۸۴
جدول ۵-۷: اطلاعات هارمونیکي اینورتر.....	۸۵

جدول ۶-۷: مقدار استاندارد فلیکر بر اساس استاندارد IEC-61000-3-7	۸۹
جدول ۷-۷: مقادیر ضرایب فلیکر	۹۰
جدول ۸-۲: مشخصات انواع هادی زمین مطابق استاندارد IEEE80-2000	۱۰۵
جدول ۹-۱: تجهیزات حفاظتی موردنیاز نیروگاه خورشیدی کلاس ۵ و طرح اتصال ۴	۱۱۲
جدول ۹-۲: حفاظت داخلی اینورتر	۱۱۳
جدول ۹-۳: مشخصات ترانسفورماتورهای جریان و ولتاژ	۱۱۶
جدول ۹-۴: پارامترهای مشخصه رله اضافه جریان زمان معکوس	۱۱۷
جدول ۱۰-۱: مزایا و معایب بسترهای مخابراتی	۱۲۹

فصل اول

۱. مقدمه

	فصل اول: مقدمه طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	
---	--	---

۱-۱ مقدمه

در عصر حاضر، افزایش جمعیت، گسترش شهرنشینی و رشد صنایع موجب افزایش چشمگیر تقاضا برای انرژی شده است. همزمان با این افزایش تقاضا، منابع سنتی انرژی همچون سوخت‌های فسیلی، که در طول قرن‌ها محور اصلی تأمین انرژی بوده‌اند، به دلایلی مانند محدودیت منابع، تولید گازهای گلخانه‌ای و تخریب محیط زیست، دیگر به عنوان یک راه‌حل پایدار تلقی نمی‌شوند. تغییرات اقلیمی، بحران‌های محیط‌زیستی، افزایش گرمایش جهانی و پیامدهای ناشی از آلاینده‌های صنعتی، نیاز به تحولی عمیق در سیستم‌های انرژی را اجتناب‌ناپذیر ساخته است. در این راستا، انرژی‌های تجدیدپذیر به عنوان یکی از مهم‌ترین گزینه‌های جایگزین، مورد توجه جهانی قرار گرفته‌اند.

انرژی‌های تجدیدپذیر، شامل منابعی نظیر خورشید، باد، آب و زیست‌توده، به دلیل قابلیت تجدید و عدم وابستگی به منابع محدود طبیعی، می‌توانند به طور پایدار و مداوم انرژی تولید کنند. این انرژی‌های تجدیدپذیر نه تنها باعث کاهش آلودگی محیط زیست و بهبود کیفیت هوا می‌شوند، بلکه در کاهش وابستگی به سوخت‌های فسیلی و به تبع آن، کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای نقش کلیدی دارند. در میان انواع انرژی‌های تجدیدپذیر، انرژی خورشیدی به دلیل در دسترس بودن نامحدود آن و قابلیت تولید در سطوح مختلف، چه در مقیاس‌های خانگی و چه در مقیاس‌های بزرگ صنعتی، جایگاه ویژه‌ای پیدا کرده است.

نیروگاه‌های خورشیدی به عنوان یکی از مهم‌ترین راهکارهای بهره‌گیری از انرژی تجدیدپذیر، به طور مستقیم از تابش نور خورشید برای تولید برق استفاده می‌کنند. این نوع نیروگاه‌ها با کاهش وابستگی به منابع فسیلی، به کاهش انتشار دی‌اکسید کربن و دیگر آلاینده‌های مضر کمک می‌کنند و در نتیجه، به عنوان یک ابزار مؤثر در مقابله با تغییرات اقلیمی مطرح می‌شوند. علاوه بر این، هزینه‌های نصب و نگهداری پایین‌تر نسبت به سایر فناوری‌های تولید برق و امکان نصب در مناطق دورافتاده و کم‌جمعیت، از دیگر مزایای نیروگاه‌های خورشیدی است. همچنین، کشورهای مختلف با سرمایه‌گذاری در این حوزه، نه تنها به استقلال انرژی دست پیدا می‌کنند، بلکه فرصت‌های شغلی جدیدی نیز در زمینه تولید، نصب و نگهداری این سیستم‌ها ایجاد می‌شود.

در ایران نیز به دلیل موقعیت جغرافیایی خاص و بهره‌مندی از تابش مناسب خورشید، پتانسیل بسیار بالایی برای توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر و به ویژه نیروگاه‌های خورشیدی وجود دارد. کشور ایران به

	فصل اول: مقدمه طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	--	--

دلیل داشتن بیش از 300 روز آفتابی در سال و میانگین تابش خورشید حدود 4.5 تا 5.5 کیلووات ساعت در مترمربع، از ظرفیت عظیمی برای بهره‌گیری از انرژی خورشیدی برخوردار است. این موقعیت جغرافیایی منحصربه‌فرد، ایران را به یکی از بهترین مناطق جهان برای توسعه نیروگاه‌های خورشیدی تبدیل کرده است.

قطعی برق در سال‌های اخیر به یکی از چالش‌های اساسی کشور تبدیل شده است که علاوه بر تأثیرات منفی بر زندگی روزمره مردم، خسارات اقتصادی قابل توجهی را به همراه داشته است. این مسئله به‌خصوص در فصول اوج مصرف مانند تابستان، زمانی که تقاضا برای انرژی برق به دلیل استفاده از سیستم‌های سرمایشی افزایش می‌یابد، بیشتر نمود پیدا می‌کند. یکی از عوامل اصلی بروز این قطعی‌ها، ناترازی انرژی است. ناترازی انرژی زمانی رخ می‌دهد که ظرفیت تولید انرژی کشور نتواند تقاضای رو به رشد مصرف را پوشش دهد. در ایران، ناترازی انرژی به دلیل عواملی همچون رشد سریع مصرف انرژی، وابستگی زیاد به سوخت‌های فسیلی، فرسودگی زیرساخت‌های تولید برق، و عدم توسعه کافی انرژی‌های تجدیدپذیر ایجاد شده است. در اثر این ناترازی، در زمان‌های اوج مصرف، شبکه قادر به تأمین برق کافی نیست و ناچار به اجرای خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده یا حتی خاموشی‌های اضطراری می‌شود. این قطعی‌ها علاوه بر مشکلات روزمره، باعث خسارات اقتصادی عمده‌ای در بخش‌های مختلف صنعت، کشاورزی، کسب و کارها و حتی در منازل مسکونی می‌شود. بنا به اعلامیه توانیر، در تابستان سال 1403 تقاضای لحظه‌ای مصرف برق با 77 هزار و 576 مگاوات رکوردشکنی کرد که در حال حاضر قریب به 20 هزار مگاوات ناترازی تولید و مصرف برق در کشور وجود دارد و با توجه به افزایش نرخ تقاضا در سال‌های آتی این عدم تعادل بیشتر نیز خواهد شد.

ناترازی انرژی و قطعی برق روزانه 45 میلیون دلار (2.9 همت) کاهش تولید (فرصت از دست رفته) و 500 میلیارد تومان خسارت محض به شرکت‌های انرژی بر بورسی تحمیل می‌کند. طبق برآوردها تا پایان مرداد سال 1403 و بر اساس تحقیقات انجام‌شده از سوی معاونت پژوهشی انجمن ساتکا، صنایع مختلف نظیر فولاد، پتروشیمی و سیمان و دیگر صنایع خسارت هنگفتی بین 4 تا 5 میلیارد دلار بابت قطعی‌های نامنظم و مکرر برق متحمل شده‌اند. با توجه به این مشکلات، یکی از راه‌حل‌های اصلی برای کاهش قطعی‌های برق و جبران خسارات ناشی از آن، توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر به ویژه نیروگاه‌های خورشیدی است. در حال حاضر، سهم انرژی‌های تجدیدپذیر در سبد تولید انرژی ایران در حال رشد است، هرچند که هنوز به نسبت سوخت‌های فسیلی بسیار کمتر است. بر اساس آخرین آمار تفصیلی صنعت برق ایران، در سال 1402 از 389218 میلیون کیلووات ساعت تولید ناویژه کل نیروگاه‌های

	فصل اول: مقدمه طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	--	--

کشور فقط در حدود 2130 میلیون کیلووات ساعت (0.55 درصد) سهم تولید ناویژه نیروگاه‌های تجدیدپذیر بوده است که این سهم تولید تجدیدپذیر از ابتدای سال 1403 به مقدار 0.71 درصد رسیده است. ظرفیت نصب‌شده نیروگاه‌های خورشیدی در ایران تا فروردین سال 1404، طبق گزارش آماری انرژی‌های تجدیدپذیر ایران به حدود 870 مگاوات رسیده است و با بیش از 69 درصد ظرفیت کل نیروگاه‌های تجدیدپذیر نصب‌شده بیشترین سهم را در تولید برق پاک دارد. همچنین، بر اساس برنامه‌های توسعه‌ای که توسط وزارت نیرو و سازمان انرژی‌های تجدیدپذیر و بهره‌وری انرژی برق (ساتبا) تعریف شده، هم‌اکنون 600 نیروگاه تجدیدپذیر در حال احداث در ایران است که با تکمیل این 600 نیروگاه در حدود 13 هزار مگاوات به ظرفیت تولید برق اضافه خواهد شد.

یکی از مهم‌ترین مزایای توسعه نیروگاه‌های خورشیدی در ایران، کاهش وابستگی به منابع فسیلی است که علاوه بر حفظ منابع طبیعی برای نسل‌های آینده، می‌تواند به کاهش هزینه‌های اقتصادی ناشی از واردات انرژی‌های فسیلی و کاهش وابستگی به بازار جهانی نفت کمک کند. مطابق با گزارش ساتبا، تا کنون 3992 میلیون مترمکعب گاز طبیعی و 3166 میلیون لیتر آب در اثر استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر صرفه‌جویی شده است. علاوه بر این، توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر و نیروگاه‌های خورشیدی در ایران، می‌تواند نقش مهمی در کاهش آلودگی هوا، به خصوص در شهرهای بزرگ که با معضلات آلودگی ناشی از مصرف سوخت‌های فسیلی دست و پنجه نرم می‌کنند، داشته باشد. همچنین، با توجه به تعهدات بین‌المللی ایران در قبال کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای بر اساس توافق‌نامه‌های زیست‌محیطی مانند توافق پاریس، گسترش نیروگاه‌های خورشیدی می‌تواند به تحقق این اهداف و بهبود جایگاه ایران در مقابله با تغییرات اقلیمی کمک کند. با استناد به آمار منتشرشده از طریق ساتبا می‌توان به کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای صحه‌گذاری کرد که طبق این آمار، نتیجه بهره‌برداری از نیروگاه‌های تجدیدپذیر عدم انتشار 8862 هزار تن گازهای گلخانه‌ای تا سال 1404 بوده است.

در نتیجه، توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر، به ویژه انرژی خورشیدی در ایران، نه تنها از لحاظ اقتصادی و زیست‌محیطی مزایای فراوانی دارد، بلکه به عنوان یک استراتژی ملی برای تضمین پایداری انرژی، ایجاد فرصت‌های شغلی و کاهش اثرات منفی تغییرات اقلیمی در آینده محسوب می‌شود.

	فصل اول: مقدمه طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسیین مشاور 
---	---	--

۲-۱ طبقه‌بندی منابع انرژی تجدیدپذیر

مسائل فنی مربوط به اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه برق می‌تواند با قدرت نامی (توان منصوبه) منابع تولید پراکنده تغییر کند؛ بر این اساس، مولدهای مقیاس کوچک (منابع تولید پراکنده) از لحاظ قدرت نامی در 5 کلاس مطابق با جدول ۱-۱ طبقه‌بندی می‌شوند.

جدول ۱-۱: طبقه‌بندی منابع تولید پراکنده با توجه به مقادیر قدرت نامی

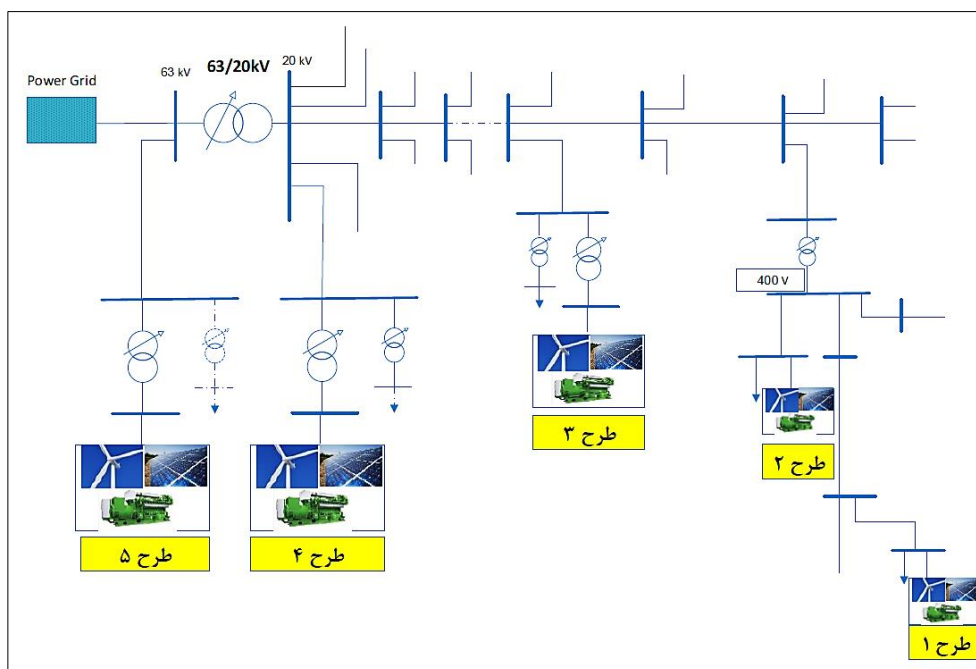
کلاس	مقادیر قدرت نامی
۱	کمتر از ۲۰ کیلووات
۲	مساوی یا بیشتر از ۲۰ کیلووات و کمتر از ۲۰۰ کیلووات
۳	مساوی یا بیشتر از ۲۰۰ کیلووات و کمتر از ۱ مگاوات
۴	مساوی یا بیشتر از ۱ مگاوات و مساوی یا کمتر از ۷ مگاوات
۵	بیشتر از ۷ مگاوات و مساوی یا کمتر از ۲۵ مگاوات

۳-۱ طرح‌های مجاز اتصال منابع انرژی تجدیدپذیر

با توجه به طبقه‌بندی صورت‌گرفته در جدول ۱-۱، مولدها با توجه به کلاس قدرتی که در آن قرار می‌گیرند از طریق یک یا دو طرح خاص می‌توانند به شبکه متصل شوند. طرح‌هایی که برای اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه مورد استفاده قرار می‌گیرند در شکل ۱-۱ نشان داده شده‌اند. هر کدام از این طرح‌ها به یک فیدر با سطح ولتاژ مشخص وصل می‌شوند که در جدول ۲-۱، نحوه اتصال آن‌ها به طور کامل معرفی شده است.

جدول ۲-۱: نحوه اتصال طرح‌های اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه

طرح	نحوه اتصال
۱	اتصال از طریق فیدر فشار ضعیف عمومی
۲	اتصال از طریق فیدر فشار ضعیف اختصاصی
۳	اتصال از طریق فیدر فشار متوسط عمومی
۴	اتصال از طریق فیدر فشار متوسط اختصاصی
۵	اتصال از طریق خط فوق توزیع اختصاصی به سمت فشار قوی پست فوق توزیع



شکل ۱-۱: طرح‌های اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه.

ترتیب شماره‌گذاری این پنج طرح متناسب با افزایش ظرفیت تولید پراکنده، سطح خطا در نقطه اتصال مشترک (PCC) و زمان و هزینه مورد نیاز برای برقراری اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه در نظر گرفته می‌شود. با توجه به این مطلب، ارتباط طرح‌ها با کلاس‌های مجاز برای اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه با توجه به قدرت نامی در جدول ۱-۳ ارائه شده است.

جدول ۱-۳: ارتباط کلاس‌ها با طرح‌های اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه

کلاس ۵	کلاس ۴	کلاس ۳	کلاس ۲	کلاس ۱	
				*	طرح ۱
			*	*	طرح ۲
	*	*	*		طرح ۳
*	*				طرح ۴
*					طرح ۵

	فصل اول: مقدمه طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	
--	--	--

باید توجه شود که طرح‌های ارائه شده در جدول ۱-۳، طرح‌های پیشنهادی برای اتصال هر کلاس قدرت می‌باشند و در نهایت، نتیجه مطالعات پخش بار و اتصال کوتاه تعیین کننده طرح مناسب برای اتصال منابع انرژی تجدیدپذیر به شبکه است. به عنوان مثال، نتایج مطالعات پخش بار و اتصال کوتاه مشخص می‌کند که در یک فیدر خاص، آیا یک مولد کلاس ۴ می‌تواند از طریق طرح ۳ به شبکه متصل شود و یا باید از طریق طرح ۴ به شبکه متصل شود. شایان ذکر است، به دلیل عدم وجود دستورالعمل اتصال مولدهای مقیاس بزرگ به شبکه از طرف شرکت توانیر، مولدهای بیش از ۲۵ مگاوات با توجه به صلاح دید شرکت ذیربط از طریق خط و ترانسفورماتور اختصاصی مستقیماً به باسبار پست فوق توزیع مشخص متصل می‌شوند.

علاوه بر کلاس بندی و طرح بندی منابع انرژی تجدیدپذیر، شرکت صادرکننده مجوز اتصال به شبکه برای ظرفیت‌های مختلف مولدها مطابق با جدول ۱-۴ متفاوت می‌باشد.

جدول ۱-۴: شرکت‌های صادرکننده مجوز اتصال به شبکه

ظرفیت مولدها	شرکت صادرکننده مجوز
کمتر از ۲ مگاوات	شرکت‌های توزیع نیروی برق
بین ۲ تا ۷ مگاوات	شرکت‌های توزیع نیروی برق با هماهنگی شرکت‌های برق منطقه‌ای
بین ۷ تا ۲۵ مگاوات	شرکت‌های برق منطقه‌ای
بیشتر از ۲۵ مگاوات	شرکت توانیر

۱-۴ مطالعات فنی طرح‌های اتصال به شبکه

به منظور بررسی تأثیر اتصال نیروگاه خورشیدی به شبکه برق، مطالعات فنی جدول ۱-۵ باید انجام شود. لازم به ذکر است برای کلیه نیروگاه‌های تجدیدپذیر متصل به شبکه، سرمایه‌گذار می‌بایست کلیه مطالعات (پخش بار، اتصال کوتاه، هارمونیک و ...) مورد نظر دستورالعمل توانیر را توسط شرکت مشاور مورد تأیید شرکت‌های توزیع و برق منطقه‌ای انجام دهد و در صورت مغایرت نتایج با استانداردهای دستورالعمل توانیر، بازنگری طرح اتصال توسط شرکت مشاور و سرمایه‌گذار و با هماهنگی شرکت برق مربوطه انجام می‌شود. این بازنگری می‌تواند شامل تغییر تجهیزات مورد استفاده اعم از تغییر سطح مقطع هادی‌های مختلف، تغییر تنظیمات ولتاژ و در صورت لزوم استفاده از تنظیم‌کننده‌های ولتاژ،

	فصل اول: مقدمه		
	طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی		

تغییر نوع اینورتر و ... باشد. همچنین ممکن است تغییراتی در محل نصب و همینطور توان خروجی مولدها انجام شود.

جدول ۱-۵: مطالعات فنی موردنیاز با توجه به طرح اتصال و کلاس قدرت نیروگاه‌های خورشیدی

سیستم زمین	کیفیت توان	پایداری دینامیکی و گذرا	هماهنگی حفاظتی	اتصال کوتاه	پخش بار	مطالعات فنی
						طرح و کلاس
-	-	-	-	-	-	کلاس ۱ (طرح ۱ و ۲)
*	-	-	*	*	*	کلاس ۲ (طرح ۲ و ۳)
*	*	-	*	*	*	کلاس ۳ (۳)
*	*	*	*	*	*	کلاس ۴ (طرح ۳ و ۴)
*	*	*	*	*	*	کلاس ۵ (طرح ۴ و ۵)

۱-۵ مدل‌های سرمایه‌گذاری در زمینه انرژی‌های تجدیدپذیر

سرمایه‌گذاری در حوزه انرژی‌های تجدیدپذیر در جهان رو به افزایش است و بر اساس اعلام آژانس بین‌المللی انرژی در سال ۲۰۲۳ به ازای یک دلار سرمایه‌گذاری در سوخت فسیلی، ۱.۷ دلار به سمت انرژی‌های تجدیدپذیر سرازیر شده است. مدل‌ها و پیمان‌های سرمایه‌گذاری در زمینه انرژی‌های تجدیدپذیر در کشور به ویژه در زمینه انرژی‌های خورشیدی به صورت ذیل می‌باشد.

- احداث نیروگاه تجدیدپذیر توسط صنایع خودتأمین (تهاتر انرژی)
- احداث نیروگاه تجدیدپذیر جهت تأمین برق مراکز استخراج رمزارز
- احداث نیروگاه خورشیدی با استفاده از ماده ۱۲ قانون رفع موانع تولید
- احداث نیروگاه خورشیدی در شهرک صنعتی و زمین شخصی
- احداث نیروگاه خورشیدی در شهرک‌های تخصصی خورشیدی
- احداث سامانه‌های خورشیدی برای اقشار کم‌برخوردار

	فصل اول: مقدمه طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	
--	--	--

- احداث نیروگاه محدود به انشعاب برق (پشت بامی)
 - احداث نیروگاه تجدیدپذیر جهت تأمین 20 درصد ساختمان‌های دولتی
 - خرید تضمینی برق تجدیدپذیر با استفاده از ظرفیت ماده 61 قانون اصلاح الگوی مصرف
 - احداث نیروگاه تجدیدپذیر جهت عرضه برق در تابلوی سبز بورس انرژی
 - احداث نیروگاه خورشیدی با استفاده از ماده 16 قانون جهش تولید دانش‌بنیان
 - احداث نیروگاه تجدیدپذیر جهت صادرات برق
- در حال حاضر از 13 هزار مگاوات در حال احداث نیروگاه‌های تجدیدپذیر، 11.9 هزار مگاوات مربوط به احداث نیروگاه‌های خورشیدی می‌باشد که در جدول ۱-۶ سهم هر مدل سرمایه‌گذاری نیروگاه خورشیدی نشان داده شده است.

جدول ۱-۶: ظرفیت مدل‌های سرمایه‌گذاری در زمینه انرژی‌های خورشیدی

ظرفیت در حال احداث	مدل سرمایه‌گذاری
۲۰۱/۷ مگاوات	ماده ۶۱
۳۹۷۲/۶ مگاوات	ماده ۱۲
۴۵۰۰ مگاوات	ماده ۱۲ ویژه
۲۵۶۷/۴ مگاوات	تهاتر صنایع
۵۱۲/۷ مگاوات	تابلوی سبز بورس
۱۵۰/۳ مگاوات	شهرک تخصصی، زمین شخصی و رمزارز

۱-۶ طرح مورد مطالعه

شرکت سیمان آبیک در نظر گرفته است که یک نیروگاه خورشیدی با ظرفیت ۱۰ مگاوات واقع است البرز احداث و به پست فوق توزیع 63/20 کیلوولت آبیک متصل کند.

با توجه به توضیحات ارائه شده در این فصل و بررسی مدل‌های سرمایه‌گذاری و انواع طرح‌های اتصال مولدهای تولید پراکنده بر اساس کلاس آن‌ها، نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیک از نوع کلاس ۵ و طرح ۴ با مدل سرمایه‌گذاری تابلوی سبز بورس انرژی محسوب می‌شود که با توجه به سناریو پیشنهادی نقطه اتصال، به پست فوق توزیع متصل خواهد شد.

	فصل اول: مقدمه طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	
--	--	--

این گزارش به مطالعه فنی طرح اتصال نیروگاه خورشیدی متعلق به شرکت سیمان آبیگ با ظرفیت ۱۰ مگاوات به پست فوق توزیع شبکه سراسری، واقع در شهرستان البرز استان تهران، می‌پردازد. مبنای مطالعات این گزارش، در کنار استانداردهای ملی، دستورالعمل‌های توانیر، استانداردهای بین‌المللی مرتبط سازمان‌های معتبر همچون IEEE و IEC بوده است. در کنار این موارد، الزامات خاص مولدهای فتوولتائیک نیز از Grid Code کشور آلمان برداشته شده است. با هدف بررسی تأثیرات نیروگاه خورشیدی بر شبکه، مطالعات و الزامات زیر بررسی شده که به تفکیک در ادامه گزارش ارائه خواهند شد:

- مطالعات پخش بار با هدف بررسی تأثیر نیروگاه بر بارگذاری تجهیزات و سطوح ولتاژی
- مطالعات تحلیل رخداد با هدف بررسی تأثیر نیروگاه بر شبکه در شرایط اضطراری
- مطالعات اتصال کوتاه با هدف بررسی تأثیر نیروگاه بر سطوح اتصال کوتاه تجهیزات موجود
- مطالعات پایداری گذرا با هدف بررسی تأثیر نیروگاه بر پایداری شبکه در وقوع رخدادها
- مطالعات کیفیت توان با هدف بررسی تأثیر مؤلفه‌های هارمونیک اینورترهای خورشیدی بر شبکه
- مطالعات سیستم زمین با هدف بررسی ایمنی پرسنل‌ها و کارکرد صحیح تجهیزات
- مطالعات سیستم حفاظت با هدف بررسی تأثیر نیروگاه بر هماهنگی تجهیزات حفاظتی
- مطالعات سیستم مانیتورینگ با هدف بررسی امکان کنترل، نظارت و حفاظت از راه دور برای شناسایی، عیب‌یابی و واکنش سریع

تمامی مطالعات فوق در نرم‌افزار DigSilent Power Factory و مطابق اطلاعات طرح و دک شبکه انجام شده است.

فصل دوم

۲. مشخصات طرح

	فصل دوم: مشخصات طرح طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	--	--

۱-۲ موقعیت جغرافیایی نیروگاه خورشیدی

موقعیت زمین موردنظر جهت احداث نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیگ متعلق به شرکت سیمان آبیگ، در غرب شهر مهستان و شمال غرب شهرستان نظرآباد از شهرستان‌های استان البرز می‌باشد. این نیروگاه در مرز بین استان‌های البرز و تهران در محلی نزدیک به نزدیک جاده قزوین واقع شده است. فاصله تقریبی سایت نیروگاه خورشیدی تا شهرهای مهستان و نظرآباد به ترتیب، ۷ و ۱۷ کیلومتر بوده و نیز فاصله آن تا شهر آبیگ استان قزوین در حدود ۸ کیلومتر است. در شکل‌های ۱-۲ تا ۲-۲ محدوده جغرافیایی ساختگاه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیگ نشان داده شده است. سایت نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی، با وسعتی در حدود ۱۵ هکتار (۱۵۰۰۰۰ مترمربع) می‌باشد. مطابق با شکل ۲-۲، مختصات نقاط گوشه زمین (UTM) در نظر گرفته شده برای این نیروگاه خورشیدی به شرح جدول ۱-۲ می‌باشد.



شکل ۲-۲: موقعیت جغرافیایی نیروگاه خورشیدی.



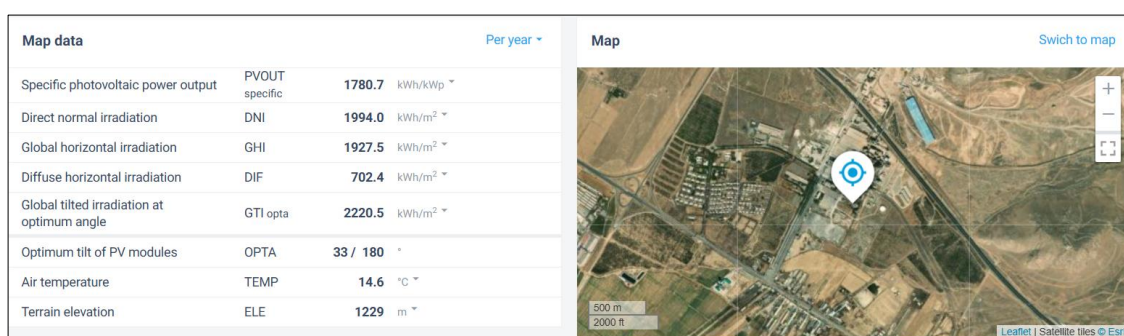
شکل ۲-۳: مختصات UTM نیروگاه خورشیدی.

جدول ۲-۱: مختصات UTM نیروگاه خورشیدی

Map-ID	UTM-Easting	UTM-Northing
A	463463.00	3985517.00
B	463308.00	3985239.00
C	462860.00	3985478.00
D	462927.00	3985615.00
E	463032.00	3985566.00
F	463108.00	3985727.00

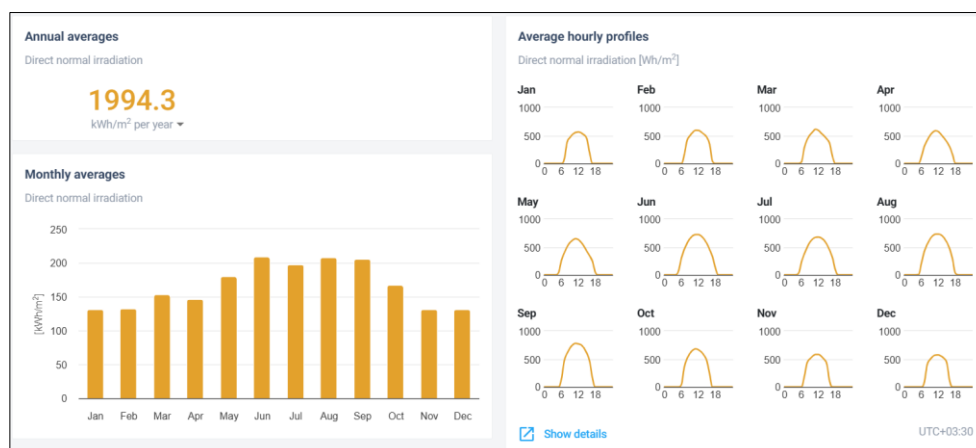
۲-۲ پتانسیل انرژی خورشیدی در منطقه مورد مطالعه

با توجه به اطلس پتانسیل انرژی خورشیدی در محدوده در نظر گرفته شده، اطلاعات و مشخصات انرژی خورشیدی سایت نیروگاه در شکل ۲-۳ ارائه شده است. مطابق با شکل ۲-۳، انرژی تولیدی سالانه از نیروگاه خورشیدی به ازای نصب یک کیلووات نیروگاه برابر با 1780.7 کیلووات ساعت است. همچنین، در شکل ۲-۳ مقادیر سالانه میانگین تابش مستقیم (DNI)، میانگین تابش افقی (GHI) و میانگین تابش شیبدار در زاویه بهینه (GTI) به ترتیب 1994.0، 1927.5 و 2220.5 کیلووات ساعت بر مترمربع بیان شده است.



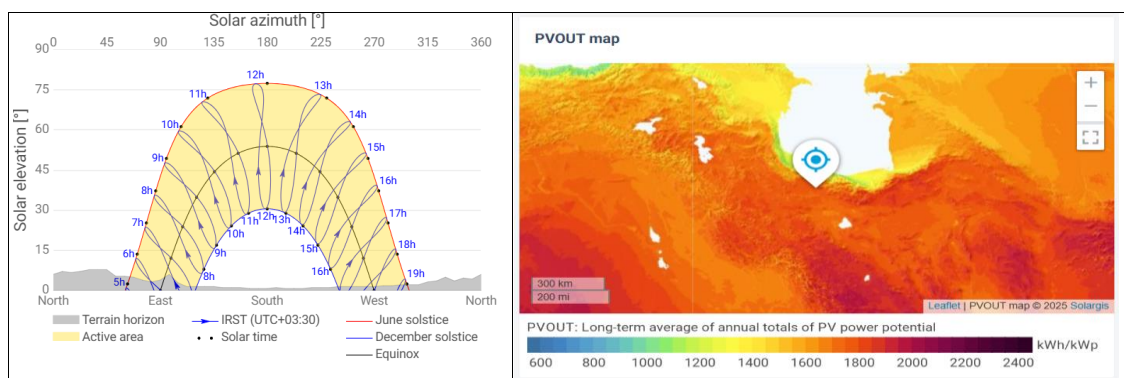
شکل ۲-۳: مشخصات سالانه انرژی تولیدی و میانگین تابش خورشیدی.

میزان متوسط سالانه تابش مستقیم، منحنی متوسط تابش مستقیم به تفکیک هر ماه و پروفیل‌های روزانه تابش مستقیم به ازای هر ساعت در محل احداث نیروگاه در شکل ۲-۴ به نمایش گذاشته شده است.



شکل ۲-۴: میزان متوسط تابش مستقیم به صورت روزانه، ماهانه و سالانه.

اطلس انرژی خورشیدی و حرکت مسیر خورشید در محل احداث نیروگاه مطابق با شکل ۲-۵ می باشد. همانطور که در شکل ۲-۵ مشاهده می شود سایه اندازی از طریق موانع دور (Horizon) بسیار اندک و قابل چشم پوشی است.



شکل ۲-۵: اطلس انرژی خورشیدی و حرکت مسیر خورشید.

اطلاعات دقیق مقادیر تابش مستقیم در ساعت های مختلف سال به تفکیک هر ماه به صورت شکل ۲-۶ نشان داده شده است.

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6					40	74	30	7				
6 - 7			25	126	259	302	226	212	139	42		
7 - 8	73	153	278	306	393	455	373	418	464	348	181	81
8 - 9	377	410	429	413	500	567	492	547	602	509	429	390
9 - 10	463	495	510	499	578	648	584	638	693	599	502	488
10 - 11	523	557	567	557	623	700	643	702	753	656	552	544
11 - 12	555	594	612	586	647	721	671	729	779	681	580	570
12 - 13	565	592	592	568	630	721	677	730	770	664	581	571
13 - 14	547	562	541	515	580	695	660	712	752	631	549	549
14 - 15	511	523	494	453	510	642	620	662	695	565	495	510
15 - 16	441	467	436	384	422	563	545	583	602	463	406	423
16 - 17	188	341	355	297	339	450	441	465	457	229	97	103
17 - 18		40	126	159	242	324	306	283	154	1		
18 - 19				3	48	127	91	30				
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	4,242	4,735	4,966	4,867	5,812	6,990	6,359	6,718	6,860	5,388	4,371	4,227

شکل ۲-۶: اطلاعات ساعتی تابش مستقیم.

	فصل دوم: مشخصات طرح طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسیین مشاور
--	--	--

۲-۳ مشخصات شبکه

۲-۳-۱ پست کاندید

پست کاندید برای طرح اتصال نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی به شبکه، پست 63/20 کیلوولت آبیگ است که در شکل ۷-۲ نشان داده شده است. مطابق شکل ۷-۲، پست 63/20 کیلوولت آبیگ در فاصله 0.64 کیلومتری از ساختگاه نیروگاه خورشیدی قرار دارد.



شکل ۷-۲: موقعیت پست کاندید و ساختگاه نیروگاه خورشیدی.

۲-۳-۲ مشخصات فنی پست کاندید

پست 63/20 کیلوولت آبیگ دارای 2 واحد ترانسفورماتور قدرت 63/20 کیلوولت با ظرفیت نامی 60 مگاوات-آمپر و با گروه برداری Yd11 است. این پست از طریق پست 400/63 کیلوولت زیاران و پست 63/20 قشلاق تغذیه می‌شود. مشخصات این پست در جدول شماره ۲-۲ ارائه شده و در صورت نیاز، مبنای مطالعات شبیه‌سازی قرار خواهد گرفت.

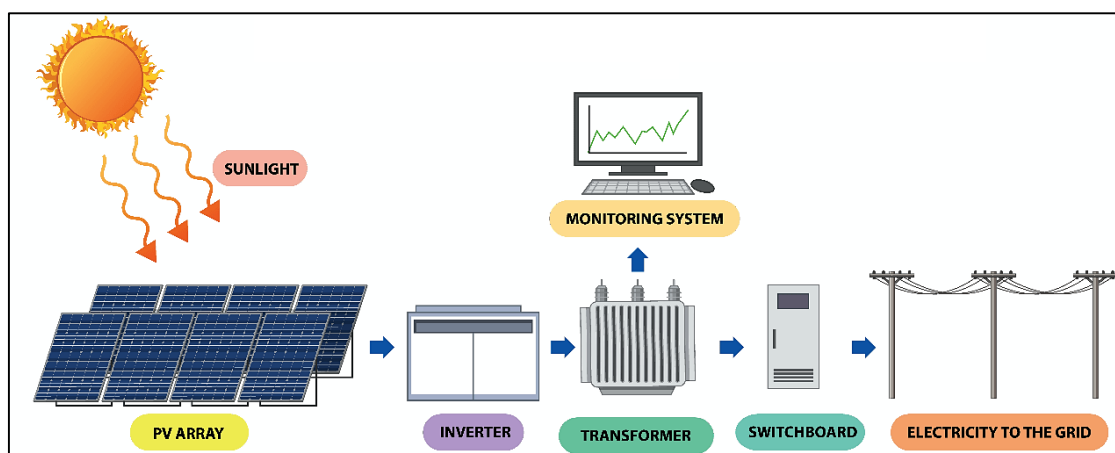
	فصل دوم: مشخصات طرح طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	--	--

جدول ۲-۲: مشخصات فنی پست کاندید

مشخصه	مولفه
60 MVA	ظرفیت نامی پست 63/20
63/20 KV	نسبت تبدیل ترانسفورماتور قدرت
Yd11	گروه برداری ترانسفورماتور قدرت 63/20
13.2 %	امپدانس درصد ترانسفورماتور قدرت 63/20
22 KA	قدرت قطع کلیدهای 63 کیلوولت
12.5 KA	قدرت قطع کلیدهای 20 کیلوولت
9.6 MVAR	مقدار خازن جبران سازی
0	ظرفیت فعلی تولید پراکنده

۲-۴ مشخصات فنی تجهیزات نیروگاه خورشیدی

تجهیزات نیروگاه‌های خورشیدی شامل پنل‌های خورشیدی، اینورترها، سازه‌های نگهدارنده، جعبه‌های ترکیب‌کننده استرینگ‌ها، ترانسفورماتورهای افزایشنده، تابلوهای فشار ضعیف و متوسط، سیستم حفاظت، سیستم زمین، سیستم مانیتورینگ، کابل‌های AC و DC، خطوط ارتباطی با پست برق بالادستی می‌باشد. در شکل ۲-۸ یک شماتیک کلی از تجهیزات مورد استفاده در نیروگاه خورشیدی و نحوه ارتباط آن‌ها با یکدیگر نشان داده شده است. در ادامه به معرفی پنل خورشیدی، اینورتر، ترانسفورماتور و تابلوهای فشار ضعیف و متوسط انتخاب‌شده پرداخته خواهد شد.

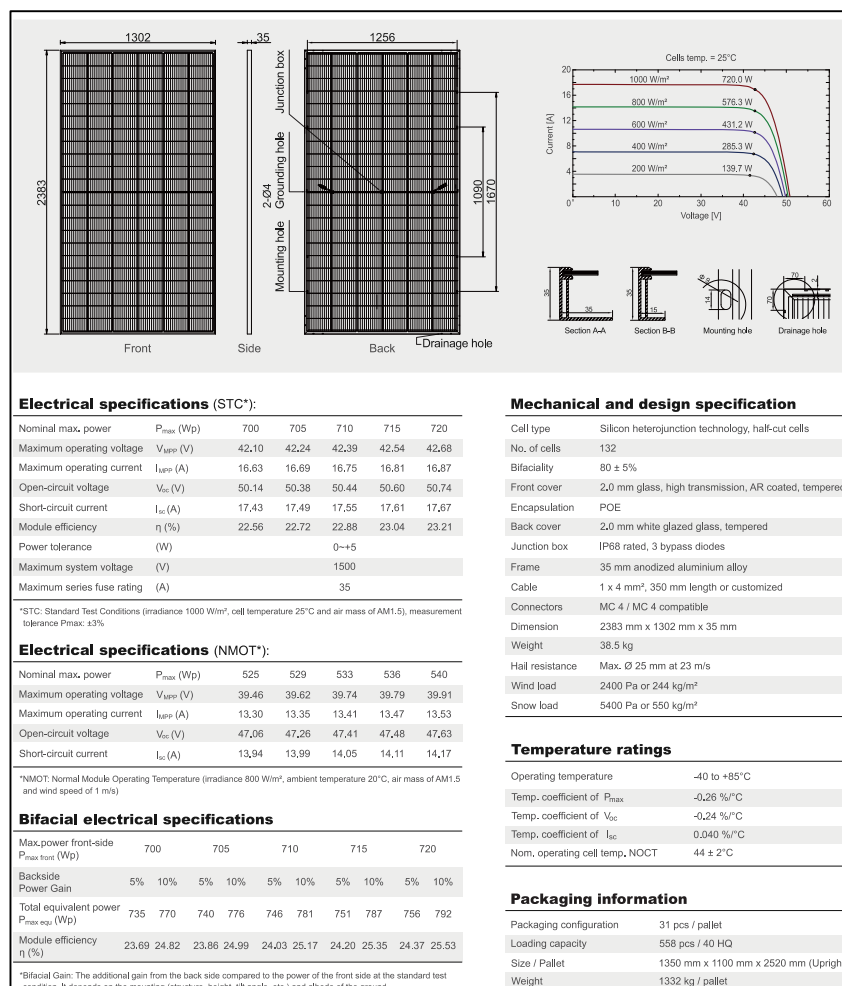


شکل ۲-۸: شماتیک تجهیزات نیروگاه خورشیدی و ارتباط آن‌ها.

	فصل دوم: مشخصات طرح طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	 نیروشید شرکت مهندسين مشاور
---	---	--

۲-۴-۱ پنل خورشیدی

برای احداث نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیگ، پنل خورشیدی 700 واتی با مدل TME-132BDS از برند TrinaSolar انتخاب شده است. این پنل خورشیدی از تکنولوژی SILICON HETEROJUNCTION استفاده می‌کند. این تکنولوژی ترکیبی از سیلیکون کریستالی و لایه‌های نازک آلی است که به افزایش کارایی و بهبود عملکرد پنل در شرایط مختلف نوری کمک می‌کند. بازدهی آن 23.21 درصد بوده و به صورت دورویه (Bifacial) می‌باشد. برای دستیابی به توان 10 MW DC به تعداد 14400 از این نوع پنل خورشیدی مورد نیاز است که با تشکیل 800 استرینگ (در هر استرینگ 18 ماژول سری شده) توان مورد نظر را تولید می‌کنند. منحنی مشخصه IV و دیتاشیت این پنل خورشیدی در شکل ۲-۹ نمایش داده شده است.



شکل ۲-۹: مشخصات پنل خورشیدی TME-132BDS.

	فصل دوم: مشخصات طرح طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	 نیروشید شرکت مهندسی مشاور
---	---	---

۲-۴-۲ اینورتر

در نیروگاه‌های خورشیدی مقیاس بالا برای تبدیل توان DC به توان AC از اینورترهای توان بالا استفاده می‌شود. اینورتر SUNNY HIGHPOWER PEAK3، از برند SMA برای استفاده در این نیروگاه انتخاب شده است. این اینورتر در چند مدل با توان‌های مختلف - 125 kW - 150 kW-165 kW - 172 kW ارائه می‌شود. این اینورتر دارای کارایی بالا بوده و کاهش تلفات را به همراه دارد. طراحی مدولار و فشرده آن، نصب و نگهداری را آسان‌تر کرده و همچنین با دارا بودن استاندارد IP66 برای حفاظت در برابر گرد و غبار و آب مقاوم است. همچنین جهت نظارت و کنترل از راه دور دارای اتصالات پیشرفته نظیر Wi-Fi و GSM می‌باشد. جزئیات بیشتر مشخصات اینورتر در شکل ۲-۱۰ قابل مشاهده است. برای تبدیل توان 10 MW DC به توان AC به تعداد 80 دستگاه اینورتر 125 کیلوواتی از این مدل مورد نیاز است.

Technical Data	Sunny Highpower PEAK3 125-US	Sunny Highpower PEAK3 150-US	Sunny Highpower PEAK3 165-US	Sunny Highpower PEAK3 172-US
Input (DC)				
Maximum array power	250 kWp	300 kWp	330 kWp	344 kWp
Maximum system voltage		1500 Vdc		
Rated MPP voltage range	705 V ... 1450 V	880 V ... 1450 V	924 V ... 1450 V	968 V
MPPT operating voltage range	684 V ... 1500 V	855 V ... 1500 V	898 V ... 1500 V	94 V
MPPT trackers		1		
Maximum operating input current		180 A		
Maximum input short-circuit current		325 A		
Output (AC)				
Nominal AC power	125 kW	150 kW	165 kW	172 kW
Maximum apparent power	125 kVA	150 kVA	165 kVA	172
Output phases / line connections			3 / 3-PE	
Nominal AC voltage	480 V	600 V	630 V	660 V
Compatible transformer winding configuration			Wye-grounded	
Maximum output current			151 A	
Rated grid frequency			60 Hz	
Grid frequency / range			50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +6 Hz	
Power factor at rated power / adjustable displacement			1 / 0.8 leading ... 0.8 lagging	
Harmonics (THD)			<3%	
Efficiency				
CEC efficiency	98.5 %	99.0 %	99.0 %	99.0 %
Protection and safety features				
Ground fault monitoring: Riso / Differential current			● / ●	
DC reverse polarity protection			●	
AC short circuit protection			●	
Monitored surge protection (Type 2): DC / AC			● / ●	
Protection class / overvoltage category (as per UL 840)			1 / IV	
General data				
Device dimensions (W / H / D)		770 / 830 / 462 mm (30.3 / 32.7 / 18.2 in)		
Device weight		99 kg (218 lbs)		
Operating temperature range		-25°C ... +60°C (-13°F ... +140°F)		
Storage temperature range		-40°C ... +70°C (-40°F ... +158°F)		
Audible noise emission (full power @ 1m and 25°C)			< 69 dB(A)	
Internal consumption at night			< 5 W	
Topology			Transformerless	
Cooling concept			OptiCool (forced convection, variable speed fans)	
Enclosure protection rating			Type 4X	
Maximum permissible relative humidity (non-condensing)			100%	
Additional information				
Mounting			Rack mount	
DC connection			Terminal lug (up to 600 kcmil CU/AL)	
AC connection			Screw terminal (up to 300 kcmil CU/AL)	
LED Indicators (Status/Fault/Communication)			●	
SMA Speedwire (Ethernet network interface)			● (2 x RJ45 ports)	
Data protocols: SMA Modbus / SunSpec Modbus			● / ●	
Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7			● / ●	
Off-grid capable / SMA Hybrid Controller compatible			— / ●	
Monitoring				
SMA Sunny Portal (monitoring portal)			No cost for the lifetime of the system	
SMA Smart Connection (monitoring and remote O&M service)			No cost on inverters under warranty	
Supported protocols for outbound data			SMA external API, Modbus, FTP	
Certifications				
Certifications and approvals (pending)			UL 62109, UL 1998, CAN/CSA-C22.2 No.62109	
Manufacturer's Declaration of Design Life			25 years	
FCC compliance			FCC Part 15, Class A	
Grid interconnection standards			IEEE 1547:2018, UL 1741-SA - CA Rule 21, HECO Rule 14H, UL174	
Advanced grid support capabilities			L/HVRT, L/HVRT, Volt-Var, Volt-Watt, Frequency-Watt, Ramp Rate Control	
Warranty				
Standard			5 years	
Optional extensions			10 / 15 / 20 / 25 years	

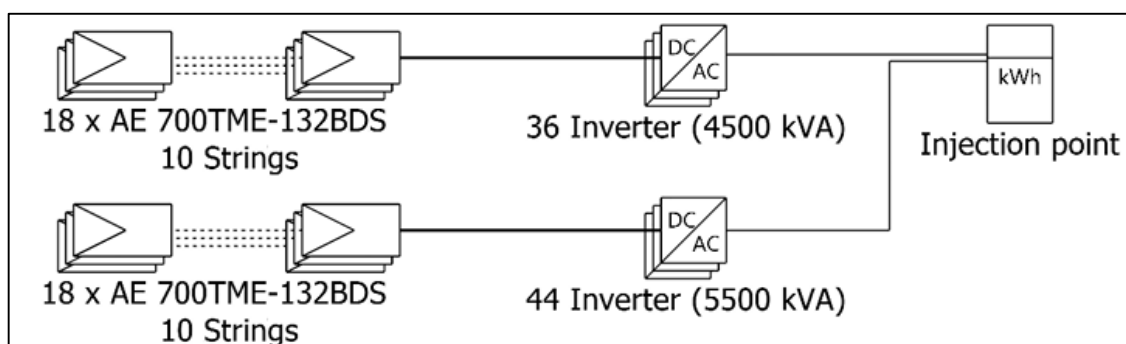
شکل ۲-۱۰: مشخصات اینورتر SG3125HV-20.

	فصل دوم: مشخصات طرح	
	طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	

۲-۵ چیدمان داخلی نیروگاه خورشیدی

مطابق با گزارش نرم افزار PVsyst، برای احداث نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیگ در منطقه موردنظر، به تعداد 14400 پنل خورشیدی با توان 700 وات نیاز است. برای تبدیل توان 10 مگاوات DC به توان AC، از 80 دستگاه اینورتر 125 کیلوواتی استفاده می‌شود. خروجی هر اینورتر، یک بلوک با سطح ولتاژ نامی 0.8 کیلوولت تشکیل می‌دهد.

بعد از تبدیل توان DC به AC، برای افزایش سطح ولتاژ 0.6 کیلوولت نیروگاه خورشیدی به سطح ولتاژ 20 کیلوولت و اتصال به پست بالادستی، از ترانسفورماتور افزایشده 20/0.8 کیلوولت استفاده می‌شود. شماتیک کلی اتصالات داخلی نیروگاه شامل پنل‌های خورشیدی، اینورترها به شرح شکل ۲-۱۱ می‌باشد.



شکل ۲-۱۱: شماتیک داخلی نیروگاه خورشیدی.

۲-۶ برآورد میزان تولید نیروگاه خورشیدی

تولید انرژی در نیروگاه‌های خورشیدی به عوامل متعددی بستگی دارد که همگی بر بازده و عملکرد کلی سیستم تأثیر می‌گذارند و بسیاری از این پارامترها دارای عدم قطعیت می‌باشند. از مهم‌ترین این عوامل می‌توان به دمای محیط، میزان آلودگی هوا، شرایط آب و هوایی، تابش خورشید، نوع و کیفیت پنل‌های خورشیدی، نگهداری و پاکیزگی پنل‌ها، سیستم‌های الکترونیکی و اینورترها و ... اشاره کرد. از این رو، برای ارزیابی نسبتاً مناسب از میزان حداکثر تولید یک نیروگاه خورشیدی، با توجه به محل نصب و شرایط محیطی، از نرم‌افزار PVsyst جهت تخمین میزان تولید نیروگاه استفاده می‌شود. مطابق شکل ۲-۱۲ ملاحظه می‌گردد ضریب عملکرد تولید (PR) 89.57 % و انرژی تزریق‌شده به شبکه 20.44 GWh در یک سال می‌باشد.

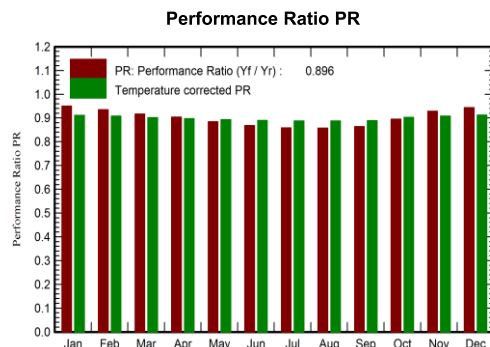
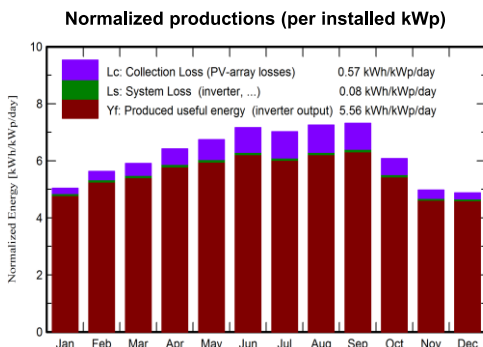
Main results

System Production

Produced Energy	20443601 kWh/year	Specific production	2028 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	89.57 %

Economic evaluation

Investment		Yearly cost		LCOE	
Global	3,579,795.65 USD	Annuities	0.00 USD/yr	Energy cost	0.01 USD/kWh
Specific	0.36 USD/Wp	Run. costs	18,144.00 USD/yr		
		Payback period	2.5 years		



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	92.0	29.10	1.73	156.3	154.3	1517363	1495663	0.950
February	105.9	28.14	4.02	157.6	155.7	1506776	1484898	0.935
March	149.3	51.77	9.18	183.1	179.7	1716521	1692369	0.917
April	182.5	66.13	13.30	192.5	188.1	1777062	1752273	0.903
May	220.2	69.75	18.97	209.1	203.9	1889621	1863860	0.884
June	240.1	61.79	24.26	215.0	209.4	1906781	1881167	0.868
July	236.3	64.86	27.38	217.5	212.0	1906855	1881475	0.858
August	220.3	55.33	26.39	225.0	219.9	1970484	1943710	0.857
September	185.6	36.60	21.90	219.5	215.1	1939674	1912263	0.864
October	136.1	35.21	15.97	188.4	185.7	1724258	1700064	0.895
November	93.0	29.82	7.94	149.3	147.3	1417603	1397756	0.929
December	84.5	22.98	3.65	151.1	149.6	1458955	1438101	0.944
Year	1945.8	551.49	14.62	2264.4	2220.6	20731952	20443601	0.896

Legends

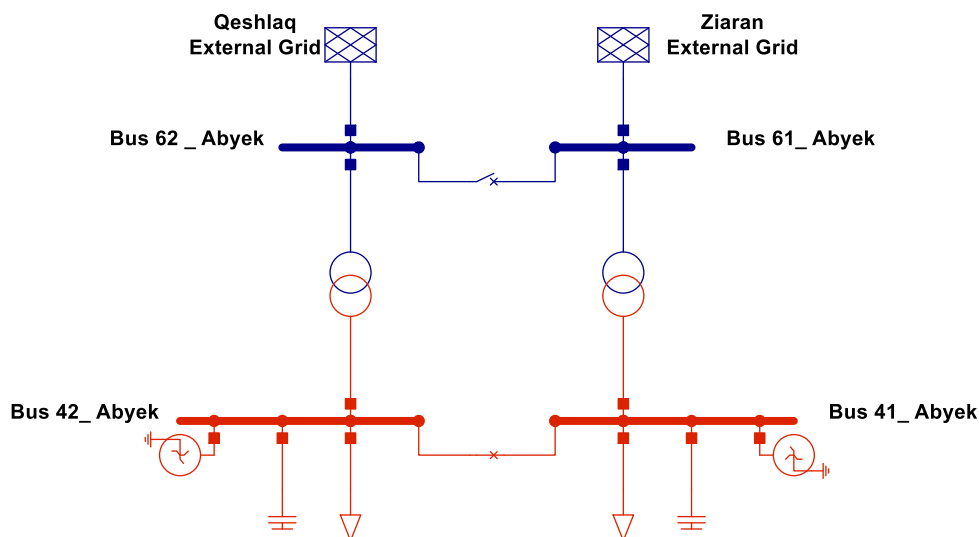
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

شکل ۲-۱۲: میزان تولید نیروگاه خورشیدی با نرم افزار PVsyst

	فصل دوم: مشخصات طرح	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
	طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	

۷-۲ دیاگرام تک خطی شبکه

در شکل ۲-۱۳ دیاگرام تک خطی شبکه مدلسازی شده نشان داده شده است. مطابق با دک شبکه در شکل ۲-۱۳ و سناریو پیشنهادی از سوی شرکت برق منطقه‌ای تهران، نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی سیمان آبیک به باسبار ۲۰ کیلوولتی پست آبیک به صورت شعاعی متصل می‌شود.



شکل ۲-۱۳: دیاگرام تک خطی شبکه.

فصل سوم

۳. مطالعات پخش بار

	فصل سوم: مطالعات پخش بار طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	--	--

۳-۱ مقدمه

یکی از بخش‌های اصلی در تحلیل هر شبکه قدرت، بررسی آن در حالت بهره‌برداری عادی (N-0) و یا همان مطالعات پخش بار است که برای تعیین الزامات اتصال نیروگاه خورشیدی به شبکه ضرورت دارد. پخش بار یکی از ابزارهای بنیادین در تحلیل ماندگار سیستم قدرت محسوب می‌شود و هدف اصلی آن، تدوین راهبرد مناسب برای کنترل ولتاژ و توان راکتیو، تعیین قیود عملکردی و همچنین فراهم‌آوردن داده‌های لازم برای مطالعات کیفیت توان و هماهنگی حفاظتی است. خروجی این مطالعات می‌تواند شامل اندازه و زاویه ولتاژ شین‌ها، جریان تجهیزات (ژنراتورها، ترانسفورماتورها، خطوط و ...)، توان‌های اکتیو، راکتیو و ظاهری، ضریب توان، سطح بارگذاری و همچنین نوع و سایز هادی موردنیاز فیدر متصل‌کننده نیروگاه خورشیدی به شبکه باشد.

در این فصل، مطالعات پخش بار شبکه در شرایط بهره‌برداری نرمال جهت بررسی اثرات اتصال نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آریک بر ولتاژ باسبارها، جریان تجهیزات، بارگذاری اجزای شبکه و تلفات انجام می‌شود و نتایج با شرایط پیش از اتصال مقایسه خواهد شد. برای این منظور از نرم‌افزار DigSilent Power Factory با استفاده از روش نیوتن-رافسون بهره گرفته شده است. سپس خروجی‌ها بر اساس استانداردها و دستورالعمل‌های اتصال نیروگاه‌های خورشیدی به شبکه و از منظر محدودیت‌های ولتاژ مجاز و درصد بارگذاری خطوط تحلیل می‌شوند. چنانچه نتایج در محدوده مجاز قرار گیرند، اتصال نیروگاه از نظر مطالعات پخش بار مورد تأیید خواهد بود.

معیارها و مبانی فنی در نظر گرفته شده برای انجام مطالعات پخش بار و بررسی نتایج آن به شرح ذیل می‌باشد:

- دامنه مجاز تغییرات ولتاژ کلیه پست‌ها در حالت عادی $\pm 5\%$ درصد ولتاژ نامی آن‌ها می‌باشد.
- حداکثر بارگذاری مجاز ترانسفورماتورها در شرایط عادی برابر با 80 درصد می‌باشد.
- حداکثر بارگذاری مجاز خطوط در شرایط عادی برابر با ظرفیت حرارتی آن‌ها می‌باشد.

	فصل سوم: مطالعات پخش بار طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	
--	--	--

۲-۲ سناریو مورد مطالعه

سناریو مطالعه با توجه به شبکه الکتریکی اطراف سایت نیروگاه خورشیدی در سطح ولتاژ 20 کیلوولت تعریف شده است. در دک شبکه، نزدیکترین پست فوق توزیع به محل سایت نیروگاه، پست 63/20 کیلوولت آبیگ است که در فاصله 0.64 کیلومتری قرار دارد. بر این اساس، سناریو پیشنهادی با در نظر گرفتن توجیه فنی و اقتصادی به شرح زیر است:

- توسعه فیدرخانه 20 کیلوولت پست فوق توزیع آبیگ و احداث یک دستگاه فیدر 20 کیلوولت در پست مذکور در صورت نیاز به منظور اتصال شعاعی از طریق احداث خط 20 کیلوولت با هادی مناسب به طول تقریبی 0.64 کیلومتر.

در این طرح، نیروگاه خورشیدی از طریق یک خط 20 کیلوولت با هادی هاینا (Hyena) و به طول تقریبی 0.64 کیلومتر، به صورت شعاعی به باسبار 20 کیلوولت پست 63/20 آبیگ متصل می شود. در صورت نیاز، یک فیدر 20 کیلوولت و فیدرخانه جدید در پست توسعه خواهد یافت.

۳-۳ وضعیت شبکه پایه

مطالعه اتصال نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیگ به شبکه و بررسی کفایت شبکه در سناریوی پیشنهادی به همراه ارزیابی توسعه های مورد نیاز، برای افق سال ۱۴۰۵ و بر اساس دک شبکه انجام می شود. در این افق زمانی، لازم است طرح های توسعه تجدیدپذیر، برآورد بار پست کاندید و سایر ملاحظات مرتبط در نظر گرفته شوند.

در حال حاضر، پست آبیگ فاقد نیروگاه تجدیدپذیر می باشد. همچنین، لازم به ذکر است که در این پست 4 یونیت خازن هر یک با ظرفیت 2.4 مگاوار نصب شده است که در بهبود پروفیل ولتاژ و جبران توان راکتیو نقش مؤثری ایفا می کنند.

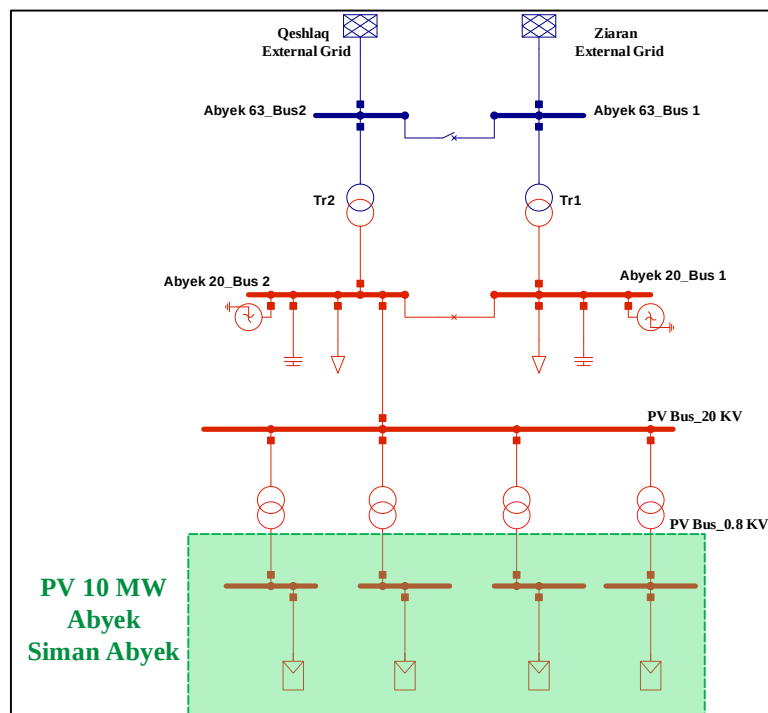
برای مطالعات پخش بار شبکه و ارزیابی تأثیر اتصال نیروگاه خورشیدی 10 مگاواتی، دو حالت پرباری و کمباری شبکه باید بررسی شوند. در حالت پرباری، حداکثر بار پست آبیگ تا پایان سال ۱۴۰۵ (بدترین حالت) 44 مگاوات توان اکتیو و 12 مگاوار توان راکتیو در نظر گرفته شده است که در باسبارهای اول و دوم 20 کیلوولت پست کاندید مدل سازی شده است. در حالت کمباری نیز، حداقل بار پست های کاندید در سال ۱۴۰۳ به عنوان وضعیت کمباری در نظر گرفته شده که میزان آن 17.6

	فصل سوم: مطالعات پخش بار طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسیین مشاور
--	--	--

مگاوات توان اکتیو و 4.8 مگاوار توان راکتیو می‌باشد. جزئیات بارهای پرباری و کم‌باری پست و سایر اطلاعات در جدول ۱-۳ ارائه شده است. دیاگرام تک خطی شبکه پایه با توضیحات قبلی به همراه اتصال نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیک در شکل ۱-۳ نشان داده شده است.

جدول ۱-۳: مشخصات شبکه

مشخصه	مؤلفه
0.64 Km	طول خط توزیع
هاینا (Hyena)	نوع هادی خط توزیع
$0.2767 \Omega/\text{Km}$	مقاومت هادی خط توزیع
$0.3774 \Omega/\text{Km}$	راکتانس هادی خط توزیع
44 MW – 12 MVar	بار پرباری پست آبیک
17.6 MW – 4.8 MVar	بار کم‌باری پست آبیک
$4 \times 2.4 \text{ MVar}$	خازن نصب شده در پست آبیک



شکل ۱-۳: دیاگرام تک خطی شبکه پایه در حضور نیروگاه.

	فصل سوم: مطالعات پخش بار طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسين مشاور 
---	--	---

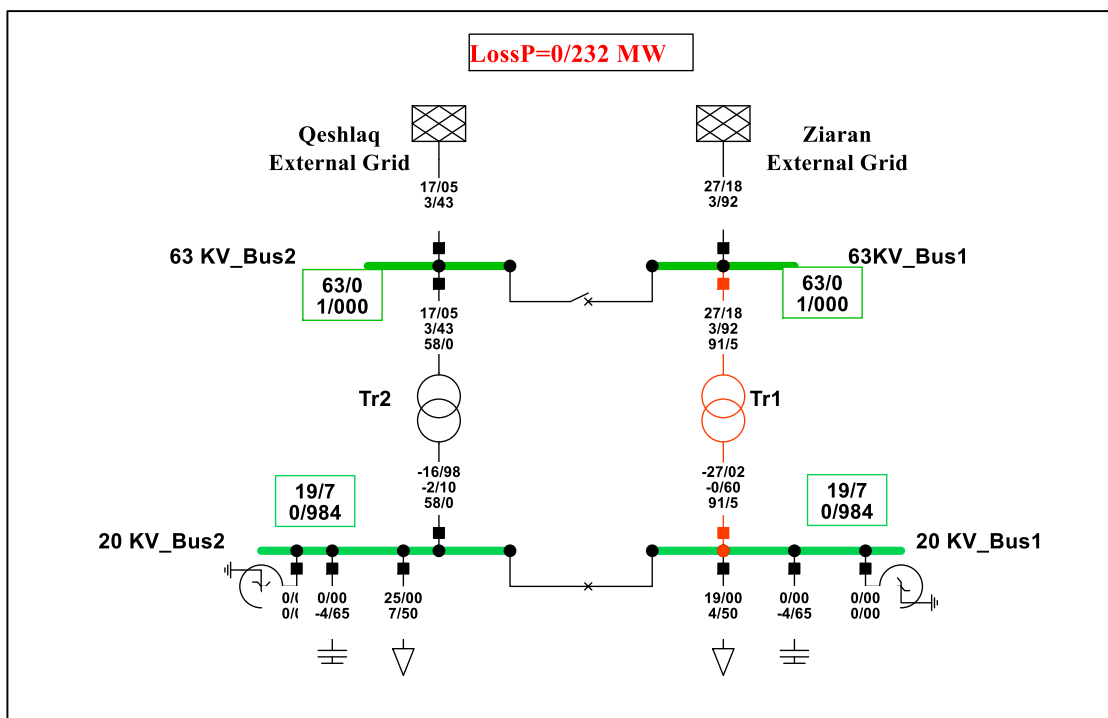
برای مطالعات پخش بار، دو حالت برای ضریب قدرت نیروگاه خورشیدی در نظر گرفته شده است. در حالت اول، ضریب قدرت نیروگاه برابر با 1 و در حالت دوم ضریب قدرت نیروگاه 0.95 فرض می شود. این دو حالت در شرایط پرباری و کمباری شبکه مورد بررسی و تحلیل قرار خواهند گرفت.

۳-۴ شرایط پرباری

۳-۴-۱ بدون حضور نیروگاه

شکل ۳-۲ نتایج مطالعات پخش بار شبکه را در شرایط پرباری و بدون حضور نیروگاه نمایش می دهد، که به عنوان وضعیت پایه شبکه در حالت پرباری در نظر گرفته شده است. بر اساس این مطالعات، بار پست آبیگ از طریق شبکه بالادستی و از طریق دو پست قشلاق و زیاران تأمین می شود. در نبود نیروگاه خورشیدی آبیگ و در شرایط پرباری شبکه، بارگیری ترانسفورماتورهای فوق توزیع شماره یک و دو این پست، به ترتیب 91.5 و 58.0 درصد است و تلفات توان شبکه برابر با 0.232 مگاوات محاسبه شده است. نتایج مطالعات پخش بار برای پرباری شبکه پایه به شرح زیر است:

- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت آبیگ: 0.984 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیگ: 1.000 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیگ: 1.000 پریونیت
- بارگیری ترانسفورماتور شماره یک آبیگ: 91.5 درصد
- بارگیری ترانسفورماتور شماره دو آبیگ: 58.0 درصد
- توان تبدیلی با شبکه بالادستی زیاران: 27.18 مگاوات ، 3.92 مگاوار
- توان تبدیلی با شبکه بالادستی قشلاق: 17.05 مگاوات، 3.43 مگاوار
- میزان تلفات: 0.232 مگاوات



شکل ۳-۲: مطالعات پخش بار شبکه پایه در شرایط پرباری و بدون حضور نیروگاه.

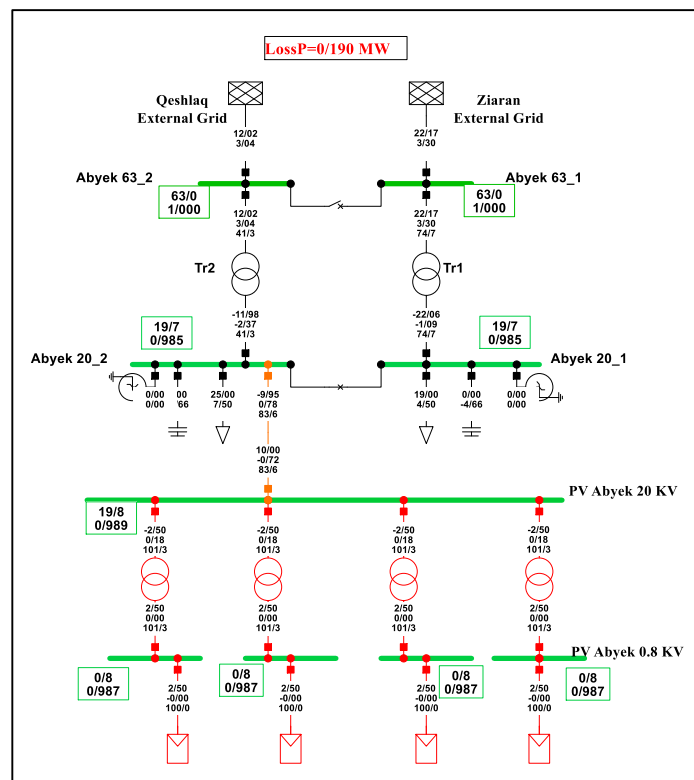
۳-۴-۲ با حضور نیروگاه با ضریب قدرت واحد

نتایج مطالعات پخش بار در شکل ۳-۳ ارائه شده است. بر اساس این نتایج، در شرایط عادی و با حضور نیروگاه، توان اکتیو دریافتی از شبکه بالادستی کاهش یافته و بارگیری ترانسفورماتورهای فوق توزیع شماره یک و دو این پست از 91.5 و 58.0 درصد به ترتیب به 74.7 و 41.3 درصد کاهش پیدا کرده است. همچنین حضور نیروگاه باعث بهبود نسبی در میزان تلفات شبکه شده است. تمامی مقادیر ولتاژ باسبارها و بارگیری تجهیزات در محدوده مجاز قرار دارند. جزئیات این مقادیر به شرح زیر گزارش شده‌اند:

- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 0.989 پریونیت
- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت آبیگ: 0.985 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیگ: 1.000 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیگ: 1.000 پریونیت
- بارگیری ترانسفورماتور شماره یک آبیگ: 74.7 درصد
- بارگیری ترانسفورماتور شماره دو آبیگ: 41.3 درصد

	فصل سوم: مطالعات پخش بار طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	---	--

- بارگیری خط آبیگ - نیروگاه: 83.6 درصد
- توان تبدیلی با شبکه بالادستی زیاران: 22.17 مگاوات ، 3.30 مگاوار
- توان تبدیلی با شبکه بالادستی قشلاق: 12.02 مگاوات ، 3.04 مگاوار
- میزان تلفات: 0.190 مگاوات



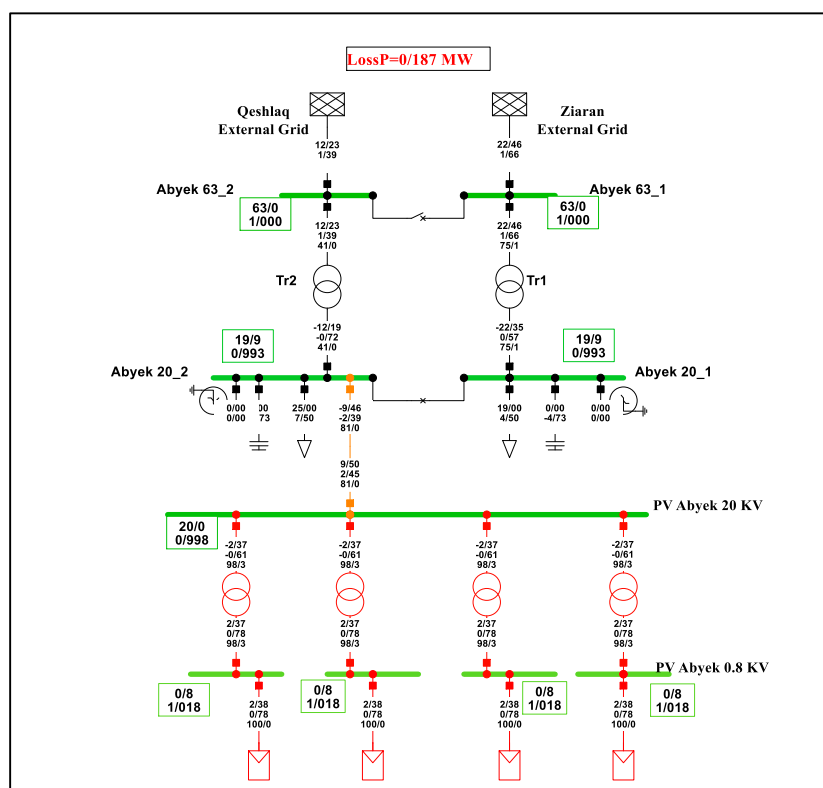
شکل ۳-۳: مطالعات پخش بار در شرایط پرباری و با حضور نیروگاه با ضریب قدرت یک.

۳-۴-۳ با حضور نیروگاه با ضریب قدرت 0.95

شکل ۳-۴ نتایج مطالعات پخش بار را نمایش می‌دهد. در این شرایط، به دلیل تزریق توان راکتیو از سوی نیروگاه، ولتاژ باسبارها ضمن باقی ماندن در محدوده مجاز، با افزایش همراه بوده است. این تزریق توان راکتیو در کنار حضور واحدهای خازنی موجود در مدار، منجر به کاهش توان راکتیو دریافتی از شبکه بالادستی، از میزان 6.34 به 3.05 مگاوار شده است. علاوه بر این، با توجه به وضعیت پرباری شبکه، همچنان مقداری توان اکتیو از شبکه بالادستی دریافت می‌شود. جزئیات مقادیر ولتاژ باسبارها و سایر پارامترهای شبکه در ادامه ارائه شده است:

	فصل سوم: مطالعات پخش بار طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	 نیروشید شرکت مهندسی مشاور
---	--	---

- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 0.998 پریونیت
- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت آبیک: 0.993 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک: 1.000 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیک: 1.000 پریونیت
- بارگیری ترانسفورماتور شماره یک آبیک: 75.1 درصد
- بارگیری ترانسفورماتور شماره دو آبیک: 41.0 درصد
- بارگیری خط آبیک - نیروگاه: 81.0 درصد
- توان تبدیلی با شبکه بالادستی زیاران: 22.46 مگاوات ، 1.66 مگاوار
- توان تبدیلی با شبکه بالادستی قشلاق: 12.23 مگاوات ، 1.39 مگاوار
- میزان تلفات: 0.187 مگاوات



شکل ۳-۴: مطالعات پخش بار در شرایط پرباری و با حضور نیروگاه با ضریب قدرت 0.95

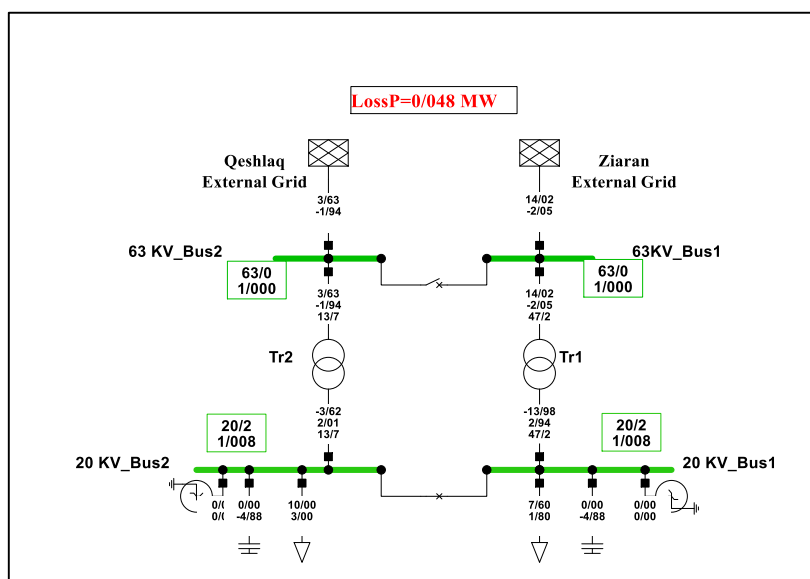
	فصل سوم: مطالعات پخش بار طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	 نیروشید شرکت مهندسی مشاور
---	--	---

۳-۵ شرایط کمباری

۳-۵-۱ بدون حضور نیروگاه

شکل ۳-۵ نتایج مطالعات پخش بار را بدون حضور نیروگاه و به عنوان وضعیت پایه شبکه در شرایط کمباری نمایش می‌دهد. همان طور که دیده می‌شود، با وجود خازن‌ها و کاهش بار پست، ولتاژ باسبارها در محدوده مجاز باقی مانده و میزان بارگیری تجهیزات کاهش یافته است. تمامی بار پست آبیگ در این شرایط از شبکه بالا دستی تامین می‌گردد. مقادیر ولتاژ باسبارها و بارگیری تجهیزات در این شرایط به شرح زیر است:

- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت آبیگ: 1.008 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیگ: 1.000 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیگ: 1.000 پریونیت
- بارگیری ترانسفورماتور شماره یک آبیگ: 47.2 درصد
- بارگیری ترانسفورماتور شماره دو آبیگ: 13.7 درصد
- توان تبدیلی با شبکه بالادستی زیاران: 14.02 مگاوات ، 2.05- مگاوار
- توان تبدیلی با شبکه بالادستی قشلاق: 3.63 مگاوات، 1.94- مگاوار
- میزان تلفات: 0.048 مگاوات



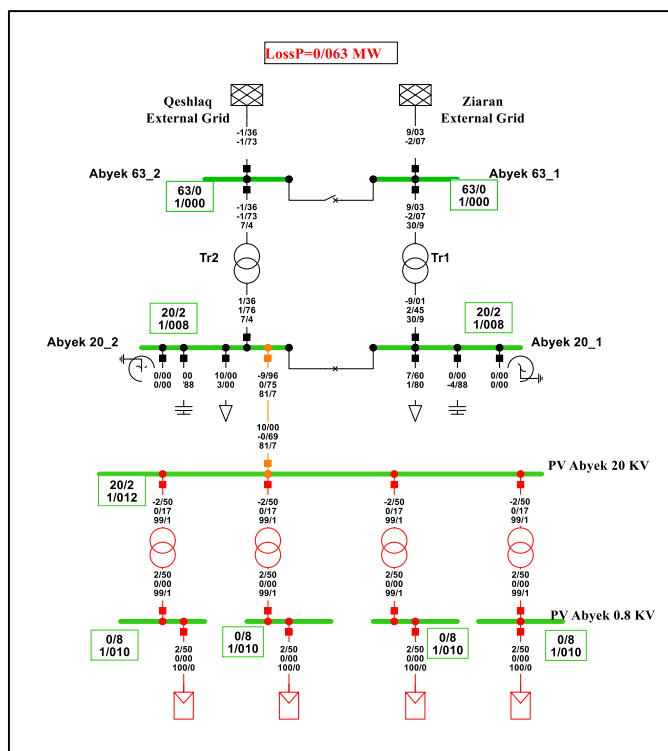
شکل ۳-۵: مطالعات پخش بار در شرایط کمباری و بدون حضور نیروگاه.

	فصل سوم: مطالعات پخش بار طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسين مشاور 
---	--	---

۳-۵-۲ با حضور نیروگاه با ضریب قدرت واحد

نتایج پخش بار در شرایط کم‌باری و با حضور نیروگاه (با ضریب قدرت واحد) در شکل ۳-۶ نمایش داده شده است. بر اساس این نتایج، کلیه مقادیر مربوط به تجهیزات در محدوده مجاز قرار دارند. نکته قابل توجه آن است که، در شرایط کم‌باری و با حضور هم‌زمان نیروگاه‌های خورشیدی و یونیت‌های خازن، توان اکتیو و راکتیو به شبکه بالادستی تزریق می‌شود. این وضعیت ممکن است موجب اشغال بخشی از ظرفیت خطوط انتقال در شبکه بالادستی شود. برای جلوگیری از این، می‌توان با خارج کردن یونیت‌های خازنی یا تنظیم نیروگاه در حالت سلفی (جذب توان راکتیو)، از تزریق توان راکتیو اضافی به شبکه بالادستی ممانعت به عمل آورد. ولتاژ باسبارها و بارگیری تجهیزات، به شرح زیر است:

- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 1.012 پریونیت
- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت آبیک: 1.008 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک: 1.000 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیک: 1.000 پریونیت
- بارگیری ترانسفورماتور شماره یک آبیک: 30.9 درصد
- بارگیری ترانسفورماتور شماره دو آبیک: 7.4 درصد
- بارگیری خط آبیک-نیروگاه: 81.7 درصد
- توان تبدالی با شبکه بالادستی زیاران: 9.03 مگاوات ، 2.07- مگاوار
- توان تبدالی با شبکه بالادستی قشلاق: 1.36- مگاوات ، 1.73- مگاوار
- میزان تلفات: 0.063 مگاوات



شکل ۳-۶: مطالعات پخش بار در شرایط کم‌باری و با حضور نیروگاه با ضریب قدرت یک.

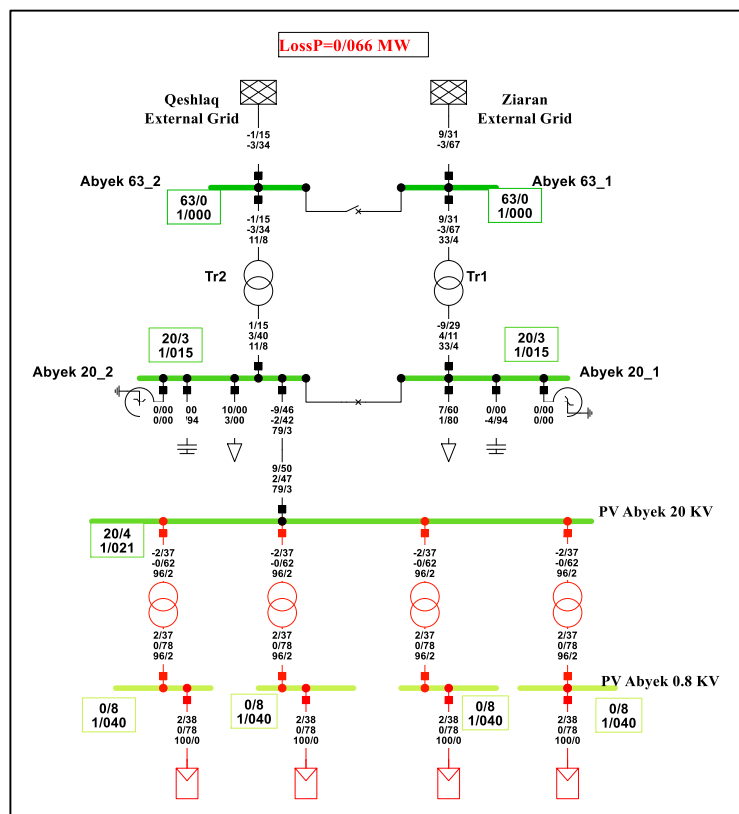
۳-۵-۳ با حضور نیروگاه با ضریب قدرت 0.95

در شرایط کم‌باری و با حضور نیروگاه با ضریب قدرت 0.95، به دلیل تزریق توان راکتیو از سوی نیروگاه، همراه با وجود یونیت‌های خازن، ولتاژ باسبارها تا حدی افزایش یافته است. هم‌زمانی تولید توان راکتیو از منابع مختلف، منجر به تزریق توان به شبکه بالادستی به میزان 7.01 مگاوار شده است. در چنین شرایطی، برای جلوگیری از تزریق بیش از حد توان راکتیو، لازم است یونیت‌های خازن از مدار خارج شوند یا نیروگاه در حالت سلفی تنظیم شود. در این شرایط 1.15 مگاوات توان اکتیو از باسبار شماره دو 63 به شبکه برمی‌گردد. نتایج مطالعات در شکل ۳-۷ ارائه شده و به شرح زیر است:

- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 1.021 پریونیت
- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت آبیک: 1.015 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک: 1.000 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیک: 1.000 پریونیت
- بارگیری ترانسفورماتور شماره یک آبیک: 33.4 درصد

	فصل سوم: مطالعات پخش بار طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسیین مشاور 
---	--	--

- بارگیری ترانسفورماتور شماره دو آبیک: 11.8 درصد
- بارگیری خط آبیک - نیروگاه: 79.3 درصد
- توان تبدالی با شبکه بالادستی زیاران: 9.31 مگاوات ، 3.67- مگاوار
- توان تبدالی با شبکه بالادستی قشلاق: 1.15- مگاوات ، 3.34- مگاوار
- میزان تلفات: 0.066 مگاوات



شکل ۳-۷: مطالعات پخش بار در شرایط کم‌باری و با حضور نیروگاه با ضریب قدرت 0.95.

۳-۶ جمع‌بندی مطالعات پخش بار

در این بخش به بررسی اثرات حضور نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیک، متعلق به شرکت سیمان آبیک، قبل و بعد از اتصال به شبکه در شرایط مختلف ضریب قدرت (1.0 و 0.95) و برای حالات پرباری و کم‌باری شبکه مورد بررسی قرار گرفته است. همانطور که نتایج مطالعات پخش بار در شرایط پرباری و کم‌باری به ترتیب در جداول ۳-۲ و ۳-۳ ملاحظه می‌گردد، حضور نیروگاه در شبکه تأثیرات مثبتی بر ولتاژ باسبارها، بارگیری تجهیزات و توان تبدالی با شبکه بالادستی داشته است.

	فصل سوم: مطالعات پخش بار طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسين مشاور 
---	--	---

در شرایط پرباری، به دلیل بارهای سنگین مقداری افت ولتاژ در باسبارها مشاهده می شود که در محدوده مجاز قرار دارد. حضور نیروگاه با ضریب قدرت واحد، تغییر قابل توجهی در ولتاژ باسبارها ایجاد نکرده است؛ اما در ضریب قدرت 0.95، به دلیل تزریق توان راکتیو از سوی نیروگاه، افزایش اندکی در ولتاژ باسبارها به چشم می خورد. در شرایط کمباری که به طور طبیعی سطح ولتاژ باسبارها افزایش می یابد، وجود یونیت های خازنی، همراه با اتصال نیروگاه ۱۰ مگاواتی آبیک به شبکه در حالت های مختلف ضریب قدرت، باعث افزایش بیشتر ولتاژ باسبارها شده است. با این حال، تمامی مقادیر ولتاژ همچنان در محدوده مجاز قرار دارند.

در وضعیت بدون حضور نیروگاه آبیک، بارگیری ترانسفورماتورهای پست در محدوده مجاز قرار داشته و توان اکتیو مورد نیاز از شبکه بالادستی به پست منتقل می شود. با اتصال نیروگاه، الگوی بارگیری تجهیزات به طور محسوسی تغییر می کند. در شرایط پرباری، بخشی از توان اکتیو بارهای پست از طریق نیروگاه تأمین شده و باقی توان از شبکه بالادستی دریافت می شود. در شرایط کمباری، توان مصرفی پست از نیروگاه ۱۰ مگاواتی آبیک تأمین شده و مازاد تولید نیز به شبکه بالادستی بازگردانده می شود. از نظر توان راکتیو، در شرایط کمباری و با حضور یونیت های خازنی، تزریق توان راکتیو به شبکه بالادستی اتفاق می افتد. برای جلوگیری از تزریق مازاد توان راکتیو و جلوگیری از اشغال ظرفیت خطوط انتقال، می توان یونیت های خازن را از مدار خارج کرد یا نیروگاه را در حالت سلفی (جذب توان راکتیو) تنظیم نمود. به طور کلی، نتایج مطالعات نشان می دهند که حضور نیروگاه آبیک موجب حفظ بارگیری تجهیزات و ولتاژ باسبارها در محدوده مجاز در تمامی شرایط می شود و نیازی به ارتقاء یا اصلاح تجهیزات موجود در پست وجود ندارد.

	فصل سوم: مطالعات پخش بار	 نیروشید شرکت مهندسی مشاور
	طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	

جدول ۳-۲: نتایج مطالعات پخش بار در شرایط پرباری

PV Cosφ 0.95	PV Cosφ 1.0	Without PV	سناریو مولفه
0.998	0.989	-	ولتاژ باسبار 20 KV پست نیروگاه (p.u.)
0.993	0.985	0.984	ولتاژ باسبار 20 KV پست آبیک (p.u.)
1.000	1.000	1.000	ولتاژ باسبار 63 KV پست آبیک (p.u.)
75.1	74.7	91.5	بارگیری ترانسفورماتور شماره یک آبیک (%)
41.0	41.3	58.0	بارگیری ترانسفورماتور شماره دو آبیک (%)
81.0	83.6	-	بارگیری خط آبیک-نیروگاه (%)
22.46	22.17	27.18	توان اکتیو تبدالی با شبکه بالادستی زیاران (MW)
1.66	3.30	3.92	توان راکتیو تبدالی با شبکه بالادستی زیاران (MW)
12.23	12.02	17.05	توان اکتیو تبدالی با شبکه بالادستی قشلاق (MW)
1.39	3.04	3.43	توان راکتیو تبدالی با شبکه بالادستی قشلاق (MVar)
9.52	10.00	-	توان اکتیو تزریقی نیروگاه به شبکه (MW)
3.12	0.00	-	توان راکتیو تزریقی نیروگاه به شبکه (MVar)
0.187	0.190	0.232	میزان تلفات (MW)

	فصل سوم: مطالعات پخش بار طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	
---	--	---

جدول ۳-۳: نتایج مطالعات پخش بار در شرایط کم‌باری

PV Cosφ 0.95	PV Cosφ 1.0	Without PV	سناریو مولفه
1.021	1.012	-	ولتاژ باسبار 20 KV پست نیروگاه (p.u.)
1.015	1.008	1.008	ولتاژ باسبار 20 KV پست آبیک (p.u.)
1.000	1.000	1.000	ولتاژ باسبار 63 KV پست آبیک (p.u.)
33.4	30.9	47.2	بارگیری ترانسفورماتور شماره یک آبیک (%)
11.8	7.4	13.7	بارگیری ترانسفورماتور شماره دو آبیک (%)
79.3	81.7	-	بارگیری خط آبیک-نیروگاه (%)
9.31	9.03	14.02	توان اکتیو تبدالی با شبکه بالادستی زیاران (MW)
-3.67	-2.07	-2.05	توان راکتیو تبدالی با شبکه بالادستی زیاران (MW)
-1.15	-1.36	3.63	توان اکتیو تبدالی با شبکه بالادستی قشلاق (MW)
-3.34	-1.73	-1.94	توان راکتیو تبدالی با شبکه بالادستی قشلاق (MVar)
9.52	10.00	-	توان اکتیو تزریقی نیروگاه به شبکه (MW)
3.12	0.00	-	توان راکتیو تزریقی نیروگاه به شبکه (MVar)
0.066	0.063	0.048	میزان تلفات (MW)

فصل چهارم

۴. مطالعات تحلیل رخداده

	فصل چهارم: مطالعات تحلیل رخدادهای طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	
--	---	--

۴-۱ مقدمه

مطالعات تحلیل رخدادهای یا شرایط اضطراری (N-1) به بررسی رفتار شبکه در شرایطی اختصاص دارد که یکی از تجهیزات حیاتی آن از مدار خارج شود. در این تحلیل فرض بر این است که وقوع خرابی در خطوط انتقال، ترانسفورماتورها یا واحدهای تولیدی نباید منجر به از دست رفتن پایداری یا خاموشی گسترده شود و شبکه باید بتواند با استفاده از تجهیزات باقی مانده، نیاز مصرف کنندگان را تأمین نماید. اجرای چنین مطالعاتی نقاط آسیب پذیر سیستم قدرت را آشکار کرده و امکان طراحی اقدامات اصلاحی و پیشگیرانه را برای ارتقای قابلیت اطمینان شبکه فراهم می سازد.

رخدادهای تک پیشامد (شرایط اضطراری) مورد ارزیابی شامل موارد زیر است:

- خروج بار
- خروج ترانسفورماتورهای پست فوق توزیع
- خروج کلید کوپلاژ ۲۰ کیلوولت

مطالعات اضطراری برای شرایط بیان شده در حالت پرباری و کمباری شبکه انجام خواهد شد.

مبانی فنی در نظر گرفته شده برای انجام مطالعات تحلیل رخداد و بررسی نتایج آن به شرح ذیل می باشد:

- دامنه مجاز تغییرات ولتاژ کلیه پست ها در شرایط اضطراری +5 و -10 درصد ولتاژ نامی آنها می باشد.
- حداکثر بار گذاری مجاز تجهیزات در شرایط اضطراری برابر با 100 درصد مقادیر نامی آنها می باشد.

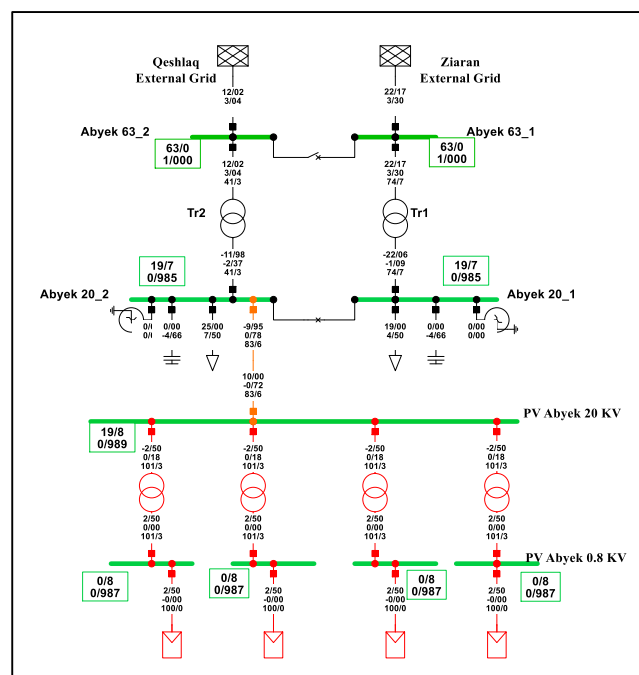
	فصل چهارم: مطالعات تحلیل رخداد طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسين مشاور 
---	--	---

۴-۲ شرایط پرباری

۴-۲-۱ بدون رخداد تک پیشامد

نتایج پخش بار شبکه بدون رخداد تک پیشامد برای شرایط پرباری در حضور نیروگاه خورشیدی در شکل ۴-۱ نمایش داده شده است. مقادیر ولتاژ باسبارها، بارگیری تجهیزات و میزان توان تبادل شده با شبکه بالادستی به شرح زیر می باشند:

- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 0.989 پریونیت
- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت آبیک: 0.985 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک: 1.000 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیک: 1.000 پریونیت
- بارگیری ترانسفورماتور شماره یک آبیک: 74.7 درصد
- بارگیری ترانسفورماتور شماره دو آبیک: 41.3 درصد
- بار پست آبیک: 44.00 مگاوات ، 12.00 مگاوار
- توان تبدالی با شبکه بالادستی زیاران: 22.17 مگاوات ، 3.30 مگاوار
- توان تبدالی با شبکه بالادستی قشلاق: 12.02 مگاوات، 3.04 مگاوار



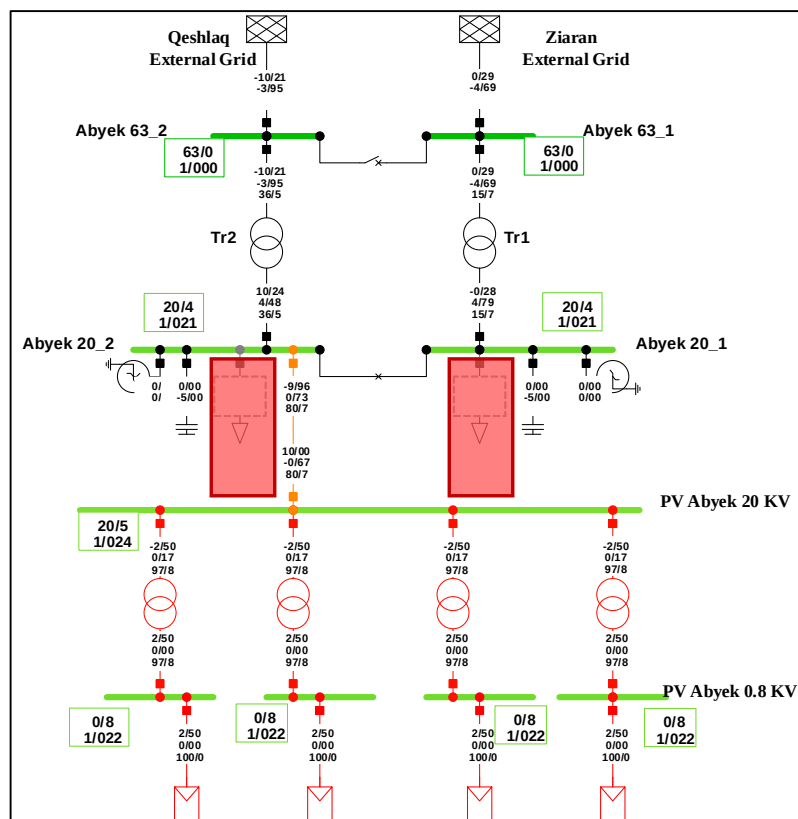
شکل ۴-۱: شبکه بدون رخداد تک پیشامد در شرایط پرباری.

	فصل چهارم: مطالعات تحلیل رخدادهای طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	---	--

۴-۲-۲ خروج کل بار پست آبیگ

با خروج کامل بار از پست آبیگ، نتایج مطالعات رخداد بی‌باری شبکه در شکل ۴-۲ نشان داده شده است. در این وضعیت، توان اکتیو تولیدی نیروگاه‌های خورشیدی معادل 36.87 مگاوات و توان راکتیو تولیدی یونیت‌های خازنی برابر با 12.45 مگاوار، از طریق ترانسفورماتورهای فوق توزیع (با بارگذاری در محدوده مجاز) به شبکه بالادستی بازگردانده می‌شود. این شرایط موجب افزایش سطح ولتاژ باسبارها گردیده است، اما همچنان ولتاژ در محدوده مجاز باقی می‌ماند. لازم به ذکر است که نتایج مطالعات رخداد بی‌باری شبکه در شرایط پرباری و کم‌باری مشابه بوده و تفاوت معناداری بین این دو حالت مشاهده نمی‌شود. مقادیر مربوط به ولتاژ باسبارها و بارگیری تجهیزات در این حالت به شرح زیر است:

- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 1.024 پریونیت
- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت آبیگ: 1.021 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیگ: 1.000 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیگ: 1.000 پریونیت
- بارگیری ترانسفورماتور شماره یک آبیگ: 15.7 درصد
- بارگیری ترانسفورماتور شماره دو آبیگ: 36.5 درصد
- بار پست آبیگ: 0.00 مگاوات ، 0.00 مگاوار
- توان تبدیلی با شبکه بالادستی زیاران: -0.29 مگاوات ، -4.69 مگاوار
- توان تبدیلی با شبکه بالادستی قشلاق: -10.21 مگاوات ، -3.95 مگاوار

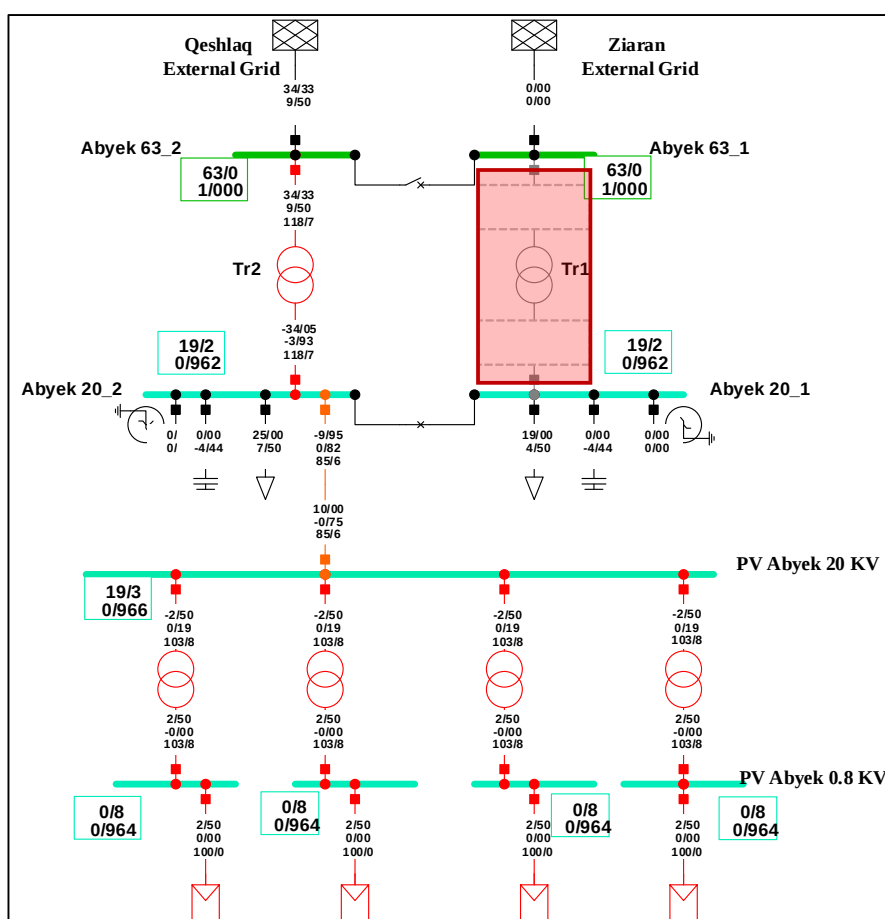


شکل ۴-۲: خروج کل بار از پست آبیک در شرایط پرباری.

۴-۲-۳ خروج ترانسفورماتور شماره یک پست آبیک

در شرایط پرباری، با خروج ترانسفورماتور شماره یک پست آبیک، که به پست زیاران متصل بوده، ولتاژ با سبارها تغییر محسوسی نداشته و مقادیر آنها مطابق شکل ۴-۳ اندکی کاهش یافته است. در این وضعیت، ترانسفورماتور باقی مانده به تنهایی انتقال توان دریافتی از شبکه بالادستی را بر عهده گرفته و کل جریان از آن عبور کرده است. این شرایط منجر به افزایش بارگیری ترانسفورماتور از 41.3 درصد به 118.7 درصد شده است. شایان ذکر است که به جز ترانسفورماتور باقی مانده، سایر تجهیزات شبکه بارگیری مشابه و وضعیت پایه داشته اند و همچنان در محدوده مجاز عملکرد قرار دارند. مقادیر مربوط به ولتاژ با سبارها و بارگیری تجهیزات در این حالت به شرح زیر است:

- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 0.996 پریونیت
- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت آبیک: 0.962 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک: 1.000 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیک: 1.000 پریونیت
- بارگیری ترانسفورماتور شماره دو آبیک: 118.7 درصد
- بار پست آبیک: 44.00 مگاوات ، 12.00 مگاوار
- توان تبدیلی با شبکه بالادستی زیاران: 0 مگاوات ، 0 مگاوار
- وان تبدیلی با شبکه بالادستی قشلاق: 34.33 مگاوات ، 9.5 مگاوار



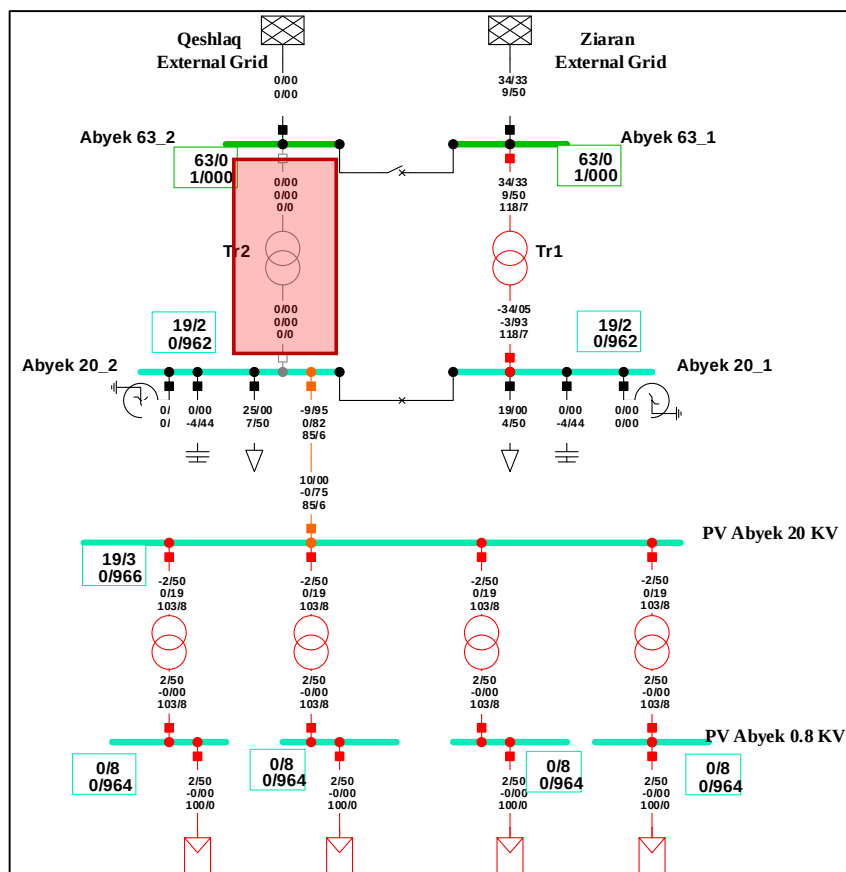
شکل ۴-۳: خروج ترانسفورماتور شماره یک پست آبیک در شرایط پرباری.

	فصل چهارم: مطالعات تحلیل رخداده طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	---	--

۴-۲-۴ خروج ترانسفورماتور شماره دو پست آبیگ

در این قسمت به بررسی خروجی ترانسفورماتور شماره دو پست آبیگ که به پست قشلاق متصل بوده، پرداخته می‌شود. در این وضعیت، ترانسفورماتور باقی‌مانده به‌تنهایی انتقال توان دریافتی از شبکه بالادستی را بر عهده گرفته و کل جریان از آن عبور کرده است. از این‌رو بارگیری آن از 74.7 درصد به 118.7 افزایش یافته است. شایان ذکر است که به‌جز ترانسفورماتور باقی‌مانده، سایر تجهیزات شبکه بارگیری مشابه وضعیت پایه داشته‌اند و همچنان در محدوده مجاز عملکرد قرار دارند مقادیر دقیق مربوط به توان، ولتاژ و بارگیری ترانسفورماتورها، مطابق با توضیحات ارائه‌شده، به شرح زیر است:

- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 0.966 پریونیت
- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت آبیگ: 0.962 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیگ: 1.000 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیگ: 1.000 پریونیت
- بارگیری ترانسفورماتور شماره یک آبیگ: 118.7 درصد
- بار پست آبیگ: 44.00 مگاوات ، 12.00 مگاوار
- توان تبدالی با شبکه بالادستی زیاران: 34.33 مگاوات ، 9.50 مگاوار
- توان تبدالی با شبکه بالادستی قشلاق: 0 مگاوات ، 0 مگاوار



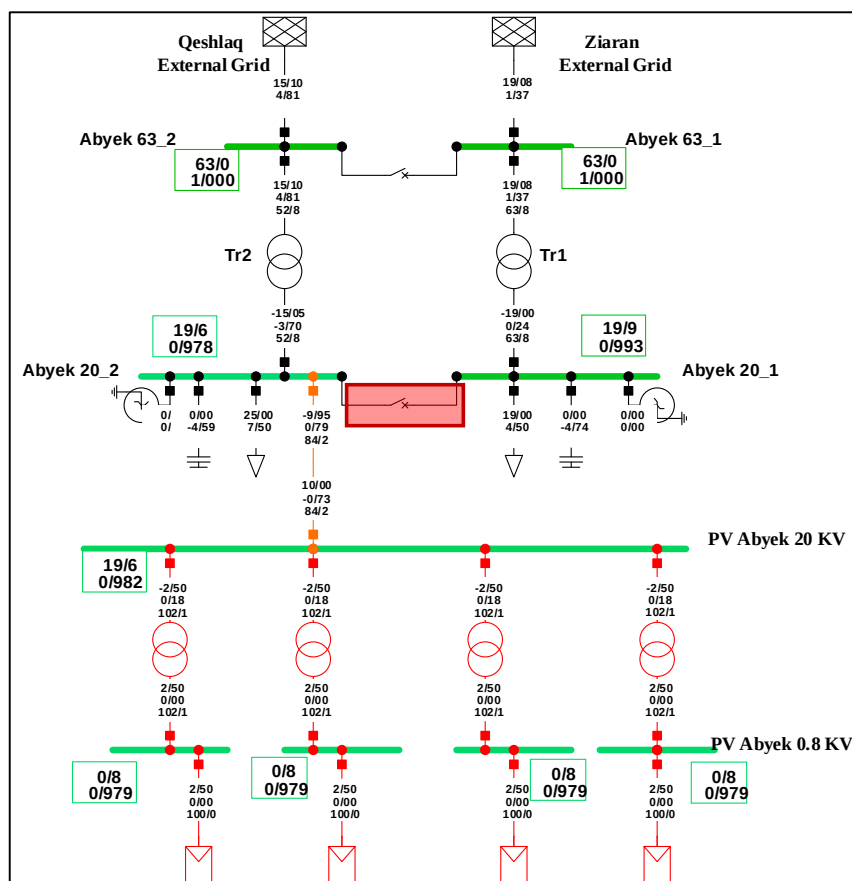
شکل ۴-۴: خروج ترانسفورماتور شماره دو پست آبیک در شرایط پرباری.

۴-۲-۵ خروج کلید کوپلاژ باسبارهای 20 کیلوولت پست آبیک

در این قسمت به بررسی خروج کلید کوپلاژ بین باسبارهای 20 کیلوولت پست آبیک پرداخته می‌شود. در این وضعیت، بارهای این پست از پست‌های بالا دست متفاوت تغذیه می‌شود. بارگیری ترانسفورماتورهای این پست در محدوده مجاز قرار می‌گیرند. شایان ذکر است که تجهیزات شبکه همچنان در محدوده مجاز عملکرد قرار دارند. مقادیر دقیق مربوط به توان، ولتاژ و بارگیری ترانسفورماتورها، مطابق با توضیحات ارائه شده، به شرح زیر است:

- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 0.982 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره یک 20 کیلوولت آبیک: 0.993 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره دو 20 کیلوولت آبیک: 0.978 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک: 1.000 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیک: 1.000 پریونیت

- بارگیری ترانسفورماتور شماره یک آبیک: 63.8 درصد
- بارگیری ترانسفورماتور شماره دو آبیک: 52.8 درصد
- بار باسبار شماره یک 20 کیلوولت آبیک: 19 مگاوات ، 4.5 مگاوار
- بار باسبار شماره دو 20 کیلوولت آبیک: 25 مگاوات ، 7.5 مگاوار
- توان تبدالی با شبکه بالادستی زیاران: 19.08 مگاوات ، 1.37 مگاوار
- توان تبدالی با شبکه بالادستی قشلاق: 15.10 مگاوات ، 4.81 مگاوار



شکل ۴-۵: خروج کلید کوپلاژ باسبار 20 کیلوولت پست آبیک در شرایط پرباری.

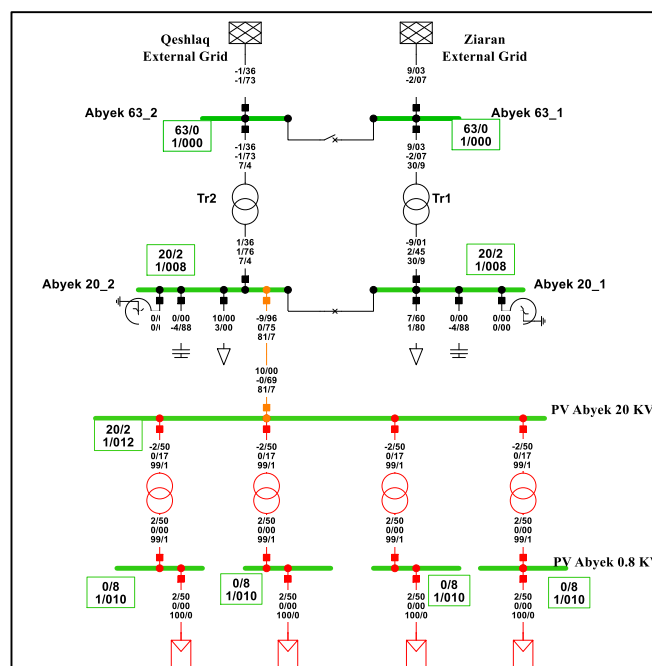
	فصل چهارم: مطالعات تحلیل رخداد طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	 نیروشید شرکت مهندسی مشاور
---	--	---

۴-۳ شرایط کم‌باری

۴-۳-۱ شبکه بدون رخداد تک پیشامد

نتایج پخش بار شبکه بدون رخداد تک پیشامد برای شرایط کم‌باری در حضور نیروگاه خورشیدی در شکل ۴-۶ نمایش داده شده است. مقادیر ولتاژ باسبارها، بارگیری تجهیزات و میزان توان تبادل شده با شبکه بالادستی به شرح زیر می‌باشند:

- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 1.012 پریونیت
- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت آبیک: 1.008 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک: 1.000 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیک: 1.000 پریونیت
- بارگیری ترانسفورماتور شماره یک آبیک: 30.9 درصد
- بارگیری ترانسفورماتور شماره دو آبیک: 7.4 درصد
- بار پست آبیک: 17.60 مگاوات ، 4.8 مگاوار
- توان تبدالی با شبکه بالادستی زیاران: 9.03 مگاوات، -2.07 مگاوار
- توان تبدالی با شبکه بالادستی قشلاق: -1.36 مگاوات ، -1.73 مگاوار

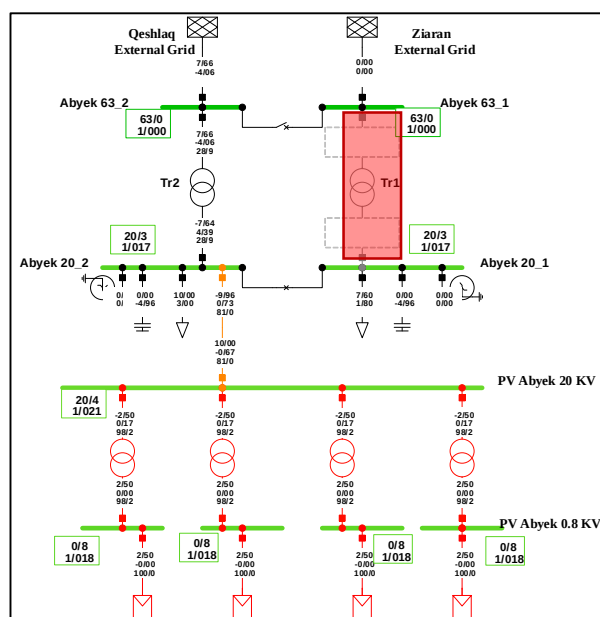


شکل ۴-۶: شبکه بدون رخداد تک پیشامد در شرایط کم‌باری.

۴-۳-۲ خروج ترانسفورماتور شماره یک پست آبیک

در شرایط کم‌باری، با خروج یکی از ترانسفورماتورهای پست آبیک، ولتاژ باسبارها افزایش یافته که مقادیر آن‌ها مطابق شکل ۴-۷ است. در این وضعیت، ترانسفورماتور باقی‌مانده به‌تنهایی انتقال توان تحویلی به شبکه بالادستی را بر عهده گرفته و کل جریان از آن عبور کرده است. این شرایط منجر به افزایش بارگیری ترانسفورماتور از درصد به درصد شده است. شایان ذکر است که به‌جز ترانسفورماتور باقی‌مانده، سایر تجهیزات شبکه بارگیری مشابه وضعیت پایه داشته‌اند و همچنان در محدوده مجاز عملکرد قرار دارند. مقادیر مربوط به ولتاژ باسبارها و بارگیری تجهیزات در این حالت به شرح زیر است:

- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 1.021 پریونیت
- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت آبیک: 1.017 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک: 1.000 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیک: 1.000 پریونیت
- بارگیری ترانسفورماتور شماره دو آبیک: 28.9 درصد
- بار پست آبیک: 17.60 مگاوات ، 4.8 مگاوار
- توان تبدیلی با شبکه بالادستی زیاران: 0 مگاوات ، 0 مگاوار
- توان تبدیلی با شبکه بالادستی قشلاق: 7.66 مگاوات ، -4.06 مگاوار

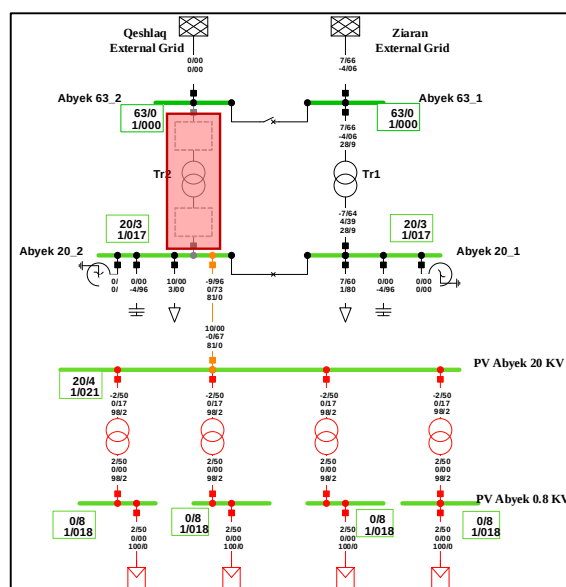


شکل ۴-۷: خروج ترانسفورماتور شماره یک پست آبیک در شرایط کم‌باری.

۳-۳-۴ خروج ترانسفورماتور شماره دو پست آبیک

در شرایط کم‌باری، با خروج یکی از ترانسفورماتورهای پست آبیک، ولتاژ باسبارها افزایش یافته که مقادیر آن‌ها مطابق شکل ۴-۸ است. در این وضعیت، ترانسفورماتور باقی‌مانده به‌تنهایی انتقال توان تحویلی به شبکه بالادستی را بر عهده گرفته و کل جریان از آن عبور کرده است. این شرایط منجر به افزایش بارگیری ترانسفورماتور از درصد به درصد شده است. شایان ذکر است که به‌جز ترانسفورماتور باقی‌مانده، سایر تجهیزات شبکه بارگیری مشابه وضعیت پایه داشته‌اند و همچنان در محدوده مجاز عملکرد قرار دارند. مقادیر مربوط به ولتاژ باسبارها و بارگیری تجهیزات در این حالت به شرح زیر است:

- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 1.021 پریونیت
- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت آبیک: 1.017 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک: 1.000 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیک: 1.000 پریونیت
- بارگیری ترانسفورماتور شماره یک: 28.9 درصد
- بار پست آبیک: 17.6 مگاوات ، 4.8 مگاوار
- توان تبدالی با شبکه بالادستی زیاران: 7.66 مگاوات، -4.06 مگاوار
- توان تبدالی با شبکه بالادستی قشلاق: 0 مگاوات، 0 مگاوار



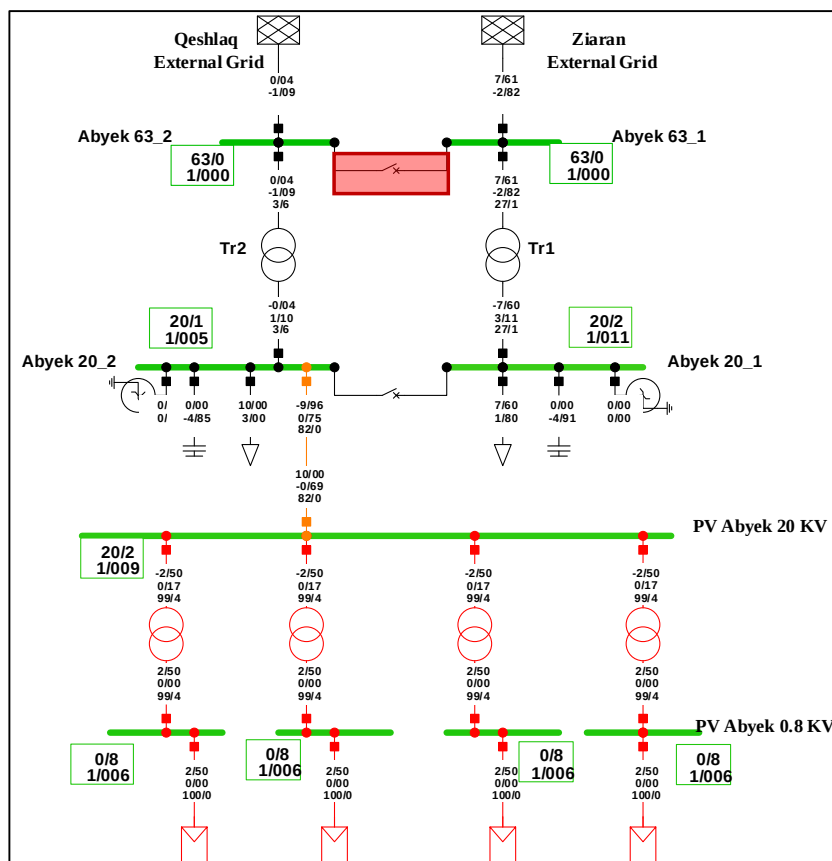
شکل ۴-۸: خروج نیروگاه ترانسفورماتور شماره دو در شرایط کم‌باری.

	فصل چهارم: مطالعات تحلیل رخداده طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	---	--

۴-۳-۴ خروج کلید کوپلاژ باسبارهای 20 کیلوولت پست آبیگ

در این قسمت به بررسی خروج کلید کوپلاژ بین باسبارهای 20 کیلوولت پست آبیگ پرداخته می‌شود. در این وضعیت، بارهای این پست از پست‌های بالا دست متفاوت تغذیه می‌شود. بارگیری ترانسفورماتورهای این پست در محدوده مجاز قرار می‌گیرند. شایان ذکر است که تجهیزات شبکه همچنان در محدوده مجاز عملکرد قرار دارند. مقادیر دقیق مربوط به توان، ولتاژ و بارگیری ترانسفورماتورها، مطابق با توضیحات ارائه‌شده، به شرح زیر است:

- ولتاژ باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 1.009 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره یک 20 کیلوولت آبیگ: 1.011 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره دو 20 کیلوولت آبیگ: 1.005 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیگ: 1.000 پریونیت
- ولتاژ باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیگ: 1.000 پریونیت
- بارگیری ترانسفورماتور شماره یک آبیگ: 27.1 درصد
- بارگیری ترانسفورماتور شماره دو آبیگ: 3.6 درصد
- بار باسبار شماره یک 20 کیلوولت آبیگ: 7.60 مگاوات ، 1.8 مگاوار
- بار باسبار شماره دو 20 کیلوولت آبیگ: 10 مگاوات ، 3 مگاوار
- توان تبدیلی با شبکه بالادستی زیاران: 7.61 مگاوات ، -2.82 مگاوار
- توان تبدیلی با شبکه بالادستی قشلاق: 0.04 مگاوات ، -1.09 مگاوار



شکل ۴-۹: خروج کلید کوپلاژ باسبار 20 کیلوولت پست آبیک در شرایط کم‌باری.

۴-۴ جمع‌بندی مطالعات تحلیل رخداد

در این فصل اثرات حضور نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیک، متعلق به شرکت سیمان آبیک، در شرایط اضطراری و تک‌پیشامد برای حالات پرباری و کم‌باری پست 63/20 کیلوولت آبیک ارزیابی شد. حوادث مورد بررسی شامل بی‌باری شبکه، خروج ترانسفورماتورهای پست آبیک و خروج کلید کوپلاژ باسبارهای 20 کیلوولت پست آبیک بودند. از نتایج مطالعات تحلیل رخداد در جداول ۴-۱ و ۴-۲ به ترتیب برای شرایط پرباری و کم‌باری ملاحظه گردید که حضور نیروگاه در شبکه می‌تواند، تأثیر مثبتی بر کلیات شبکه در مواجهه با خروج تجهیزات داشته باشد.

رخداد تک‌پیشامد خروج ترانسفورماتورهای شماره یک و دو پست آبیک موجب شد تا کل توان تبدیلی با شبکه بالادستی از طریق ترانسفورماتور باقی‌مانده عبور کند. در نتیجه، میزان بارگیری این ترانسفورماتور نسبت به وضعیت پایه تغییر محسوسی پیدا کرد. از این‌رو افزایش ظرفیت

	فصل چهارم: مطالعات تحلیل رخدادهای طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	---	--

ترانسفورماتورهای موجود این پست پیشنهاد می‌گردد. همچنین، این رخداد منجر به افزایش سطح ولتاژ باسبارها نشده و از نظر فنی، عملکرد سایر تجهیزات دچار اختلال نخواهد شد.

مشابه این رخداد، رخدادهای خروج کل بار شبکه نیز تأثیر مشابهی بر شبکه داشته که میزان بارگیری تجهیزات در محدوده مجاز باقی مانده و مشکلی ایجاد نشده است. همچنین با خروج کلید کوپلاژ باسبارهای 20 کیلوولت، بارگیری ترانسفورماتورهای این پست کاهش یافته و در سایر تجهیزات در محدوده مجاز عملکرد خود قرار می‌گیرند. به‌طور کلی، وقوع هر یک از رخدادهای فوق در هر دو حالت پرباری و کم‌باری و در حضور نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیگ، باعث ایجاد مشکل فنی در تجهیزات شبکه نخواهد شد.

جدول ۴-۱: نتایج مطالعات تحلیل رخداد در شرایط پرباری

Outage Breaker 20 KV	Outage Tr2	Outage Tr1	Outage Load	Without Outage	سناریو
					مولفه
0.0982	0.966	0.996	1.024	0.989	ولتاژ باسبار 20 KV پست نیروگاه (p.u.)
0.993	0.962	0.962	1.021	0.985	ولتاژ باسبار شماره یک 20 KV پست آبیگ (p.u.)
0.978	0.962	0.962	1.021	0.985	ولتاژ باسبار شماره دو 20 KV پست آبیگ (p.u.)
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	ولتاژ باسبار شماره یک 63 KV پست آبیگ (p.u.)
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	ولتاژ باسبار شماره دو 63 KV پست آبیگ (p.u.)
63.8	118.7	-	15.7	74.7	بارگیری ترانسفورماتور شماره یک آبیگ (%)
52.8	-	118.7	36.5	41.3	بارگیری ترانسفورماتور شماره دو آبیگ (%)
19	19	19	19	19	بار اکتیو باسبار شماره یک 20 KV پست آبیگ (MW)
4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	بار راکتیو باسبار شماره یک 20 KV پست آبیگ (MVar)
25	25	25	25	25	بار اکتیو باسبار شماره دو 20 KV پست آبیگ (MW)
7	7	7	7	7	بار راکتیو باسبار شماره دو 20 KV پست آبیگ (MVar)
19.08	34.33	0	-0.29	22.17	توان اکتیو تبدالی با شبکه بالادستی زیاران (MW)
1.37	9.5	0	-4.69	3.30	توان راکتیو تبدالی با شبکه بالادستی زیاران (MVar)
15.10	0	34.33	-10.21	12.02	توان اکتیو تبدالی با شبکه بالادستی قشلاق (MW)
4.81	0	9.5	-3.95	3.04	توان راکتیو تبدالی با شبکه بالادستی قشلاق (MVar)

	فصل چهارم: مطالعات تحلیل رخدادهای طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	
--	---	--

جدول ۴-۲: نتایج مطالعات تحلیل رخدادهای در شرایط کمباری

Outage Breaker 20 KV	Outage Tr2	Outage Tr1	Without Outage	سناریو مولفه
1.009	1.021	1.021	1.012	ولتاژ باسبار 20 KV پست نیروگاه (p.u.)
1.011	1.017	1.017	1.008	ولتاژ باسبار شماره یک 20 KV پست آبیگ (p.u.)
1.005	1.017	1.017	1.008	ولتاژ باسبار شماره دو 20 KV پست آبیگ (p.u.)
1.000	1.000	1.000	1.000	ولتاژ باسبار شماره یک 63 KV پست آبیگ (p.u.)
1.000	1.000	1.000	1.000	ولتاژ باسبار شماره دو 63 KV پست آبیگ (p.u.)
27.1	28.9	-	30.9	بارگیری ترانسفورماتور شماره یک آبیگ (%)
3.6	-	28.9	7.4	بارگیری ترانسفورماتور شماره دو آبیگ (%)
7.6	7.6	7.6	7.6	بار اکتیو باسبار شماره یک 20 KV پست آبیگ (MW)
1.8	1.8	1.8	1.8	بار راکتیو باسبار شماره یک 20 KV پست آبیگ (MVar)
10	10	10	10	بار اکتیو باسبار شماره دو 20 KV پست آبیگ (MW)
3	3	3	3	بار راکتیو باسبار شماره دو 20 KV پست آبیگ (MVar)
7.61	7.66	0	9.03	توان اکتیو تبدیلی با شبکه بالادستی زیاران (MW)
-2.82	-4.06	0	-2.07	توان راکتیو تبدیلی با شبکه بالادستی زیاران (MVar)
0.04	0	7.66	-1.36	توان اکتیو تبدیلی با شبکه بالادستی قشلاق (MW)
-1.09	0	-4.06	-1.73	توان راکتیو تبدیلی با شبکه بالادستی قشلاق (MVar)

فصل پنجم

۵. مطالعات اتصال کوتاه

	فصل پنجم: مطالعات اتصال کوتاه طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	
--	---	--

۵-۱ مقدمه

از مهم‌ترین مطالعاتی که پیش از اتصال نیروگاه‌های خورشیدی به شبکه سراسری باید انجام گیرد، تحلیل اتصال کوتاه است. هدف اصلی این مطالعه، بررسی و کنترل جریان‌های خطا در سیستم قدرت می‌باشد. بروز اتصال کوتاه در شبکه به معنای شکل‌گیری مسیرهایی ناخواسته با امیدانس بسیار کم برای عبور جریان است؛ شرایطی که موجب افزایش سریع جریان و در نتیجه اعمال تنش‌های سنگین بر تجهیزات می‌شود. میزان این جریان‌ها و سطح اتصال کوتاه به عواملی نظیر نوع و سطح مقطع هادی‌ها و کابل‌ها، رفتار دینامیکی بارها، بارهای موتور، نقش ژنراتورها و مشخصات ترانسفورماتورها وابسته است. با توجه به افزایش سهم منابع تولید پراکنده از جمله نیروگاه‌های خورشیدی، تحلیل اتصال کوتاه در سیستم‌های قدرت امروز با پیچیدگی‌های بیشتری همراه است. این منابع که از طریق مبدل‌ها و اینورترها به شبکه متصل می‌شوند، می‌توانند نه تنها مقدار جریان خطا، بلکه جهت آن را نیز تحت تأثیر قرار دهند. به همین دلیل، شبیه‌سازی دقیق سناریوهای اتصال کوتاه با لحاظ این منابع، یکی از الزامات اصلی برای طراحی شبکه‌ای مطمئن و پایدار به شمار می‌رود.

اتصال کوتاه بر تجهیزات شبکه دو اثر مهم دارد: اثر حرارتی و اثر مکانیکی. اثر حرارتی به بزرگی و مدت زمان عبور جریان خطا وابسته است، در حالی که اثر مکانیکی ناشی از نیروهای الکترودینامیکی حاصل از بیشینه جریان اولیه خطا می‌باشد. بنابراین کلیه تجهیزات نصب‌شده در شبکه باید به گونه‌ای طراحی یا انتخاب شوند که توان تحمل هر دو اثر را در سخت‌ترین شرایط ممکن داشته باشند. اهمیت محاسبات اتصال کوتاه در این است که بر مبنای نتایج آن می‌توان ظرفیت قطع کلیدهای قدرت، تنظیمات حفاظتی رله‌ها، توان مکانیکی و حرارتی تجهیزات و حتی ویژگی‌های طراحی کلیدها را به‌درستی مشخص کرد. در این فصل، مطالعات اتصال کوتاه سه فاز و تک فاز به زمین در نرم‌افزار DIGSILENT انجام و به بررسی تغییرات سطح اتصال کوتاه در حضور نیروگاه خورشیدی پرداخته می‌شود تا بتوان از حد حرارتی و مکانیکی تجهیزات از جمله کلید قدرت اطمینان حاصل کرد که رعایت می‌شوند. مبانی فنی در نظر گرفته‌شده برای انجام مطالعات اتصال کوتاه و بررسی نتایج آن به شرح ذیل می‌باشد:

- جریان قطع کلیدهای قدرت از 80 درصد قدرت قطع نامی آن‌ها کمتر باشد.
- کلیه تجهیزات بایستی قادر به عبور جریان حرارتی در زمان 1 تا 3 ثانیه باشند.
- کلیه تجهیزات توانایی تحمل نیرو الکترودینامیکی ناشی از پیک جریان اتصال کوتاه را داشته باشند.

	فصل پنجم: مطالعات اتصال کوتاه	
	طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	

۵-۲ مشارکت نیروگاه خورشیدی در تزریق جریان خطا

در نیروگاه‌های خورشیدی، اینورترها به عنوان واسطه بین پنل‌های خورشیدی (DC) و شبکه برق (AC) عمل می‌کنند و نقش مهمی در کنترل و تزریق توان به شبکه دارند. یکی از مسائل مهم در این زمینه، مشارکت اینورتر در جریان خطا است. در هنگام بروز خطا در شبکه، مانند اتصال کوتاه، جریان‌های خطا در شبکه افزایش یافته و اینورترها نیز می‌توانند در این جریان‌ها نقش داشته باشند؛ به عبارت دیگر، در اینورترهای خورشیدی، جریان خروجی ممکن است در شرایط اتصال کوتاه از جریان تولیدی پنل‌ها بیشتر شود، اما این اضافه جریان، نه به دلیل افزایش جریان پنل‌ها بلکه به دلیل طراحی و رفتار خود اینورترها رخ می‌دهد. ویژگی‌های اینورتر در مواجهه با خطا به طراحی و برنامه‌ریزی حفاظتی آن وابسته است. اینورترها معمولاً دارای جریان خطای محدود هستند، به این معنی که نمی‌توانند جریان‌های خطای بسیار بزرگی تولید کنند. به همین دلیل، جریان خطا در نیروگاه‌های خورشیدی معمولاً کمتر از جریان خطا در سیستم‌های متصل به ژنراتورهای سنتی است. عملکرد اینورترها در شرایط خطا به چند عامل بستگی دارد:

(۱) ظرفیت گدازای خازن‌های داخلی اینورتر: اینورترها دارای خازن‌های داخلی هستند که به پایداری ولتاژ DC کمک می‌کنند. در شرایطی که خطا رخ می‌دهد، این خازن‌ها ممکن است به صورت گذرا و در زمان کوتاه جریان بیشتری به سمت خروجی اینورتر تزریق کنند تا بتوانند در کوتاه‌ترین زمان نیاز لحظه‌ای سیستم را پاسخ دهند.

(۲) کنترل جریان توسط اینورتر: اینورترها معمولاً از کنترل‌کننده‌های پیشرفته استفاده می‌کنند که می‌توانند جریان را به طور موقت بیشتر از جریان ورودی پنل‌ها کنند. این کنترل‌کننده‌ها برای اینکه بتوانند ولتاژ و فرکانس خروجی را ثابت نگه دارند، ممکن است با استفاده از ذخیره انرژی در خازن‌ها و تنظیم فرکانس کاری خود، جریان لحظه‌ای بیشتری را در خروجی ایجاد کنند.

(۳) ویژگی‌های حفاظت داخلی اینورتر: در برخی از شرایط خطا، اینورترها دارای مکانیسم‌های حفاظتی مانند مدارهای محدودکننده جریان یا واحدهای قطع‌کننده جریان هستند. اگرچه این مدارها برای کاهش خطر آسیب دیدگی تجهیزات طراحی شده‌اند، اما در مدت کوتاهی ممکن است جریان بیشتری نسبت به حالت عادی از اینورتر خارج شود. این جریان اضافی معمولاً در حد 1.1 تا 2.0 برابر جریان نامی اینورتر است و به سرعت توسط سیستم‌های حفاظتی کنترل و محدود می‌شود.

	فصل پنجم: مطالعات اتصال کوتاه طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	---	--

۴) قابلیت عبور از افت ولتاژ (LVRT): برخی اینورترهای پیشرفته مجهز به ویژگی LVRT هستند که به آن‌ها اجازه می‌دهد در صورت افت ولتاژ موقت در شبکه، برای مدت کوتاهی به تولید ادامه دهند. این ویژگی باعث می‌شود که اینورتر به سرعت از مدار خارج نشود، اما باز هم جریان تولیدشده در این شرایط به حداکثر مقدار خروجی اینورتر محدود می‌شود و نمی‌تواند به اندازه جریان خطای بالایی که ژنراتورهای بزرگ تولید می‌کنند، باشد.

بنابراین، مشارکت نیروگاه‌های خورشیدی در تزریق جریان خطا در شرایط اتصال کوتاه کم است و مطابق با مشخصات اینورتر در شکل ۲-۱۰، میزان مشارکت اینورترها با مدل SUNNY HIGHPOWER PEAK3 از برند Technology AG در جریان خطا، ۱.۵ برابر جریان نامی آن‌ها فرض و به صورت Equivalent Synchronous Machine در نرم‌افزار دیگسایلنت مدل‌سازی می‌شود. با توجه به اطلاعات ارائه‌شده در فصل دوم، قدرت قطع کلیدهای قدرت در پست آبیک قبل از اتصال نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیک، به شرح جدول ۵-۱ می‌باشد.

جدول ۵-۱: قدرت قطع کلیدهای قدرت

کلید قدرت	قدرت قطع کلید
کلیدهای ۲۰ کیلوولت پست آبیک	12.5 KA
کلیدهای ۶۳ کیلوولت پست آبیک	22 KA

۵-۳ اتصال کوتاه سه فاز

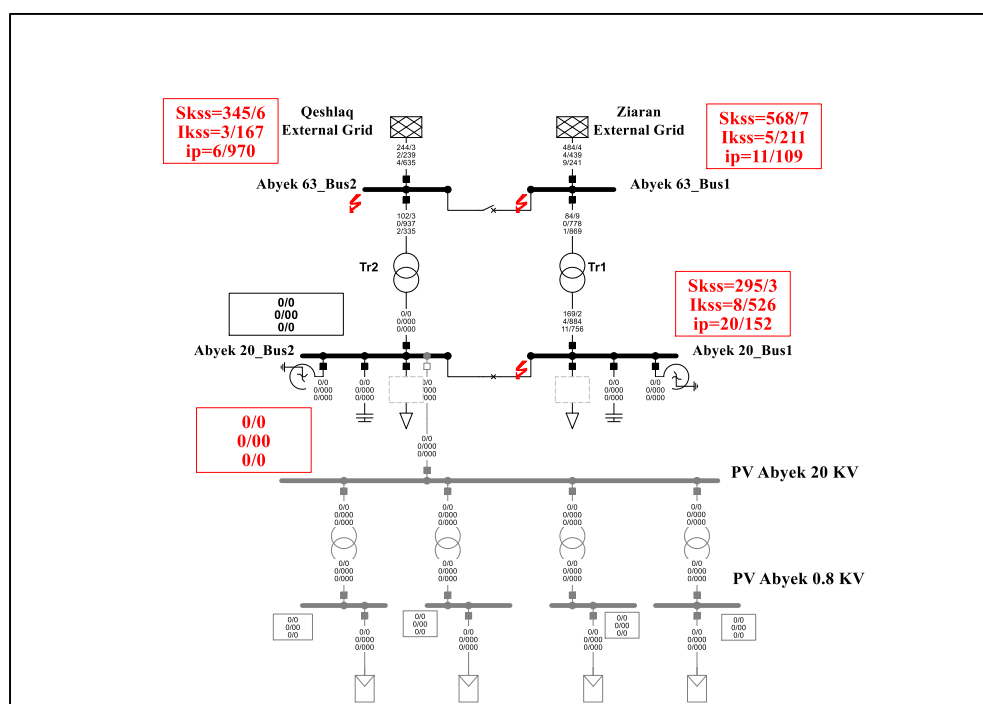
۵-۳-۱ بدون حضور نیروگاه

نتایج مطالعات اتصال کوتاه سه فاز در حالت بدون حضور نیروگاه، در شکل ۵-۱ مشاهده می‌شود. سطح اتصال کوتاه (S_K'')، جریان اولیه اتصال کوتاه (I_K'') و پیک جریان اتصال کوتاه (i_p) در باسبارها در شرایط اتصال کوتاه سه فاز به شرح زیر می‌باشد:

- سطح اتصال کوتاه در باسبار ۲۰ کیلوولت آبیک: ۲۹۵.۳ مگاوات‌آمپر
- جریان اولیه اتصال کوتاه در باسبار ۲۰ کیلوولت آبیک: ۸.۵۲۶ کیلوآمپر
- پیک جریان اتصال کوتاه در باسبار ۲۰ کیلوولت آبیک: ۲۰.۱۵۲ کیلوآمپر

	فصل پنجم: مطالعات اتصال کوتاه طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	---	--

- سطح اتصال کوتاه در باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک: 568.7 مگاولت آمپر
- جریان اولیه اتصال کوتاه در باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک: 5.211 کیلوآمپر
- پیک جریان اتصال کوتاه در باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک: 11.109 کیلوآمپر
- سطح اتصال کوتاه در باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیک: 345.6 مگاولت آمپر
- جریان اولیه اتصال کوتاه در باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیک: 3.167 کیلوآمپر
- پیک جریان اتصال کوتاه در باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیک: 6.970 کیلوآمپر



شکل ۵-۱: نتایج مطالعات اتصال کوتاه سه فاز بدون حضور نیروگاه.

۵-۳-۲ با حضور نیروگاه

پس از اتصال نیروگاه در صورت وقوع شرایط اتصال کوتاه سه فاز در باسبارها، به دلیل مشارکت نیروگاه در تزریق جریان خطا، جریان خطای باسبارها تا حدی افزایش می یابد. نتایج این مطالعات، مطابق شکل ۵-۲ به دست آمده و به شرح زیر است:

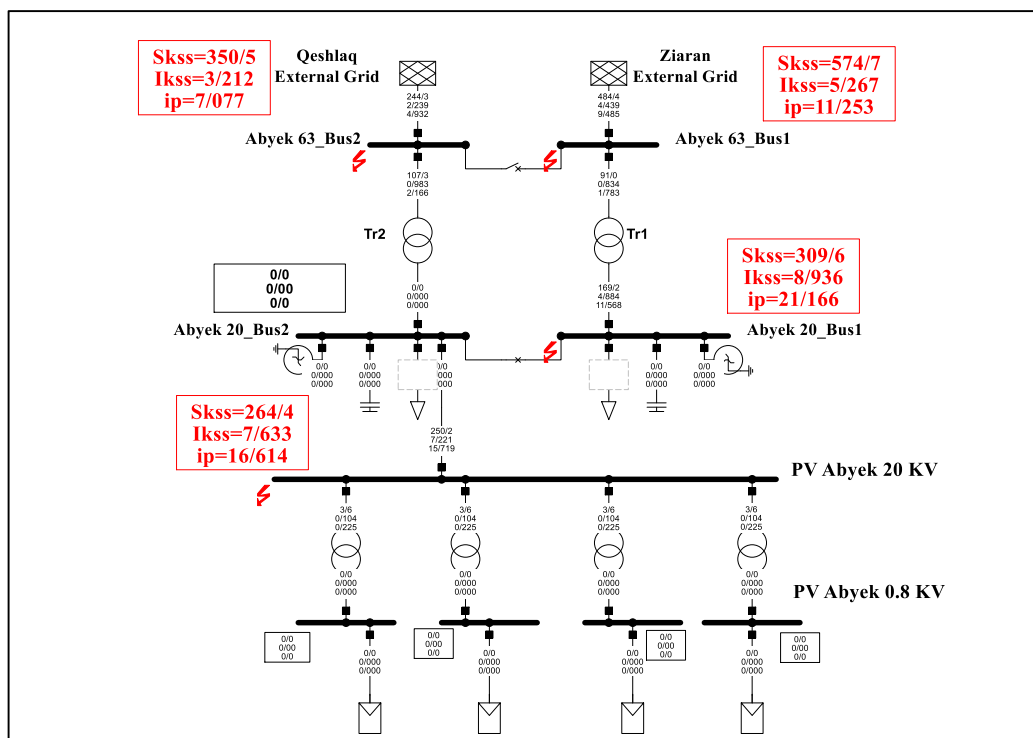
- سطح اتصال کوتاه در باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 264.4 مگاولت آمپر

	فصل پنجم: مطالعات اتصال کوتاه	 نیروشید شرکت مهندسی مشاور
	طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	

- جریان اولیه اتصال کوتاه در باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 7.633 کیلوآمپر
- پیک جریان اتصال کوتاه در باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 16.614 کیلوآمپر
- سطح اتصال کوتاه در باسبار 20 کیلوولت آبیک: 309.6 مگاولت آمپر
- جریان اولیه اتصال کوتاه در باسبار 20 کیلوولت آبیک: 8.936 کیلوآمپر
- پیک جریان اتصال کوتاه در باسبار 20 کیلوولت آبیک: 21.166 کیلوآمپر
- سطح اتصال کوتاه در باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک: 574.7 مگاولت آمپر
- جریان اولیه اتصال کوتاه در باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک: 5.267 کیلوآمپر
- پیک جریان اتصال کوتاه در باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک: 11.253 کیلوآمپر
- سطح اتصال کوتاه در باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیک: 350.5 مگاولت آمپر
- جریان اولیه اتصال کوتاه در باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیک: 3.212 کیلوآمپر
- پیک جریان اتصال کوتاه در باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیک: 7.077 کیلوآمپر

حضور نیروگاه در شبکه موجب افزایش جریان اولیه اتصال کوتاه سه فاز در باسبار 20 کیلوولت آبیک به میزان 413 آمپر، و در باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک به میزان 56 آمپر شده است. با توجه به مشارکت پایین نیروگاه در تزریق جریان خطا و افزایش اندک جریان خطای باسبارها، نیازی به تعویض کلیدهای قدرت پست‌ها نمی‌باشد.

جریان اولیه اتصال کوتاه سه فاز در باسبار 20 کیلوولت پست نیروگاه برابر با 7.633 کیلوآمپر و پیک جریان اتصال کوتاه آن معادل 16.614 کیلوآمپر است. با توجه به توسعه و گسترش پست در آینده و اضافه کردن فیدرهای جدید، احتمال افزایش بار و جریان خطا در این بخش‌ها وجود دارد. لذا پیشنهاد می‌شود که کلید قدرت نصب شده در سمت 20 کیلوولت پست نیروگاه، با حداقل قدرت قطع ($I_{Breaking}$) معادل 25 کیلوآمپر و قدرت وصل (I_{Making}) معادل 50 کیلوآمپر در نظر گرفته شود.



شکل ۵-۲: نتایج مطالعات اتصال کوتاه سه فاز با حضور نیروگاه.

۵-۴ اتصال کوتاه تک فاز به زمین

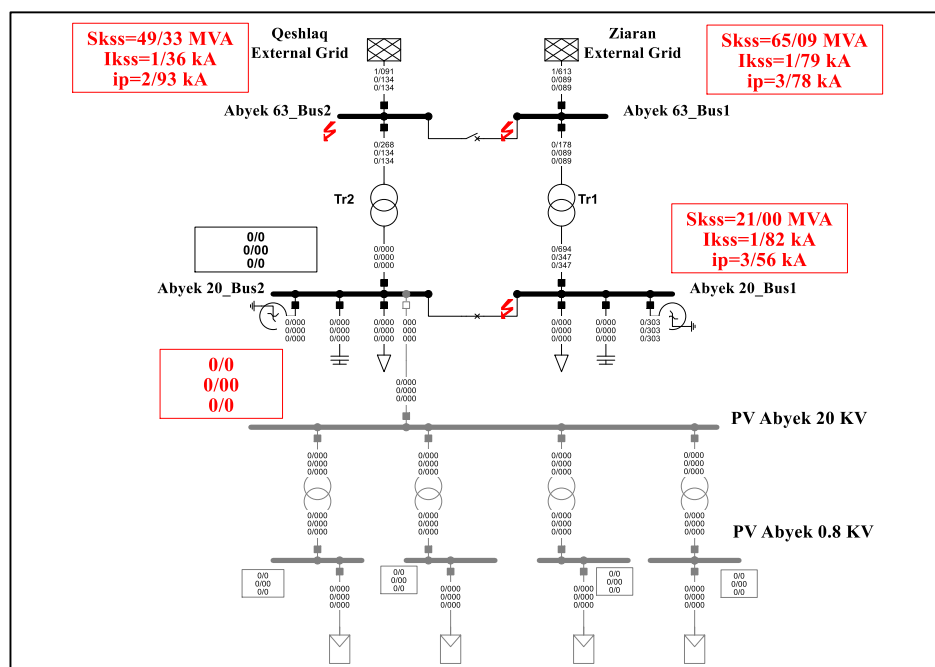
۵-۴-۱ بدون حضور نیروگاه

نتایج مطالعات اتصال کوتاه تک فاز به زمین در حالت بدون حضور نیروگاه، در شکل ۵-۳ مشاهده می شود. سطح اتصال کوتاه و جریان های خطای با سبارها در شرایط اتصال کوتاه تک فاز به زمین به شرح زیر می باشد:

- سطح اتصال کوتاه در باسبار 20 کیلوولت آبیک: 21.00 مگاولت آمپر
- جریان اولیه اتصال کوتاه در باسبار 20 کیلوولت آبیک: 1.82 کیلوآمپر
- پیک جریان اتصال کوتاه در باسبار 20 کیلوولت آبیک: 3.56 کیلوآمپر
- سطح اتصال کوتاه در باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک: مگاولت آمپر 65.09
- جریان اولیه اتصال کوتاه در باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک: 1.79 کیلوآمپر
- پیک جریان اتصال کوتاه در باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیک: 3.78 کیلوآمپر

	فصل پنجم: مطالعات اتصال کوتاه	 نیروشید شرکت مهندسی مشاور
	طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	

- سطح اتصال کوتاه در باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیک: 49.33 مگاوات آمپر
- جریان اولیه اتصال کوتاه در باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیک: 1.36 کیلوآمپر
- پیک جریان اتصال کوتاه در باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیک: 2.93 کیلوآمپر



شکل ۵-۳: نتایج مطالعات اتصال کوتاه تک فاز به زمین بدون حضور نیروگاه.

۵-۴-۲ با حضور نیروگاه

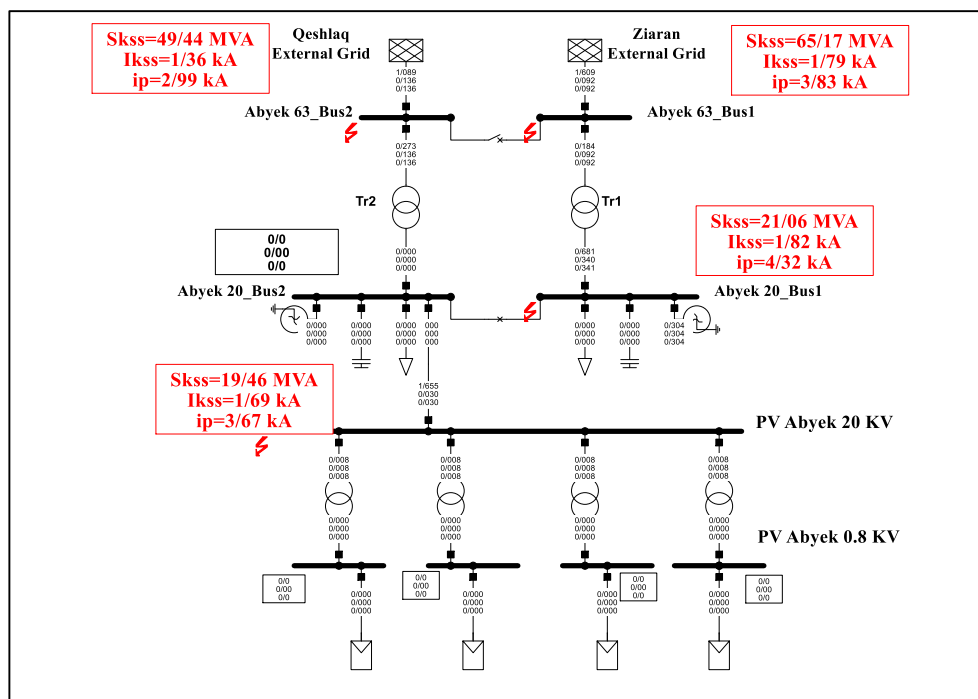
پس از اتصال نیروگاه در صورت وقوع شرایط اتصال کوتاه تک فاز به زمین در باسبارها، به دلیل مشارکت نیروگاه در تزریق جریان خطا، جریان‌های خطای باسبارها تا حدی افزایش می‌یابد. نتایج این مطالعات، مطابق شکل ۵-۴ به دست آمده و به شرح زیر است:

- سطح اتصال کوتاه در باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 19.46 مگاوات آمپر
- جریان اولیه اتصال کوتاه در باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 1.69 کیلوآمپر
- پیک جریان اتصال کوتاه در باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 3.37 کیلوآمپر
- سطح اتصال کوتاه در باسبار 20 کیلوولت آبیک: 21.06 مگاوات آمپر
- جریان اولیه اتصال کوتاه در باسبار 20 کیلوولت آبیک: 1.82 کیلوآمپر
- پیک جریان اتصال کوتاه در باسبار 20 کیلوولت آبیک: 4.32 کیلوآمپر

	فصل پنجم: مطالعات اتصال کوتاه طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسين مشاور
--	---	---

- سطح اتصال کوتاه در باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیگ: 65.17 مگاولت آمپر
- جریان اولیه اتصال کوتاه در باسبار 63 شماره یک کیلوولت آبیگ: 1.79 کیلوآمپر
- پیک جریان اتصال کوتاه در باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیگ: 3.83 کیلوآمپر
- سطح اتصال کوتاه در باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیگ: 49.44 مگاولت آمپر
- جریان اولیه اتصال کوتاه در باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیگ: 1.36 کیلوآمپر
- پیک جریان اتصال کوتاه در باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیگ: 2.99 کیلوآمپر

با توجه به مشارکت کم نیروگاه در تزریق جریان خطا و افزایش جزئی جریان خطای باسبارها، در شرایط اتصال کوتاه تک فاز به زمین نیز مشابه با شرایط اتصال کوتاه سه فاز، نیازی به تعویض کلیدهای قدرت پستها وجود ندارد. جریان اولیه اتصال کوتاه تک فاز به زمین در باسبار 20 کیلوولت پست نیروگاه برابر با 1.69 کیلوآمپر و پیک جریان اتصال کوتاه تک فاز به زمین آن معادل 3.37 کیلوآمپر است. پیشنهاد می شود که کلید قدرت نصب شده در سمت 20 کیلوولت پست نیروگاه، با حداقل قدرت قطع ($I_{Breaking}$) معادل 25 کیلوآمپر و قدرت وصل (I_{Making}) معادل 50 کیلوآمپر در نظر گرفته شود.



شکل ۴-۵: نتایج مطالعات اتصال کوتاه تک فاز به زمین با حضور نیروگاه.

	فصل پنجم: مطالعات اتصال کوتاه طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسين مشاور 
---	---	---

۵-۵ جمع بندی مطالعات اتصال کوتاه

در این فصل، اثرات حضور نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیگ، متعلق به شرکت سیمان آبیگ، در شرایط اتصال کوتاه سه فاز و تک فاز به زمین مطابق با جدول ۵-۲ ارزیابی شد. در این بررسی، حالت‌های قبل و بعد از اتصال نیروگاه به شبکه و تأثیر حضور آن بر جریان خطای با سبارها و قدرت قطع کلیدهای قدرت پست آبیگ مورد تحلیل قرار گرفت.

نتایج مطالعات اتصال کوتاه سه فاز و تک فاز به زمین نشان داد که حضور نیروگاه در شبکه می‌تواند، در تزریق جریان خطای با سبارها مشارکت کند و سطح اتصال کوتاه آن‌ها را اندکی افزایش دهد. با این حال، به دلیل مقدار ناچیز جریان تزریقی در شرایط اتصال کوتاه، مشخص شد که حضور نیروگاه از نظر شرایط اتصال کوتاه، مشکلی در شبکه ایجاد نمی‌کند و نیازی به تعویض هیچ یک از کلیدهای قدرت پست آبیگ وجود ندارد.

با این وجود، برای کلید قدرت نصب شده در سمت ۲۰ کیلوولت پست نیروگاه، و با در نظر گرفتن مقدار جریان اولیه و پیک جریان اتصال کوتاه سه فاز و تک فاز به زمین، و همچنین احتمال توسعه آتی پست و افزایش تعداد فیدرها، پیشنهاد می‌شود که کلید قدرت مربوطه با حداقل قدرت قطع ($I_{Breaking}$) برابر ۲۵ کیلوآمپر و قدرت وصل (I_{Making}) برابر ۵۰ کیلوآمپر در نظر گرفته شود تا پوشش مناسب در برابر شرایط احتمالی آینده فراهم گردد.

	فصل پنجم: مطالعات اتصال کوتاه	 نیروشید شرکت مهندسی مشاور
	طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	

جدول ۵-۲: نتایج مطالعات اتصال کوتاه

Single Phase		Three Phase		سناریو	مولفه
With PV	Without PV	With PV	Without PV		
19.46	-	264.4	-	باسبار 20 کیلوولت نیروگاه (MVA)	سطح اتصال کوتاه (S_K'')
21.06	21.00	309.6	295.3	باسبار 20 کیلوولت آبیگ (MVA)	
65.17	65.09	574.7	568.7	باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیگ (MVA)	
49.44	49.33	350.5	345.6	باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیگ (MVA)	
1.69	-	7.633	-	باسبار 20 کیلوولت نیروگاه (KA)	جریان اولیه اتصال کوتاه (I_K'')
1.82	1.82	8.936	8.526	باسبار 20 کیلوولت آبیگ (KA)	
1.79	1.79	5.267	5.211	باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیگ (MVA)	
1.36	1.36	3.212	3.167	باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیگ (MVA)	
3.37	-	16.614	-	باسبار 20 کیلوولت نیروگاه (KA)	پیک جریان اتصال کوتاه (i_p)
4.32	3.56	21.166	20.152	باسبار 20 کیلوولت آبیگ (KA)	
3.83	3.78	11.253	11.109	باسبار شماره یک 63 کیلوولت آبیگ (MVA)	
2.99	2.93	7.077	6.970	باسبار شماره دو 63 کیلوولت آبیگ (MVA)	

فصل ششم

۶. مطالعات پایداری گذرا

	فصل ششم: مطالعات پایداری گذرا طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	---	--

۶-۱ مقدمه

با رشد سریع استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر و افزایش سهم نیروگاه‌های خورشیدی در سیستم‌های قدرت، اهمیت بررسی پایداری شبکه در حضور این منابع بیش از پیش آشکار شده است. نیروگاه‌های خورشیدی به دلیل وابستگی به شرایط جوی و اتصال به شبکه از طریق اینورترها، رفتاری متفاوت از نیروگاه‌های سنتی دارند؛ به‌ویژه در پاسخ دینامیکی و گذرا که می‌تواند نقش تعیین‌کننده‌ای در حفظ یا تضعیف پایداری شبکه ایفا کند. چنین ویژگی‌هایی در زمان وقوع خطا یا تغییرات ناگهانی بار، اثر قابل توجهی بر عملکرد سیستم خواهند داشت. از این رو، انجام مطالعات پایداری دینامیکی و گذرا هنگام اتصال نیروگاه‌های خورشیدی امری ضروری است، زیرا نتایج این مطالعات علاوه بر آشکار کردن اثرات این منابع بر رفتار شبکه در شرایط بحرانی، امکان تدوین راهکارهایی برای تضمین پایداری و استمرار عملکرد مطمئن سیستم قدرت را فراهم می‌سازد.

هنگام وقوع خطا در شبکه، تا لحظه‌ای که تجهیزات حفاظتی موفق به شناسایی محل خطا و جداسازی آن شوند، ولتاژ منبع کاهش می‌یابد. در این بازه‌ی کوتاه‌مدت، نیروگاه‌های خورشیدی نیز متناسب با محل و نوع خطا، افت ولتاژ را در پایانه‌های خود تجربه می‌کنند. از طرف دیگر، عواملی مانند قطع بارهای بزرگ، وارد شدن بانک‌های خازنی به مدار یا وقوع خطاهای نامتقارن می‌توانند اضافه‌ولتاژهایی در شبکه ایجاد کنند. در گذشته، منابع تولید پراکنده در چنین شرایطی به سرعت از شبکه جدا می‌شدند، اما با توجه به افزایش قابل‌توجه ضریب نفوذ نیروگاه‌های خورشیدی، قطع همزمان این منابع موجب از دست رفتن بخش بزرگی از توان تولیدی و بروز اختلالات جدی یا حتی خاموشی سراسری می‌شد. به همین دلیل، اینورترهای نیروگاه‌های خورشیدی باید قابلیت‌هایی همچون گذر از افت ولتاژ (LVRT)، گذر از اضافه ولتاژ (HVRT)، گذر از افت فرکانس (LFRT) و گذر از اضافه فرکانس (HFRT) را داشته باشند تا در محدوده‌ها و بازه‌های زمانی مشخص، علی‌رغم وجود خطا یا نوسانات شبکه، همچنان متصل باقی بمانند.

یکی از جنبه‌های مهم مطالعات پایداری، پایداری ولتاژ است که به توانایی سیستم در حفظ سطح ولتاژ شین‌ها در محدوده مجاز، حتی در شرایط افزایش تدریجی بار، اشاره دارد. انتظار می‌رود در این حالت، توان اکتیو تحویلی به بار نیز متناسب با افزایش بار رشد کند. اگر سیستم نتواند این تعادل را حفظ نماید، افت شدید ولتاژ و در نهایت فروپاشی رخ خواهد داد. ریشه‌ی اصلی بسیاری از ناپایداری‌های ولتاژ، کمبود منابع تولید توان راکتیو در نقاط حساس شبکه است. این پدیده عمدتاً ماهیتی استاتیکی

	فصل ششم: مطالعات پایداری گذرا طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	---	--

دارد؛ یعنی تغییرات آهسته و مستمر در بار یا شرایط کاری، شبکه را به آستانه‌ای نزدیک می‌کند که در آن، حفظ تعادل ولتاژ دیگر ممکن نیست.

در بررسی پایداری ولتاژ به‌ویژه زمانی که اتصال نیروگاه‌های خورشیدی به شبکه مطرح است، ارزیابی رفتار ولتاژ در برابر تغییرات توان اکتیو و راکتیو اهمیت بالایی دارد. نیروگاه‌های خورشیدی با تأمین توان اکتیو در محل مصرف، بار مؤثر دیده‌شده توسط شبکه را کاهش داده و امکان انتقال توان بیشتری را پیش از رسیدن به مرز بحرانی فراهم می‌کنند. این ویژگی منجر به بهبود شرایط ولتاژ شبکه و کاهش احتمال وقوع ناپایداری می‌شود. بنابراین، استفاده از اینورترهایی با قابلیت‌های کنترلی مناسب برای مدیریت توان اکتیو و راکتیو، در طراحی و اتصال نیروگاه‌های خورشیدی ضروری است تا از فروپاشی ولتاژ جلوگیری شده و عملکرد پایدار شبکه تضمین گردد.

در این فصل، مطالعات پایداری ولتاژ و پایداری گذرا با در نظر گرفتن رخدادهای متعددی مانند ورود و خروج نیروگاه، وقوع اتصال کوتاه و پاکسازی آن، و سایر موارد مشابه انجام می‌شود. این مطالعات با هدف بررسی رفتار شبکه و ارزیابی تأثیر حضور نیروگاه بر پایداری سیستم و نوسانات ولتاژ باسبارها صورت می‌گیرد.

۶-۲ پایداری ولتاژ

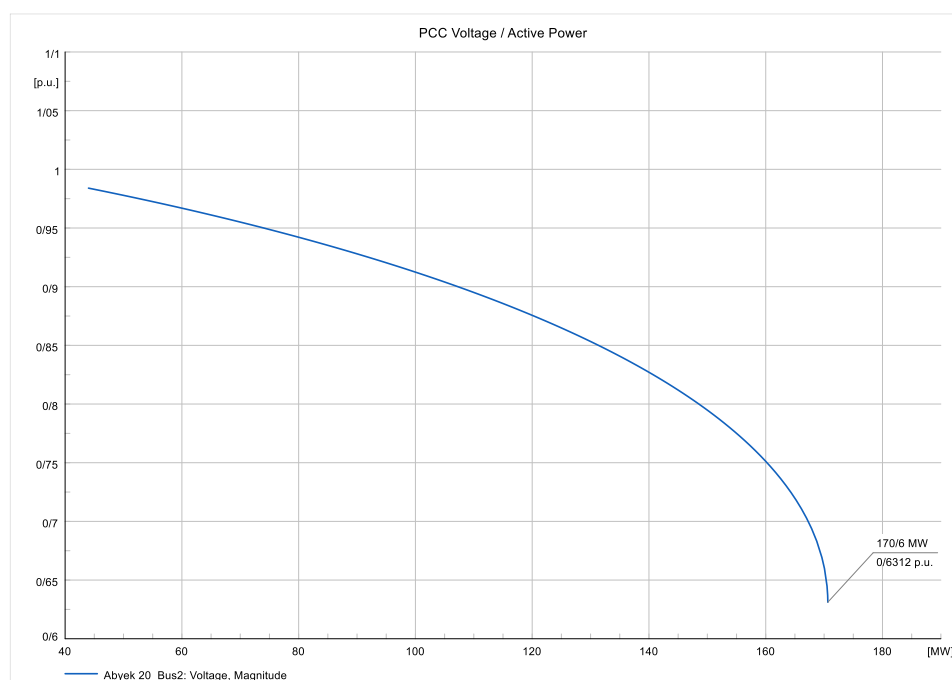
در تحلیل ولتاژ بر حسب توان اکتیو (منحنی $P-V$)، معمولاً توان اکتیو بار به‌صورت تدریجی افزایش می‌یابد و در عین حال ضریب توان ثابت نگه داشته می‌شود. این فرآیند تا زمانی ادامه دارد که دیگر امکان همگرایی در محاسبات پخش بار وجود نداشته باشد. نقطه‌ای که در آن پخش بار متوقف می‌شود، بیانگر حداکثر توان قابل انتقال به باسبار مورد نظر پیش از وقوع فروپاشی ولتاژ است. در این نقطه بحرانی، سیستم به مرز ناپایداری می‌رسد و ساختار ریاضی مسئله پخش بار به‌گونه‌ای تغییر می‌کند که ماتریس ژاکوبین متناظر منفرد می‌شود. از سوی دیگر، تحلیل ولتاژ در برابر تغییرات توان راکتیو (منحنی $Q-V$) نیز یکی دیگر از روش‌های متداول بررسی پایداری ولتاژ به شمار می‌رود. در این تحلیل، توان راکتیو تزریق‌شده یا جذب‌شده در یک باسبار تغییر داده می‌شود و پاسخ ولتاژ در همان باس مورد بررسی قرار می‌گیرد. این تحلیل برای شناسایی میزان نیاز به منابع توان راکتیو، مکان‌یابی بهینه تجهیزات جبران‌ساز، و بررسی کارایی کنترل‌کننده‌های توان راکتیو کاربرد دارد.

	فصل ششم: مطالعات پایداری گذرا طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	---	--

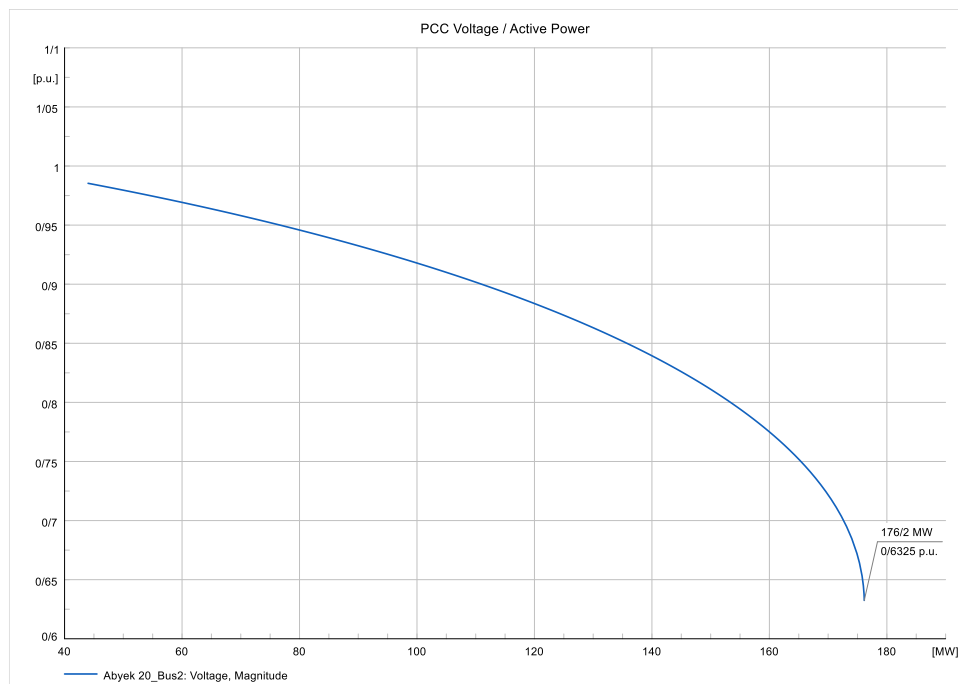
۶-۲-۱ منحنی P-V

شکل ۶-۱ مربوط به باسبار 20 کیلوولت پست آبیگ (نقطه اتصال مشترک-PCC)، آنالیز منحنی P-V باسبار را در برابر افزایش تدریجی توان اکتیو بار نشان می‌دهد. در شرایطی که نیروگاه خورشیدی به شبکه متصل نیست، با افزایش بار تا مقدار حدود 170.6 مگاوات، شبکه توانایی حفظ پایداری ولتاژ را دارد، اما با افزایش بیشتر بار، پخش بار دیگر همگرا نمی‌شود و سیستم دچار فروپاشی ولتاژ می‌شود. این نقطه، مرز ناپایداری شبکه در نبود تولید محلی توان اکتیو را نشان می‌دهد. در مقابل، زمانی که نیروگاه خورشیدی در سیستم حضور دارد، شرایط ولتاژ بهبود می‌یابد. در این حالت، سیستم قادر است تا مقدار بار حدود 176.2 مگاوات را قبل از رسیدن به نقطه ناپایداری تحمل کند که در شکل ۶-۲ ارائه شده است. این به معنای آن است که نیروگاه خورشیدی توانسته با کاهش فشار بار از روی شبکه اصلی و تأمین بخشی از توان مورد نیاز در سطح محلی، ظرفیت انتقال توان را افزایش داده و نقطه فروپاشی را به تأخیر بیندازد.

مقایسه این دو وضعیت نشان می‌دهد حضور نیروگاه خورشیدی آبیگ باعث جابه‌جایی نقطه ناپایداری به سمت بارگذاری بیشتر می‌شود، به‌طوری که حدود 5.6 مگاوات ظرفیت بار اضافی در نقطه PCC ایجاد می‌گردد. این افزایش، بیانگر نقش مؤثر منابع خورشیدی در بهبود پایداری ولتاژ است.



شکل ۶-۱: منحنی P-V بدون حضور نیروگاه.

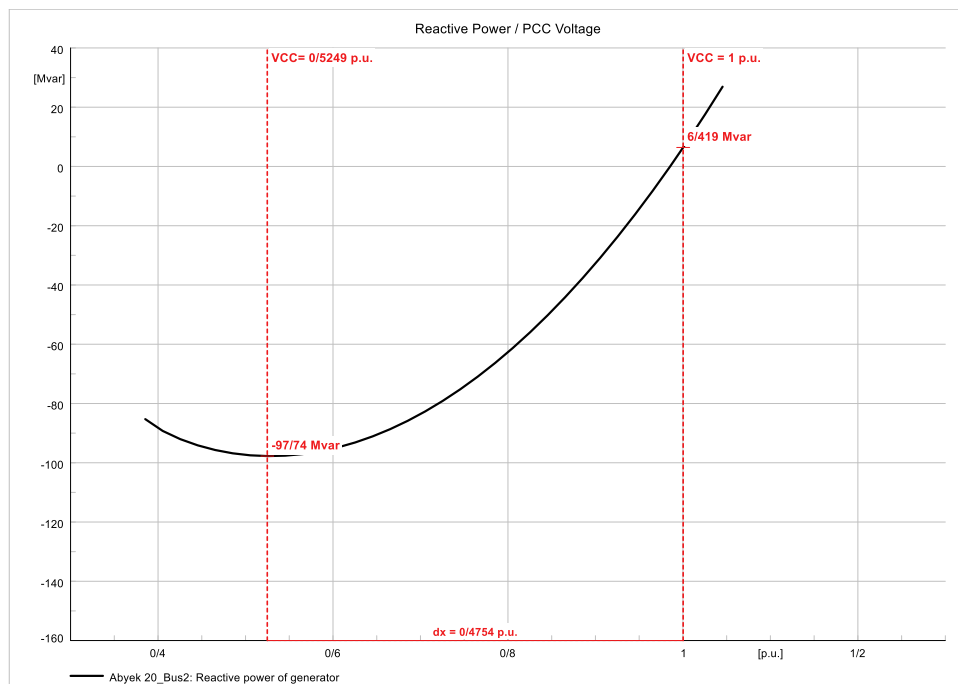


شکل ۶-۲: منحنی P-V در حضور نیروگاه.

۶-۲-۲ منحنی Q-V

شکل ۶-۳ ولتاژ باسبار 20 کیلوولت پست آبیگ (نقطه اتصال مشترک-PCC) را در برابر تغییرات توان راکتیو، اعم از جذب یا تزریق، نمایش می‌دهد. این نمودار که به عنوان منحنی Q-V شناخته می‌شود، بخش مهمی از ارزیابی پایداری ولتاژ سیستم را تشکیل می‌دهد. در این ناحیه، پاسخ سیستم به تغییرات توان راکتیو مطلوب بوده و تزریق مثبت توان راکتیو موجب بهبود پروفیل ولتاژ می‌شود. این امر بیانگر تأثیر مثبت حضور نیروگاه خورشیدی (در صورت مجهز بودن به اینورترهای کنترل‌پذیر از نظر توان راکتیو) در افزایش پایداری ولتاژ باسبار PCC است.

از سوی دیگر، شیب منحنی در هر نقطه از آن به عنوان شاخصی برای ارزیابی وضعیت پایداری ولتاژ در نظر گرفته می‌شود. هرچه سیستم به نقطه بحرانی نزدیک‌تر شود، این شیب کاهش یافته و در نقطه‌ای خاص، که معمولاً حدود 0.5 پریونیت است، به نزدیک صفر می‌رسد. این نقطه بحرانی نشان‌دهنده آستانه ناپایداری است که پس از آن، سیستم دیگر قادر به حفظ تعادل ولتاژ در برابر تغییرات توان راکتیو نخواهد بود.



شکل ۳-۶: منحنی Q-V باسبار PCC در حضور نیروگاه.

۳-۶ پاسخ به اغتشاشات

۱-۳-۶ الزامات تریپ

در شرایط غیرعادی و هنگام وقوع خطا در شبکه، نحوه پاسخ نیروگاه خورشیدی وابسته به میزان افت یا اضافه ولتاژ و همچنین زمان رفع خطا خواهد بود. الزامات مربوط به تریپ نیروگاه خورشیدی (Shall Trip) به منظور جلوگیری از بازگشت سریع به مدار و سرویس‌دهی مجدد به شبکه تعریف شده است. این الزامات می‌تواند شامل جداسازی موقت یا بازپایی تدریجی توان خروجی نیروگاه باشد که بر اساس مقادیر و محدوده‌های مشخص شده در جدول ۱-۶ و شکل ۴-۶ اعمال می‌گردد.

جدول ۱-۶: الزامات تریپ نیروگاه خورشیدی

عملکرد تریپ	زمان رفع خطا (s)	محدوده ولتاژ (p.u.)
رله اضافه ولتاژ (OV2)	0.16	$V > 1.20$
رله اضافه ولتاژ (OV1)	2	$1.10 < V < 1.20$
رله افت ولتاژ (OV2)	2	$0.45 < V < 0.70$
رله افت ولتاژ (OV1)	0.16	$V < 0.45$

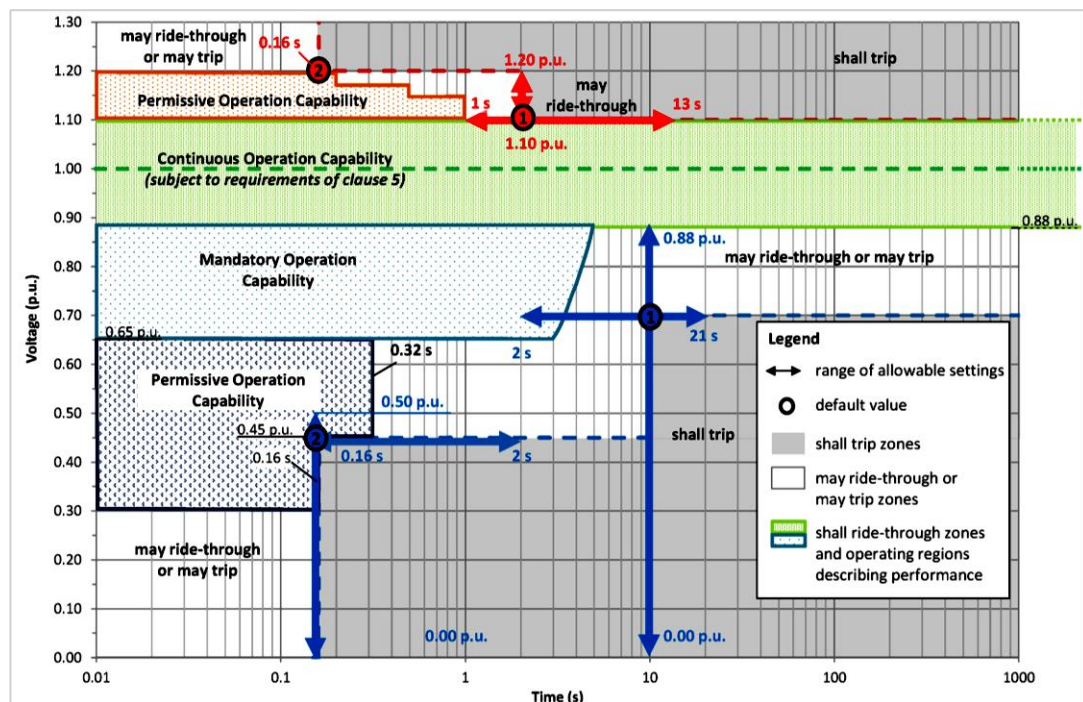
	فصل ششم: مطالعات پایداری گذرا طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسیین مشاور
--	---	--

۶-۳-۲ الزامات گذر از اغتشاشات

در شرایط وقوع اغتشاشات ولتاژی در شبکه، عملکرد نیروگاه خورشیدی بر اساس نوع اغتشاش (افت یا اضافه ولتاژ) و مدت زمان رفع آن تعیین می‌گردد. به طور کلی الزامات گذر از اغتشاشات ولتاژی (LVRT/HVRT) به شرح جدول ۶-۲ و شکل ۶-۴ ارائه شده است:

جدول ۶-۲: الزامات گذر از اغتشاشات

محدوده ولتاژ (p.u.)	پاسخ عملکردی	مینیمم زمان گذر (s)	ماکزیمم زمان پاسخ (s)
$V > 1.20$	توقف تولید	-	0.16
$1.175 < V < 1.20$	عملکرد مجاز	0.2	-
$1.15 < V < 1.175$	عملکرد مجاز	0.5	-
$1.10 < V < 1.15$	عملکرد مجاز	1.0	-
$0.88 < V < 1.10$	عملکرد پیوسته	بی‌نهایت	-
$0.65 < V < 0.88$	عملکرد الزامی	$t = 3 + 8.7(V - 0.65)$	-
$0.45 < V < 0.65$	عملکرد مجاز	0.32	-
$0.30 < V < 0.45$	عملکرد مجاز	0.16	-
$V < 0.30$	توقف تولید	-	0.16



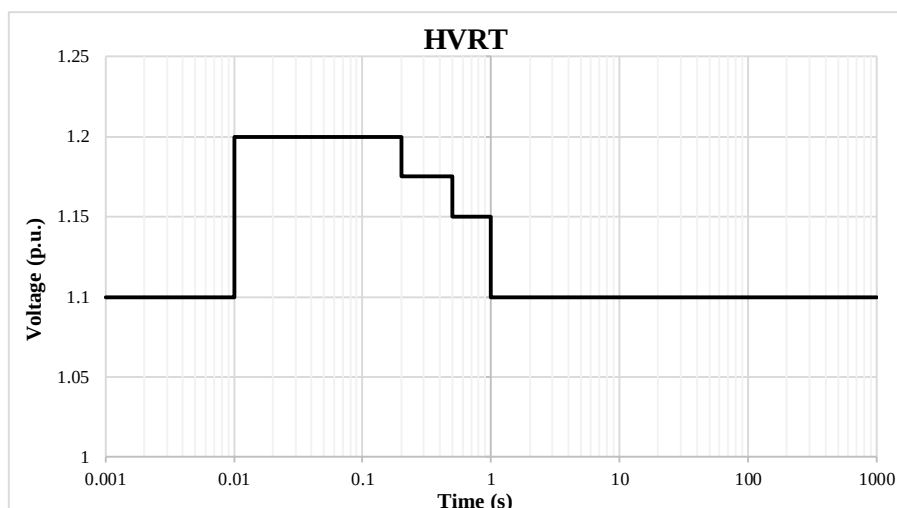
شکل ۶-۴: الزامات گذر از اغتشاشات.

	فصل ششم: مطالعات پایداری گذرا طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	---	--

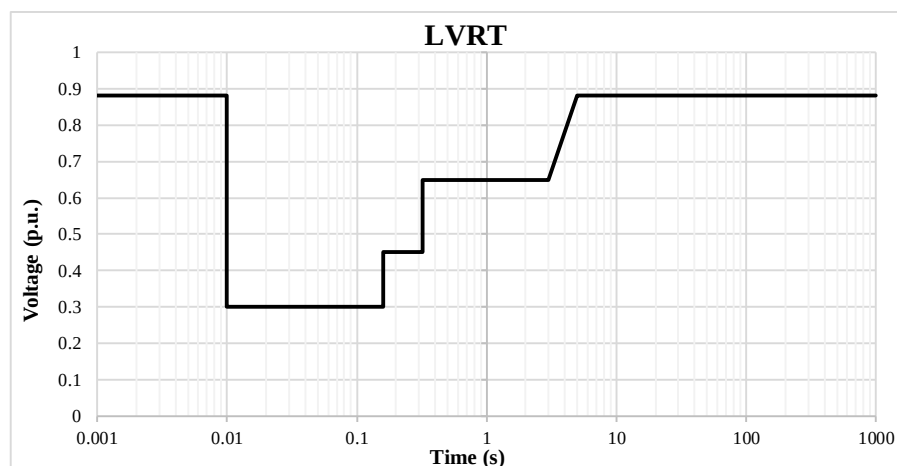
تعاریف پاسخ‌های عملکردی به شرح زیر می‌باشد:

- **عملکرد پیوسته:** مطابق استاندارد ANSI C84.1، در شرایطی که ولتاژ شبکه دچار اغتشاش شود اما همچنان در محدوده قابل قبول باقی بماند، نیروگاه خورشیدی نباید از مدار خارج شود یا تولید را متوقف کند. در این حالت نیروگاه موظف است به تبادل توان اکتیو ادامه داده و حداقل بخشی از مقدار توان پیش از اغتشاش را تأمین نماید.
- **عملکرد الزامی:** در ناحیه عملکرد الزامی، نیروگاه باید سنکرونیزم خود را با شبکه حفظ کند و از توقف تولید و تریپ اجتناب نماید. در این وضعیت نیروگاه موظف است جریان ظاهری خروجی خود را به کمتر از 80 درصد مقدار پیش از اغتشاش کاهش ندهد، مگر آنکه توافقی میان مالک نیروگاه و بهره‌بردار شبکه صورت گرفته باشد.
- **عملکرد مجاز:** در ناحیه عملکرد مجاز، نیروگاه می‌تواند با حفظ سنکرونیزم به تبادل جریان با شبکه ادامه دهد یا به‌طور موقت تولید را متوقف کند. در صورت توقف تولید، نیروگاه باید خروجی خود را پس از رفع اغتشاش بازیابی کند.
- **بازیابی خروجی:** چنانچه نیروگاه بدون تریپ از اغتشاش ولتاژ عبور کند، در صورت بازگشت ولتاژ به محدوده عادی، موظف است توان اکتیو خروجی خود را حداکثر در مدت 0.4 ثانیه به حداقل 80 درصد مقدار پیش از اغتشاش بازگرداند.
- **توقف تولید:** در شرایط خاص که منجر به توقف تولید شود، تبادل توان اکتیو نیروگاه با شبکه قطع خواهد شد و محدودیت‌هایی نیز در تبادل توان راکتیو اعمال می‌گردد.

بر اساس اطلاعات جدول ۶-۲ و شکل ۶-۴ برای الزامات گذر از اغتشاشات ولتاژی برای نیروگاه خورشیدی، الزامات HVRT و الزامات LVRT به ترتیب در شکل‌های ۶-۵ و ۶-۶ به صورت لگاریتمی نشان داده شده است.



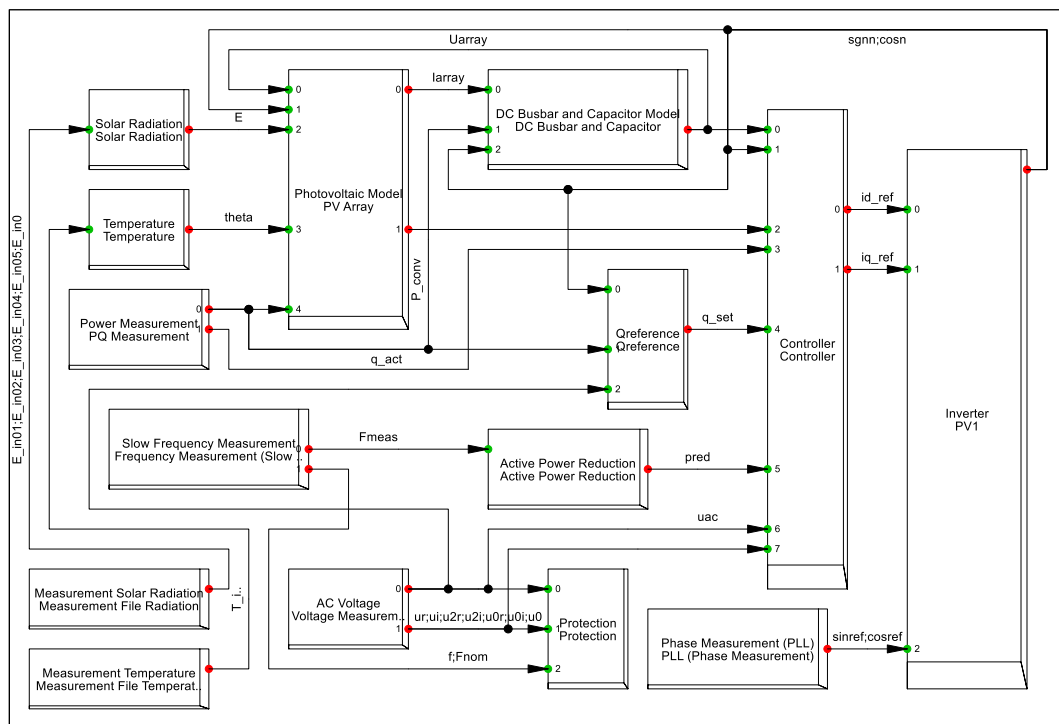
شکل ۶-۵: الزامات HVRT.



شکل ۶-۶: الزامات LVRT.

۳-۳-۶ مدل دینامیکی اینورتر

به منظور بررسی قابلیت گذر از اغتشاشات، از مدل دینامیکی اینورترها استفاده شده است. برای پیاده‌سازی این مدل دینامیکی در اینورترهای نیروگاه خورشیدی آبیگ، از تمپلیت Photovoltaic System 3PH موجود در نرم‌افزار DiGSILENT بهره گرفته شده است. مدل کامپوزیت اینورترها (Composite Model) مطابق شکل ۶-۷ بوده و از ۱۵ بلوک اسلات (Slot) تشکیل شده است.

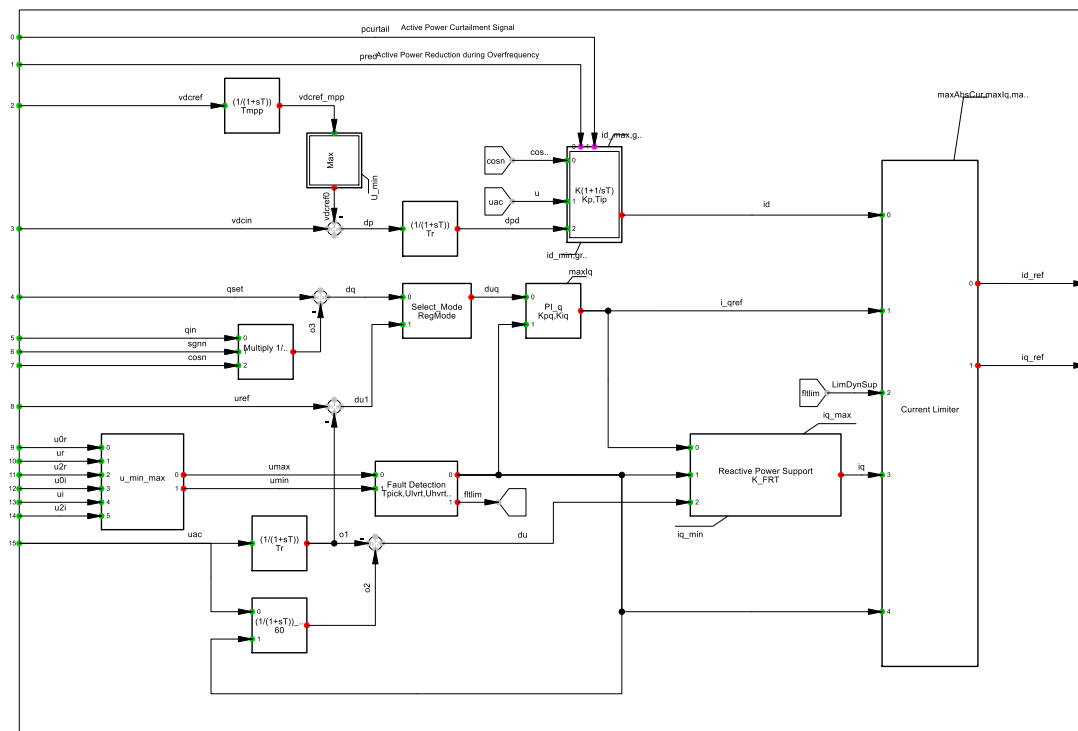


شکل ۶-۷: مدل کامپوزیت اینورتر.

یکی از مهم‌ترین بلوک‌های اسلات در مدل کامپوزیت اینورتر، بلوک کنترلر (Controller) اینورتر است که نقش مغز سیستم را ایفا کرده و وظیفه مشاهده و واکنش به شرایط شبکه را بر عهده دارد. بر اساس تمپلیت ارائه شده در نرم‌افزار، مدل DSL (DSL Model) این بلوک در شکل ۶-۸ نمایش داده شده است. مطابق شکل ۶-۸، ورودی‌های بلوک کنترلر اینورتر شامل ضرایب و پارامترهایی هستند که با مقداردهی مناسب به آن‌ها می‌توان عملکرد اینورتر را کنترل و تنظیم کرد. مقادیر این پارامترها بر اساس تنظیمات پیش‌فرض نرم‌افزار DigSILENT در جدول ۶-۳ ارائه شده‌اند. در ادامه، به چند مورد از مهم‌ترین این پارامترها اشاره شده است.

جدول ۶-۳: پارامترهای بلوک کنترلر اینورتر

K_p	K_{pq}	K_{iq}	K_{FRT}	T_{ip}	T_r	T_{mpp}	T_{pick}	U_{lvrt}	U_{hvrt}
0.005	0.1	4	2	0.3	0.001	5	0.01	0.9	1.1



شکل ۶-۸: مدل DSL بلوک کنترلر اینورتر.

۴-۶ پایداری گذرا

به منظور انجام مطالعات پایداری گذرا در حضور نیروگاه، رخدادهایی که بیشترین تأثیر را بر پایداری شبکه دارند، به شرح زیر تعریف شده‌اند. این رخدادها شامل ورود و خروج نیروگاه و وقوع اتصال کوتاه است که هدف از آن‌ها ارزیابی رفتار دینامیکی اینورتر و تأثیر آن بر پایداری شبکه در شرایط بحرانی است:

- **رخداد 1:** وقوع اتصال کوتاه سه فاز بر روی باسبار 20 کیلوولت پست آبیک در لحظه 0.02 ثانیه به مدت 100 میلی ثانیه.
- **رخداد 2:** ورود نیروگاه خورشیدی به شبکه در لحظه 0.02 ثانیه.
- **رخداد 3:** خروج نیروگاه خورشیدی از شبکه در لحظه 0.02 ثانیه.

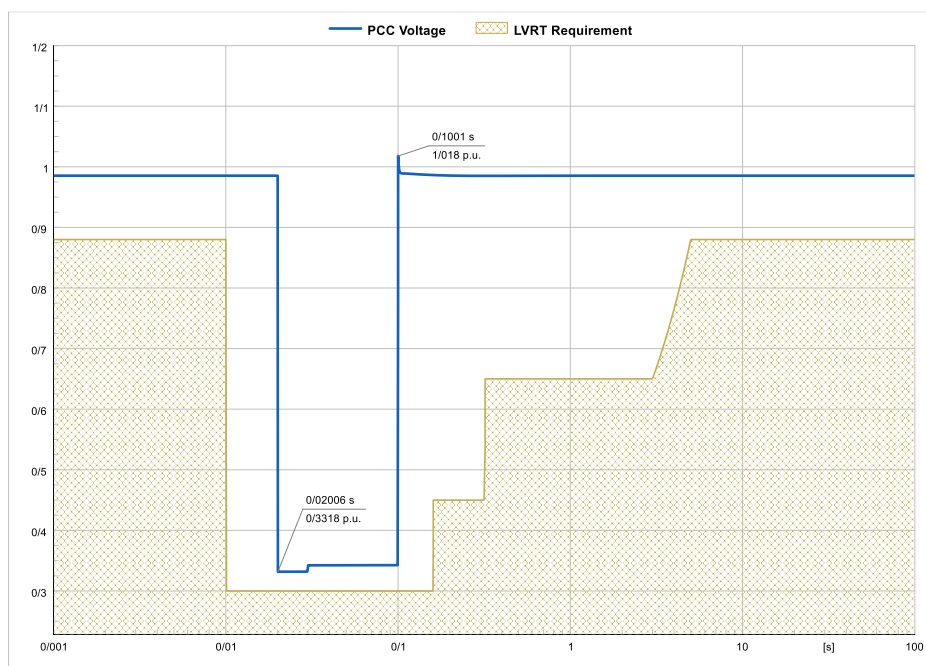
۶-۴-۱ وقوع اتصال کوتاه

اتصال کوتاه سه فاز شدیدترین نوع خطا است و می‌تواند بیشترین تأثیر را بر پایداری شبکه داشته باشد. از این جهت، ارزیابی رفتار گذرای اینورتر و بررسی تأثیر آن بر پایداری شبکه به ویژه نقطه PCC در

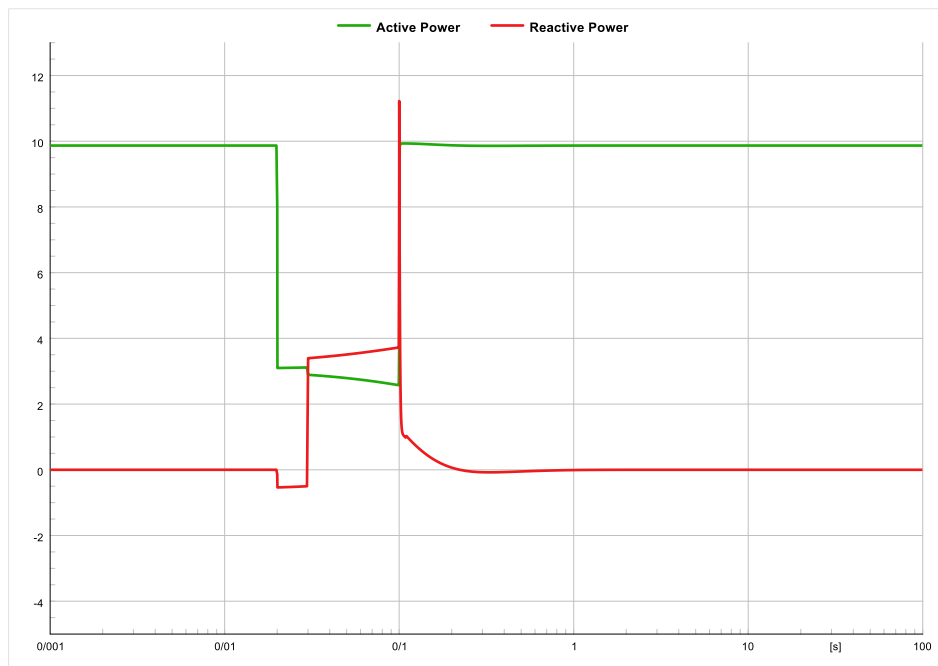
	فصل ششم: مطالعات پایداری گذرا طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	---	--

شرایط بحرانی ملزوم است. در این رخداد فرض می‌شود در لحظه 0.02 ثانیه خطای سه فاز بر روی باسبار 20 کیلوولت پست آبیک رخ می‌دهد و این خطا به مدت 100 میلی‌ثانیه (0.1 ثانیه) ادامه می‌یابد. در زمان 100 میلی‌ثانیه (0.100 ثانیه) مطابق با الزامات LVRT و دستورالعمل توانیر در شکل ۶-۶، خطا از شبکه رفع می‌شود.

نتایج حاصل از وقوع اتصال کوتاه سه فاز و مطالعات LVRT در شکل ۶-۹ ارائه شده‌اند. در این شکل، نمودار آبی‌رنگ بیانگر ولتاژ خروجی اینورتر و نمودار خاکستری هاشورخورده نشان‌دهنده منطقه غیرمجاز عملکردی اینورتر است. با وقوع خطای سه‌فاز در لحظه 0.02 ثانیه، ولتاژ خروجی اینورتر به‌طور محسوس افت می‌کند و در زمان 0.02006 ثانیه به مقدار 0.3318 پریونیت کاهش می‌یابد. لذا، مقدار ولتاژ خروجی اینورتر بالای حداقل مقدار مجاز 0.3 پریونیت قرار می‌گیرد و بدین ترتیب الزامات LVRT به‌طور کامل رعایت می‌گردد. شکل ۶-۱۰ روند تزریق توان اکتیو و راکتیو توسط اینورتر را نشان می‌دهد. با کاهش ولتاژ دوسر اینورتر، سیستم کنترل بلافاصله با افزایش تزریق توان راکتیو سعی در جبران افت ولتاژ دارد. پس از رفع خطا در لحظه 0.100 ثانیه، توان راکتیو کاهش یافته و تزریق توان اکتیو مجدداً افزایش می‌یابد.



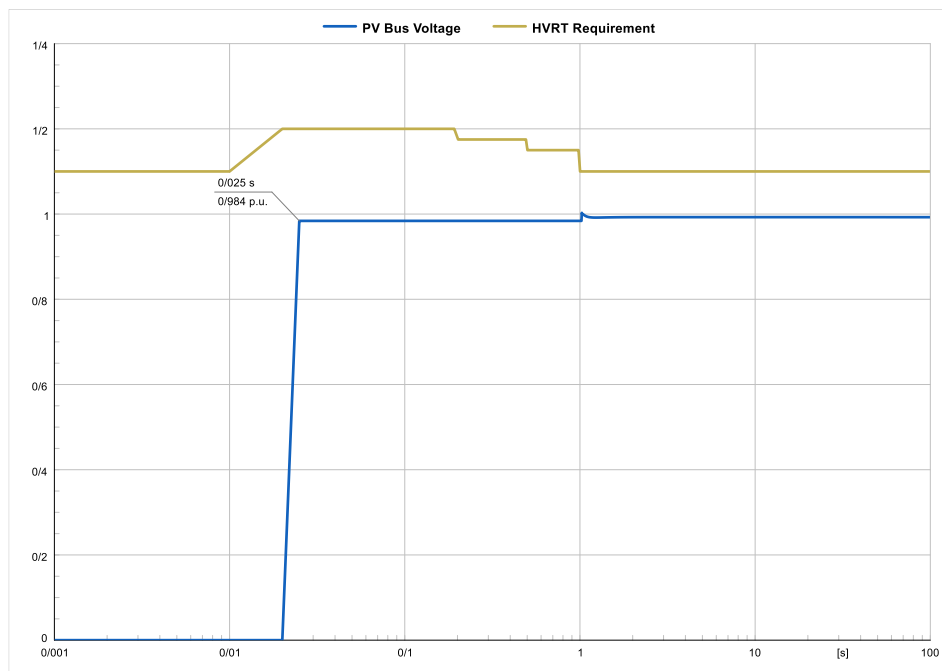
شکل ۶-۹: ولتاژ خروجی اینورتر و الزامات LVRT



شکل ۶-۱۰: کنترل توان اکتیو و راکتیو توسط اینورتر.

۶-۴-۲ ورود نیروگاه به شبکه

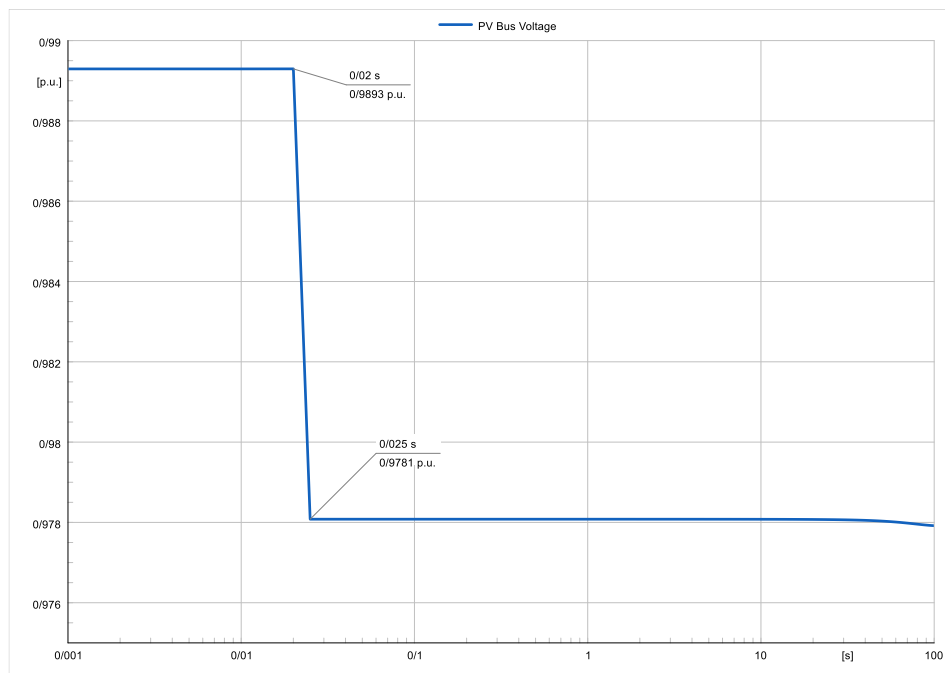
نتایج مطالعات پایداری گذرا و مطالعات HVRT ناشی از ورود نیروگاه به شبکه در شکل ۶-۱۱ نمایش داده شده است. در این شکل، نمودار آبی رنگ بیانگر ولتاژ خروجی اینورتر و نمودار خاکستری هاشورخورده نشان دهنده منطقه مجاز عملکردی اینورتر است. با ورود نیروگاه به شبکه در لحظه 0.02 ثانیه، ولتاژ خروجی اینورتر از صفر افزایش می یابد و در زمان 0.025 ثانیه به مقدار 0.984 پریونیت می رسد. لذا، مقدار ولتاژ خروجی اینورتر پایین حداکثر مقدار مجاز 1.2 پریونیت قرار می گیرد و بدین ترتیب الزامات HVRT به طور کامل رعایت می گردد.



شکل ۶-۱۱: ولتاژ خروجی اینورتر و الزامات HVRT.

۶-۴-۳ خروج نیروگاه از شبکه

نتایج مطالعات پایداری گذرا ناشی از خروج نیروگاه از شبکه در لحظه ۰.۰۲ ثانیه در شکل ۶-۱۲ نمایش داده شده است. بررسی شکل ۶-۱۲ نشان می‌دهد که ولتاژ باسبار PCC بلافاصله پس از خروج نیروگاه از شبکه، کاهش یافته و از مقدار ۰.۹۸۹۳ پریونیت به مقدار ۰.۹۷۸۱ پریونیت رسیده است. به طور کلی، نتایج این شبیه‌سازی نشان می‌دهد که خروج نیروگاه در شرایط مذکور تأثیر منفی بر پایداری سیستم نداشته و شبکه توانسته است بدون بروز اختلال در عملکرد فیدرهای مجاور متصل به باسبار PCC، به عملکرد عادی خود ادامه دهد.



شکل ۶-۱۲: ولتاژ خروجی اینورتر در خروج نیروگاه از شبکه.

۵-۶ جمع بندی مطالعات پایداری گذرا

در فصل مطالعات پایداری ولتاژ و پایداری گذرای سیستم قدرت در حضور و عدم حضور نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیک متعلق به شرکت سیمان آبیک مورد بررسی قرار گرفت. تحلیل‌های صورت گرفته بر اساس دو رویکرد اصلی یعنی بررسی منحنی‌های P-V و Q-V و همچنین شبیه‌سازی رخدادهای بحرانی با استفاده از مدل دینامیکی اینورتر در نرم‌افزار DigSILENT انجام شده است.

در تحلیل منحنی P-V، مشخص شد که حضور نیروگاه خورشیدی با تأمین بخشی از توان اکتیو به صورت محلی، موجب جابه‌جایی نقطه ناپایداری ولتاژ به سمت بارگذاری بالاتر شده و توانسته است ظرفیت بار قابل تحمل در نقطه PCC را حدود 5.6 مگاوات افزایش دهد. این بهبود بیانگر نقش مؤثر تولید پراکنده در کاهش فشار بر شبکه انتقال و بهبود پایداری ولتاژ در شرایط بارگذاری بالا است. تحلیل Q-V نیز نشان داد که سیستم در محدوده‌های تزریق توان راکتیو از سوی اینورتر نیروگاه خورشیدی، پاسخ مناسبی از نظر بهبود پروفیل ولتاژ نشان می‌دهد. این رفتار حاکی از کارایی خوب اینورتر در جبران افت ولتاژ و افزایش ضریب پایداری ولتاژ باسبار است.

	فصل ششم: مطالعات پایداری گذرا طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	 نیروشید شرکت مهندسیین مشاور
---	---	--

نتایج نشان داد که وقوع خطای سه فاز باعث افت شدید ولتاژ در خروجی اینورتر شد و ولتاژ از حداقل مقدار مجاز مطابق الزامات LVRT پایین تر رفت و به طور کامل رعایت شد. ولتاژ خروجی نیروگاه به سرعت تثبیت شده و عملکرد فیدرهای مجاور نیز بدون مشکل ادامه یافته است.

به طور کلی، نتایج به دست آمده نشان می دهند که حضور نیروگاه خورشیدی در کنار پیکربندی مناسب کنترلی، می تواند نقش قابل توجهی در افزایش پایداری ولتاژ، بهبود شرایط بحرانی، و ارتقاء امنیت عملکردی شبکه ایفا کند.

فصل هفتم

۷. مطالعات کیفیت توان

	فصل هفتم: مطالعات کیفیت توان طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	--	--

۷-۱ مقدمه

با گسترش روزافزون استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر، به ویژه نیروگاه‌های خورشیدی، مسائلی مانند کیفیت توان و هارمونیک‌های تولید شده توسط این منابع به یکی از چالش‌های اساسی در شبکه‌های قدرت تبدیل شده است. نیروگاه‌های خورشیدی با استفاده از اینورترها، انرژی الکتریکی را از پنل‌های فتوولتائیک (PV) به شبکه تزریق می‌کنند. اینورترها ذاتاً منابعی غیرخطی هستند و در حین عملکرد، اعوجاج‌های هارمونیک را در جریان و ولتاژ شبکه ایجاد می‌کنند که می‌تواند بر عملکرد تجهیزات الکتریکی، تلفات سیستم و پایداری شبکه تأثیرگذار باشد.

استانداردهای بین‌المللی مانند IEEE-519 و IEC-61000 محدودیت‌هایی را برای میزان اعوجاج هارمونیک مجاز در سیستم‌های قدرت تعریف کرده‌اند تا اثرات منفی اینورترهای متصل به شبکه به حداقل برسد. یکی از پارامترهای کلیدی در این زمینه، مجموع اعوجاج هارمونیک (THD) است که بیانگر میزان انحراف شکل موج از حالت ایده‌آل سینوسی است. میزان THD در اینورترهای مدرن معمولاً کمتر از 3 درصد نگه داشته می‌شود که مطابق با استانداردهای شبکه‌های توزیع برق است.

۷-۲ هارمونیک

۷-۲-۱ حدود مجاز هارمونیک طبق استاندارد

در جدول ۷-۱ مقدار استاندارد اعوجاج ولتاژ در نقطه اتصال مشترک (PCC) بر اساس استاندارد IEEE-519 نشان داده شده است. همچنین، میزان مجاز تزریق جریان‌های هارمونیک به شبکه توسط اینورترهای نیروگاه خورشیدی در جدول ۷-۲ بر اساس استاندارد توانیر و در جدول ۷-۳ بر اساس استاندارد IEEE-519 ارائه شده است.

جدول ۷-۱: مقدار استاندارد اعوجاج ولتاژ بر اساس استاندارد IEEE-519

ولتاژ نقطه اتصال (PCC) (KV)	هارمونیک تک مرتبه (%)	اعوجاج کل هارمونیک (THD) (%)
$V \leq 1$	5.0	8.0
$1 < V \leq 69$	3.0	5.0
$69 < V \leq 161$	1.5	2.5
$161 < V$	1.0	1.5

	فصل هفتم: مطالعات کیفیت توان طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	 نیروشید شرکت مهندسی مشاور
---	--	--

جدول ۷-۲: حدود مجاز اعوجاج جریان برای مشترکین در سطوح ولتاژ 400 V و 20 KV

ماکزیمم اعوجاج جریان مجاز هر مشترک به درصد											
نسبت ماکزیمم جریان مصرف یا دیمانددون هارمونیک مشترک											
اعوجاج کلی جریان	اعوجاج تکی جریان هر هارمونیک مرتبه n										بزرگی مشترک یا درصد ماکزیمم جریان مصرفی (دیماندد) بدون هارمونیک به جریان اتصال کوتاه محل تغذیه $(R = \frac{I_{Load}}{I_{sc}} \times 100)$
	n ≥ 35		23 ≤ n < 35		17 ≤ n < 23		11 ≤ n < 17		n < 11		
	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	
5	0.1	0.3	0.1	0.6	0.4	1.5	0.5	3	1	4	R > 5
8	0.1	0.5	0.3	1	0.6	2.5	0.9	3.5	1.7	7	5 ≥ R > 2
12	0.2	0.74	0.4	1.5	1	4	1.1	4.5	2.5	10	2 ≥ R > 1
15	0.2	1	0.5	2	1.2	5	1.4	5.5	3	12	1 ≥ R > 0.1
20	0.3	1.4	0.6	2.5	1.5	6	1.7	7	3.8	15	R ≤ 0.1

جدول ۷-۳: مقدار استاندارد اعوجاج جریان بر اساس استاندارد IEEE-519 تا ولتاژ 69 KV

حداکثر اعوجاج هارمونیک جریان (%)						
مرتبه هارمونیک						
TDD	$35 \leq h < 50$	$23 \leq h < 35$	$17 \leq h < 23$	$11 \leq h < 17$	$3 \leq h < 11$	I_{sc}/I_L
5	0.3	0.6	1.5	2	4	< 20
8	0.5	1	2.5	3.5	7	$20 < 50$
12	0.7	1.5	4.5	4.5	10	$50 < 100$
15	1	2	5.5	5.5	12	$100 < 1000$
20	1.4	2.5	7	7	15	≥ 1000

	فصل هفتم: مطالعات کیفیت توان طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	--	--

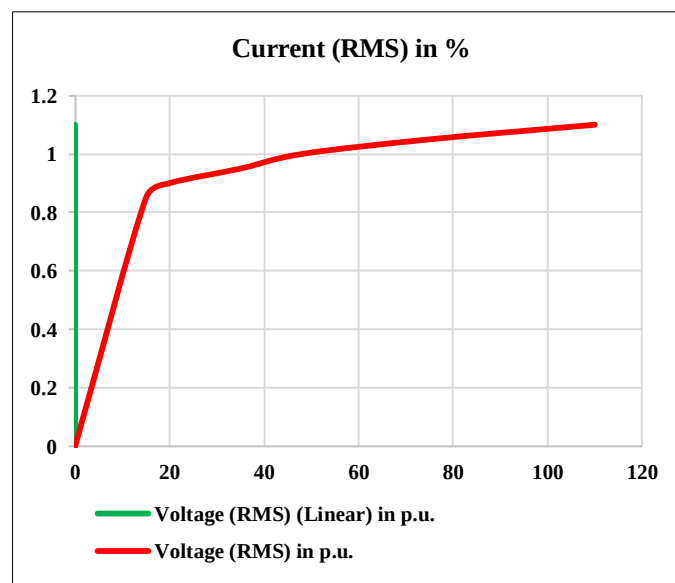
۲-۲-۷ هارمونیک تجهیزات

۱-۲-۲-۷ ترانسفورماتور

در نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیگ، از ترانسفورماتورهای با ظرفیت 2.5 مگاوات آمپر استفاده شده است. یکی از نکات مهم در خصوص این ترانسفورماتورها، نوع اتصال آنهاست که می‌تواند موجب حذف بخشی از هارمونیک‌ها شود. با این حال، یکی دیگر از عوامل تأثیرگذار بر میزان هارمونیک‌ها، منحنی اشباع ترانسفورماتورهاست. به طور معمول فرض می‌شود که ترانسفورماتورها در ناحیه خطی منحنی اشباع کار می‌کنند، اما در عمل این منحنی کاملاً خطی نیست و همین موضوع می‌تواند به افزایش هارمونیک‌ها در شبکه منجر شود. از این‌رو، منحنی اشباع ترانسفورماتورهای مورد استفاده در این نیروگاه با استناد به داده‌های شرکت ایران ترانسفو استخراج شده است. برای ترسیم این منحنی، از داده‌های مربوط به آزمون بی‌باری ترانسفورماتورها به عبارت دیگر مقادیر ولتاژ و جریان بی‌باری آنها استفاده شده است که در جدول ۴-۷ و شکل ۱-۷ نشان داده شده است.

جدول ۴-۷: اطلاعات هارمونیکی ترانسفورماتور نیروگاه

مشخصه						مولفه
110	75	48	35	20	15	جریان (%)
1.10	1.05	1.00	0.95	0.90	0.85	ولتاژ (p.u.)



شکل ۱-۷: اطلاعات هارمونیکی ترانسفورماتور نیروگاه.

	فصل هفتم: مطالعات کیفیت توان طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	--	--

۷-۲-۲ اینورتر

مطابق استاندارد IEC-61000، میزان اعوجاج کل جریان هارمونیک (THD) در خروجی نامی اینورترهای خورشیدی باید کمتر از 5 درصد باشد. برای دستیابی به این هدف، اینورترها معمولاً به فیلترهای فعال مجهز هستند که نقش مهمی در کاهش هارمونیک‌های جریان خروجی ایفا می‌کنند.

اینورترهای استفاده‌شده در نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیگ نیز از همین فناوری بهره می‌برند و دارای میزان هارمونیک بسیار پایینی هستند. جدول ۷-۵ میزان هارمونیک‌های مفروض در جریان خروجی اینورتر را نشان می‌دهد که بر اساس نتایج آزمون هارمونیک انجام‌شده، مقدار THD اینورتر کمتر از 3 درصد بوده و این تجهیز به‌طور کامل الزامات استاندارد IEC-61000 را رعایت کرده است.

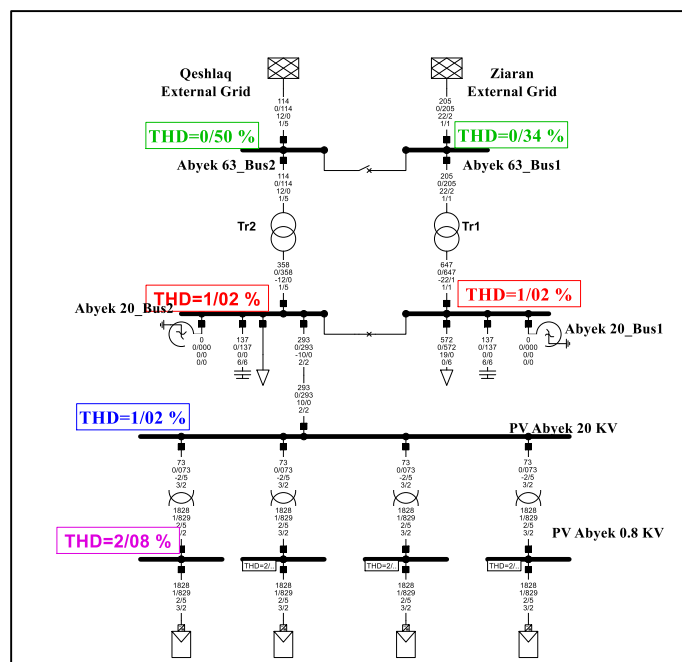
جدول ۷-۵: اطلاعات هارمونیک اینورتر

مرتبۀ هارمونیک (n)	2	3	4	5	6	7	8	9	10
میزان هارمونیک (%)	0.4	0.7	0.5	1.2	2	1	1.5	0.3	0.2
مرتبۀ هارمونیک (n)	11	12	13	14	15	16	17	18	19
میزان هارمونیک (%)	0.6	0.1	0.2	0.0	0.4	0.2	0.2	0.0	0.2

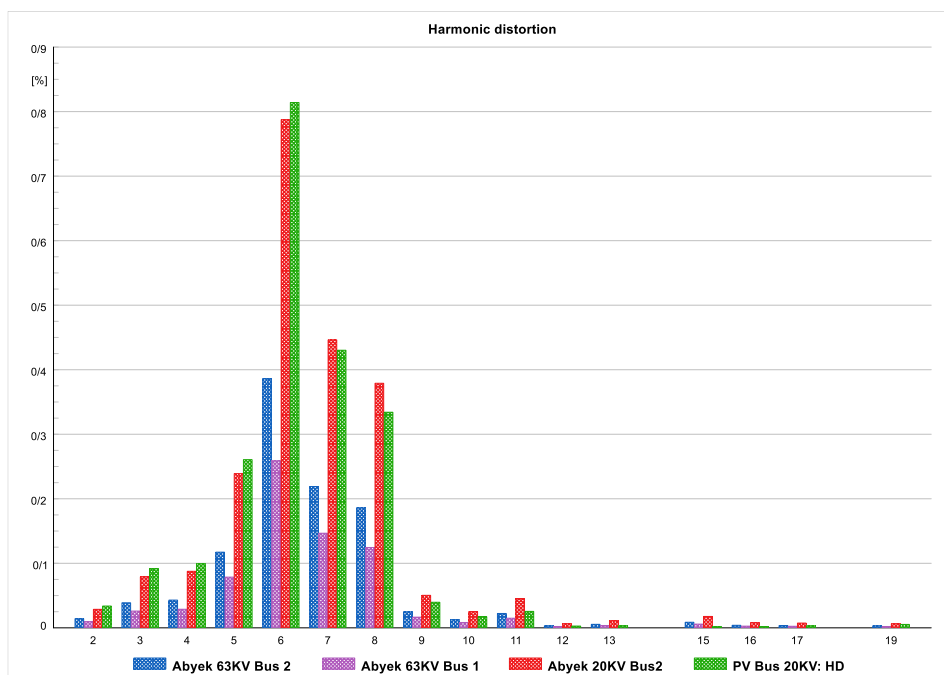
۷-۲-۳ مطالعات هارمونیک در حضور نیروگاه

نتایج بررسی هارمونیک‌ها در حضور نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیگ، به همراه میزان اعوجاج کلی ولتاژ (THD) در باسبارهای مختلف، در شکل ۷-۲ ارائه شده است. مطابق با جدول ۷-۱، مقدار THD ولتاژ در تمامی باسبارها در محدوده مجاز قرار دارد. همچنین، در شکل ۷-۳ سهم هر یک از مرتبه‌های هارمونیک (HD) برای هر باسبار به تفکیک نمایش داده شده است. این نمودارهای میله‌ای نشان می‌دهد هارمونیک‌های مرتبه ششم تا هشتم بیشترین سهم را در اعوجاج ولتاژ دارند. سطح اعوجاج کلی ولتاژ در باسبارهای مختلف نیروگاه و شبکه به شرح زیر است:

- سطح THD ولتاژ در باسبار 20 کیلوولت نیروگاه: 2.08 درصد
- سطح THD ولتاژ در باسبار 20 کیلوولت پست آبیگ: 1.02 درصد
- سطح THD ولتاژ در باسبار شماره یک 63 کیلوولت پست آبیگ: 0.34 درصد
- سطح THD ولتاژ در باسبار شماره دو 63 کیلوولت پست آبیگ: 0.50 درصد

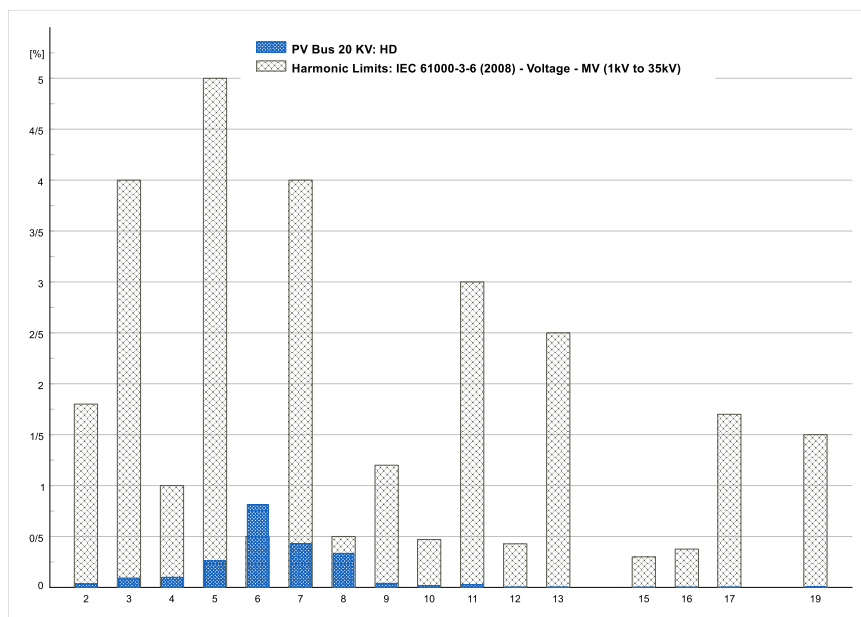


شکل ۷-۲: میزان اعوجاج کلی (THD) و نتاژ باسبارها.



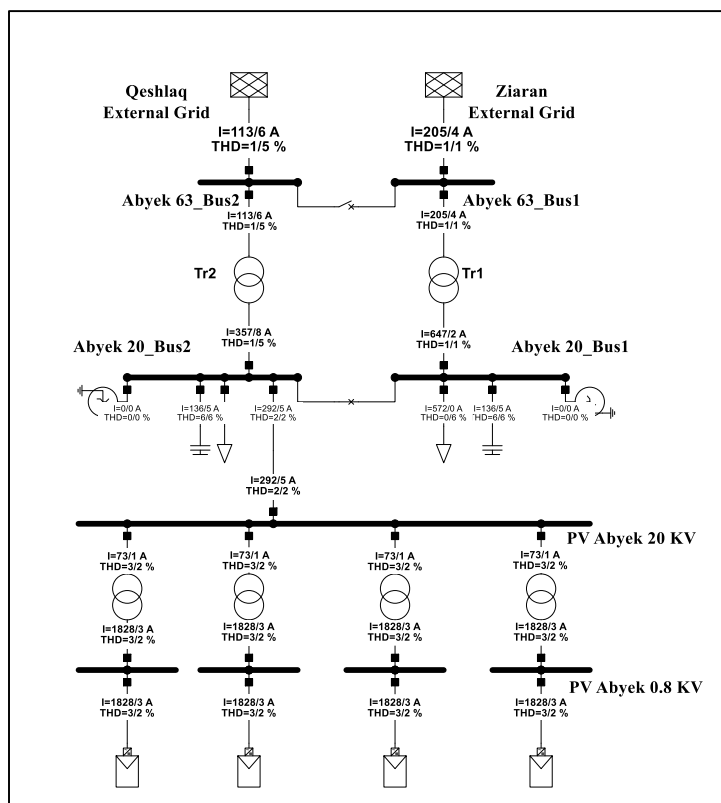
شکل ۷-۳: میزان سهم هارمونیک ها در THD.

در شکل ۷-۴، مقادیر هارمونیک در نقطه PCC با مقادیر مرجع استاندارد IEC 61000 مقایسه شده‌اند. همان‌طور که مشاهده می‌شود، تمامی مرتبه‌های هارمونیک در محدوده مجاز استاندارد قرار دارند، به‌جز هارمونیک مرتبه ششم که از مقدار مجاز فراتر رفته است. بر این اساس، ضروری است که فرکانس طبیعی شبکه، در حضور نیروگاه خورشیدی و بانک‌های خازنی، با مرتبه ششم هارمونیک هم‌پوشانی نداشته باشد. در غیر این صورت، احتمال وقوع پدیده رزونانس در شبکه وجود دارد که می‌تواند منجر به افزایش شدید دامنه هارمونیک و در نتیجه آسیب به تجهیزات شود. همچنین، سرمایه‌گذار موظف به نصب دستگاه کیفیت توان بعد از سنکرون نیروگاه با شبکه در نقطه PCC می‌باشد.

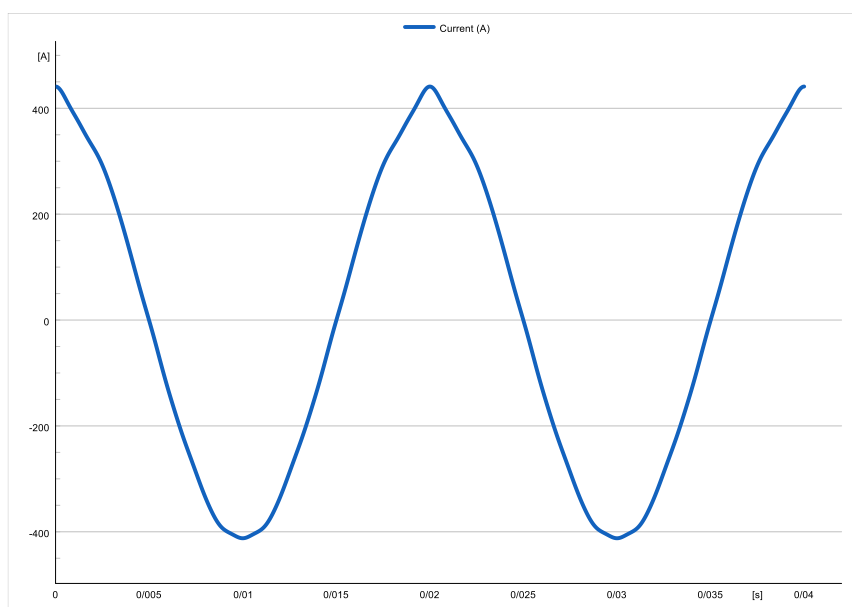


شکل ۷-۴: مقایسه میزان هارمونیک PCC با استاندارد.

در شکل ۷-۵ نتایج مطالعات هارمونیک به همراه مقادیر اعوجاج کلی جریان (THD) در شاخه‌های مختلف شبکه نمایش داده شده است. مطابق با جدول ۷-۲، مقدار THD جریان در تمامی شاخه‌ها در محدوده مجاز قرار دارد. همان‌طور که در شکل ۷-۶ مشاهده می‌شود، جریان تزریقی نیروگاه خورشیدی به شبکه بالادستی دارای اعوجاج هارمونیک است. این موضوع در شکل موج جریان نیز قابل تشخیص است، به‌طوری که انحراف از حالت کاملاً سینوسی مشهود بوده و نشان‌دهنده حضور مؤلفه‌های هارمونیک در جریان تزریقی نیروگاه است.



شکل ۷-۵: میزان اعوجاج کلی (THD) جریان شاخه‌ها.



شکل ۷-۶: شکل موج جریان تزریقی نیروگاه.

	فصل هفتم: مطالعات کیفیت توان طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسين مشاور
--	--	---

۷-۳ فلیکر

فلیکر به نوسانات کوتاه مدت ولتاژ گفته می شود که با فرکانس های نسبتاً پایین (0.5 تا 25 هرتز) ایجاد شده و منجر به تغییرات محسوس در شدت نور به ویژه در منابع روشنایی می گردد. این پدیده معمولاً در اثر تغییرات سریع توان بار یا منابع تولیدی به وجود می آید. در سال های اخیر، با گسترش استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر نظیر نیروگاه های خورشیدی، بررسی تأثیر این منابع بر فلیکر اهمیت ویژه ای یافته است، خصوصاً در شرایطی که خروجی آن ها توسط اینورترهای الکترونیک قدرت به شبکه تزریق می شود.

شدت فلیکر معمولاً با دو شاخص اندازه گیری می شود:

- شاخص کوتاه مدت (P_{st}): بیانگر شدت فلیکر در یک بازه زمانی ۱۰ دقیقه ای است. $P_{st} = 1$ به عنوان آستانه آزاردهی برای چشم انسان در نظر گرفته می شود. این مقدار از پردازش سری های زمانی ثبت شده توسط فلیکرمتر به دست می آید.
- شاخص بلند مدت (P_{lt}): بیانگر میانگین شدت فلیکر در بازه زمانی ۲ ساعته (۱۲۰ دقیقه) است و برای ارزیابی رفتار فلیکر در بلندمدت مورد استفاده قرار می گیرد.

بر اساس استاندارد IEC 61000-3-7، حدود مجاز فلیکر برای سطوح مختلف ولتاژ در جدول ۷-۶ آمده است. برای مدلسازی فلیکر ناشی از اینورترهای نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیک، از پارامترهایی نظیر تغییرات ولتاژ (K_u)، ضریب حساسیت فلیکر (C)، ضریب پله ای ولتاژ (K_f) و زاویه فاز شبکه (ψ) استفاده شده است. همچنین، پارامترهای N_{10} و N_{120} نیز برای تعداد دفعات مجاز سوئیچینگ در بازه های زمانی ۱۰ دقیقه و ۱۲۰ دقیقه تعریف می شوند. این مدلسازی در نرم افزار DigSILENT PowerFactory انجام گرفته و مقادیر فرضی مربوط به این پارامترها در جدول ۷-۷ ارائه شده است.

جدول ۷-۶: مقدار استاندارد فلیکر بر اساس استاندارد IEC-61000-3-7

سطح ولتاژ	P_{st}	P_{lt}
ولتاژ پایین	1	0.8
ولتاژ متوسط	0.9	0.7
ولتاژ بالا	0.8	0.6
ولتاژ فوق بالا	0.7	0.5

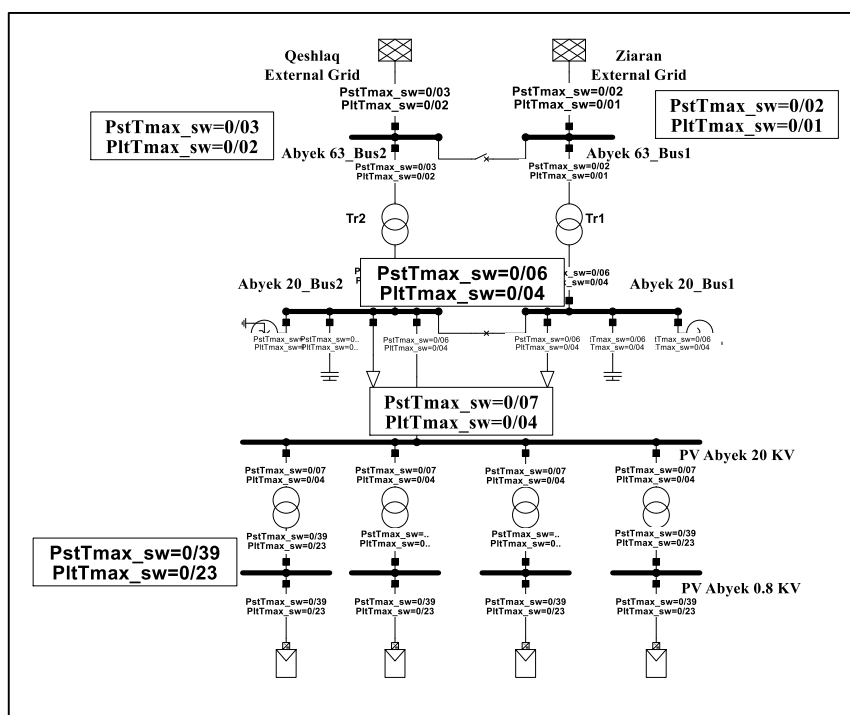
	فصل هفتم: مطالعات کیفیت توان طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	
--	---	--

جدول ۷-۷: مقادیر ضرایب فلیکر

ψ	C	K_f	K_u	N_{10}	N_{120}
30	2.8	0.092	0.96	3	8
50	2.4	0.15	0.78		
70	1.7	0.17	0.39		
80	1.12	0.19	0.28		

نتایج حاصل از مطالعات فلیکر برای نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیگ در شکل ۷-۷ نمایش داده شده است. در این شکل، شاخص‌های کوتاه‌مدت و بلندمدت فلیکر برای تمامی باسبارها و شاخه‌های شبکه مشخص شده‌اند. مطابق با مقادیر ارائه‌شده در جدول استاندارد ۷-۶، میزان فلیکر در تمامی نقاط شبکه در محدوده مجاز قرار دارد. به‌طور خاص، مقادیر شاخص فلیکر برای باسبار نقطه اتصال مشترک (PCC) به‌صورت زیر به‌دست آمده است که بسیار کمتر از آستانه آزاردهندگی هستند:

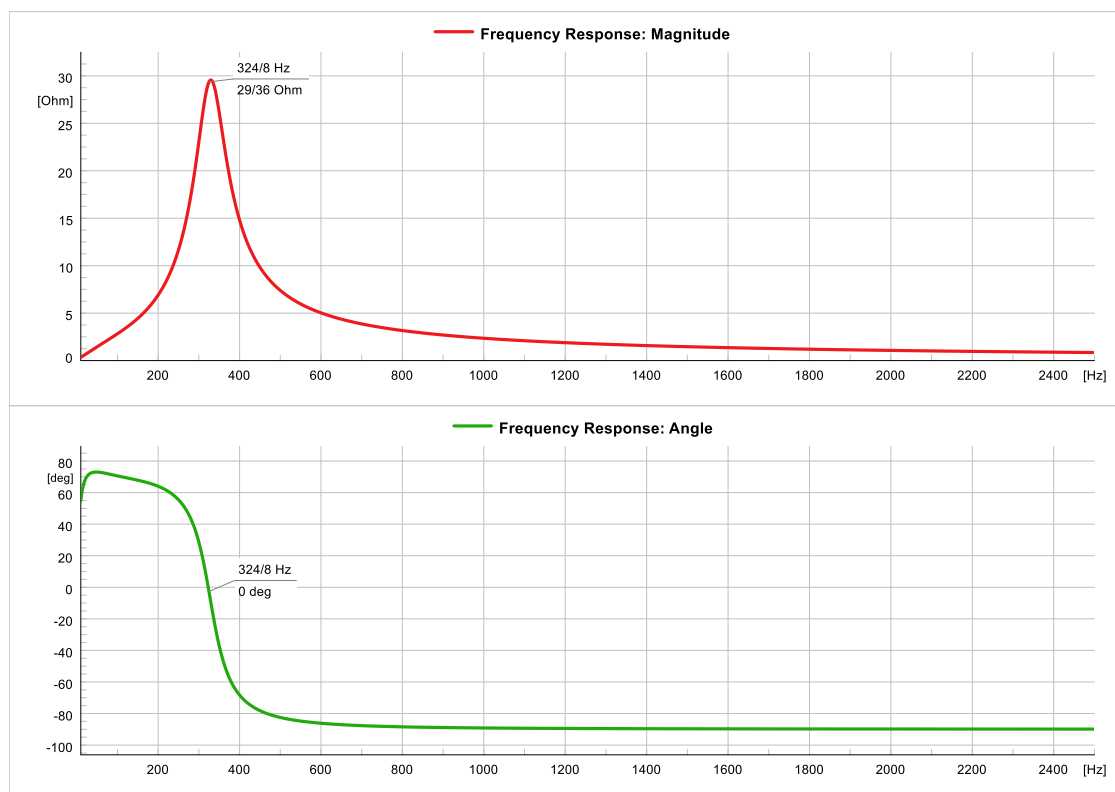
- شاخص کوتاه‌مدت فلیکر باسبار PCC (P_{st}^{PCC}): 0.07
- شاخص بلندمدت فلیکر باسبار PCC (P_{lt}^{PCC}): 0.04



شکل ۷-۷: میزان شاخص کوتاه‌مدت و بلندمدت فلیکر.

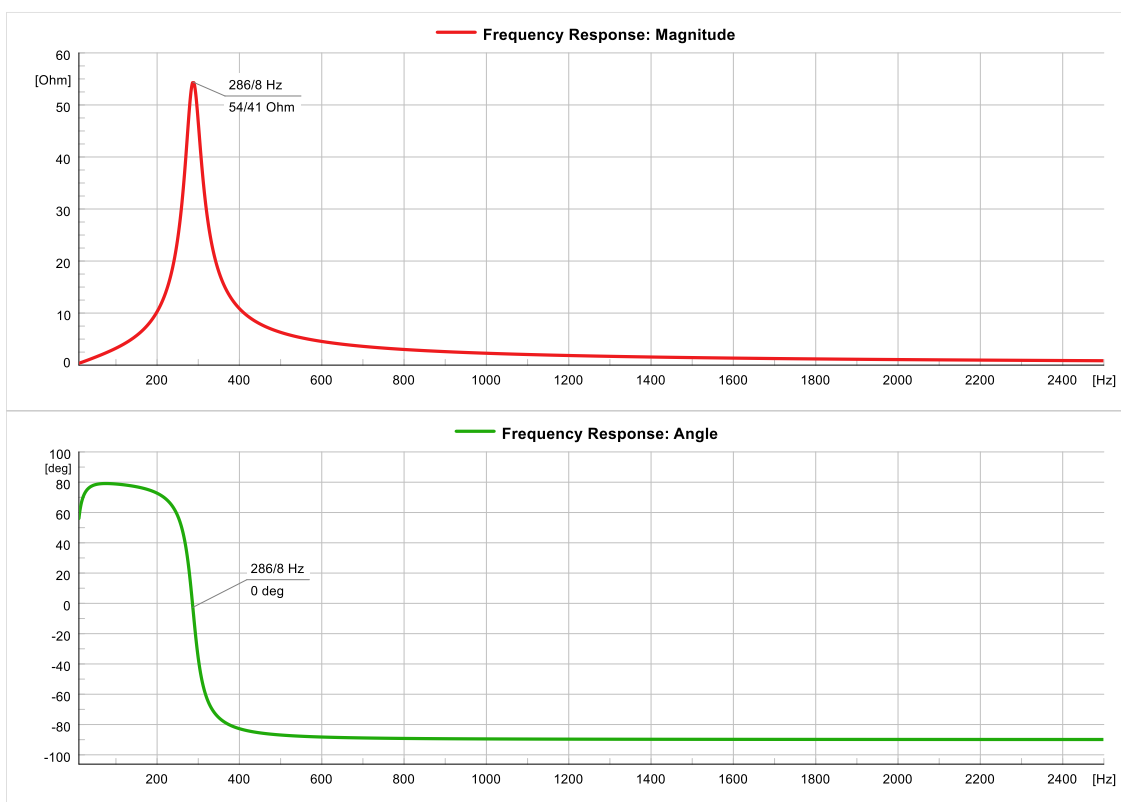
۷-۴ پاسخ فرکانسی

در این بخش، تغییرات شاخص‌های کیفیت توان تحت مطالعات پاسخ فرکانسی در بازه ۱۰ تا ۲۵۰۰ هرتز برای شرایط پرباری و کم‌باری شبکه مورد بررسی قرار گرفته است. شبیه‌سازی اندازه و فاز امپدانس فرکانسی شبکه برای شرایط پرباری در حضور نیروگاه خورشیدی و بانک‌های خازنی ۹.۶ مگاوار، مطابق شکل ۷-۸ انجام شده است. همان‌گونه که در شکل ۷-۸ مشاهده می‌شود، امپدانس فرکانسی شبکه در حضور بانک‌های خازنی دارای یک نقطه پیک در فرکانس ۳۲۴.۸ هرتز است که نشان‌دهنده بیشینه مقدار امپدانس در بازه مورد بررسی (۱۰ تا ۲۵۰۰ هرتز) می‌باشد. این فرکانس به‌عنوان فرکانس تشدید یا رزونانس شبکه شناخته می‌شود. با توجه به فرکانس پایه شبکه (۵۰ هرتز)، این فرکانس متناظر با مرتبه هارمونیک ۶.۵ ($f_r = \frac{324.8}{50} = 6.496$) برای شرایط پرباری است. در نمودار فاز امپدانس نیز مشاهده می‌شود که در فرکانس ۳۲۴.۸ هرتز، فاز امپدانس شبکه به صفر می‌رسد که نشان‌دهنده رفتار مقاومتی خالص شبکه در این نقطه و در نتیجه بروز پدیده رزونانس است.



شکل ۷-۸: پاسخ فرکانسی برای شرایط پرباری.

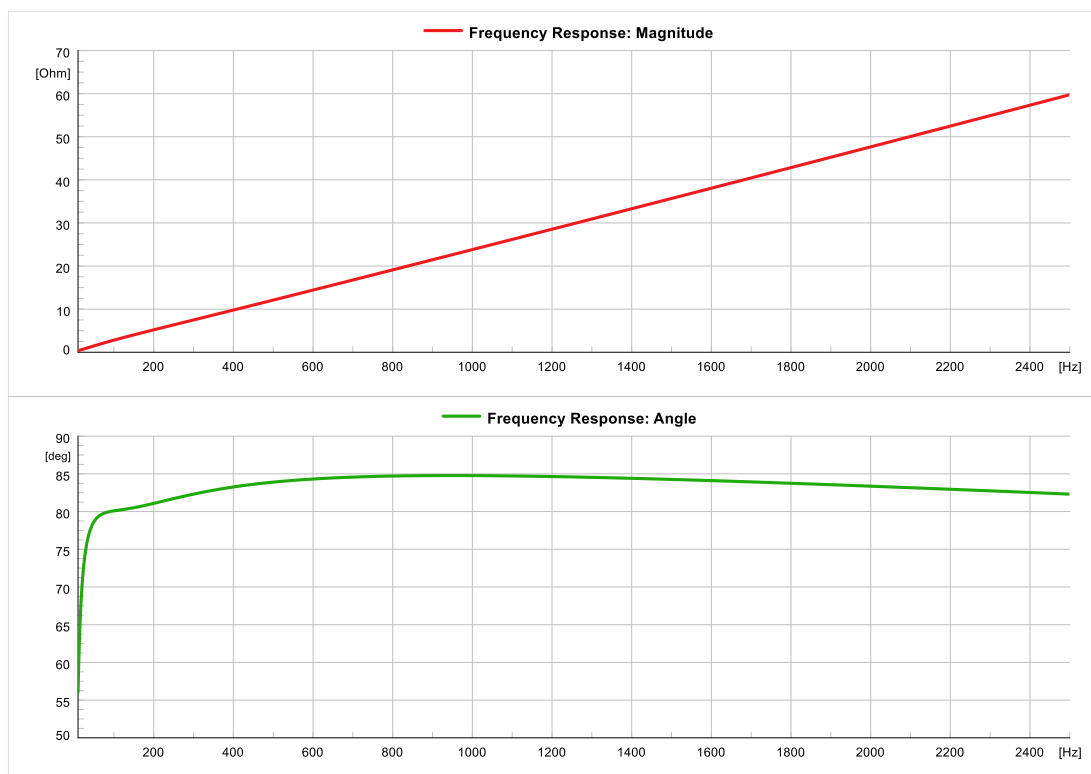
در شرایط کم‌باری، سیستم دارای رفتار متفاوتی نسبت به شرایط بار نامی است. با توجه به این شرایط، پاسخ فرکانسی شبکه مطابق شکل ۷-۹ به دست آمده است. بر اساس نتایج ارائه شده در این شکل، فرکانس رزونانس در شرایط کم‌باری برابر با 286.8 هرتز بوده و مرتبه هارمونیک متناظر آن 5.7 است.



شکل ۷-۹: پاسخ فرکانسی برای شرایط کم‌باری.

بر اساس مطالعات هارمونیک پیشین، مشخص شد که میزان هارمونیک مرتبه ششم اینورترهای نیروگاه خورشیدی فراتر از حدود مجاز استاندارد قرار دارند. از سوی دیگر، طبق تحلیل‌های پاسخ فرکانسی، فرکانس طبیعی شبکه برای پرباری در مرتبه هارمونیک 6.5 و برای کم‌باری در مرتبه هارمونیک 5.7 شده است. این هم‌پوشانی فرکانس طبیعی شبکه با هارمونیک اینورترها خطر وقوع پدیده رزونانس را در شبکه افزایش می‌دهد. بنابراین، برای کاهش ریسک و جلوگیری از بروز رزونانس در این فرکانس، پیشنهاد می‌شود فیلترهای هارمونیک تنظیم‌شده بر فرکانس 324.8 هرتز و 286.8 هرتز و یا به‌طور کلی، فیلترهایی با قابلیت حذف هارمونیک مرتبه ششم، در سمت باسبار 20 کیلوولت پست (PCC) نصب گردند. همچنین، سرمایه‌گذار موظف به نصب دستگاه کیفیت توان بعد از سنکرون نیروگاه با شبکه در نقطه PCC می‌باشد.

در ادامه مطالعات، بانک‌های خازنی موجود در پست از مدار خارج شده و پاسخ فرکانسی شبکه تنها در حضور نیروگاه خورشیدی مجدداً مورد شبیه‌سازی قرار گرفت. نتایج این تحلیل در شکل ۷-۱۰ ارائه شده است. مطابق با شکل ۷-۱۰، در غیاب بانک‌های خازنی، هیچ‌گونه پدیده تشدید یا رزونانسی در شبکه مشاهده نمی‌شود که نشان‌دهنده کاهش قابل توجه ریسک رزونانس در شرایط فاقد ظرفیت خازنی اضافی است.



شکل ۷-۱۰: پاسخ فرکانسی بدون حضور بانک‌های خازنی.

۷-۵ جمع‌بندی مطالعات کیفیت توان

در این فصل، تأثیرات نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آریک بر شاخص‌های کیفیت توان شبکه شامل اعوجاج هارمونیک، فلیکر و پاسخ فرکانسی مورد بررسی قرار گرفته است. این نیروگاه که با استفاده از اینورترهای متصل به شبکه عمل می‌کند، به دلیل ماهیت غیرخطی تجهیزات الکترونیک قدرت، می‌تواند منابع تولید هارمونیک در شبکه محسوب شود. در این راستا، تحلیل‌های صورت گرفته در چند محور اصلی شامل انطباق با استانداردهای بین‌المللی، بررسی منابع تولید هارمونیک (شامل ترانسفورماتورها

	فصل هفتم: مطالعات کیفیت توان طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	--	--

و اینورترها)، تحلیل انتشار هارمونیک در شبکه، ارزیابی شاخص‌های فلیکر و در نهایت پاسخ فرکانسی سیستم در حضور و عدم حضور بانک‌های خازنی انجام شده است.

در بخش اعوجاج هارمونیکی، مقادیر THD ولتاژ و جریان در باسبارها و شاخه‌های مختلف شبکه محاسبه و با مقادیر مجاز استانداردهای IEEE-519 و IEC-61000 مقایسه شده است. نتایج نشان داد که اگرچه مقادیر THD ولتاژ در بیشتر نقاط شبکه در محدوده مجاز قرار دارند، اما در باسبار خروجی نیروگاه (20 کیلوولت) مقدار THD به 2.08 درصد رسیده که نزدیک به حد آستانه مجاز است. همچنین، بیشترین سهم در اعوجاج ولتاژ مربوط به هارمونیک مرتبه ششم است که با نتایج تحلیل پاسخ فرکانسی نیز هم‌خوانی دارد.

در مطالعات فلیکر نیز شاخص‌های کوتاه‌مدت و بلندمدت فلیکر برای نقاط مختلف شبکه محاسبه شدند. مقدار این شاخص‌ها در نقطه اتصال مشترک (PCC) برابر با 0.07 و 0.04 درصد به دست آمد که پایین‌تر از آستانه آزاردهندگی و در محدوده مجاز استاندارد IEC 61000-3-7 قرار دارند. این موضوع بیانگر عملکرد مناسب اینورترها در حفظ پایداری ولتاژ کوتاه‌مدت و جلوگیری از نوسانات محسوس در شدت روشنایی بارهای حساس است.

در بخش پایانی، پاسخ فرکانسی سیستم برای دو حالت پرباری و کم‌باری تحلیل شد. نتایج نشان داد که در حضور بانک‌های خازنی، فرکانس طبیعی شبکه در محدوده هارمونیکی ششم قرار گرفته و با هارمونیک‌های تولیدی اینورترها هم‌پوشانی دارد. این تطابق فرکانسی احتمال بروز پدیده رزونانس را افزایش داده و می‌تواند موجب افزایش شدید دامنه هارمونیک و آسیب به تجهیزات شود. بر اساس این نتایج، نصب فیلترهای هارمونیکی تنظیم‌شده بر فرکانس‌های 324.8 و 286.8 هرتز در باسبار 20 کیلوولت پیشنهاد شده است. در حالتی که بانک‌های خازنی از مدار خارج شده‌اند، تحلیل‌ها نشان داد که ریسک رزونانس به طور قابل توجهی کاهش یافته و هیچ‌گونه پدیده تشدید مشاهده نشده است.

در مجموع، نتایج این مطالعات نشان می‌دهد که با وجود مزایای فنی نیروگاه خورشیدی در تأمین انرژی پاک، طراحی دقیق فیلترهای هارمونیکی، پایش مداوم کیفیت توان و مدیریت مناسب تجهیزات خازنی برای جلوگیری از پدیده‌های نامطلوبی نظیر رزونانس، الزامی است. همچنین، سرمایه‌گذار موظف به نصب دستگاه کیفیت توان بعد از سنکرون نیروگاه با شبکه در نقطه PCC می‌باشد.

فصل هشتم

۸. مطالعات سیستم زمین

	فصل هشتم: مطالعات سیستم زمین طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	--	--

۸-۱ مقدمه

سیستم زمین یکی از بخش‌های حیاتی در طراحی نیروگاه‌های تولید پراکنده و پست‌های برق است که نقش اساسی در ایمنی، حفاظت از تجهیزات، و عملکرد صحیح شبکه دارد. طراحی مناسب این سیستم نه تنها از بروز اضافه ولتاژهای ناخواسته جلوگیری می‌کند، بلکه باعث می‌شود جریان‌های خطای زمین به درستی شناسایی و مدیریت شوند.

وجود یک سیستم زمین مطمئن و استاندارد، ایمنی پرسنل و تجهیزات را تضمین کرده و از شوک الکتریکی ناشی از ولتاژ گام، تماس و انتقالی جلوگیری می‌کند. همچنین، این سیستم با کاهش مقاومت زمین، عملکرد سریع و دقیق رله‌های حفاظتی را تضمین کرده و مانع اختلال در شبکه برق می‌شود.

با گسترش تجهیزات دیجیتال و حساس، اجرای یک سیستم زمین استاندارد بیش از پیش اهمیت یافته است. بهره‌گیری از استانداردهایی مانند IEEE 80 و استفاده از نرم‌افزارهای تحلیل سیستم زمین، امکان طراحی شبکه‌ای ایمن و مطمئن را فراهم می‌کند. در نهایت، یک سیستم زمین بهینه با کاهش خطرات الکتریکی، افزایش قابلیت اطمینان تجهیزات، و بهبود عملکرد سیستم حفاظتی، نقش کلیدی در بهره‌برداری ایمن و پایدار از شبکه برق ایفا می‌کند. در طراحی سیستم زمین، ملاحظات ایمنی درون و اطراف پست مورد توجه قرار می‌گیرد و از بروز تهدیدات ناشی از پتانسیل‌های انتقالی و تنش‌های غیر مجاز اطمینان حاصل می‌شود. هدف اصلی سیستم زمین، تحمل جریان‌های خطای احتمالی بدون آسیب دیدن تجهیزات و حفظ یکپارچگی و کارایی آن در طول عمر پیش‌بینی شده تأسیسات است.

در نیروگاه‌های خورشیدی، طراحی سیستم زمین باید به گونه‌ای باشد که از ایجاد اضافه ولتاژهای مخرب در هنگام وقوع جزیره ناخواسته جلوگیری کند و تشخیص خطای تکفاز به زمین به درستی انجام شود. نوع اتصال مولدها به شبکه، نحوه سیم‌بندی ترانسفورماتورها، و شرایط محیطی (از جمله مقاومت مخصوص خاک و میزان خوردگی آن) تأثیر مستقیمی بر طراحی سیستم زمین دارند.

سیستم زمین در نیروگاه‌های خورشیدی با هدف ایمنی و عملکرد صحیح تجهیزات طراحی می‌شود. این سیستم به‌طور عمده برای حفاظت در برابر ولتاژهای اضافی، جریان‌های خطا، و صاعقه به کار می‌رود. به همین دلیل، سیستم زمین به‌صورت سطحی و از طریق مش‌بندی ایجاد می‌شود. در این سیستم، صاعقه‌گیرها (در صورت لزوم) برای محافظت از تجهیزات در برابر صاعقه مورد استفاده قرار

	فصل هشتم: مطالعات سیستم زمین طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	--	--

می گیرند. این صاعقه گیرها معمولاً دارای الکتروود زمین مختص به خود هستند که به سیستم زمین اصلی نیروگاه همبند می شوند.

۸-۲ نحوه اجرای سیستم زمین

انتخاب هادی ها در طراحی سیستم زمین نیروگاه خورشیدی از اهمیت بالایی برخوردار است، زیرا این هادی ها باید توانایی انتقال جریان های خطا را بدون بروز مشکل داشته باشند. برای مش بندی کلی سایت و جلوگیری از خوردگی در محیط های مرطوب یا خورنده (مطالعات ژئوتکنیک)، از تسمه های فولادی گالوانیزه استفاده می شود. این تسمه ها باید مطابق با استانداردهای IEC 62561-2 تست شده و با کیفیت بالا تولید شوند. علاوه بر این، برای کاهش خوردگی، از مواد کاهنده خوردگی نیز در این سیستم ها استفاده می شود تا عمر مفید سیستم افزایش یابد.

در بخش های مختلف سیستم، از هادی های مسی برای ارتینگ سوئیچ گیرخانه های LV و ساختمان PCC استفاده می شود. این هادی های مسی دور تا دور ساختمان ها در خاک مدفون می شوند و از میله (Rod) که معمولاً به طول 3 متر است نیز برای هر ساختمان استفاده می شود. لازم است که این هادی ها با سیستم زمین اصلی همبند شده و قابلیت مقاومت در برابر خوردگی و شرایط محیطی مختلف را داشته باشند.

در سیستم زمین نیروگاه خورشیدی، برای ایجاد اتصالات مؤثر و پایدار میان هادی ها، از جوش های احتراقی و یا کدولد (Cad Weld) استفاده می شود. این جوش ها از نوع جوش های الکتریکی هستند که برای اتصال قطعات فلزی به ویژه در سیستم های الکتریکی کاربرد دارند. این روش باعث می شود تا اتصالات به طور کامل و با مقاومت بسیار بالا برقرار شوند، به ویژه زمانی که جریان های خطا از طریق سیستم زمین عبور می کنند.

برای اتصال پایل های استراکچر که در زمین کوبیده شده اند و به سیستم هادی اصلی زمین متصل هستند، از کلمپ های استاندارد استفاده می شود تا اتصال مؤثری میان هادی ها و پایل ها برقرار شود. تیل های میانی استراکچر از طریق همبندی طرفین به تیل های ابتدایی و انتهایی متصل شده و تیل های انتهایی نیز از طریق پایه های استراکچر به هادی های زمین نیروگاه متصل می شوند. این پایه ها، که بخشی از سیستم زمین اصلی نیروگاه محسوب می شوند، در صورت لزوم ارتباط آن ها تقویت می شود. طبق استاندارد IEC، پایه های استراکچری با طول کمتر از 2.45 متر در محاسبات لحاظ نمی شوند، اما

	فصل هشتم: مطالعات سیستم زمین طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	--	--

در کاهش مقاومت زمین تأثیر قابل توجهی دارند. برای اتصال تپیل‌هایی که فاصله بیشتری از یکدیگر دارند، از تسمه‌های فولادی گالوانیزه با ابعاد 25×2 میلی‌متر استفاده می‌شود. این اتصالات شامل اتصال سازه نگهدارنده پنل، کلمپ‌های انتهایی و تسمه همبندی بوده و باید به گونه‌ای انجام شوند که انتقال پایدار جریان‌های الکتریکی تضمین شود.

اتصالات بین تسمه‌هایی که در خاک مدفون هستند، بسته به شرایط مسیر و تعداد تسمه‌های متصل‌شده، به صورت استاندارد اجرا می‌شوند. این اتصالات بر اساس الف) هم‌راستا بودن تسمه‌ها، ب) عمود بودن مسیر تسمه‌ها، و ج) تعداد تسمه‌های مربوط به یک اتصال، از روش‌های مناسب و استاندارد انتخاب می‌شوند. برای جلوگیری از خوردگی این اتصالات، پس از نصب و تکمیل اتصال، باید از اسپری ضد خوردگی استفاده شود تا از آسیب‌های ناشی از شرایط محیطی محافظت گردند.

صاعقه‌گیرها نیز در صورت لزوم برای محافظت از تجهیزات در برابر صاعقه مورد استفاده قرار می‌گیرند و معمولاً دارای الکتروود زمین اختصاصی هستند که به سیستم زمین اصلی نیروگاه همبند می‌شود. برای هر صاعقه‌گیر، یک الکتروود زمین عمقی با میله 3 متری استاندارد (ترجیحاً از نوع کاپرباند) در نظر گرفته شده است که به مجموعه ارت اصلی متصل می‌شود. علاوه بر این، در صورت نیاز، می‌توان از دو الکتروود 1.5 متری به صورت سری و با استفاده از پیچ (کوپلینگ) استاندارد بین آن‌ها بهره برد تا اتصال مطمئن‌تری برقرار شود. در گوشه‌های ساختمان‌های سایت نیروگاه خورشیدی، الکتروودهای قائم میله‌ای به طول 3 متر و قطر 16 میلی‌متر از جنس فولاد گالوانیزه به روش کوبشی نصب می‌شوند. این الکتروودها با حلقه کنترل پتانسیل تماس که دور ساختمان‌ها قرار دارد، همبند می‌شوند و به سیستم ارت اصلی متصل می‌شوند و نقش مهمی در کاهش مقاومت زمین و بهبود عملکرد سیستم زمین دارند.

شیلد کابل‌های فشار متوسط باید به زمین متصل شود، زیرا در اثر عبور جریان از هادی یک کابل تکرشته‌ای، میدان مغناطیسی در اطراف کابل ایجاد شده و باعث القای ولتاژ در شیلد آن می‌شود. اگر اتصال زمین شیلد تنها از یک طرف انجام شود، ممکن است در سمت دیگر شیلد، ولتاژی ناخواسته ایجاد گردد که با افزایش طول کابل (حدود 500 متر)، مقدار آن از حد مجاز فراتر رود. برای جلوگیری از این مشکل، اتصال زمین شیلد کابل باید از دو طرف برقرار شود تا ولتاژ القایی بر روی آن محدود شده و عملکرد ایمن و مطمئن سیستم تضمین گردد.

در نیروگاه‌های خورشیدی، همبندی تجهیزات به سیستم زمین اصلی برای حفاظت از تجهیزات و کارکنان ضروری است. تمامی بدنه‌ها و سازه‌های فلزی، از جمله پنل‌ها، اینورترها، سیستم صاعقه‌گیر،

	فصل هشتم: مطالعات سیستم زمین طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	
--	--	--

فنس‌ها و فونداسیون ساختمان‌ها، باید به سیستم زمین متصل شوند تا از خطرات ناشی از ولتاژ اضافی و جریان‌های خطا جلوگیری شود. این اتصالات باید مطابق با استانداردهای مربوطه و به‌طور دقیق انجام شوند. در پست‌های کمپکت فلزی که فونداسیون آن‌ها در محل اجرا شده است، همبندی ترانسفورماتورها، تابلوهای فلزی و سایر قسمت‌های فلزی باید به سیستم زمین متصل شود تا در صورت وقوع خطا، از افزایش پتانسیل تماس جلوگیری گردد. همچنین، برای کاهش خطرات ناشی از اختلاف پتانسیل در اطراف ساختمان‌ها، یک حلقه کنترل پتانسیل تماس باید در فاصله یک متری از دیوارها اجرا شده و حداقل در دو نقطه به ترمینال اصلی زمین متصل شود. در نهایت، رعایت این اصول موجب افزایش ایمنی شده و از آسیب‌های احتمالی ناشی از خطاهای الکتریکی جلوگیری خواهد کرد.

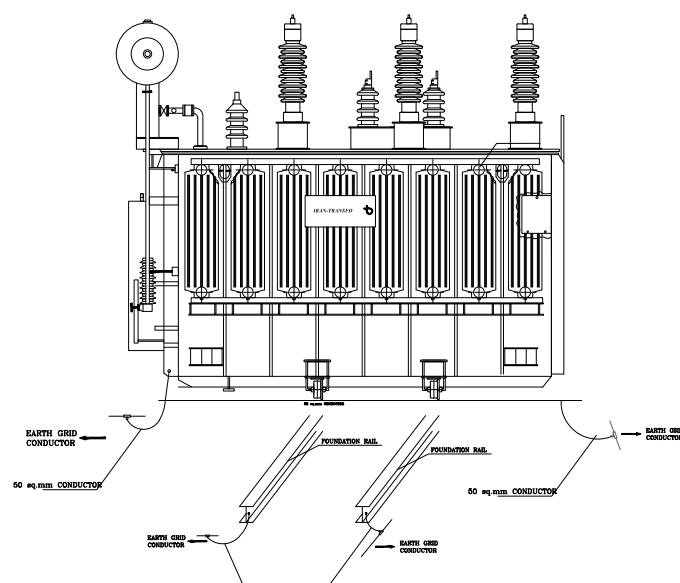
برای جلوگیری از خوردگی اتصالات مدفون در خاک، استفاده از اسپری‌های ضد خوردگی ضروری است. این اسپری‌ها به‌طور مؤثر از اتصالات محافظت کرده و مانع از تخریب و کاهش عملکرد سیستم زمین می‌شوند. خوردگی در این اتصالات می‌تواند باعث افزایش مقاومت زمین و عملکرد نادرست سیستم ارتینگ شود، بنابراین استفاده از اسپری‌های ضد خوردگی به حفظ کارایی سیستم در طول زمان کمک می‌کند. علاوه بر این، برای جلوگیری از خوردگی الکترودهای افقی و قائم، از الکترولیت مایع حاوی مواد بازدارنده خوردگی و جاذب رطوبت استفاده می‌شود. این ترکیب موجب حفظ رطوبت اطراف الکترودها شده و از خشک شدن آن‌ها جلوگیری می‌کند. این الکترولیت‌ها در گالن‌های 4 لیتری به‌صورت سوسپانسیون عرضه می‌شوند و در شرایط محیطی مختلف ماندگاری بالایی دارند. در فرآیند اجرا، ابتدا الکترودهای افقی در عمق 15 سانتی‌متری خاک نصب شده، سپس محلول الکترولیت روی مسیرهای الکترود ریخته می‌شود و در نهایت ترانشه و یا بکفیل با مواد مناسب پر می‌شود تا از تأمین رطوبت موردنیاز برای فعال ماندن الکترودها اطمینان حاصل شود.

۸-۳ ارتینگ تجهیزات

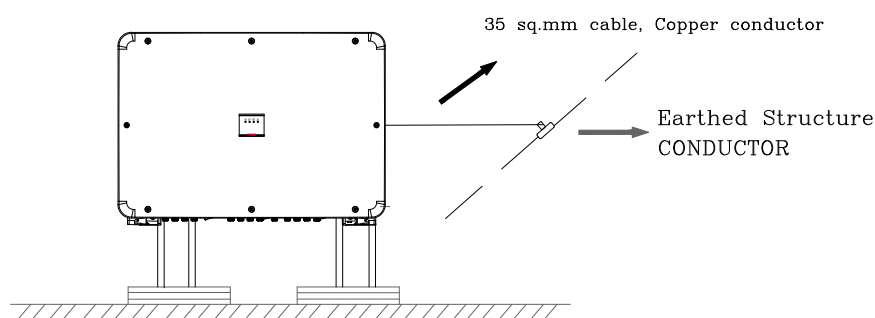
برای همبندی و زمین کردن تجهیزات از هادی مخصوص هر تجهیز با سطح مقطع متفاوت استفاده می‌شود. که لیست این تجهیزات با هادی موردنظر به صورت زیر است:

- ترانسفورماتور: هادی با سطح مقطع 50 میلی‌مترمربع در شکل ۸-۱
- اینورتر: هادی با سطح مقطع 35 میلی‌مترمربع در شکل ۸-۲
- تیبل (استراکچر): هادی با سطح مقطع 16 میلی‌مترمربع در شکل ۸-۳

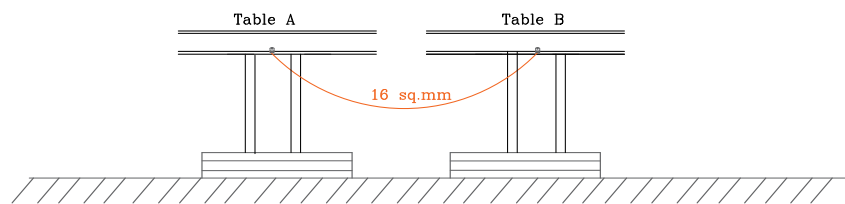
- سوئیچگیر LV: هادی با سطح مقطع 50 میلی مترمربع در شکل ۸-۴
- سوئیچگیر MV: هادی با سطح مقطع 50 میلی مترمربع در شکل ۸-۵
- پنل مانیتورینگ، UPS: هادی با سطح مقطع 35 میلی مترمربع در شکل ۸-۶
- 20KV Cubicle: هادی با سطح مقطع 50 میلی مترمربع در شکل ۸-۶
- سازه‌های روشنایی و دوربین: هادی با سطح مقطع 35 میلی مترمربع در شکل ۸-۷
- چاه ارت صاعقه‌گیر: چاه به قطر 80 سانت به روش پنج حلقه مارپیچی و هادی با سطح مقطع 2*70 میلی مترمربع در شکل ۸-۸



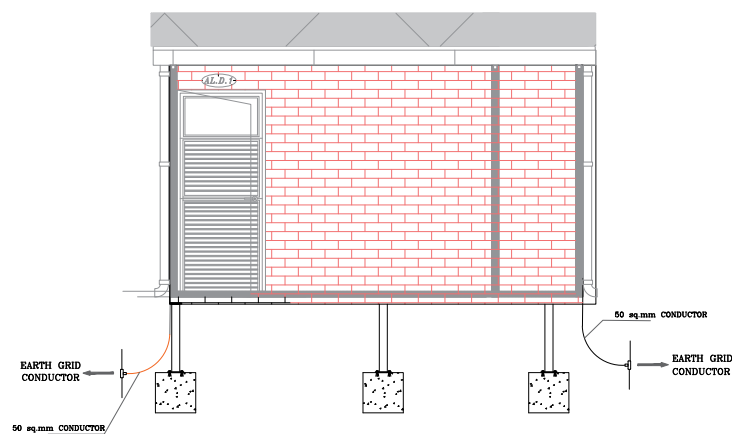
شکل ۸-۱: ارتینگ ترانسفورماتور.



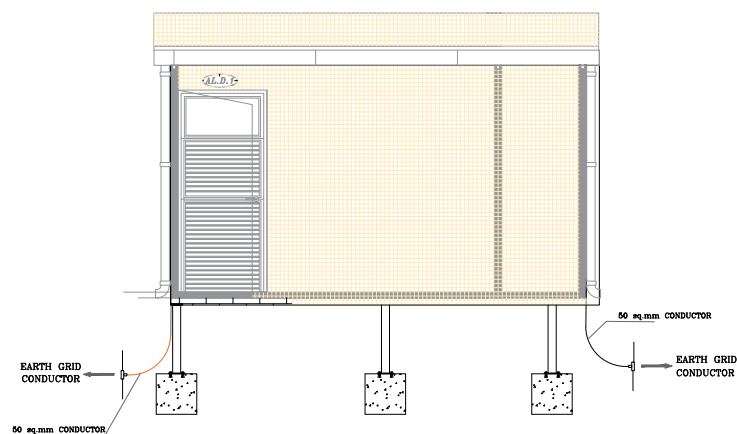
شکل ۸-۲: ارتینگ اینورتر.



شکل ۸-۳: همبندی تیبل.

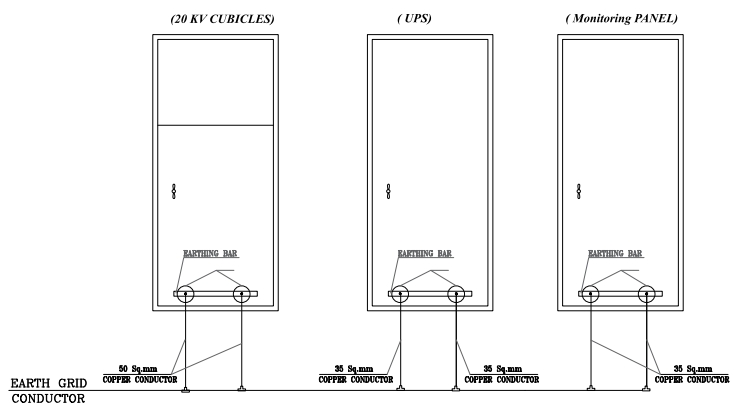


شکل ۸-۴: ارتینگ سوئیچگیر LV.

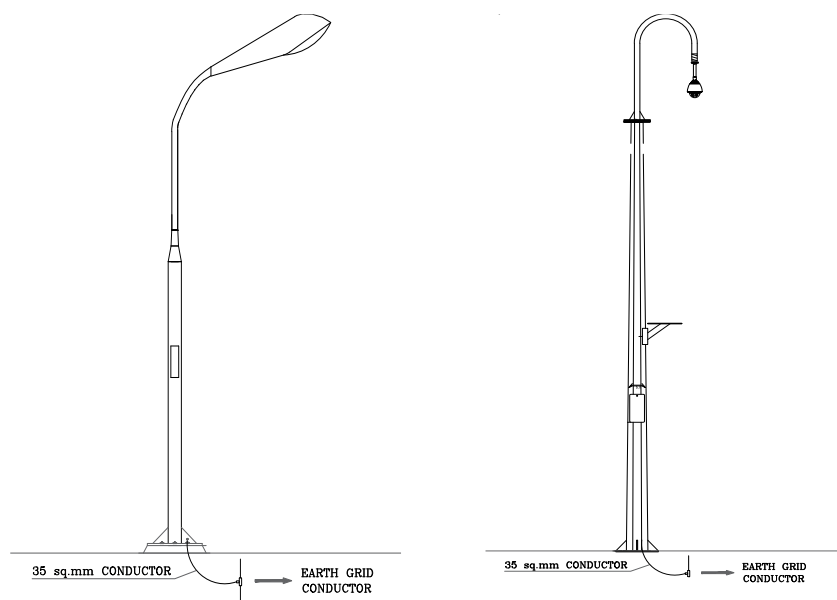


شکل ۸-۵: ارتینگ سوئیچگیر MV.

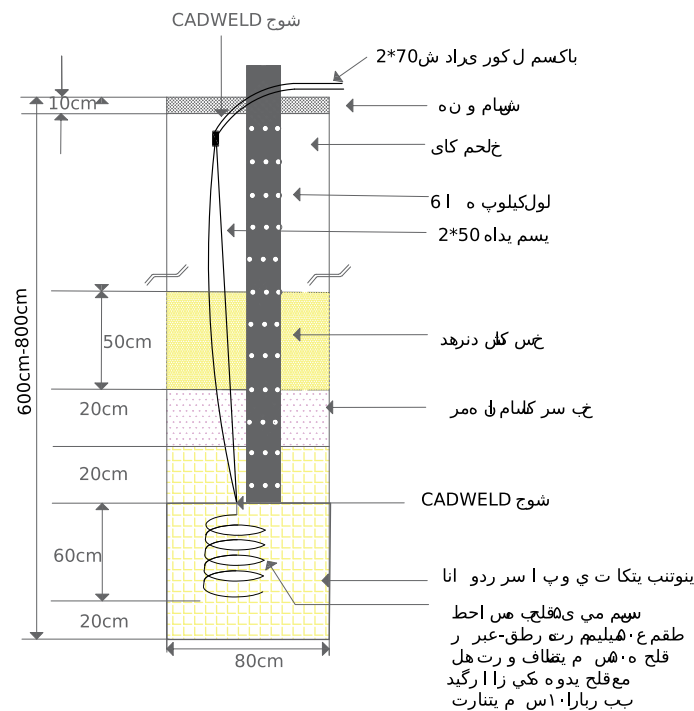
	فصل هشتم: مطالعات سیستم زمین طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	---	--



شکل ۸-۶: ارتینگ پنل مانیتورینگ، UPS و Cubicle.



شکل ۸-۷: ارتینگ سازه‌های روشنایی و دوربین.



شکل ۸-۸: چاه ارت صاعقه گیر.

۵-۸ طرح سیستم زمین

۵-۸-۱ نقطه نوترال ترانسفورماتور واسط

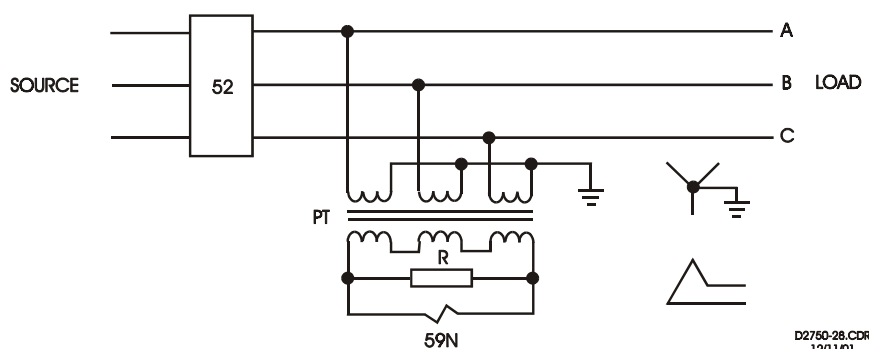
همان طور که اشاره شد، ترانسفورماتورهای واسط نیروگاه دارای گروه برداری DY5 هستند. در این آرایش سمت شبکه توزیع به صورت مثلث و سمت نیروگاه به صورت ستاره زمین نشده طراحی شده است. در نتیجه هیچ مسیری برای جاری شدن خطای تک فاز به زمین وجود ندارد.

برای تشخیص این خطا در شبکه های زمین نشده، از سه ترانسفورماتور ولتاژ تک فاز (PT) استفاده می شود که اولیه آنها ستاره زمین شده و ثانویه آنها به صورت مثلث باز (Open Delta) متصل است. در هنگام وقوع خطای تک فاز، به دلیل زمین نشده بودن نقطه نوترال ترانسفورماتورهای واسط، احتمال ایجاد اضافه ولتاژ گذرا در فازهای سالم به وجود می آید. جهت تشخیص این شرایط، در خروجی ثانویه های PTها (سمت مثلث باز) از رله حفاظتی اضافه ولتاژ زمین (59N یا NVD) مبتنی بر تشخیص مولفه صفر ولتاژ (3U0) استفاده می شود. همچنین در این نوع اتصال احتمال وقوع فرورزونانس وجود

	فصل هشتم: مطالعات سیستم زمین طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	--	--

دارد. به منظور جلوگیری از این پدیده و محافظت از ترانسفورماتورهای ولتاژ در برابر آسیب یل انفجار، یک مقاومت میراکننده (R) در مدار ثانویه به کار گرفته می شود.

لازم به ذکر است که عملکرد رله حفاظتی 59N باید با رله های اضافه جریان شبکه هماهنگ باشد. به همین دلیل، زمان تنظیم این تابع حفاظتی به اندازه کافی بزرگ در نظر گرفته می شود تا از تداخل یا عملکرد ناخواسته جلوگیری گردد. در فصل بعدی جزئیات تنظیمات حفاظتی و هماهنگی رله ها به طور کامل بررسی خواهد شد. شماتیک قرارگیری ترانسفورماتور زمین در شکل ۸-۹ نشان داده شده است.



شکل ۸-۹: شماتیک قرارگیری ترانسفورماتور زمین

۸-۵-۲ طرح سیستم زمین

طراحی سیستم زمین نیروگاه خورشیدی آبیگ بر اساس استاندارد بین المللی IEEE 80-2000 و با استفاده از نرم افزار تخصصی ETAP انجام شده است. مطابق با این استاندارد، مشخصات انواع هادی های زمین مورد استفاده در طراحی، در جدول ۸-۲ آورده شده اند. برای اتصال تیبیل های خورشیدی از هر دو سمت به سیستم زمین، از تسمه فولادی گالوانیزه (Zinc-Coated Steel Rod) به عنوان هادی زمین (Conductor) استفاده شده است. مشخصات این هادی در جدول ۸-۲ و در ناحیه مشخص شده با کادر قرمز قابل مشاهده است. علاوه بر این، از پایل های نگهدارنده تیبیل ها (استراکچرها) به عنوان الکتروود زمین (Rod) استفاده شده است. این الکتروودها نیز از نوع Zinc-Coated Steel Rod هستند.

جدول ۸-۲: مشخصات انواع هادی زمین مطابق استاندارد IEEE80-2000

Description	Material conductivity (%)	α_r factor at 20 °C (1/°C)	K_p at 0 °C (0 °C)	Fusing ^a temperature T_m (°C)	ρ_r 20 °C ($\infty \Omega \cdot \text{cm}$)	TCAP thermal capacity [J/(cm ³ ·°C)]
Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.003 93	234	1083	1.72	3.42
Copper, commercial hard-drawn	97.0	0.003 81	242	1084	1.78	3.42
Copper-clad steel wire	40.0	0.003 78	245	1084	4.40	3.85
Copper-clad steel wire	30.0	0.003 78	245	1084	5.86	3.85
Copper-clad steel rod ^b	20.0	0.003 78	245	1084	8.62	3.85
Aluminum, EC grade	61.0	0.004 03	228	657	2.86	2.56
Aluminum, 5005 alloy	53.5	0.003 53	263	652	3.22	2.60
Aluminum, 6201 alloy	52.5	0.003 47	268	654	3.28	2.60
Aluminum-clad steel wire	20.3	0.003 60	258	657	8.48	3.58
Steel, 1020	10.8	0.001 60	605	1510	15.90	3.28
Stainless-clad steel rod ^c	9.8	0.001 60	605	1400	17.50	4.44
Zinc-coated steel rod	8.6	0.003 20	293	419	20.10	3.93
Stainless steel, 304	2.4	0.001 30	749	1400	72.00	4.03

فصل نهم

۹. مطالعات سیستم حفاظت

	فصل نهم: مطالعات سیستم حفاظت طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	
--	--	--

۹-۱ مقدمه

با رشد روزافزون استفاده از منابع تولید پراکنده و به‌ویژه نیروگاه‌های خورشیدی، شبکه‌های برق با چالش‌های جدیدی در زمینه حفاظت و هماهنگی حفاظتی مواجه شده‌اند. منابع تولید پراکنده به دلیل تغییر در الگوی تولید و توزیع توان، بر عملکرد تجهیزات حفاظتی شبکه تأثیرگذار بوده و می‌توانند هماهنگی موجود میان رله‌های حفاظتی را مختل کنند. در سیستم‌های قدرت سنتی، شبکه به‌طور یک‌طرفه از سمت نیروگاه‌های متمرکز به سمت بار تغذیه می‌شود و تجهیزات حفاظتی بر این اساس تنظیم شده‌اند. اما با ورود نیروگاه‌های خورشیدی و سایر منابع تولید پراکنده، توان و جریان خطا می‌توانند دوطرفه شوند که این مسئله باعث تغییر رفتار رله‌های حفاظتی و ایجاد مشکلاتی در هماهنگی آن‌ها می‌شود.

افزایش سطح نفوذ نیروگاه‌های خورشیدی در شبکه، بسته به ظرفیت و ویژگی‌های شبکه، می‌تواند بر حساسیت، انتخاب‌گری و زمان‌بندی عملکرد تجهیزات حفاظتی اثر بگذارد. از این‌رو، انجام مطالعات هماهنگی حفاظتی به‌منظور حفظ پایداری و قابلیت اطمینان شبکه امری ضروری است. این مطالعات باید در سناریوهای مختلف بهره‌برداری از نیروگاه‌های خورشیدی انجام شود تا امکان تحلیل جامع رفتار حفاظتی شبکه در شرایط گوناگون فراهم گردد.

۹-۲ چالش‌های سیستم حفاظت در حضور نیروگاه خورشیدی

اتصال نیروگاه‌های خورشیدی به شبکه باعث ایجاد چالش‌های متعددی در سیستم حفاظت می‌شود که از مهم‌ترین آن‌ها می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- **افزایش سطح اتصال کوتاه:** حضور نیروگاه‌های خورشیدی ممکن است جریان اتصال کوتاه شبکه را افزایش دهد که این امر می‌تواند از ظرفیت قطع کلیدهای قدرت فراتر رود و سبب عملکرد نادرست تجهیزات حفاظتی شود.
- **جزیره‌ای شدن ناخواسته:** در صورت وقوع خطا یا قطع ارتباط شبکه اصلی، نیروگاه خورشیدی ممکن است همچنان به تغذیه بارهای محلی ادامه دهد که این امر می‌تواند مشکلات ایمنی و پایداری شبکه را به دنبال داشته باشد.

	فصل نهم: مطالعات سیستم حفاظت طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	--	--

- از بین رفتن هماهنگی تجهیزات حفاظتی: با توجه به تغییر جهت و مقدار جریان خطا در حضور نیروگاه‌های خورشیدی، تنظیمات قبلی رله‌های حفاظتی ممکن است دیگر کارآمد نبوده و باعث عدم هماهنگی آن‌ها شود.
 - **دوطرفه شدن جریان خطا و تریپ اشتباه فیدرها:** در شبکه‌های سنتی، جریان خطا از یک جهت مشخص عبور می‌کند، اما با اضافه شدن نیروگاه خورشیدی، جریان خطا می‌تواند از دو جهت عبور کند که ممکن است باعث عملکرد اشتباه رله‌های حفاظتی و تریپ نابجای فیدرها شود.
 - **کاهش حساسیت رله‌های حفاظتی (کور شدن حفاظت):** نیروگاه‌های خورشیدی می‌توانند باعث کاهش جریان خطا شوند، که این موضوع منجر به عدم تشخیص خطا توسط رله‌های اضافه جریان و تأخیر در عملکرد تجهیزات حفاظتی خواهد شد.
 - **عدم عملکرد صحیح ریکلوزرها (بازبست خودکار):** حضور نیروگاه‌های خورشیدی می‌تواند مانع عملکرد صحیح ریکلوزرها شود و در برخی موارد، بازبست غیرهمزمان و خارج از فاز را به دنبال داشته باشد که منجر به آسیب تجهیزات شبکه خواهد شد.
 - **عدم تشخیص صحیح خطاهای تکفاز به زمین:** نیروگاه‌های خورشیدی معمولاً به صورت اینورتر محور به شبکه متصل می‌شوند و جریان تزریقی آن‌ها به شبکه دارای ویژگی‌های متفاوتی نسبت به منابع سنتی است که می‌تواند باعث کاهش دقت تشخیص خطاهای تکفاز به زمین شود.
 - **مشکلات ناشی از تغییر در توپولوژی شبکه:** در صورت تغییر در مسیرهای تغذیه شبکه، تنظیمات حفاظتی ممکن است نیاز به بازنگری داشته باشد، زیرا حضور نیروگاه خورشیدی می‌تواند مسیرهای جریان خطا را تغییر داده و عملکرد رله‌ها را تحت تأثیر قرار دهد.
 - **تأخیر در عملکرد تجهیزات حفاظتی:** به دلیل تزریق توان از سوی نیروگاه خورشیدی، ممکن است سطح جریان خطا کاهش یابد و رله‌ها زمان بیشتری برای تشخیص و رفع خطا نیاز داشته باشند که این موضوع باعث افزایش مدت زمان خاموشی بخش‌های مختلف شبکه خواهد شد.
 - **تداخل در عملکرد رله‌های ولتاژی و فرکانسی:** نیروگاه‌های خورشیدی در شرایط خاص ممکن است باعث تغییرات ناگهانی در ولتاژ و فرکانس شبکه شوند که این موضوع می‌تواند باعث عملکرد نامناسب رله‌های حفاظتی وابسته به ولتاژ و فرکانس شود.
- با توجه به چالش‌های فوق، ضروری است که هماهنگی حفاظتی شبکه پس از اضافه شدن نیروگاه‌های خورشیدی مورد بازبینی و تنظیم مجدد قرار گیرد تا عملکرد صحیح تجهیزات حفاظتی و پایداری شبکه تضمین شود. این هماهنگی می‌تواند شامل تنظیم مجدد رله‌های اضافه جریان، استفاده از رله‌های

	فصل نهم: مطالعات سیستم حفاظت طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	--	--

جهت‌دار، تغییر تنظیمات رله‌های ولتاژی و فرکانسی و همچنین تدوین استراتژی‌های جدید برای مدیریت خطاهای شبکه باشد.

۹-۳ اصول هماهنگی حفاظت در حضور نیروگاه خورشیدی

حفاظت در سیستم‌های توزیع برق که مولدهای پراکنده مانند نیروگاه‌های خورشیدی به آن‌ها متصل می‌شوند، نیازمند رعایت اصول و نکات خاصی است تا پایداری شبکه حفظ شود، از بروز مشکلات جدی جلوگیری شود و عملکرد سیستم بهینه باشد. در اینجا به مهم‌ترین نکات و اصول هماهنگی حفاظت در حضور نیروگاه خورشیدی پرداخته می‌شود:

• پیشگیری از ناپایداری گذرا

در صورت وقوع خطا در نزدیکی نیروگاه‌های خورشیدی، به ویژه در سیستم‌هایی که مولدهای سنکرون یا اینورترهای خاص دارند، احتمال بروز ناپایداری گذرا وجود دارد. ناپایداری گذرا می‌تواند منجر به قطع برق یا بروز مشکلات شدید در شبکه شود. بنابراین، برای جلوگیری از این مشکل، باید مولد خورشیدی را پیش از وقوع ناپایداری از شبکه جدا کرد. این کار می‌تواند با استفاده از رله‌های حفاظتی محل مشترک اتصال یا رله‌های ژنراتور با تنظیمات مناسب مانند رله فرکانسی انجام شود.

• پیشگیری از جزیره‌سازی ناخواسته

یکی از مشکلاتی که ممکن است در هنگام بروز خطا در شبکه به وجود آید، ایجاد جزیره‌سازی ناخواسته است. در این شرایط، بخش‌هایی از شبکه که به مولدهای پراکنده مانند نیروگاه‌های خورشیدی متصل هستند، به طور مستقل از شبکه اصلی عمل می‌کنند و ممکن است برای مصرف‌کنندگان محلی مشکلاتی ایجاد شود. برای جلوگیری از این وضعیت، باید از رله‌های حفاظت مانند رله‌های ROCOF و رله‌های فرکانسی استفاده کرد که در صورت بروز این مشکلات، مولد خورشیدی را از شبکه جدا کنند. این جداسازی باید در مدت زمان حداکثر ۲ ثانیه انجام شود.

• حفاظت در برابر انحراف ولتاژ و فرکانس

اگر مولد خورشیدی به دلایلی مانند شرایط محیطی یا مشکلات فنی دچار انحراف زیادی در ولتاژ یا فرکانس شود، ممکن است خطراتی برای مولد، تجهیزات شبکه و بارهای متصل به شبکه به وجود آید. در چنین مواقعی، برای جلوگیری از آسیب، باید مولد از مدار خارج شود. این کار باید به‌طور خودکار و

	فصل نهم: مطالعات سیستم حفاظت طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	--	--

سریع انجام شود تا از آسیب به مولد و سیستم جلوگیری شود. برای این منظور، استفاده از رله‌های ولتاژی و فرکانسی ضروری است.

• هماهنگی حفاظت با رله‌های بالادست

در صورتی که خطایی در شبکه بالادست (قبل از نیروگاه خورشیدی) رخ دهد، باید مولد خورشیدی از مدار خارج شود. اما در همین حال، باید هماهنگی حفاظتی با رله‌های شبکه بالادست برقرار باشد تا از قطع نابه‌جای مولد جلوگیری شود. این هماهنگی به‌ویژه در مورد رله‌های جریانی که در محل مشترک اتصال مولد خورشیدی به شبکه توزیع قرار دارند، اهمیت دارد. در صورت عدم هماهنگی، ممکن است مولد خورشیدی به‌طور غیرضروری از مدار خارج شود یا خطای شبکه بالادست به درستی تشخیص داده نشود.

• هماهنگی زمان عملکرد رله‌ها

در یک سیستم حفاظتی که رله‌های اصلی و پشتیبان وجود دارند، زمان عملکرد این رله‌ها باید به‌گونه‌ای تنظیم شود که از تداخل در عملکرد آن‌ها جلوگیری شود. به‌ویژه زمانی که خطا در سیستم رخ می‌دهد، باید زمانی که رله اصلی عمل می‌کند به‌اندازه کافی بزرگ باشد تا نزدیک‌ترین کلید به محل خطا ابتدا عمل کند و شبکه از قطع کامل حفظ شود. از طرف دیگر، زمان عملکرد نباید آن‌قدر طولانی باشد که در صورت عدم عملکرد رله اصلی، سیستم حفاظتی نتواند در زمان مناسب عملکرد داشته باشد و آسیب به سیستم وارد شود.

• عدم قطع نابه‌جای مولد در شبکه بالادست

وقوع خطا در شبکه بالادست نباید باعث قطع نابه‌جای مولد خورشیدی از مدار شود. این مسئله به‌ویژه در مواردی که رله‌های بالادست وظیفه شناسایی خطا را دارند، اهمیت دارد. هماهنگی دقیق بین رله‌های حفاظتی در محل مشترک اتصال مولد به شبکه و رله‌های بالادست ضروری است تا در هنگام خطا، از قطع نابه‌جای مولد خورشیدی جلوگیری شود.

• حفاظت در برابر خطاهای زمین

در شبکه‌های توزیع که مولدهای خورشیدی به آن‌ها متصل هستند، باید در برابر خطاهای زمین حفاظت‌های خاصی در نظر گرفته شود. برای تشخیص خطاهای زمین، از رله‌های مخصوص مانند 59G استفاده می‌شود. این رله‌ها به‌ویژه زمانی که ترانسفورماتورهای اتصال دهنده مولد خورشیدی به شبکه

	فصل نهم: مطالعات سیستم حفاظت طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	---	--

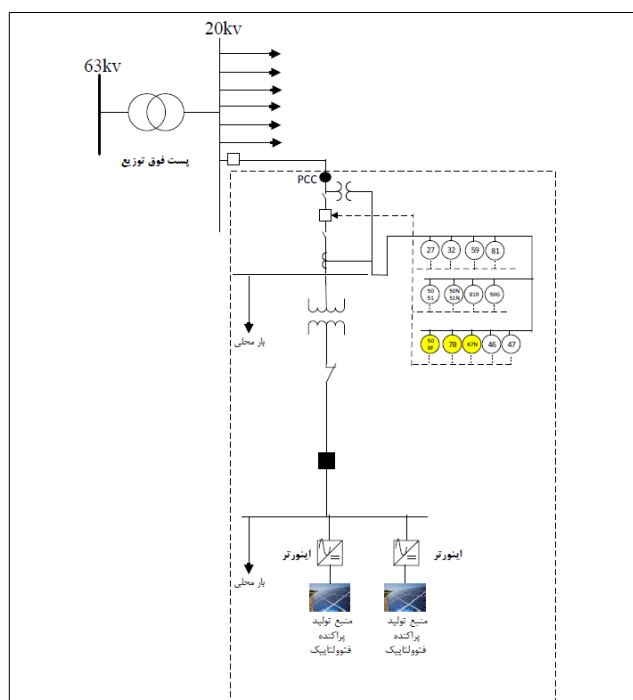
زمین نشده باشند، باید فعال شوند. اگر ترانسفورماتورهای اتصال دهنده مولد زمین شده باشند، از رله‌های جریان اضافه یا اضافه جریان تاخیری استفاده می‌شود.

• هماهنگی با ریکلوزرها

اگر در شبکه از ریکلوزر استفاده می‌شود، باید حتماً از سیستم انتقال تریپ استفاده شود. این سیستم به گونه‌ای عمل می‌کند که از اتصال غیرسنکرون مولدهای خورشیدی به شبکه جلوگیری می‌کند. در غیر این صورت، در صورت قطع کلید و خارج نشدن مولد خورشیدی، امکان اتصال غیرسنکرون وجود خواهد داشت که می‌تواند به سیستم آسیب وارد کند.

۹-۴ تجهیزات حفاظتی

تجهیزات حفاظتی موردنیاز در نقطه PCC برای حفاظت نیروگاه‌های خورشیدی از نوع کلاس ۵ و طرح اتصال ۴ بر اساس دستورالعمل اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه برق ایران (TAV114-01/03) و راهنمای تعیین حداقل تجهیزات جانبی منابع تولید پراکنده و ملاحظات توابع حفاظتی در شکل ۹-۱ و در جدول ۹-۱ مشاهده می‌شود. رنگ سفید رله‌ها به معنی الزامی بودن وجود آن‌ها و رنگ زرد به معنی اختیاری بودن آن‌ها می‌باشد.



شکل ۹-۱: تجهیزات حفاظتی موردنیاز نیروگاه خورشیدی کلاس ۵ و طرح اتصال ۴.

	فصل نهم: مطالعات سیستم حفاظت طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	 نیروشید شرکت مهندسی مشاور
---	--	--

جدول ۹-۱: تجهیزات حفاظتی مورد نیاز نیروگاه خورشیدی کلاس ۵ و طرح اتصال ۴

ردیف	رله‌ها	ANSI Code	توضیحات
۱	رله افت ولتاژ	27	الزامی
۲	رله افزایش ولتاژ آنی و تأخیری	59	الزامی
۳	رله افزایش و کاهش فرکانس	81	الزامی
۴	رله توان معکوس	32	الزامی
۵	رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی	50/51	الزامی
۶	رله اضافه جریان آنی و تأخیری زمین	50/51N	الزامی
۷	رله اضافه جریان توالی فاز منفی	46	الزامی
۸	رله اضافه جریان قطع فاز	46BC	الزامی
۹	رله توالی فاز ولتاژ	47	الزامی
۱۰	رله اضافه ولتاژ زمین	59G	الزامی
۱۱	رله نرخ تغییرات فرکانس ROCOF	81R	الزامی
۱۲	انتقال تریپ	-	الزامی
۱۳	رله جابجایی فاز	78	پیشنهادی
۱۴	رله خطای کلید قدرت	50 BF	پیشنهادی
۱۵	رله اضافه جریان جهت دار زمین	67N	پیشنهادی

۹-۵ حفاظت داخلی اینورتر

اینورترهای مورد استفاده در نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیک، مدل SUNNY HIGHPOWER از برند SMA است. بر اساس مشخصات این اینورترها در جدول ۹-۲، حفاظت‌های موجود در داخل آن‌ها شامل موارد زیر است:

	فصل نهم: مطالعات سیستم حفاظت طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	---	--

- حفاظت پلاریته معکوس DC
- حفاظت اتصال کوتاه
- حفاظت جریان ناشی
- حفاظت صاعقه
- حفاظت ضد جزیره‌ای
- حفاظت ضد PID
- کلید قطع کننده DC

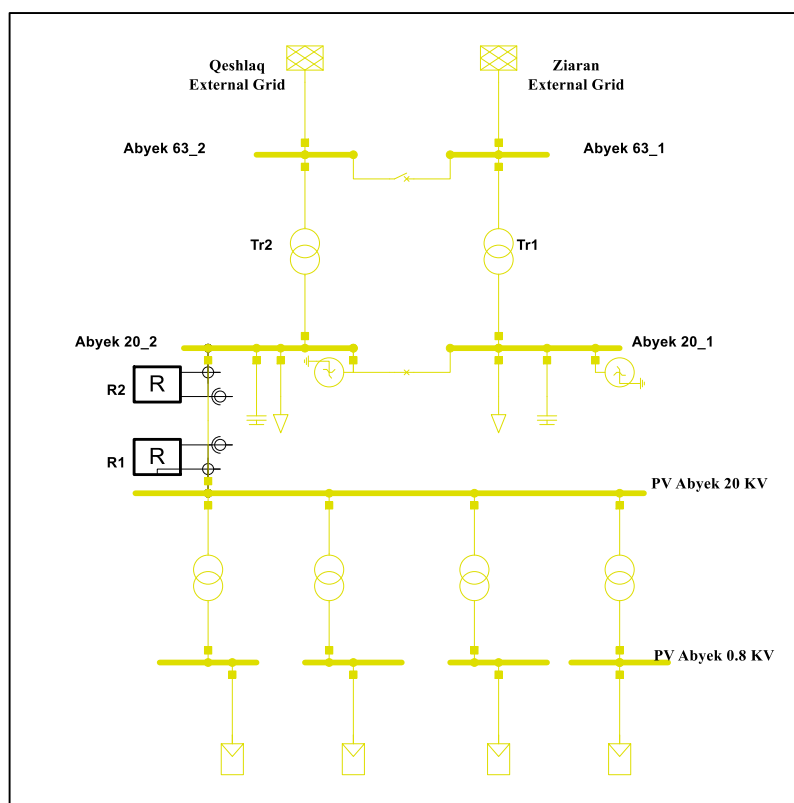
جدول ۹-۲: حفاظت داخلی اینورتر

Protection and safety features	
Ground fault monitoring: Riso / Differential current	● / ●
DC reverse polarity protection	●
AC short circuit protection	●
Monitored surge protection (Type 2): DC / AC	● / ●
Protection class / overvoltage category (as per UL 840)	I / IV

۹-۶ حفاظت اضافه جریان نقطه اتصال مشترک (PCC)

۹-۶-۱ طرح حفاظت اضافه جریان جهت‌دار

حفاظت نقطه اتصال مشترک (PCC) در نیروگاه‌های خورشیدی یکی از بخش‌های حیاتی سیستم است که نیاز به یک طرح حفاظتی دقیق و هماهنگ دارد. هدف از حفاظت این نقطه، اطمینان از پایداری سیستم، جلوگیری از جزیره‌سازی ناخواسته و محافظت از تجهیزات شبکه و نیروگاه در برابر خطاهای مختلف است. یکی از چالش‌های رایج در اتصال نیروگاه‌های خورشیدی به شبکه، تأثیر این منابع بر سطح اتصال کوتاه و دوطرفه شدن مسیر جریان خطاست. در نیروگاه خورشیدی آبیگ با ظرفیت ۱۰ مگاوات که از طریق فیدر اختصاصی به پست فوق توزیع 63/20 کیلوولت آبیگ متصل است، امکان استفاده از رله‌های اضافه جریان ساده در نقطه PCC وجود ندارد؛ چرا که این رله‌ها قادر به تشخیص جهت جریان نیستند. از این‌رو، استفاده از رله‌های اضافه جریان جهت‌دار (67) برای تشخیص و قطع جریان‌های بیش از حد و با جهت مشخص در نقطه PCC الزامی است. این نوع حفاظت، از بازگشت جریان خطا از شبکه به سمت نیروگاه یا بالعکس جلوگیری کرده و ایمنی سیستم را تضمین می‌کند. در شکل ۹-۲، شماتیک ساده‌ای از طرح پیشنهادی حفاظت اضافه جریان جهت‌دار برای نقطه اتصال نیروگاه خورشیدی به شبکه و خطوط توزیع ارائه شده است.



شکل ۹-۳: طرح حفاظت اضافه جریان جهت دار.

۹-۷-۲ تعیین جهت رله‌ها

در صورت وقوع خطا بر روی خطوط توزیع یا باسبارها، جریان خطا از هر دو سمت، یعنی نیروگاه خورشیدی و شبکه بالادستی، به محل خطا تزریق می‌شود. این ویژگی دوطرفه بودن جریان خطا در نیروگاه‌های، چالشی مهم در طراحی سیستم حفاظتی به‌ویژه در نقطه اتصال مشترک (PCC) محسوب می‌شود. به‌منظور جلوگیری از خروج کامل نیروگاه خورشیدی در زمان وقوع خطا در یکی از خطوط توزیع، استفاده از رله‌های اضافه جریان جهت دار (67) در طراحی حفاظتی اجتناب‌ناپذیر است. این رله‌ها طوری تنظیم می‌شوند که تنها در برابر خطاهایی که در جهت مستقیم (Forward) رخ می‌دهند، فرمان قطع صادر کنند و نسبت به خطاهای معکوس واکنشی نداشته باشند.

برای دستیابی به هماهنگی حفاظتی قابل اطمینان، ساختار حفاظتی سیستم به‌گونه‌ای طراحی شده است که در آن رله‌های اصلی و پشتیبان به‌صورت سلسله‌مراتبی عمل می‌کنند. همان‌گونه که در شکل ۹-۲ مشاهده می‌شود، رله‌های R1 و R2 جریان‌های تزریقی به محل خطا از سمت پایین (نیروگاه) را

	فصل نهم: مطالعات سیستم حفاظت طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	--	--

رصد می کنند و به عنوان رله های اصلی عمل می نمایند. در صورتی که این رله ها به هر دلیل موفق به قطع مدار نشوند، رله های پست فوق توزیع به عنوان پشتیبان وارد عمل خواهند شد. این رله ها (R1 تا R2) همگی از نوع رله اضافه جریان جهت دار هستند و با استفاده از سیگنال های دریافتی از ترانسفورماتور جریان (CT) و ترانسفورماتور ولتاژ (PT)، مقدار و جهت جریان خطا را تحلیل و تصمیم گیری می کنند.

۹-۷-۳ تعیین ترانسفورماتور جریان و ترانسفورماتور ولتاژ

برای رصد جریان خطا و صدور فرمان قطع توسط رله های حفاظتی، از ترانسفورماتور جریان (CT) و ترانسفورماتور ولتاژ (PT) استفاده می شود. در این طراحی، ترانسفورماتورهای جریان از نوع حفاظتی انتخاب شده اند نه اندازه گیری، چرا که ترانسفورماتورهای اندازه گیری در برابر جریان های بالای ناشی از اتصال کوتاه به سرعت اشباع می شوند و نمی توانند سیگنال دقیقی به رله منتقل کنند.

تعیین مشخصات ترانسفورماتورهای جریان (CT) بر اساس نتایج مطالعات پخش بار در حالت های اضطراری و تک پیشامدی انجام می شود. به این صورت که پس از محاسبه جریان عبوری از کلیدهای قدرت در این شرایط، اولین رنج استاندارد بالاتر از مقدار به دست آمده به عنوان جریان اولیه (Primary) ترانسفورماتور جریان انتخاب می شود. جریان ثانویه (Secondary) نیز بر اساس جریان ورودی قابل قبول توسط رله ها تعیین می گردد که معمولاً 1 آمپر یا 5 آمپر است. کلاس دقت ترانسفورماتورهای جریان حفاظتی به صورت xPy تعریف می شود، که در آن x محدوده خطای مجاز، و y ضریبی از جریان نامی است که ترانسفورماتور باید تا آن حد بدون اشباع، دقت خود را حفظ کند. لازم به ذکر است که مقدار $y \times I_n$ (جریان نامی ترانسفورماتور جریان) باید بزرگتر از بیشینه جریان اتصال کوتاه عبوری از کلید قدرت باشد تا عملکرد دقیق رله در شرایط خطا تضمین شود. ولتاژ اولیه ترانسفورماتورهای ولتاژ (PT) مطابق با ولتاژ نامی باسبار (در این پروژه 20 کیلوولت) و ولتاژ ثانویه بر اساس نیاز رله ها، معمولاً 110 ولت، تعیین می شود.

برای تعیین جریان نامی ترانسفورماتورهای جریان متصل به رله های R1 تا R2، شرایط مختلف اضطراری در نظر گرفته شده است. در جدول ۹-۲ مشخصات ترانسفورماتورهای جریان و ولتاژ برای رله ها به همراه جریان اضطراری استخراج شده از مطالعات نرم افزار دیگسایلنت ارائه شده است.

	فصل نهم: مطالعات سیستم حفاظت طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	
--	--	--

جدول ۹-۳: مشخصات ترانسفورماتورهای جریان و ولتاژ

رله	جریان اضطراری	نسبت تبدیل CT	کلاس دقت CT	نسبت تبدیل PT
R1	292.5 A	400:1	5P20	20 kV / 110 V
R2	292.5 A	400:1	5P20	20 kV / 110 V

۹-۷-۴ مشخصه عملکرد رله‌ها

رله‌های اضافه جریان زمان معکوس (Inverse Time Overcurrent Relays) از جمله مهم‌ترین تجهیزات حفاظتی در سیستم‌های قدرت هستند که زمان عملکرد آن‌ها به شدت جریان خطا بستگی دارد. این ویژگی باعث می‌شود که در برابر جریان‌های بالا، رله سریع‌تر عمل کرده و در مقابل جریان‌های کمتر، با تأخیر مناسب‌تری وارد مدار شود. چنین رفتاری باعث بهبود هماهنگی حفاظتی میان تجهیزات مختلف شده و از عملکرد نامناسب یا هم‌زمان رله‌ها جلوگیری می‌کند. برای توصیف عملکرد این رله‌ها، از معادله ریاضی مشخصه زمان-جریان در رابطه ۹-۱ استفاده می‌شود. این رابطه بر پایه پارامترهای مختلف از جمله ضریب تنظیم زمانی، جریان تحریک و جریان لحظه‌ای خطا بنا شده است:

$$T_{trip} = TMS \frac{\beta}{\left(\frac{I_{Fault}}{I_{Pick-up}}\right)^{\alpha} - 1} \quad (9-1)$$

مقادیر پارامترهای α و β بسته به نوع منحنی (استاندارد، خیلی معکوس، شدیداً معکوس و غیره) در جدول شماره ۹-۴ استاندارد IEC 60255-151 مشخص شده‌اند. در این پروژه، از منحنی استاندارد معکوس (Standard Inverse) برای طراحی حفاظت رله‌ها استفاده شده است که یکی از رایج‌ترین و متعادل‌ترین منحنی‌های حفاظتی محسوب می‌شود.

	فصل نهم: مطالعات سیستم حفاظت طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	--	--

جدول ۹-۴: پارامترهای مشخصه رله اضافه جریان زمان معکوس

منحنی	α	β
معکوس استاندارد (SI)	0.02	0.14
معکوس زیاد (VI)	1	13.5
معکوس شدید (EI)	2	80

۹-۷-۵ تنظیمات پارامتر و هماهنگی رله‌ها

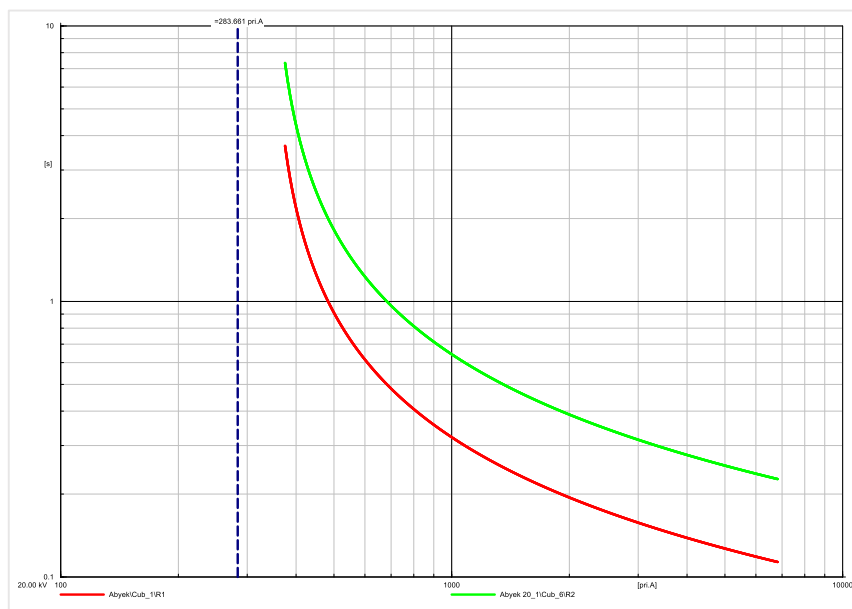
با توجه به اینکه مشخصه زمان-جریان رله‌های حفاظتی انتخاب شده از نوع منحنی معکوس استاندارد (Standard Inverse) است، پارامترهای α و β در معادله عملکرد رله برای تمامی رله‌ها به ترتیب برابر با 0.02 و 0.14 در نظر گرفته می‌شوند. این ضرایب براساس مقادیر مرجع ارائه شده در استاندارد IEC 60255 برای منحنی نرمال انتخاب شده‌اند.

جهت اطمینان از عملکرد سریع رله R1 در مواجهه با خطاهای رخ داده در خطوط توزیع، لازم است پارامتر زمانی این رله یعنی TMS در حداقل مقدار ممکن تنظیم شود. بر همین اساس، مقدار TMS برای رله R1 برابر 0.05 ثانیه (50 میلی‌ثانیه) در نظر گرفته شده است. همچنین پارامتر جریانی ($I_{Pick-up}$) این رله بر اساس جریان اضطراری مشخص شده در جدول ۹-۳ محاسبه و تنظیم می‌گردد. مطابق با رابطه زیر، مقدار پیک‌آپ حدود 20 درصد بالاتر از جریان بار کامل اضطراری در نظر گرفته شده است:

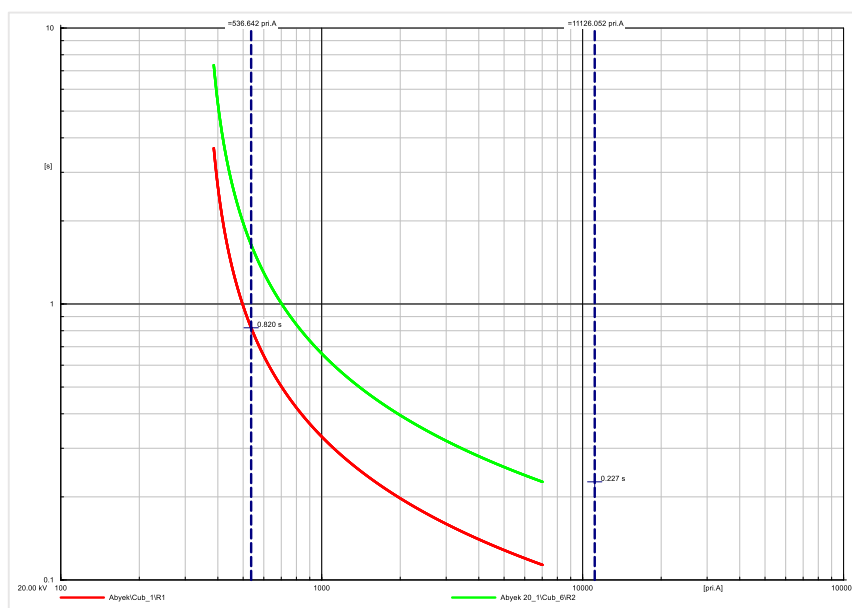
$$I_{Pick-up} = 1.2 I_{FLA} = 1.2 * 292.5 = 351 A \quad (9-2)$$

در مورد رله R2 که به شبکه بالادستی متصل هستند، تنظیم پارامتر زمانی آن توسط شرکت برق منطقه‌ای انجام می‌شود. بر اساس رویه مرسوم، مقدار TMS برای این نوع رله معمولاً برابر با 0.1 ثانیه (100 میلی‌ثانیه) در نظر گرفته می‌شود. جریان پیک‌آپ رله R2 نیز مشابه رله R1 برابر 351 آمپر تعیین می‌گردد، که از همان رابطه ۹-۲ محاسبه شده است.

با اعمال تنظیمات زمانی و جریانی بر روی رله‌های R1 و R2، عملکرد آن‌ها در شرایط مختلف قابل ارزیابی است. در شکل ۴-۹ نتایج پخش بار ساده نشان می‌دهد که جریان عبوری از شبکه کمتر از مقدار پیک‌آپ بوده و رله‌ها هیچ‌گونه عملکردی نداشته‌اند. اما در شکل ۵-۹، که مربوط به وقوع خطای سه‌فاز در میانه کابل اتصالی است، رله R1 در زمان 820 میلی‌ثانیه و رله R2 در زمان 227 میلی‌ثانیه فرمان قطع صادر کرده‌اند.



شکل ۴-۹: عملکرد رله‌های R1 و R2 در شرایط عادی.



شکل ۵-۹: عملکرد رله‌های R1 و R2 در شرایط خطا.

فصل دهم

۱۰. مطالعات سیستم مانیتورینگ

	فصل دهم: مطالعات سیستم مانیتورینگ طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	---	--

۱-۱۰ مقدمه

مانیتورینگ یکی از موضوعات کلیدی در زمینه کنترل و حفاظت سیستم‌های قدرت به شمار می‌رود. سامانه مانیتورینگ، یک پلتفرم نرم‌افزاری تلفیق شده با سخت‌افزارهای مرتبط است که با نصب آن در هر نیروگاه خورشیدی، امکان دسترسی لحظه‌ای به اطلاعات کلیدی و وضعیت عملکردی نیروگاه از هر مکان فراهم می‌شود. این سامانه با بهره‌گیری از تجهیزات سخت‌افزاری همچون انواع سنسورها، داده‌ها را دریافت کرده و از طریق یک محیط گرافیکی کاربرپسند، اطلاعات را در اختیار گروه‌های مختلف بهره‌بردار قرار می‌دهد، بدون آنکه نیاز به حضور فیزیکی در محل وجود داشته باشد. کاربران می‌توانند بسته به نیاز خود، داده‌ها را مشاهده کرده و در صورت نیاز آن‌ها را در قالب‌های مختلف ذخیره‌سازی یا پردازش کنند. در سال‌های اخیر، با ظهور شبکه‌های هوشمند در سامانه‌های قدرت، امکان کنترل، نظارت و حفاظت از راه دور به وجود آمده که این موضوع نقش مؤثری در افزایش قابلیت اطمینان شبکه‌های برق ایفا کرده است. سیستم مانیتورینگ با استفاده از داده‌های دریافتی، شرایط عملیاتی مناسب را فراهم کرده و در صورت بروز مشکل، امکان شناسایی، عیب‌یابی و واکنش سریع را فراهم می‌سازد.

یکی از روش‌های مؤثر برای نظارت و کنترل نیروگاه‌های خورشیدی، استفاده از سیستم اسکادا (SCADA) است. این سیستم به بهره‌بردار امکان مشاهده وضعیت تک‌تک تجهیزات مؤثر بر تولید را داده و امکان اعمال فرامین کنترلی از جمله تنظیم مقادیر توان اکتیو و راکتیو را فراهم می‌کند. در این بخش، تجهیزات موردنیاز و ملاحظات فنی مرتبط با پیاده‌سازی سیستم مانیتورینگ در اتصال نیروگاه خورشیدی به شبکه، مورد بررسی قرار می‌گیرد. مطابق با استانداردها، منابع تولید پراکنده در کلاس‌های 3، 4 و 5 که دارای قدرت تجمعی بیش از 20 کیلووات هستند، ملزم به استفاده از تجهیزات اتوماسیون و مانیتورینگ می‌باشند.

۱۰-۲ پارامترهای موردنیاز

برای اجرای مؤثر فرآیند اتوماسیون و مانیتورینگ نیروگاه‌های خورشیدی ضروری است که مجموعه‌ای از پارامترهای کلیدی عملکردی این مولدها، با توافق میان بهره‌بردار شبکه و مالک نیروگاه، به صورت محلی یا از راه دور، در پست فوق توزیع یا مرکز دیسپاچینگ پایش و مشاهده شوند. در ادامه، پارامترهای

	فصل دهم: مطالعات سیستم مانیتورینگ طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	---	--

اصلی مورد نیاز برای مانیتورینگ صحیح نیروگاه‌های خورشیدی معرفی می‌گردند. همچنین امکان افزودن پارامترهای تکمیلی دیگر بر اساس توافق طرفین و شرایط فنی پروژه وجود دارد:

- توان اکتیو و راکتیو خروجی هر مولد
- جریان خروجی هر مولد و مجموع جریان مولدها
- ولتاژ در نقطه اتصال مشترک (PCC)
- توان اکتیو و راکتیو سه‌فاز تزریقی به شبکه
- توان تولیدی لحظه‌ای کل نیروگاه
- انرژی تولیدشده روزانه و ماهانه
- فرکانس شبکه در PCC
- ضریب توان (Power Factor)
- هارمونیک‌های جریان و ولتاژ
- وضعیت کلیدهای حفاظتی (سکسیونر و بریکر)
- وضعیت عملکرد هر مولد (RUN/STOP)
- وضعیت بریکر ورودی (Incoming Breaker)
- وضعیت آلارم‌ها و خطاها (Faults/Warnings)
- اطلاعات آنلاین در پست فوق توزیع
- تجهیزات مخابراتی برای مرکز کنترل
- دما و تابش خورشیدی
- سایر پارامترهای توافقی

۱۰-۳ تجهیزات مورد نیاز

در این بخش، الزامات و تجهیزات مورد نیاز برای پیاده‌سازی سیستم اتوماسیون و مانیتورینگ نیروگاه‌های خورشیدی در مقیاس بزرگ به صورت خلاصه بررسی می‌شود. بسته به نوع کاربرد، نیازهای عملیاتی و شرایط منطقه‌ای محل نصب، انتخاب تجهیزات، بستر مخابراتی و سایر اجزای مرتبط می‌تواند با توافق میان مالک نیروگاه خورشیدی و اپراتور شبکه انجام شود. در ادامه، حداقل تجهیزات مورد نیاز برای مانیتورینگ و اتوماسیون نیروگاه‌های خورشیدی که به نقطه اتصال مشترک (PCC) با شبکه متصل هستند، معرفی می‌گردد که یک نمونه آن در شکل ۱۰-۱ نشان داده شده است. لازم به ذکر

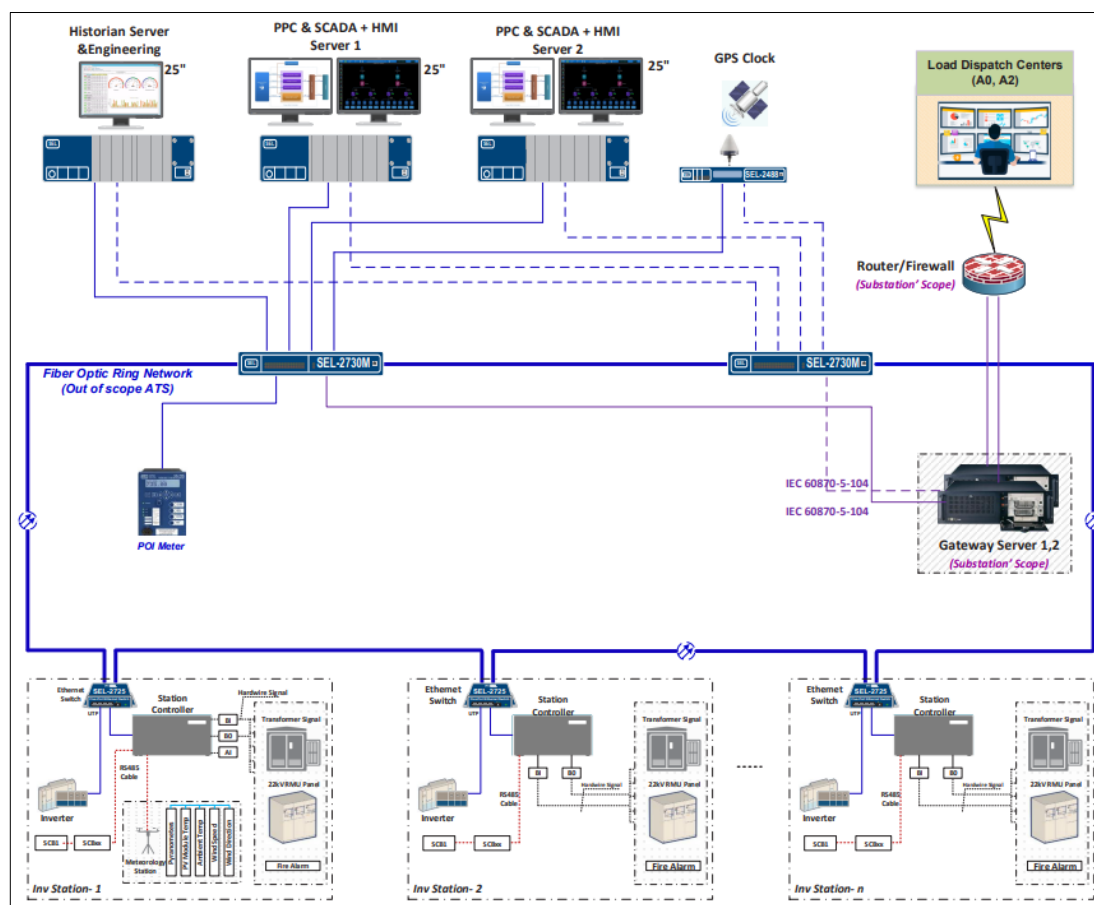
	فصل دهم: مطالعات سیستم مانیتورینگ طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	---	--

است، با توجه به شرایط فنی و محیطی هر پروژه، امکان نیاز به تجهیزات جانبی دیگر نیز وجود دارد. انتخاب و پیاده‌سازی این اجزا باید با در نظر گرفتن الزامات مخابراتی، امنیتی و نیازمندی‌های شبکه انجام شود.

- **پورت‌های نرم‌افزاری تجهیزات تولید:** در اینورترها تعبیه شده‌اند تا اطلاعات عملیاتی مانند توان، خطاها، و وضعیت عملکردی از طریق پروتکل‌هایی مانند CAN، Modbus یا IEC 61850 استخراج شوند.
- **ترانسفورماتورهای جریان و ولتاژ (CT و PT):** برای اندازه‌گیری دقیق مقادیر جریان و ولتاژ شبکه، با ایزوله‌سازی سیگنال‌های قدرت از تجهیزات اندازه‌گیری استفاده می‌شود.
- **ترانسدیوسر (Transducer):** وظیفه دارد سیگنال‌های آنالوگ مثلاً از CT و PT را به سیگنال‌های استاندارد (جریان یا ولتاژ قابل پردازش، یا دیجیتال) تبدیل کند تا برای پردازش در Data Logger یا RTU قابل استفاده باشند.
- **دیتالاگر (Data Logger):** وظیفه دارد داده‌های محیطی (مثل تابش، دما، سرعت باد) و عملکردی را به‌صورت پیوسته ثبت و ذخیره کند و در برخی موارد به سیستم‌های کنترلی نیز داده ارسال کند.
- **تله‌متری (Telemetry):** مسئول ارسال داده‌ها و وضعیت تجهیزات از محل نیروگاه به مرکز کنترل یا دیسپاچینگ از طریق بسترهای ارتباطی بی‌سیم یا سیمی است.
- **پایانه راه دور (RTU - Remote Terminal Unit):** به‌عنوان واسطه بین تجهیزات محلی و سیستم کنترل مرکزی عمل کرده، داده‌ها را جمع‌آوری کرده و فرمان‌های کنترلی را از راه دور اجرا می‌کند.
- **بستر مخابراتی:** شامل کانال‌های ارتباطی مانند فیبر نوری، رادیویی، شبکه G4 یا Ethernet است که برای تبادل داده بین سایت نیروگاه و مرکز کنترل استفاده می‌شود.
- **درگاه ارتباطی (Gateway):** برای تبدیل و ترجمه پروتکل‌های مختلف ارتباطی بین تجهیزات، مثلاً تبدیل Modbus RTU به Modbus TCP یا IEC 61850 است.
- **انتقال تریپ (Transfer Trip):** مکانیزمی برای ارسال فوری فرمان قطع تجهیزات (مانند اینورترها یا بریکرها) در شرایط اضطراری یا ناهماهنگی با شبکه، جهت حفظ ایمنی و پایداری سیستم است.

	فصل دهم: مطالعات سیستم مانیتورینگ طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	---	--

- کنترل کننده نیروگاه (PPC - Power Plant Controller): کنترل کننده مرکزی نیروگاه که وظیفه مدیریت توان خروجی، تنظیم ولتاژ و هماهنگی با اپراتور شبکه را دارد.
- رابط کاربری انسان و ماشین (HMI - Human Machine Interface): نمایشگر یا پنل کاربری برای مشاهده وضعیت لحظه‌ای تجهیزات و دریافت هشدارها و خطاها توسط اپراتور محلی است.
- سیستم اسکادا (SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition): سیستم جامع مانیتورینگ و کنترل مرکزی برای پایش کلی، صدور فرامین، ذخیره داده‌ها و تحلیل عملکرد نیروگاه است.



شکل ۱۰-۱: سیستم مانیتورینگ نیروگاه خورشیدی.

۱۰-۳-۱ دیتالاگر

در نیروگاه‌های خورشیدی، خروجی اینورترها معمولاً به یک باس مشترک متصل می‌شوند. این ساختار، امکان پایش و ثبت اطلاعات الکتریکی کل سیستم را تنها از طریق یک یا دو نقطه اندازه‌گیری فراهم

	فصل دهم: مطالعات سیستم مانیتورینگ طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	---	--

می‌کند. به منظور انجام این وظیفه، از تجهیزاتی مانند دیتالاگر (Data Logger) یا پاور متر (Power Meter) استفاده می‌شود که داده‌های حیاتی مانند توان اکتیو و راکتیو، ولتاژ، جریان و سایر پارامترهای بهره‌برداری را به صورت پیوسته ثبت و ذخیره می‌کنند. دیتالاگرها به طور کلی در دو نوع طراحی و عرضه می‌شوند: نوع مستقل (Stand-Alone) که بدون نیاز به کامپیوتر به صورت خودکار داده‌ها را ذخیره می‌کند، و نوع متصل به رایانه (PC-Connected) که امکان پایش لحظه‌ای داده‌ها، تحلیل آنی و استخراج اطلاعات از طریق درگاه‌هایی مانند USB یا شبکه Ethernet را برای کاربران فراهم می‌سازد. در هر دو نوع، قابلیت ذخیره‌سازی اطلاعات برای بازبینی و تحلیل‌های بعدی وجود دارد.

ورودی‌های این دستگاه‌ها می‌توانند دیجیتال یا آنالوگ باشند و معمولاً مقادیر ولتاژ و جریان را از خروجی اینورترها دریافت می‌کنند. برای آنکه این مقادیر در محدوده قابل اندازه‌گیری باشند، ابتدا از طریق ترانسفورماتورهای جریان (CT) و ترانس‌های ولتاژ (PT) به سطوح استاندارد کاهش می‌یابند و سپس به عنوان ورودی به دیتالاگر تزریق می‌شوند. همچنین برخی دیتالاگرها قادرند وضعیت تجهیزات کنترلی مانند کلیدها، بریکرها و اینورترها را از طریق ورودی‌های دیجیتال ثبت کنند. یکی از بخش‌های حیاتی در استفاده از دیتالاگر، انتقال اطلاعات به مرکز دیسپاچینگ یا سامانه SCADA برای پایش متمرکز و هماهنگی با اپراتور شبکه است. برای این منظور، باید بستر مناسبی برای ارسال داده‌ها فراهم شود. بسته به ساختار پروژه، این انتقال می‌تواند از طریق شبکه‌های محلی Ethernet، بسترهای مخابراتی مانند LTE یا فیبر نوری، یا حتی شبکه‌های رادیویی صورت گیرد. همچنین لازم است پروتکل‌های ارتباطی استاندارد مانند Modbus، DNP3 یا IEC 60870-5-104 در تجهیزات پشتیبانی شوند تا قابلیت تبادل داده با سایر اجزای سامانه کنترلی فراهم گردد. به طور کلی، دیتالاگر به عنوان یکی از اجزای کلیدی سامانه مانیتورینگ نیروگاه، نقش اساسی در پایش پیوسته، تشخیص سریع اختلالات، تحلیل عملکرد کلی نیروگاه و ایجاد زیرساخت برای اتوماسیون و کنترل از راه دور ایفا می‌کند.

۱۰-۳-۲ پایانه راه دور

پایانه راه دور (RTU)، یک سیستم میکروپروسسوری است که در محل پست نصب می‌شود و وظیفه جمع‌آوری داده‌های آنالوگ، دیجیتال، آلارم‌ها و وضعیت تجهیزات شبکه را بر عهده دارد. این داده‌ها از طریق تابلوهای MR (Marshalling Rack) و HVI (High Voltage Interface) به RTU منتقل شده و پس از پردازش اولیه، برای مرکز کنترل یا دیسپاچینگ ارسال می‌شوند. علاوه بر ارسال داده، RTU قابلیت دریافت و اجرای فرمان‌های کنترلی از مرکز نظارت را نیز دارد؛ فرمان‌هایی مانند کلیدزنی،

	فصل دهم: مطالعات سیستم مانیتورینگ طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسين مشاور 
---	---	---

تریپ و تغییر وضعیت تجهیزات شبکه. RTU به عنوان یک واحد کنترلر میکروپروسسوری، واسطه بین تجهیزات فیزیکی مانند سنسورها، اینورترها، رله‌ها و HMIها با سیستم‌های بالادستی محسوب می‌شود. این واحد برای انتقال داده‌های تله‌متری به سیستم نظارتی و دریافت پیام‌ها و فرمان‌ها از سیستم Master مورد استفاده قرار می‌گیرد. اپراتورها با استفاده از ایستگاه Master و واسطه‌های HMI عملکرد تجهیزات نظارت و کنترل دارند. عملکرد RTU شامل جمع‌آوری و نگهداری اطلاعات در حافظه تا زمان فراخوانی توسط MTU (Master Terminal Unit) است. با دریافت درخواست از RTU، MTU داده‌ها را کدگذاری کرده و از طریق بسترهای مختلف ارتباطی به MTU ارسال می‌کند. همچنین RTU وظایف کنترلی متعددی نظیر باز و بسته کردن سوئیچ‌ها، تنظیم مقادیر آنالوگ جهت تعیین نقاط مرجع و دیگر فرمان‌ها را انجام می‌دهد.

هر RTU باید توانایی دریافت پیام، رمزگشایی، پردازش داده و ارسال پاسخ مناسب را داشته باشد و پس از انجام عملیات به حالت انتظار برای دریافت پیام جدید بازگردد. فرآیند پردازش پیام می‌تواند شامل بررسی وضعیت فعلی تجهیزات، مقایسه با وضعیت مطلوب، ارسال سیگنال‌های کنترلی، اطمینان از اجرای دستورات و اعلام وضعیت جدید به مرکز کنترل باشد. به دلیل پیچیدگی عملکرد، اغلب RTUها مجهز به کامپیوترهای صنعتی امن و قابل اطمینان هستند. برای انتقال داده‌ها از RTU به مراکز بالادستی، بسترهای مخابراتی متنوعی با توجه به شرایط محیطی، امنیتی و زیرساختی مورد استفاده قرار می‌گیرند، از جمله شبکه‌های فیبر نوری، خطوط ADSL، شبکه‌های تلفن همراه (GSM/3G/4G)، امواج مایکروویو، شبکه‌های LAN و مودم‌های صنعتی. پروتکل‌های استاندارد صنعتی مانند IEC 60870-5-101/104 و DNP3 نیز توسط RTU پشتیبانی می‌شوند که این امر امکان سازگاری با اکثر سیستم‌های اسکادا را فراهم می‌کند. در انتقال داده‌ها، اطلاعات اولیه پس از جمع‌آوری توسط RTU در محل پست دسته‌بندی و آماده ارسال می‌شوند. سپس این داده‌ها از طریق بستر مخابراتی به پست فوق‌توزیع و نهایتاً به مرکز دیسپاچینگ ارسال می‌گردند. در پست فوق‌توزیع معمولاً مودم بی‌سیم یا گیرنده مناسب برای دریافت داده‌ها مستقر است و در بسیاری از پست‌های جدید ارتباط با مرکز دیسپاچینگ از طریق فیبر نوری برقرار شده است که در این حالت استفاده از مبدل نوری-الکتریکی برای تبدیل سیگنال‌های RTU به نور و انتقال آن ضروری است. در مواردی که ارتباط از طریق سیستم‌های رادیویی یا ماهواره‌ای صورت می‌گیرد، آنتن‌هایی با بهره (Gain) و پراکندگی جهت‌دار بهینه مورد نیاز است.

	فصل دهم: مطالعات سیستم مانیتورینگ طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	---	--

اتصال پایانه‌های راه دور به تجهیزات سایت معمولاً از طریق کابل انجام شده و تغذیه سنسورها و محرک‌ها نیز توسط RTU تأمین می‌شود. با توجه به اهمیت پایداری سیستم، اغلب UPS‌هایی برای محافظت در برابر قطع ناگهانی برق و جلوگیری از اختلال در عملکرد سیستم نصب می‌شوند تا اطمینان حاصل شود که حتی در صورت قطعی برق، فرآیندهای نظارتی و کنترلی بدون مشکل ادامه پیدا کنند. به طور خلاصه، RTU نقش حیاتی در سیستم‌های اسکادا ایفا می‌کند؛ به عنوان رابط بین تجهیزات فیزیکی و مرکز کنترل، جمع‌آوری و انتقال داده‌ها، دریافت و اجرای فرمان‌های کنترلی، و تضمین پایداری و امنیت ارتباطات در کل شبکه کنترل و نظارت.

۱۰-۳-۳ رابط کاربری انسان و ماشین

رابط کاربری انسان و ماشین (Human Machine Interface – HMI) یکی از اجزای کلیدی در سیستم‌های اسکادا است که نقش واسط میان اپراتور انسانی و ماشین‌آلات یا فرآیندهای تحت کنترل را ایفا می‌کند. این رابط به گونه‌ای طراحی شده است که تمام اطلاعات مرتبط با وضعیت لحظه‌ای، خطاها، هشدارها و عملکرد اجزای مختلف سیستم را به صورتی گرافیکی، قابل فهم و تعاملی به اپراتور نمایش دهد. HMI معمولاً به پایگاه داده سیستم اسکادا متصل می‌شود و از طریق آن داده‌های مختلفی را دریافت می‌کند، از جمله:

- اطلاعات مربوط به روند فرآیند (Process Trends)
- داده‌های تشخیص عیب (Diagnostic Data)
- اطلاعات مدیریتی و بهره‌برداری (Management Information)
- وضعیت و مقادیر پارامترهای تجهیزات مانند دما، فشار، ولتاژ، جریان و ...

اطلاعات نمایشی در HMI به شکل‌های گوناگونی ارائه می‌شوند، که مهم‌ترین آن‌ها عبارت‌اند از: نمودارهای خطی برای نمایش تغییرات پارامترها در طول زمان، شماتیک‌های فرآیند که اجزای مختلف سیستم را با نمادهای دیجیتال یا انیمیشنی نمایش می‌دهند و نقشه‌های گرافیکی پویا که وضعیت تجهیزات، باز یا بسته بودن سوئیچ‌ها، عملکرد رله‌ها و اینورترها را به صورت بصری نشان می‌دهند.

کاربر انسانی با مشاهده این اطلاعات می‌تواند تصمیم‌گیری سریع و مناسبی برای کنترل فرآیند انجام دهد، از جمله اعمال فرمان‌های روشن/خاموش، تنظیم مقادیر مرجع، یا پاسخ به شرایط اضطراری. این ویژگی باعث افزایش سرعت پاسخگویی، دقت در کنترل و کاهش احتمال خطای انسانی می‌شود. علاوه بر این، HMI‌ها در سیستم‌های مدرن امکان ثبت و آرشیو داده‌ها، تعریف سطوح دسترسی کاربران، و

	فصل دهم: مطالعات سیستم مانیتورینگ طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	---	--

گزارش گیری در قالب فایل های قابل چاپ یا دیجیتال را نیز دارند. برخی از HMI ها دارای صفحه نمایش لمسی، رابط کاربری قابل برنامه ریزی و اتصال به شبکه صنعتی از طریق پروتکل هایی مانند Modbus، Profibus یا Ethernet/IP هستند. در مجموع، HMI نقش حیاتی در نظارت، کنترل و تعامل انسانی با سیستم های اسکادا دارد و با طراحی مناسب آن، می توان بهره وری، ایمنی و قابلیت اطمینان سیستم های صنعتی را به طور چشم گیری افزایش داد.



شکل ۱۰-۲: سیستم رابط کاربری انسان و ماشین.

۱۰-۳-۴ بستر مخابراتی

یک سیستم مخابراتی از سه بخش اصلی تشکیل شده است: فرستنده، گیرنده و کانال مخابراتی. نقش اصلی این سیستم، فراهم کردن امکان انتقال اطلاعات میان نقاط مختلف شبکه قدرت است؛ به ویژه در کاربردهایی مانند کنترل، پایش، یا تبادل داده در سامانه های اسکادا و منابع تولید پراکنده. تمرکز اصلی در طراحی این سیستم، انتخاب نوع کانال مخابراتی مناسب برای انتقال داده ها به نقاط مشخص در شبکه است. کانال های مخابراتی بسته به نوع کاربرد، سطح امنیت مورد نیاز، سرعت انتقال داده، حجم اطلاعات، و همچنین موقعیت جغرافیایی محل نصب تجهیزات، دارای ویژگی های متفاوتی هستند. این

	فصل دهم: مطالعات سیستم مانیتورینگ طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	---	--

تفاوت‌ها در مواردی نظیر قابلیت اطمینان، هزینه‌های پیاده‌سازی، تأخیر انتقال، پهنای باند، و نوع خدمات قابل ارائه مانند ارسال داده، صدا یا تصویر خود را نشان می‌دهند. در جدول ۱-۱۰ می‌توان بعضی مزایا و معایب مربوط به این کانال‌های مخابراتی را مشاهده کرد.

انتخاب بستر مخابراتی مناسب برای منابع تولید پراکنده یک فرآیند حساس و وابسته به تحلیل دقیق نیازهاست. عواملی مانند وجود یا عدم وجود زیرساخت ارتباطی در محل، نوع داده‌های قابل انتقال (بلادرنگ یا غیر بلادرنگ)، سطح دسترسی‌پذیری و امنیت اطلاعات نقش کلیدی در تصمیم‌گیری دارند. به‌طور مثال، در مناطق روستایی یا دورافتاده که زیرساخت‌های پیشرفته در دسترس نیست، استفاده از بسترهایی مانند GPRS یا سیستم‌های رادیویی کم‌هزینه می‌تواند انتخاب مناسبی باشد. این روش‌ها برای انتقال داده‌های ساده و با اولویت پایین مناسب هستند، اما محدودیت‌هایی در سرعت، امنیت و قابلیت اطمینان دارند. در مقابل، در محیط‌هایی که نیاز به ارتباطات ایمن، پایدار و پرسرعت وجود دارد، مانند ارتباط میان اپراتورهای منابع تولید پراکنده و مراکز دیسپاچینگ یا پست‌های فوق توزیع، استفاده از بسترهای مخابراتی پیشرفته‌تری مانند فیبر نوری توصیه می‌شود. فیبر نوری با پهنای باند بالا، تأخیر پایین و امنیت مناسب، امکان تبادل هم‌زمان داده، صوت و تصویر را فراهم می‌آورد و برای مصارف حیاتی و صنعتی ایده‌آل است. در نهایت، طراحی بستر مخابراتی باید بر مبنای یک ارزیابی جامع از نیازمندی‌های عملکردی، امنیتی و اقتصادی انجام گیرد. تنها با چنین رویکردی می‌توان اطمینان حاصل کرد که سیستم ارتباطی، توان پاسخگویی به شرایط مختلف عملیاتی را دارد و انتقال اطلاعات به‌صورت پایدار و ایمن انجام می‌شود.

	فصل دهم: مطالعات سیستم مانیتورینگ طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	---	--

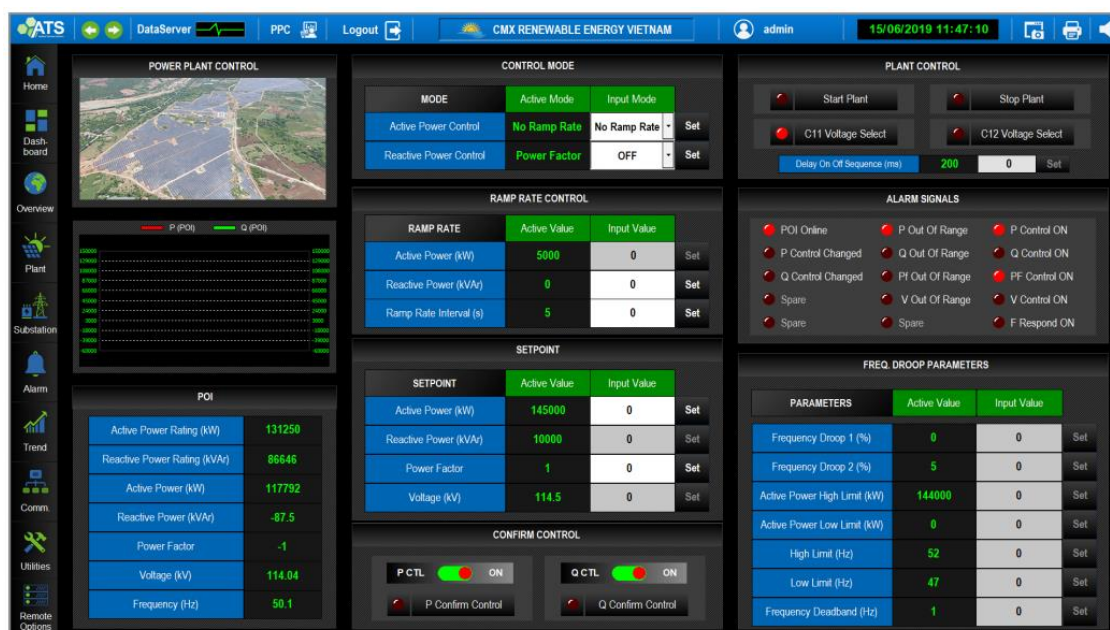
جدول ۱۰-۱: مزایا و معایب بسترهای مخابراتی

بستر انتقال داده	مزایا	معایب
ارتباط خط نیرو	- اقتصادی - مناسب جهت ارتباط واحد به واحد	- برد کوتاه - پهنای باند محدود - در دسترس عموم قرار بودن
ماکروویو	- مقرون به صرفه - ظرفیت کانال بالا - انتقال نرخ داده بالا	- انتقال به صورت دید مستقیم - هزینه نگهداری بالا - ایجاد اثر محوشدگی سیگنال - انتشار چند مسیر
سیستم رادیویی	- کاربرد سیار - مناسب برای مناطق بدون دسترسی	- نویز و تداخل با کانال مجاور - امنیت پایین - تغییر در سرعت کانال
سیستم ماهواره‌ای	- پوشش گسترده منطقه - مناسب برای مناطق دور غیرقابل دسترسی	- کنترل کمتر بر روند انتقال داده - امکان استراق سمع
فیبر نوری	- پهنای باند بالا - نرخ اطلاعات بالا - ایمن به تداخلات الکترومغناطیسی - قابلیت انتقال صدا، داده و تصویر	- تجهیزات تست گران قیمت - پیاده‌سازی و اجرای سخت

۱۰-۳-۵ کنترل کننده نیروگاه

کنترل کننده نیروگاه یا PPC (Power Plant Controller) یک سامانه کنترلی مرکزی است که در نیروگاه‌های فتوولتائیک برای مدیریت، تنظیم و هماهنگ‌سازی عملکرد اینورترها، تجهیزات تولید، و اجزای شبکه به کار می‌رود. وظیفه اصلی PPC کنترل رفتار کلی نیروگاه با هدف تطابق با پارامترهای تعریف شده شبکه، افزایش پایداری سیستم و پاسخ‌گویی به دستورات کنترلی سطح بالا (Setpoints) است. PPC به عنوان واسطه بین سیستم اسکادا (SCADA) و تجهیزات نیروگاهی عمل می‌کند. اپراتورها از طریق سامانه اسکادا مقادیر هدف نظیر توان اکتیو، راکتیو، ضریب توان یا فرکانس را تعیین کرده و این اطلاعات از طریق SCADA به PPC منتقل می‌شوند. سپس PPC این مقادیر را پردازش کرده و در قالب دستورات کنترلی برای اینورترها، ردیاب‌های خورشیدی و سایر تجهیزات ارسال می‌کند تا عملکرد کل نیروگاه مطابق با نیاز شبکه تنظیم شود.

این سامانه علاوه بر کنترل لحظه‌ای تولید، نقش مهمی در حفظ پایداری ولتاژ و فرکانس شبکه دارد، به‌ویژه زمانی که نیروگاه به شبکه سراسری متصل است. PPC با نظارت پیوسته بر شرایط شبکه و پاسخ‌دهی سریع به تغییرات، از وقوع نوسانات ناخواسته جلوگیری کرده و به حفظ تعادل تولید و مصرف کمک می‌کند. از دیگر کاربردهای مهم PPC می‌توان به پشتیبانی از عملیات بهره‌برداری، نگهداری و عیب‌یابی اشاره کرد. این سامانه امکان کنترل از راه دور تجهیزات، اجرای فرآیندهایی مانند راه‌اندازی یا توقف اینورترها، تنظیمات ردیاب‌های خورشیدی، پایش عملکرد و تشخیص خطاها را فراهم می‌سازد. این قابلیت‌ها، به‌ویژه در نیروگاه‌های بزرگ با تجهیزات گسترده و پراکنده، در کاهش زمان واکنش به خدایا و افزایش بهره‌وری نگهداری بسیار مؤثر است.



شکل ۱۰-۳: سیستم کنترل کننده نیروگاه.

۱۰-۳-۶ انتقال تریپ و پایش کلید حفاظتی

یکی از بخش‌های حیاتی در اتوماسیون و نظارت بر شبکه‌های برق، پایش وضعیت کلیدهای حفاظتی مانند بریکرها و سکسیونرها و انتقال به موقع سیگنال تریپ (Transfer Trip) است. نظارت دقیق بر وضعیت کلیدهای ورودی (Incoming) و سایر کلیدها به منظور اطمینان از عملکرد صحیح سیستم و جلوگیری از آسیب‌های احتمالی اهمیت بالایی دارد. در شرایط عادی، رله حفاظتی وظیفه دارد در صورت شناسایی خطا در شبکه، سیگنال تریپ را به کلید حفاظتی مرتبط ارسال کند تا منبع تولید پراکنده یا بخش معیوب شبکه به سرعت از مدار خارج شود. این اتصال معمولاً به صورت مستقیم و از

	فصل دهم: مطالعات سیستم مانیتورینگ طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	
--	---	--

طریق سیم کشی (وایرینگ) در محل نصب تجهیزات انجام می گیرد تا تأخیر و خطا در انتقال سیگنال به حداقل برسد. با این حال، رله های حفاظتی عموماً قابلیت ارسال سیگنال تریپ به فواصل دور را ندارند، لذا برای اطلاع رسانی به مراکز بالادست مانند پست فوق توزیع و مرکز دیسپاچینگ، باید زیرساخت های مخابراتی مناسبی فراهم شود. این زیرساخت ها معمولاً شامل استفاده از مودم های صنعتی و بسترهای مخابراتی مختلف مانند GPRS، LTE، فیبر نوری و غیره است که بسته به پوشش شبکه و شرایط منطقه انتخاب می شوند. به عنوان نمونه، در مناطقی که تحت پوشش شبکه GPRS هستند، مودم های GPRS جهت انتقال سیگنال تریپ از رله به RTU و سپس از RTU به پست فوق توزیع یا مرکز کنترل کاربرد دارند.

در پست فوق توزیع بالادست، سیگنال های ارسال شده از RTU با استفاده از مودم های وایرلس یا گیرنده های مخابراتی دریافت شده و وضعیت کلیدها به صورت لحظه ای پایش می شود. تبادل اطلاعات بین تجهیزات مختلف باید با رعایت پروتکل های استاندارد صنعتی مانند IEC 60870-5-104 یا DNP3 انجام شود تا سازگاری کامل با سیستم های موجود در مرکز دیسپاچینگ حفظ گردد. در صورت نیاز به نظارت مستقیم و نمایش وضعیت تریپ بر روی کامپیوتر محلی، می توان از خروجی RS-232 رله حفاظتی بهره برد. این روش اتصال به صورت نقطه به نقطه (Point-to-Point) است و با استفاده از نرم افزارهای مانیتورینگ تخصصی، اپراتورها قادر خواهند بود وضعیت تریپ را به صورت زنده مشاهده و مدیریت کنند.

۱۰-۳-۷ درگاه ارتباطی

در شبکه های توزیع و انتقال داده های نیروگاهی، درگاه ارتباطی یا Gateway نقش بسیار مهمی ایفا می کند. همان طور که پیش تر اشاره شد، بسیاری از پست های فوق توزیع امروزه تحت پوشش بستر فیبر نوری قرار دارند و اطلاعات منابع تولید پراکنده از طریق RTU و مودم های وایرلس به این پست ها منتقل می شوند. برای اتصال این داده ها به مرکز کنترل یا دیسپاچینگ، نیاز به یک واسطه ارتباطی است که این وظیفه را درگاه ارتباطی یا Gateway بر عهده دارد. Gateway به عنوان پل ارتباطی بین دو بستر مختلف مخابراتی عمل می کند؛ به این صورت که داده های دریافت شده از RTU از طریق بسترهایی مانند وایرلس، GPRS یا GSM را دریافت و پس از تبدیل و تطبیق پروتکل، از طریق بسترهای دیگر مانند فیبر نوری یا شبکه IP به مرکز دیسپاچینگ ارسال می کند. ویژگی های اصلی Gateway عبارتند از:

- تبدیل سیگنال و تطبیق داده‌ها بین دو بستر مخابراتی متفاوت؛ برای مثال انتقال داده‌ها از بستر وایرلس به فیبر نوری.
- هماهنگی و تطبیق پروتکل‌ها و فرمت داده‌ها به منظور سازگاری کامل با سیستم‌های مرکز دیسپاچینگ.
- افزایش امنیت و اطمینان در انتقال داده‌ها با استفاده از مکانیزم‌های حفاظتی مناسب.
- مدیریت مسیرهای انتقال اطلاعات بر اساس اهمیت و نوع داده‌ها، به گونه‌ای که داده‌های بحرانی و حساس با اولویت و امنیت بالاتر منتقل شوند.

۱۰-۴ ایستگاه هواشناسی

ایستگاه‌های هواشناسی یا ایستگاه‌های متئورولوژیکی (Meteorological) نقش بسیار مهمی در بهینه‌سازی عملکرد نیروگاه‌های خورشیدی ایفا می‌کنند؛ چرا که کارایی این نیروگاه‌ها به شدت به شرایط آب‌وهوایی وابسته است. این ایستگاه‌ها متشکل از مجموعه‌ای از سنسورهای هواشناسی هستند که پارامترهای مختلف جوی را اندازه‌گیری و تحلیل می‌کنند تا بتوانند اطلاعات دقیق و به‌روز را برای مدیریت بهتر نیروگاه فراهم آورند. کنترل‌کننده نیروگاه از طریق ارتباط RS485 با این سنسورها متصل می‌شود و داده‌های جمع‌آوری شده را دریافت کرده و به سیستم مانیتورینگ انتقال می‌دهد. یک نمونه از مانیتورینگ ایستگاه هواشناسی در شکل ۱۰-۴ نشان داده شده است.



شکل ۱۰-۴: سیستم ایستگاه هواشناسی.

	فصل دهم: مطالعات سیستم مانیتورینگ طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	
--	---	--

انواع سنسورهای هواشناسی که در نیروگاه‌های خورشیدی به کار می‌روند عبارتند از:

- سنسور تابش خورشیدی

تابش خورشید منبع اصلی انرژی در نیروگاه‌های خورشیدی است و اندازه‌گیری دقیق آن نقش کلیدی در تخمین میزان انرژی تولیدی دارد. برای این منظور از پیرانومتر (Pyranometer) جهت اندازه‌گیری تابش کلی (GHI) مطابق با استاندارد ISO 9060 Class A/B و از پیرهلیومتر (Pyrheliometer) برای اندازه‌گیری تابش مستقیم (DNI) طبق استاندارد ISO 9060 استفاده می‌شود.

- سنسور دمای ماژول

دمای ماژول خورشیدی را با اتصال این سنسور به پشت پنل اندازه‌گیری می‌کنند. این داده برای برآورد تلفات ناشی از دمای بالای ماژول بسیار مهم است. در نیروگاه‌های خورشیدی، برای اندازه‌گیری دقیق دمای ماژول خورشیدی، از سنسورهای دما با دقت ± 0.5 درجه سانتی‌گراد استفاده می‌شود.

- سنسور دمای محیط

اندازه‌گیری دمای محیط یکی از فاکتورهای مهم در تحلیل عملکرد پنل‌های خورشیدی است، زیرا افزایش دما می‌تواند موجب کاهش بازدهی سیستم شود. تحقیقات نشان می‌دهد که به ازای هر یک درجه سانتی‌گراد افزایش دمای محیط، راندمان یک ماژول خورشیدی به‌طور میانگین حدود 0.5 درصد کاهش می‌یابد. در نیروگاه‌های خورشیدی، برای اندازه‌گیری دقیق دمای محیط و پنل، از سنسورهای دما با دقت ± 0.5 درجه سانتی‌گراد استفاده می‌شود.

- سنسور سرعت و جهت باد

سنسورهای اندازه‌گیری سرعت و جهت باد نقش کلیدی در ردیابی و پیش‌بینی الگوهای جوی دارند که می‌توانند به‌طور مستقیم بر عملکرد نیروگاه خورشیدی تأثیر بگذارند. باد به عنوان یک عامل خنک‌کننده طبیعی عمل کرده و می‌تواند دمای ماژول‌های خورشیدی را کاهش دهد، که این امر منجر به بهبود بازدهی تولید انرژی می‌شود. برای این منظور، از انومتر (Anemometer) مطابق با استاندارد IEC 61400-12-1 جهت اندازه‌گیری دقیق سرعت و جهت باد استفاده می‌شود.

- سنسور رطوبت

	فصل دهم: مطالعات سیستم مانیتورینگ طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور
--	---	--

سنسورهای رطوبت دستگاه‌هایی هستند که میزان رطوبت نسبی هوا را در محیط اندازه‌گیری می‌کنند. رطوبت بالا می‌تواند موجب خوردگی، کاهش طول عمر تجهیزات و اختلال در عملکرد الکترونیکی آن‌ها شود.

• سایر سنسورهای محیطی

علاوه بر حسگرهای اصلی مانند تابش، دما، باد و رطوبت، برخی از نیروگاه‌های خورشیدی از سنسورهای محیطی تکمیلی نیز برای بهبود پایش شرایط جوی و افزایش بهره‌وری سیستم استفاده می‌کنند. از جمله این سنسورها می‌توان به گیج فشار برای اندازه‌گیری فشار اتمسفری و گیج باران (Rain Gauge) برای سنجش میزان بارندگی اشاره کرد. این اطلاعات به اپراتورهای نیروگاه کمک می‌کند تا شرایط آب‌وهوایی را به‌صورت دقیق پایش کرده و تنظیمات بهره‌برداری نیروگاه را به‌گونه‌ای اعمال کنند که عملکرد سیستم در شرایط مختلف جوی بهینه باقی بماند. بارش در انواع مختلف خود می‌تواند اثرات مثبت یا منفی بر نیروگاه خورشیدی داشته باشد؛ به‌عنوان مثال، بارندگی کم ممکن است منجر به افزایش آلودگی سطح پنل‌ها و کاهش تولید شود، در حالی که بارش شدید تگرگ می‌تواند آسیب جدی به پنل‌ها و تجهیزات وارد کند. همچنین، سنسورهای خاک‌نشانی (Soiling Sensors) که به‌عنوان سنسورهای گردوغبار نیز شناخته می‌شوند، برای اندازه‌گیری میزان آلودگی و کثیفی سطح پنل‌ها به کار می‌روند. این سنسورها کمک می‌کنند تا اپراتورها بتوانند زمان‌بندی بهینه برای شست‌وشوی پنل‌ها را برنامه‌ریزی کرده و از تلفات ناشی از کاهش جذب تابش خورشیدی جلوگیری نمایند.

فصل یازدهم

۱۱. نتیجه گیری

	فصل یازدهم: نتیجه گیری طرح اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی	نیروشید شرکت مهندسی مشاور 
---	---	--

۱۱-۱ جمع بندی و نتیجه گیری

بر اساس مطالعات فنی انجام شده در حوزه های پخش بار، تکپیشامدها، اتصال کوتاه، تحلیل شبه دینامیکی، پایداری گذرا، کیفیت توان و هارمونیک ها، سیستم حفاظت، سیستم زمین و سیستم مانیتورینگ، نتایج نشان می دهد که طرح اتصال پیشنهادی از لحاظ فنی مورد تأیید می باشد.

مطابق بررسی های صورت گرفته، نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی آبیگ متعلق به شرکت سیمان آبیگ، به صورت اتصال شعاعی از طریق احداث یک خط 20 کیلوولتی با هادی هاینا به طول تقریبی 0.64 کیلومتر، همراه با توسعه فیدر و فیدرخانه 20 کیلوولتی، به باسبار 20 کیلوولت پست 63/20 کیلوولتی آبیگ متصل خواهد شد. حضور این نیروگاه تأثیر مثبتی بر کاهش بارگیری ترانسفورماتورهای پست آبیگ، بهبود پروفیل ولتاژ باسبارهای این پست و کمک به پیک سایی در شرایط پرباری شبکه خواهد داشت.