УДК: 621.316.012

Душан Вукотић[1*], Божидар Ћирић[1], Стојан Шишкоски[1]

Еволуција концепта аутоматизације кабловске средњенапонске електродистрибутивне мреже

[1]„Електродистрибуција Србије” д. о. о. Београд, Србија

https://doi.org/10.18485/epij.2025.3.2.2
Стручни рад

Кључне поруке

- Аутоматизација средњенапонске (СН) електродистрибутивне мреже је окосница интелигентних мрежа
- Потребно је да се досадашњи примењени концепт аутоматизације СН електродистрибутивне мреже значајно унапреди
- Унапређени концепт аутоматизације СН електродистрибутивне мреже омогућава ефикасну рестаурацију напајања крајњих корисника након појаве квара

Кратак садржај

Пре више од две деценије, за електродистрибутивно подручје Београда усвојен је концепт аутоматизације средњенапонске (СН) електродистрибутивне (ЕД) мреже, који је био почетна основа за њену даљу интензивну аутоматизацију. Концепција СН ЕД мреже се пре свега заснивала на децентрализованом концепту, где је велики број елемената био планиран за интеграцију у Систем даљинског управљања (СДУ), са могућношћу активирања стандардних предефинисаних функција локалне аутоматике. Током последње деценије дошло је до значајног функционалног унапређења опреме за аутоматизацију СН ЕД мреже, услед интензивне дигитализације. Стога је било потребно редефинисати даље правце у смислу унапређења постојећег концепта аутоматизације, где би се велики број постојећих и нових аутоматизованих тачака у оквиру СН ЕД мреже ефикасно интегрисао у СДУ. Такође, захтеви у погледу све веће поузданости СН ЕД мреже довели су до ситуације да је потребно повећати степен њене аутоматизације, али и да се обезбеди далеко већи степен координације између уграђене опреме за аутоматизацију СН ЕД мреже. Из наведених разлога било је неопходно започети са применом нових савремених концепата напредне аутоматизације СН ЕД мреже, који су били подржани најновијом генерацијом опреме и решења највећих светских произвођача опреме. Једно решење је обухватало примену полудецентрализоване концепције са мрежним контролерима, док је друго решење обухватало примену решења без мрежног контролера са предефинисаним апликативним алгоритмом у оквиру уграђене и интегрисане опреме за аутоматизацију СН ЕД мреже. Оба решења су значајно подигла степен аутоматизације кабловске СН ЕД мреже у централним деловима града, где је изузетно велико специфично површинско оптерећење, а самим тим обухваћен је велики број крајњих купаца реализованим решењима. У раду је дата упоредна анализа примењених решења, при чему је дат посебан осврт на све уочене предности примењених решења, али и уочене недостатке.

Кључне речи

Интелигентне мреже, напредна аутоматизација, СН мрежа

Примљено: 24. фебруар 2025. Рецензирано: 3. јун 2025.
Измењено: 9. јул 2025. Одобрено: 18. јул 2025.
*Кореспондирајући аутор: Душан Вукотић, +381 64 834 2210
Имејл: dusan.vukotic@es.rs

Напомена:

Овај чланак представља проширену, унапређену и додатно рецензирану верзију рада „*Упоредна анализа примењених решења напредне аутоматизације СН ЕД мреже*“, награђеног у Стручној комисији СТК-3 *Заштита и управљање електродистрибутивним мрежама,* на 14. Саветовању CIRED Србија, Копаоник, 16-20. септембра 2024. године

COBISS.SR-ID 172891913 © ЕПС АД Београд. All rights reserved

1. УВОД

У тренутку када је интеграција дистрибуиране производње у оквиру електродистрибутивне мреже на свим напонским нивоима практично дошла до критичних нивоа, аутоматизација дистрибутивне електродистрибутивне мреже као основа за интеграцију добија на све већем значају. Практично је од самог почетка примене концепција интелигентних мрежа (*Smart Grids*) било јасно да аутоматизација електродистрибутивне мреже представља основу за даљи развој и њихову широку примену. Нажалост, приликом развоја и примене интелигентних мрежа приступило се имплементацији неких њихових других сегмената, као што је нпр. Реализација система AMI (*Advanced Metering Insfrastructure)* кроз масовну замену (*Roll-out*) постојећих електромеханичких бројила интелигентним бројилима (*Smart Meters*). У последње време дошло се до закључка да је аутоматизација мреже круцијална за обезбеђивање масовне интеграције дистрибуиране производње у електродистрибутивну мрежу, пре свега јер она у себи обједињује основни фундамент интелигентних мрежа који се огледа у потпуној интеграцији енергетских и телекомуникационих ресурса које поседује једно електропривредно предузеће. Такве мреже постају основ за ефикасно управљање активним дистрибутивним мрежама, пред којима се постављају вишеструки изазови. Они су у последње време оличени у потреби да се обезбеди потребна флексибилност у оквиру електродистрибутивних мрежа. Предстојеће стање мреже, као и промена карактера електродистрибутивне мреже из пасивне у активну мрежу, захтева пре свега интензивну модернизацију СН ЕД мреже, у оквиру које је „Електродистрибуција Србије" као оператор дистрибутивног система (ОДС) у Републици Србији планирала да велика финансијска средства уложи у њену модернизацију. Модернизација у циљу аутоматизације СН ЕД мреже започела је пре више од двадесет година, када је усвојена иницијална концепција управљања СН електродистрибутивном мрежом на конзумном подручју Београда, [1]. У претходне две деценије спроведене су две фазе имплементације аутоматизације СН ЕД мреже на конзумном подручју Београда. У првој фази уведена су решења децентрализованог надзора и управљања на надземној СН електродистрибутивној мрежи, увођењем реклозера и даљински управљивих склопка-растављача и њиховом интеграцијом у Систем даљинског управљања (СДУ). У другој фази вршена је уградња аутоматизованих СН блокова типа RMU (*Ring Main Unit*), са уграђеним даљинским станицама у којима су реализоване функције локалне аутоматике. Након ове две фазе, када се у великој мери од стране ОДС-а овладало примењеним концептом аутоматизације СН ЕД мреже кроз имплементацију посебног система за даљински надзор и управљања над СН ЕД мрежом, стекли су се сви услови да се процес аутоматизације СН ЕД помери ка наредној, вишој фази. Кроз примену напредне аутоматизације СН ЕД мреже која се базира на полуцентрализованом концепту у односу на SCADA систем, очекује се заокруживање жељеног концепта интелигентних мрежа у погледу циљне аутоматизације.

Важно је истаћи да свака примењена концепција аутоматизације СН ЕД мреже има ограничења у погледу жељеног степена аутоматизације, јер је практично нерентабилно покрити аутоматизацијом све објекте у оквиру СН ЕД мреже, а често то није могуће из техничких разлога; пре свега због постојања електроенергетских објеката у приватном власништву, где је електродистрибутивно предузеће, и поред евидентне потребе, законски спречено да инвестира у електроенергетске објекте који нису у њеном власништву. Такође, постоје и техничка ограничења где, на пример, није могуће извршити аутоматизацију стубних трансформаторских станица, а чији је број велики у електродистрибутивној мрежи. Светска искуства указују да је могуће у потпуности извршити аутоматизацију СН ЕД мреже само у случају кабловске мреже, тамо где је она концепцијски развијана [2–6].

У раду је на систематизован начин дат преглед примењене концепције аутоматизације СН ЕД мреже, док је у оквиру посебних тачака дат посебан приказ примењених полуцентрализованих решења напредне аутоматизације СН ЕД мреже. Издвојена је посебна тачка у којој су дати прикази и анализе појединих случајева реаговања решења напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају појаве разних случајева кварова на појединим елементима СН ЕД мреже.

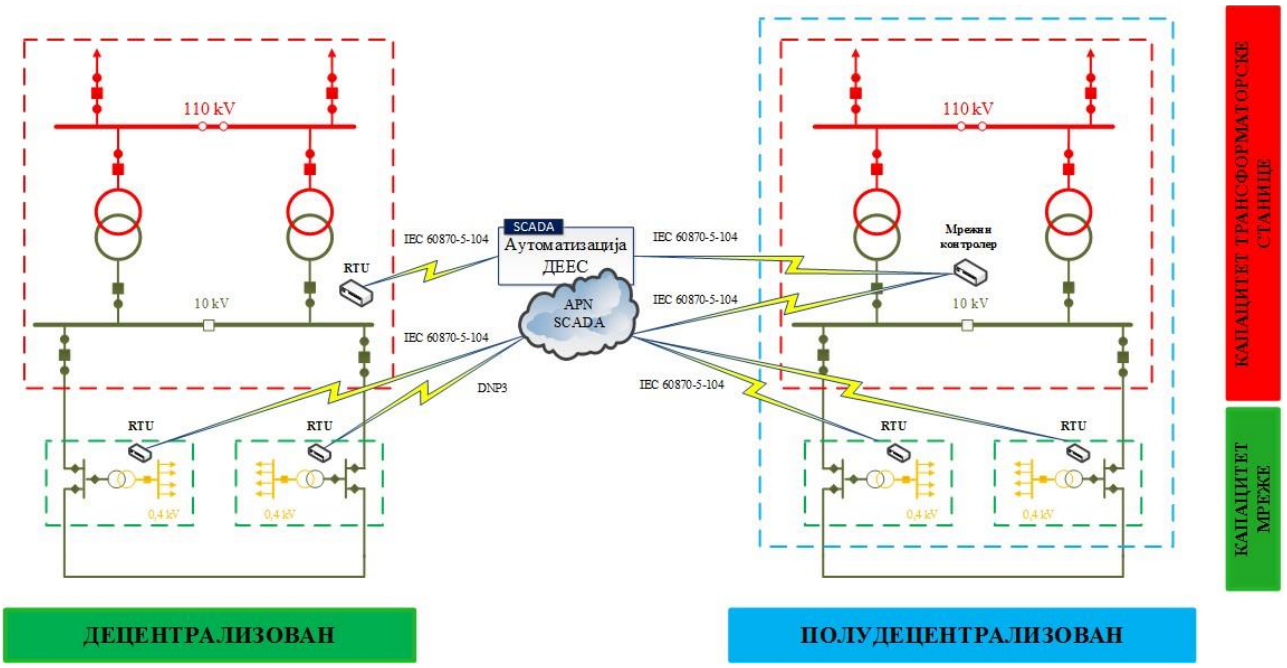
2. КОНЦЕПЦИЈЕ АУТОМАТИЗАЦИЈЕ СН ЕД МРЕЖЕ

Као што је напоменуто, реализовани пројекти аутоматизације СН ЕД мреже у претходне две деценије на конзумном подручју Београда базирани су првобитно на децентрализованој, а у последње време на полудецентрализованој концепцији аутоматизације СН ЕД мреже, као што је приказано на Слици 1. Реализоване нове платформе обезбеђују напредну (интелигентну) аутоматизацију СН ЕД пре свега у циљу повећања поузданости и расположивости електродистрибутивног система, што треба у крајњој инстанци да омогући сигурно и поуздано снабдевање крајњих корисника на циљним конзумним подручјима која су обухваћена реализованим решењима. Реализовани пројекти аутоматизације СН ЕД мреже се заснивају на примени утврђеног концепта „Самооптимизирајуће мреже" (*Self-Optimising Grid*, SOG или *Self-Healing Grid*, SHG), који се код различитих произвођача опреме и система другачије називају, пре свега из маркетиншких разлога. Реализовани пројекти аутоматизације СН ЕД мреже представљају иновативна и интелигентна решења која комбинују аутоматизацију СН ЕД мреже и децентрализоване апликације за даљински надзор и управљање СН ЕД мреже, које су реализоване у оквиру мрежних контролера у напојним трансформаторским станицама ВН/СН или СН/СН или у самим даљинским станицама које извршавају управљачке акције према предефинисаном алгоритму.

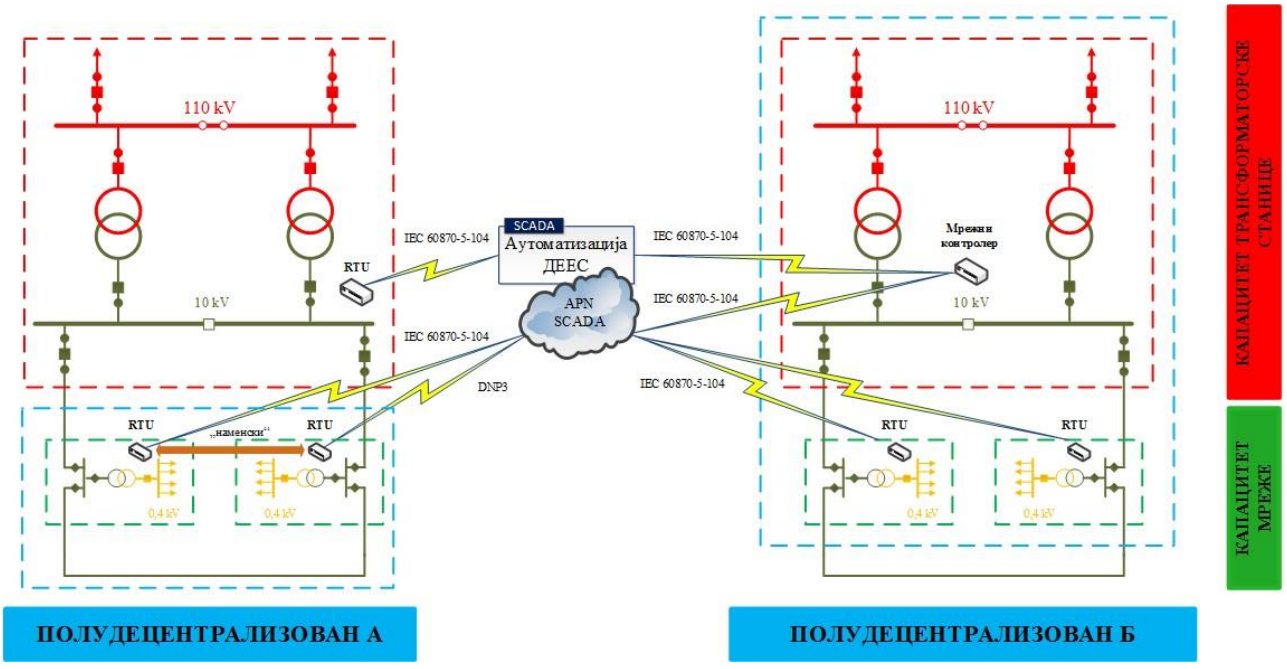
На Слици 2 приказане су обе подваријанте полудецентрализованог решења: Варијанта А и

© ЕПС АД Београд All rights reserved

Варијанта Б. Варијанта А обухвата решење где је алгоритам полудецентрализованог решења имплементиран у једној од даљинских станица које покривају целокупан аутоматизован СН извод, при чему даљинске станице међусобно комуницирају преко 3G/LTE мреже мобилног оператера путем оптимизованог (*Peer-To-Peer*) протокола, који је код овог произвођача стандардан DNP3 протокол.



Слика 1. Примењене концепције аутоматизације СН ЕД мреже



Слика 2. Примењена решења полуцентрализоване концепције аутоматизације СН ЕД мреже

Са друге стране, Варијанта Б обухвата решење у коме је алгоритам полудецентрализованог решења имплементиран у надређеном мрежном контролеру који је реализован у оквиру интегрисаног система заштите и управљања у напојној трансформаторској станици ВН/СН или СН/НН. Без обзира која је варијанта полудецентрализованог решења примењена у СН ЕД мрежи, део мреже која је обухваћена

© ЕПС АД Београд All rights reserved

напредном аутоматизацијом треба да поседује могућност да деоницу мреже која је погођена кваром изолује у најкраћем могућем временском периоду (до пар секунди), а да сви остали или највећи могући број крајњих купаца који се напају преко осталих деоница СН извода које нису погођене кваром рестаурира напајање за мање од 30 секунди.

Након додатне детекције у оквиру деонице погођене кваром, врши се микролоцирање секције у квару, након чега се враћа напајање свим крајњим купцима. Током одређивања микролокације деонице у квару, апликација се блокира из разлога што је потребно даљинским путем и ручним манипулацијама на елементима који се налазе у неаутоматизованим ТС СН/НН детектовати секцију у квару. Након поправке квара, границе напајања се враћају на сталне границе (NOP – *Normal Open Point*), и након тога се апликација поново активира. У обе варијанте, примењена решења полудецентрализоване аутоматизације СН ЕД мреже се базирају на примени функције аутоматске реконфигурације СН водова у циљу рестаурације погона након квара, при чему треба да обезбеде следеће, [2-13]:

- изоловање секције (скуп деоница) погођене кваром, који је настао на СН дистрибутивном воду;
- реконфигурација СН вода затварањем расклопног апарата на сталној граници (NOP);
- рестаурација напајања СН секција које нису погођене кваром, поновним укључивањем расклопних апарата;
- постизање побољшања показатеља поузданости СН мреже (SAIDI, SAIFI, CAIDI, ENS);
- омогућавање једноставног конфигурисања и проширење система новим аутоматизованим СН постројењима;
- обезбеђивање неопходне сигурности и постизања оптималног нивоа поузданости за критичне потрошаче;
- обезбеђивање ефикасне интеграције даљинских станица путем стандардних протокола са надређеним центром управљања.

3. ПОЛУДЕЦЕНТРАЛИЗОВАНА АУТОМАТИЗАЦИЈА СН ЕД МРЕЖЕ – ВАРИЈАНТА А

Систем за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже који је реализован по принципу полудецентрализованог решења на централном делу дистрибутивног подручја Београда, базира се на решењу у коме је омогућена само хоризонтална комуникација између даљинских станица у аутоматизованим СН постројењима дуж једног СН вода, при чему не постоји комуникација са системима за даљински надзор и управљање у оквиру напојних трансформаторских станица ВН/СН и СН/СН, [14]. Важно је напоменути да је у основи задржан основни концепт аутоматизације СН мреже, где се подразумева да надређени центар управљања има директну надлежност у погледу надзора и управљања над уграђеним аутоматизованим СН постројењима типа RMU, са припадајућим даљинским станицама. Будући да у решењу Варијанте А не постоји комуникација са напојном трансформаторском станицом, самим тим не постоји посебно реализован мрежни контролер за потребе реализације Система за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже, већ једна од даљинских станица преузима улогу мрежног контролера (по правилу даљинска станица уграђена на сталној граници (NOP) и одговорна је за извршење логичких шема за потребе спровођења управљачких акција над обухваћеним СН изводом.

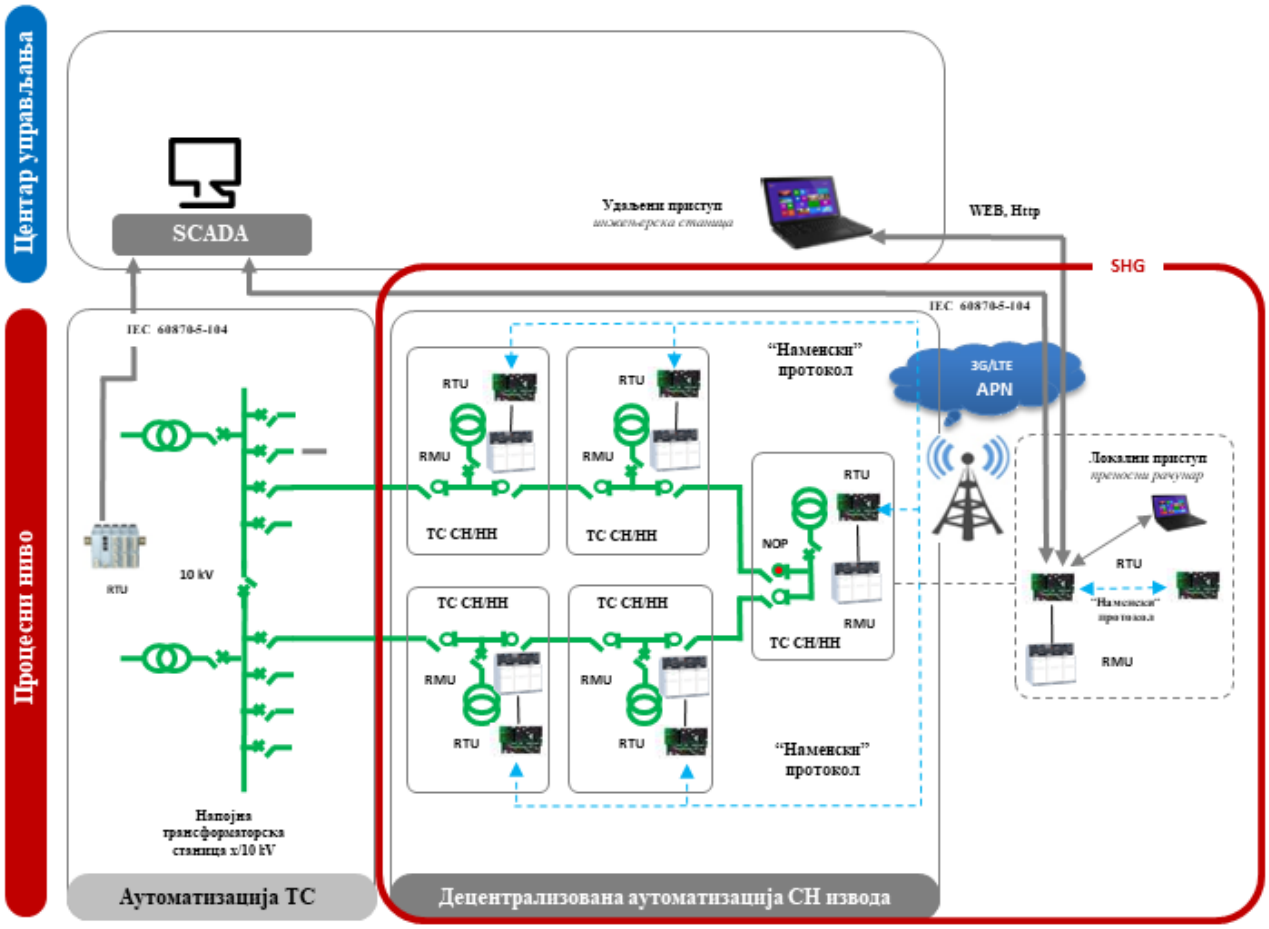
На Слици 3 приказан је део СН ЕД мреже над којим је примењено полудецентрализовано решење у Варијанти А, на којој је могуће уочити комуникационе везе за потребе хоризонталне комуникације (*Peer-To-Peer*) између даљинских станица дуж СН вода, као и комуникационе везе за потребе даљинског надзора и управљања од стране надређеног центра управљања.

Важно је напоменути да даљинске станице у оквиру овог решења симултано међусобно комуницирају, као и са надређеним центром, при чему се врши паралелно прикупљање процесних величина и извршавање команди. У сваком тренутку, надређени центар управљања добија потпун скуп процесних информација из Система за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже, док даљинске станице, које преузимају функцију мрежног контролера по делу СН ЕД мреже, добијају само неопходан скуп процесних информација за потребе извршавања предефинисаних логичких командних шема над циљним делом СН мреже. Циљно решење Система за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже обухватило је, пре свега, замену СН металом оклопљених ваздухом изолованих постројења, али и дотрајалих СН постројења са зиданим ћелијама, савременим СН постројењима типа RMU.

Поред замене постојећих СН постројења савременим, комплетно аутоматизованим СН постројењима са даљинским станицама, на појединим деловима мреже који су обухваћени Системом за напредну аутоматизацију СН мреже појавила се и потреба да се постојеће даљинске станице старије генерације истог произвођача замене даљинским станицама најновије генерације. На тај начин постигнута је униформност у погледу уградње даљинских станица истог типа дуж СН вода, будући да је предвиђену „*Peer-To-Peer*“ комуникацију могуће остварити само између даљинских станица истог модела. Важно је напоменути да се на претходној слици уочава да се решење полудецентрализоване аутоматизације СН водова базира на решењу где је мрежни контролер активиран у једној од даљинских станица, спроводи крајње самостално жељене манипулације у циљу рестаурације погона без интеракције са СН изводима у напојним дистрибутивним трансформаторским станицама x/10 kV. Будући да нема интеракције са системом заштите и системом даљинског надзора и управљања у напојним дистрибутивним трансформаторским станицама x/10 kV, ово решење је погодно за реализацију на СН изводима на којима су уграђени електромеханички заштитни уређаји. У складу са постављеном методологијом избора циљних делова

© ЕПС АД Београд All rights reserved

СН мреже који треба да буду обухваћеним овим решењем напредне аутоматизације, СН ЕД мрежа мора да буде реализована и обликована по концепцији као СН међуповезног вода или СН вода у облику петље, где даљинска станица која је уграђена на сталној граници (*Normal Opened Point*, NOP) мора да буде дефинисана као главна тачка, односно тачка у којој даљинска станица преузима функцију мрежног контролера над тим делом СН мреже.



Слика 3. Обухват СН вода полуцентрализованим решењем аутоматизације СН ЕД мреже

На основу претходно поменутог, важно је истаћи да ово предметно решење полудецентрализоване аутоматизације СН водова није могуће реализовати опремом и даљинским станицама других произвођача управо због потребе да се оствари хоризонтална комуникација по принципу „*Peer-To-Peer*“. Циљна хоризонтална комуникација искључиво се реализује између даљинских станица модела истог произвођача, чијом је опремом реализовано предметно решење.

На Слици 4 приказан је један део СН ЕД мреже који је обухваћен решењем напредне аутоматизације, где се може видети да је решење потпуно аутономно и да је практично декупловано у односу на цео реализовани систем за напредну аутоматизацију на једном ограниченом делу мреже.

Такође, важно је истаћи да предметни извод има 5 (пет) аутоматизованих ТС СН/НН, при чему свака од њих има по једну додељену улогу према којој учествује у примењеном алгоритму (крајњи (почетни) чвор, радни чвор (средњи чвор) и главни чвор). Додељене улоге се дуплирају на једном СН изводу, где само главни чвор није дуплиран, јер он има јединствену улогу у реализованом решењу. Наравно, у случају примене потпуне аутоматизације СН извода, тада су радни чворови дуж СН извода дуплирани у потребном броју.

На Слици 5 приказан је HMI приказ једног дела мреже, на којој се могу видети додељене улоге у оквиру примењеног алгоритма на једном СН изводу, као и функционалност у односу на могућност промене појединачних улога.

© ЕПС АД Београд All rights reserved

Слика 4. Географски приказ једног дела СН ЕД мреже обухваћеног решењем напредне аутоматизације

Слика 5. HMI приказ на SCADA систему једног дела СН мреже обухваћеног решењем напредне аутоматизације

4. ПОЛУДЕЦЕНТРАЛИЗОВАНА АУТОМАТИЗАЦИЈА СН ЕД МРЕЖЕ – ВАРИЈАНТА Б

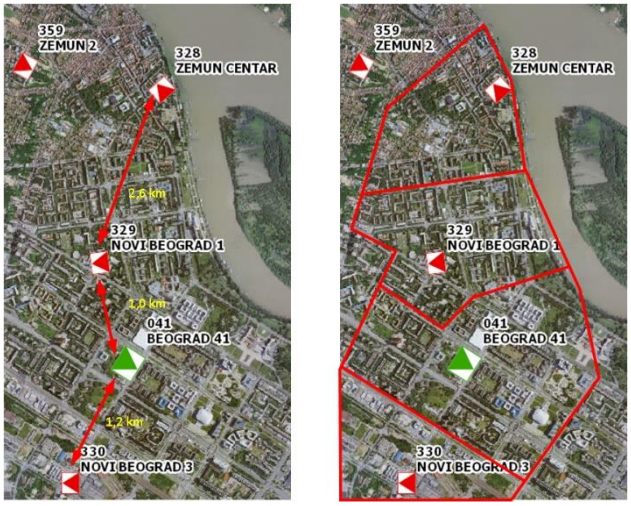
Системом за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже који се базира на Варијанти Б покривене су четири напојне трансформаторске станице на подручју Новог Београд и Земуна: ТС 110/10 kV „Београд 41 – Блок 32”, ТС 35/10 kV „Нови Београд 1”, „Нови Београд 3” и „Земун Центар”, у којима су инсталирани мрежни контролери, [1, 2]. Такође, систем обухвата и циљне, карактеристичне изводе СН на појединим деловима њихових конзумних подручја, на којима је укупно уграђено 30 аутоматизованих трансформаторских станица СН/НН, при чему је интегрисано у систем и пет постојећих ТС СН/НН које су до тада радиле у децентрализованом концепту аутоматизације. Аутоматизација циљних трансформаторских станица СН/НН је подразумевала замену постојећих СН постројења у њима, као и одговарајућих даљинских станица које преко посебних комуникационих протокола обезбеђују жељену функционалност напредне аутоматизације СН ЕД. Важно је напоменути да је избор конзумног подручја који је обухваћен реализованим системом вршен по више критеријума (број крајњих купаца, оптимална конфигурација СН ЕД мреже, густина оптерећења итд.), али да је опредељујући критеријум био број инсталираних система изабраног произвођача који подржава концепт напредне аутоматизације СН ЕД мреже.

© ЕПС АД Београд All rights reserved

На Сликама 6 (а, б) приказано је конзумно подручје Новог Београда и Земуна, које је обухваћено реализованим решењем напредне аутоматизације СН ЕД мреже, као и обухвати конзумних подручја појединих напојних трансформаторских станица, као и међусобне дужине између самих локација напојних трансформаторских станица. Важно је напоменути да овакво изабрано циљно конзумно подручје има потенцијал ширења и на околне напојне трансформаторске станице, чиме је могуће покрити велики део Новог Београда у делу од река Саве и Дунава према Земуну. Ограничавајући фактор у даљем ширењу система представља тренутно ограничење примењеног алгоритма, по коме у алгоритму који је имплементиран по једном мрежном контролеру може да буде обухваћено највише 50 расклопних елемената у покривеној СН ЕД мрежи.

Као што је раније напоменуто, у циљу доношења правовремених одлука приликом управљања електродистрибутивном мрежом, користећи пре свега концепте полуцентрализованог решења, а у крајњој инстанци и централизованог управљања, знатно се усложњава обрада процесних информација које се сада прикупљају у далеко већем обиму.

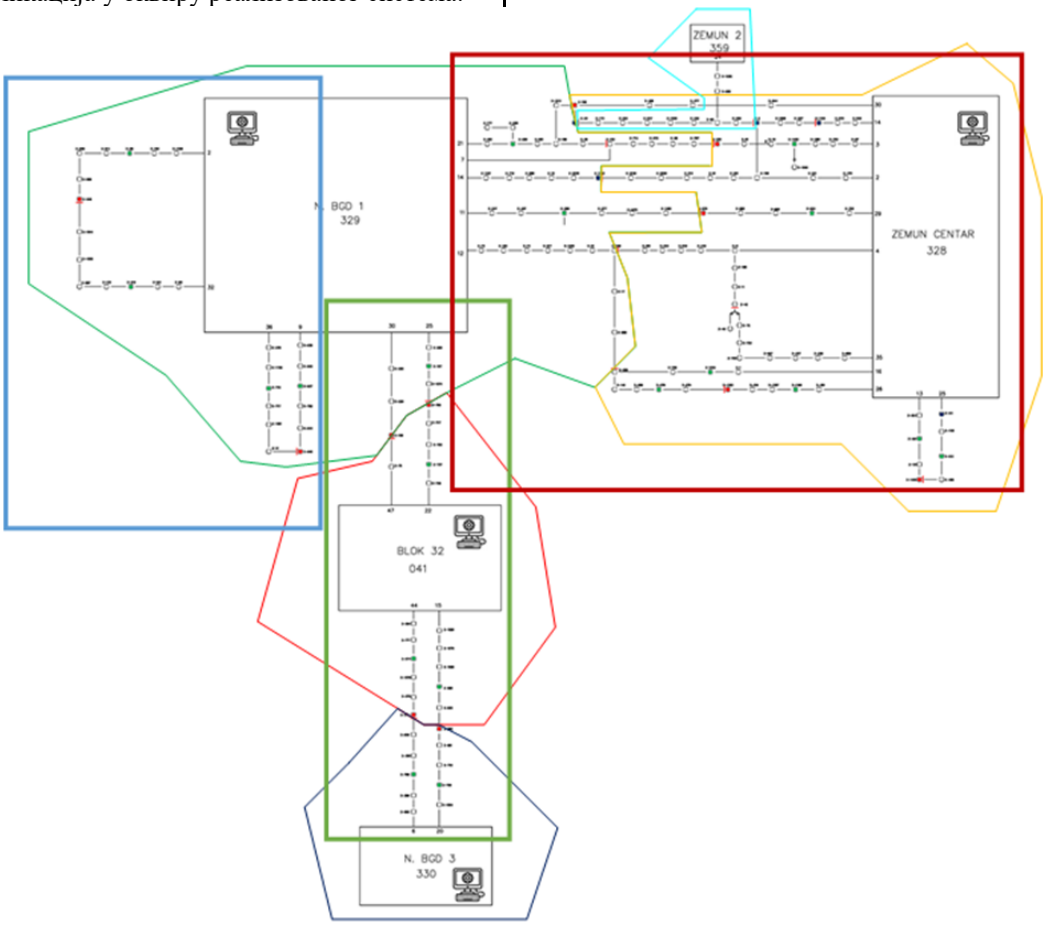
Са друге стране, знатно већи обухват процесних информација из реализованог система, омогућава избор оптималног сценарија управљања, али и надоградњу система у циљу активирања расположивих мрежних апликација у оквиру реализованог система.



а) Локације напојних ТС *б)* Конзумна подручја напојних ТС

Слика 6. Конзумно подручје обухваћено једним од решења за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже

На Слици 7 приказан је обухват СН ЕД мреже од стране активираних мрежних контролера у напојним трансформаторским станицама.



Слика 7. Приказ конзумних подручја напојних ТС и надређености од стране мрежних контролера

© ЕПС АД Београд All rights reserved

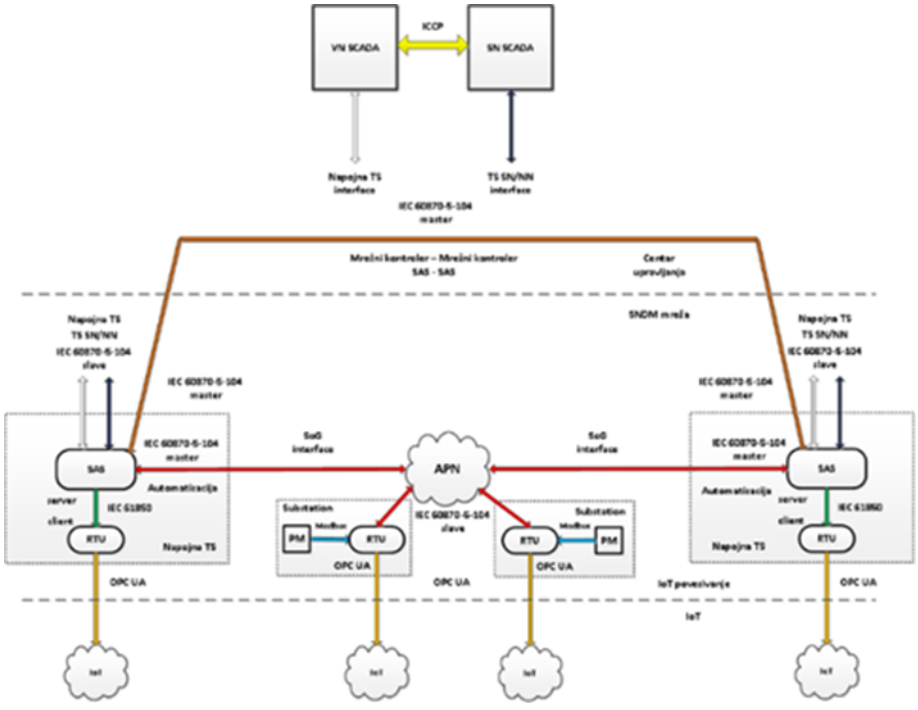
У оквиру реализованих мрежних контролера, инсталиране су мрежне апликације описане у наставку, које својом функционалношћу заокружују концепт напредне аутоматизације СН ЕД мреже.

У оквиру циљног концепта интелигентних мрежа (*Smart Grids*) који је предмет реализације, постоје следеће функције: самооздрављење мреже (*Self-Healing*), управљање потрошњом (*Load Management*), аутоматско пребацивање извора напајања (*Automatic Source Transfer*), смањење преоптерећења (*Overload Reduction*) и подручна контрола напона (*Area Voltage Control*), [15].

Наведене мрежне апликације су од великог интереса за примену у оквиру СН ЕД мрежа, али акценат у досадашњој реализацији система за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже дат је на примени само прве мрежне апликације самооздрављења мреже, док су за све остале мрежне апликације обезбеђени сви предуслови за њихову примену. Због сложености реализованог система који је у својој реализацији био временски ограничен, приступило се само валидацији и практичној примени прве мрежне апликације. За све остале функције обезбеђени су сви неопходни улазни подаци, али њихова валидација у омогућеном симулационом моду неће бити вршена у оквиру ове фазе реализације система. Након тога што су се системи превели у трајни рад, приступиће се даљем ширењу реализованог концепта напредне аутоматизације СН ЕД мреже, под којим се подразумева да ће управо преостале функције бити имплементиране у одређеним фазама. Такође, обухват делова СН ЕД мреже од стране мрежних контролера у великој мери је условљен и концепцијом СН ЕД мреже, будући да поједини мрежни контролери обухватају једноставније структуре мреже, док неки од њих обухватају и далеко сложеније, неконцепцијски обликоване СН ЕД мреже.

У случају да се алгоритам прошири на нешто већи број расклопних елемената у односу на постојеће ограничење, систем ће трајно радити са два мрежна контролера, што је био и првобитни сценарио. У сваком случају, тренутно је омогућен рад са три примарна мрежна контролера и могуће је симулирати већи број сценарија који се тичу преузимања надлежности од стране пратећих мрежних контролера.

На Слици 8 приказана је архитектура полуцентрализованог система за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже, Варијанта Б, при чему је у почетној фази реализације система у целости задржан концепт децентрализованог даљинског надзора и управљања. Под тим се подразумева да је задржана директна комуникација са подређеним даљинским станицама у аутоматизованим ТС СН/НН путем мобилне мреже преко посебно одређеног APN сегмента.



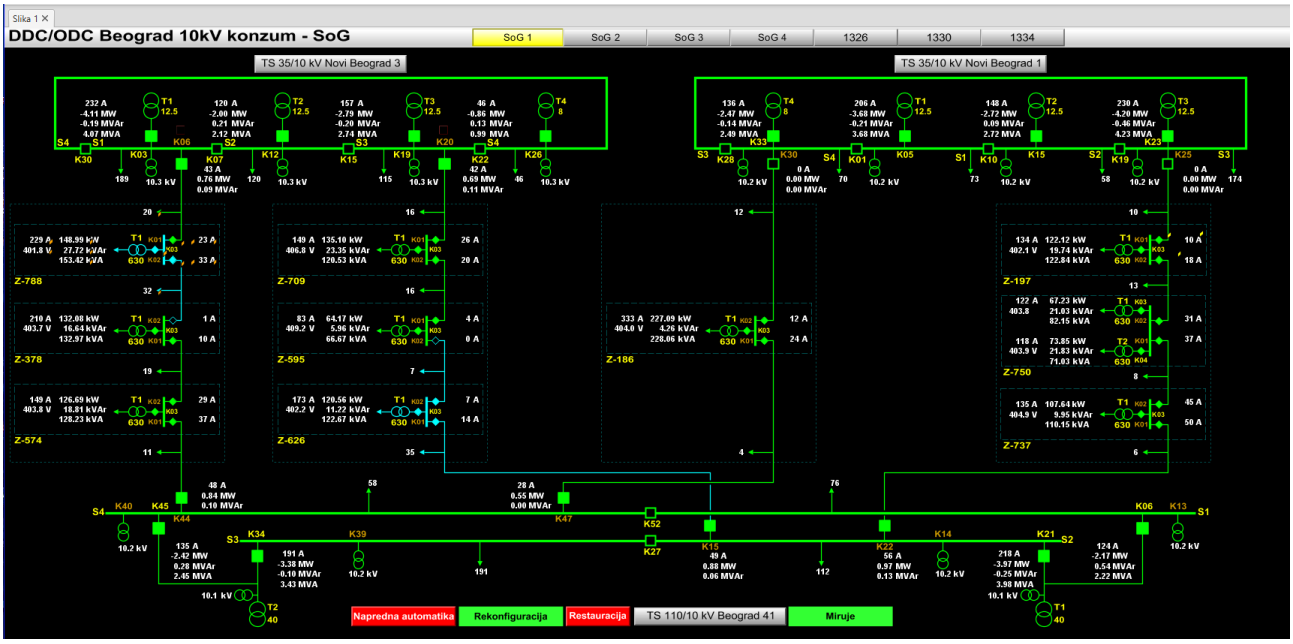
Слика 8. Приказ архитектуре система за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже

У сваком тренутку оператор у надређеном центру управљања може да блокира извршење апликације за напредну аутоматизацију СНМД мреже и да задржи до сада стандардни (децентрализовани) концепт даљинског управљања ТС СН/НН. Поред могућности децентрализованог концепта управљања над ТС СН/НН, задржан је и концепт централизованог управљања над напојним трансформаторским станицама, али путем оптичких телекомуникационих водова, пре свега у циљу обезбеђивања потребне брзине комуникације, али и саме поузданости комуникације. Управо је реализована оптичка комуникација између надређеног центра управљања и напојних трансформаторских станица обезбедила све

© ЕПС АД Београд All rights reserved

неопходне предуслове да се реализује директна хоризонтална комуникација на нивоу напојних трансформаторских станица путем протокола IEC 60870-5-104 (*master/slave*). Путем успостављене хоризонталне комуникације обезбеђена је међусобна размена неопходних процесних величина из суседне напојне трансформаторске станице, а које су неопходни улазни подаци за извршавање алгоритма реализоване апликације. На нивоу напојних трансформаторских станица и свих уграђених аутоматизованих трансформаторских станица СН/НН реализован је још један посебан комуникациони интерфејс који омогућује комуникацију са цијьном IoT платформом, али путем до сада ретко коришћеног у електродистрибутивним системима – протокола UA OPC. За разлику од HMI приказа дела СН ЕД мреже која је обухваћена решењем система Варијанта А, где је приказано само једно СН острво, у HMI приказу система Варијанта Б због обухвата мрежног контролера над већим делом СН ЕД мреже, HMI прикази су далеко сложенији. Слике су тако организоване да се на једној процесној HMI слици прикажу сви СН изводи који су под директном надлежношћу реализованог мрежног контролера у напојној или изворној трансформаторској станици. Приказ је тако организован да омогућава једноставан надзор овако једног сложеног решења од стране диспечера.

На Слици 9 приказан је један од реализованих HMI процесних приказа дела СН ЕД на којем је имплементирана напредна аутоматизација СН ЕД мреже.



Слика 9. Процесни приказ дела СН ЕД мреже у коме је реализована напредна аутоматизација СН ЕД мреже

На процесном приказу је имплементирана потпуна функционалност која се односи на праћење рада напредне аутоматизације, али и могућност њеног деактивирања у случају када постоји потреба да надлежност управљања поново преузме надређени центар управљања.

5. ПОКАЗАТЕЉИ СН ЕД МРЕЖЕ ОБУХВАЋЕНЕ НАПРЕДНОМ АУТОМАТИЗАЦИЈОМ

Решењима напредне аутоматизације обухваћени су централни делови градског језгра Београда и централни делови Новог Београда. У табелама I и II су приказани укупни показатељи CAIDI за оба обухваћена конзума, пре имплеметације система напредне аутоматизације.

Табела I Приказ показатеља поузданости CAIDI СН ЕД мреже обухваћена решењем система Варијанта А

Трансформаторска станица	CAIDI [min]
Београд 15	54,32
Београд 28	60,54
Београд 36	73,13
Неимар	60,91
Технички факултет	55,29
Подстаница	35,96
Средња вредност:	**56,69**

Важно је напоменути да приказани показатељи поузданости CAIDI обухватају само непланирана искључења услед појаве квара, док су показатељи поузданости CAIDI за планирана искључења значајно мањи, будући да конфигурација мреже омогућава двострано напајање крајњих корисника услед искључења због планираних радова. Такође, уочава се да су показатељи поузданости CAIDI нешто већи за

© ЕПС АД Београд All rights reserved

централне делове градског језгра Београда у односу на централне делове Новог Београда, што је сасвим разумљиво имајући у виду да је кретање диспечерских екипа значајно брже на Новом Београду и да су ТС СН/НН у том делу града доступније за прилаз екипа и паркирање.

Табела II Приказ показатеља поузданости CAIDI СН ЕД мреже обухваћена решењем система Варијанта Б

Трансформаторска станица	CAIDI [min]
Београд 41	44,33
Нови Београд 1	48,28
Нови Београд 3	42,78
Земун Центар	70,71
Средња вредност:	**51,53**

У табелама III и IV приказана је структура кварова који су забележени на СН ЕД мрежама које су обухваћене напредном аутоматизацијом током претходне три године. Уочава се да је већи број кварова на деловима конзума на којима је интензивна изградња грађевинских објеката током које долази до механичког оштећења СН кабловских водова.

На основу података датих у табелама V и VI може се закључити да је већи степен аутоматизације по једном СН изводу у Варијанти А, али да је, са друге стране, далеко већи број СН извода покривен аутоматизацијом у Варијанти Б. Оптимум свакако треба тражити између ова два решења, али у погледу аутоматизације примат дефинитивно односи решење са већим бројем аутоматизованих трансформаторских станица по једном СН изводу. У табелама је посебно дат укупан број ТС СН/НН, као и број аутоматизованих ТС СН/НН.

Табела III Приказ структуре кварова СН ЕД мреже обухваћене решењем система Варијанта А

Трансформаторска станица	Број испада
Београд 15	**13**
Краткоспојна заштита	2
Прекострујна заштита	1
Земљоспојна заштита	10
Београд 28	**37**
Краткоспојна заштита	13
Заштита сабирница	1
Земљоспојна заштита	23
Београд 36	**22**
Краткоспојна заштита	6
Земљоспојна заштита	16
Неимар	**8**
Прекострујна заштита	1
Земљоспојна заштита	7
Технички факултет	**14**
Краткоспојна заштита	5
Земљоспојна заштита	9
Подстаница	**25**
Краткоспојна заштита	3
Земљоспојна заштита	22
Укупно испада:	**119**

Табела IV Приказ структуре кварова СН ЕД мреже обухваћене решењем система Варијанта Б

Трансформаторска станица	Број испада
Београд 41	**7**
Краткоспојна заштита	4
Земљоспојна заштита	3
Нови Београд 1	**18**
Краткоспојна заштита	5
Заштита сабирница	1
Земљоспојна заштита	12
Нови Београд 3	**11**
Заштита сабирница	2
Земљоспојна заштита	9
Земун Центар	**11**
Краткоспојна заштита	2
Прекострујна заштита	1
Земљоспојна заштита	8
Укупно испада:	**47**

Табела V Приказ структуре СН ЕД мреже обухваћене решењем система Варијанта А

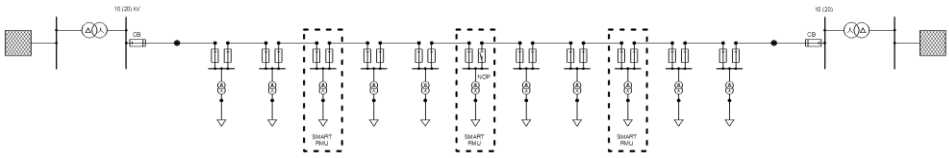
СН острво	Тип СН извода	Број ТС СН/НН	Број купаца
Острво 1	Међуповезни	12 (6)	1.981
Острво 2	Међуповезни	9 (5)	1.571
Острво 3	Међуповезни	12 (5)	1.430
Острво 4	Међуповезни	10 (5)	1.596
Острво 5	Међуповезни	10 (5)	2.923
Острво 6	Међуповезни	12 (5)	1.682
Острво 7	Међуповезни	10 (5)	3.831
		Укупно:	**15.014**

Табела VI Приказ структуре СН ЕД мреже обухваћене решењем система Варијанта Б

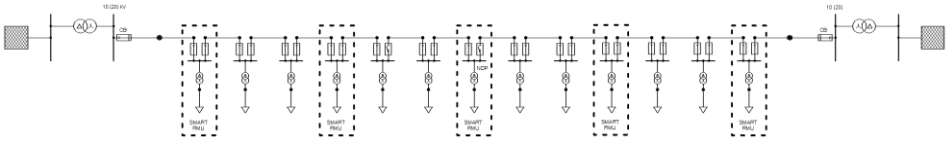
СН острво	Тип СН извода	Број ТС СН/НН	Број купаца
Острво 1	Међуповезни	11 (3)	2.885
Острво 2	Међуповезни	10 (3)	1.449
Острво 3	Међуповезни	4 (2)	1.196
Острво 4	Међуповезни	8 (3)	2.554
Острво 5	Петља	15 (3)	3.685
Острво 6	Петља	12 (3)	2.676
Острво 7	Петља	8 (3)	1.119
Острво 8	Међуповезни	11 (3)	2.581
Острво 9	Сложени	40 (6)	9.660
Острво 10	Сложени	48 (7)	10.667
		Укупно:	**38.472**

На Слици 10 дати су прикази примењених концепата аутоматизације кабловске СН ЕД мреже. На основу усвојене концепције која је реализована кроз студију Избор концепције управљања СН електродистрибутивне мреже на конзумном подручју ЕДБ фаворизовано је решење са мањим степеном аутоматизације по СН изводу, будући да је иницијално показано да нема економског оправдања за примену решења са већим степеном аутоматизације.

© ЕПС АД Београд All rights reserved



а) Основни концепт аутоматизације СН извода



б) Проширени концепт аутоматизације СН извода

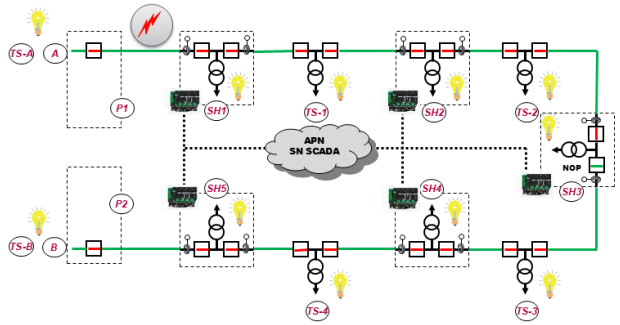
Слика 10. Приказ примењених концепција аутоматизације кабловске СН ЕД мреже

Проширење примењеног концепта аутоматизације СН ЕД је сачекало примену, након скоро две деценије, решења напредне аутоматизације СН ЕД мреже, где се јавила потреба да се прве трансформаторске станице СН/НН на СН изводу обавезно аутоматизују, због тога што решење аутоматизације форсира аутоматизацију те локације на СН изводу. Такође, примена основног концепта је потврдила да због великог броја кварова управо на првим деоницама СН извода, она није у стању да обезбеди ефикасну изолацију квара и рестаурацију напајања крајњим корисницима. Управо на примерима верификације примењених решења напредне аутоматизације показаће се позитиван ефекат у даљој примени проширеног концепта аутоматизације кабловске СН ЕД мреже.

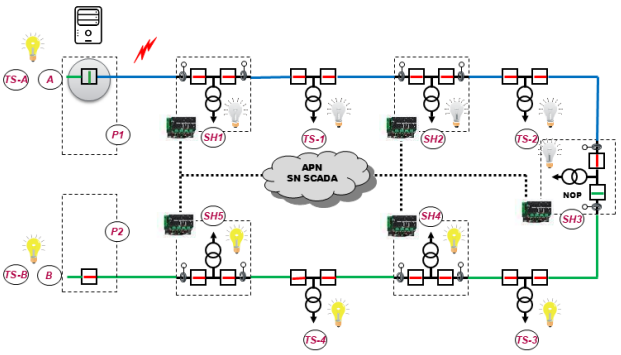
6. ВЕРИФИКАЦИЈА РАДА НАПРЕДНЕ АУТОМАТИЗАЦИЈЕ СН ЕД МРЕЖЕ У ПОГОНСКИМ УСЛОВИМА

Практично оба система пуштена су у пробни рад до средине 2023. године и током пробног рада вршене су одређене симулације рада, пре свега решења Варијанте Б која има могућност извршења симулација рада напредне аутоматизације СН ЕД мреже за циљна сценарија реконфигурације мреже у случају појаве квара на одређеним деоницама мреже. Током пробног периода, а и касније, када су оба система преведена у трајни рад, дошло је до више прорада напредне аутоматике СН ЕД мреже при реалним погонским догађајима и сваки случај прораде посебно је анализиран и верификован. За потребе презентације прораде напредне аутоматике СН ЕД мреже у овом раду, за обе варијанте решења, узети су погонски догађаји који су имали кварове на првим деоницама делова СН мреже. Анализирана је ситуација када је дошло до прекида напајања СН секције напојне трансформаторске станице, што за последицу има идентично реаговање напредне аутоматизације као да је квар био на првој деоници. Овај случај је приказан за случај испада за Варијанту А.

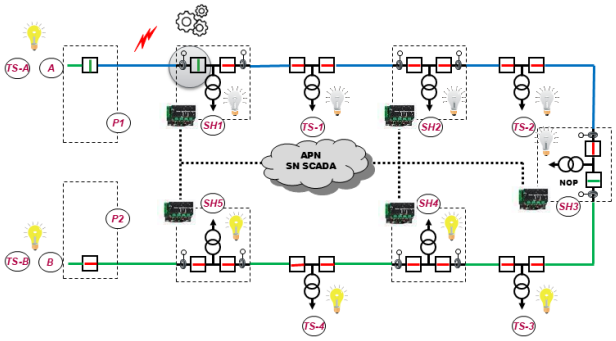
На Слици 11 приказан је сценарио рада напредне аутоматике СН ЕД мреже у случају квара на првој деоници у оквиру решења заснованог на Варијанти А, где се уочавају четири главна корака (секвенце).



а) Појава квара

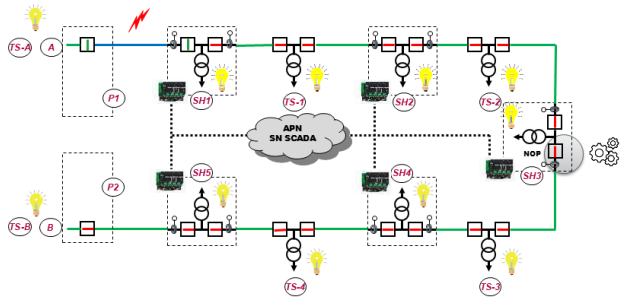


б) Реаговање заштите



в) Изолација квара

© ЕПС АД Београд All rights reserved

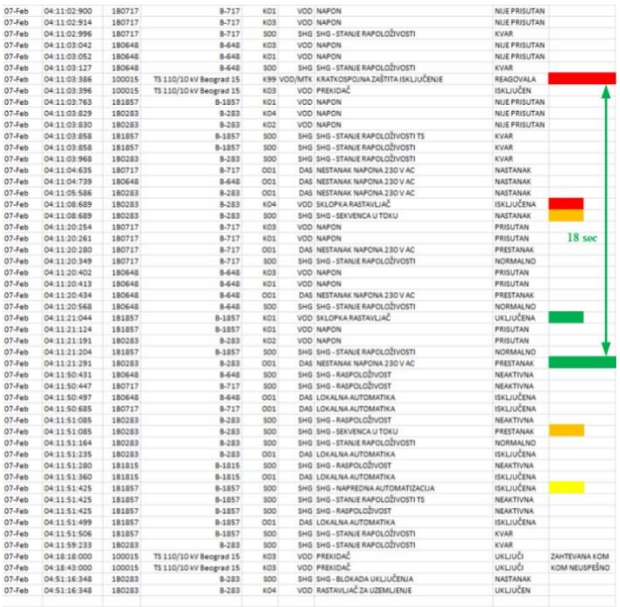


г) Рестаурација напајања

Слика 11. Пример рада напредне аутоматизације у случају квара на првој деоници – Варијанта А

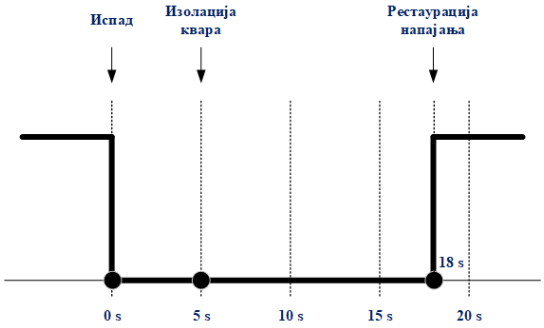
Оба решења имају идентичан број потребних манипулација (две манипулације) за потребе рестаурације напајања, али главна разлика лежи у чињеници да су у Варијанти А сви крајњи купци напојени, док се у Варијанти Б лоцирање деонице у кварy даље спроводи уз рад диспечерских екипа на терену. Ангажовање диспечерских екипа је неопходно из разлога локације квара на сегменту, где немамо аутоматизовану ТС СН/НН.

На Слици 12 приказана је листа догађаја са SCADA система у случају квара на првој деоници мреже за Варијанту А. На листи се уочавају кључни догађаји у листи (означени посебним бојама) који су довели до правовремене прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже. Као што се може видети из листе догађаја, у овом сценарију напредне аутоматизације СН ЕД мреже, реализовани систем је извршио реконфигурацију мреже у циљу рестаурације напајања за 18 секунди, што је далеко краће од постављеног циља од 30 секунди. Важно је напоменути да у листи није било сигнала прораде идентификације проласка струје квара, будући да је квар био на првој деоници.

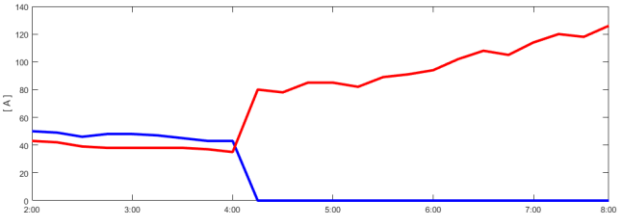


Слика 12. Листа догађаја за проради напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају квара на првој деоници – Варијанта А

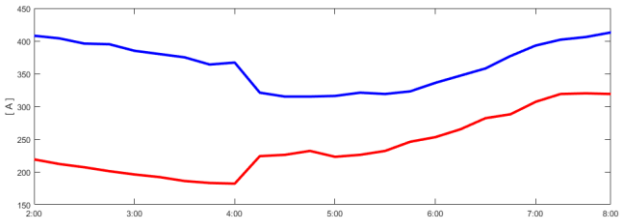
На Слици 13 приказани су временски токови, са којих се може јасно уочити време реаговања секвенци напредне аутоматизације СН ЕД мреже у посматраном случају. На Слици 14 дати су дијаграми оптерећења СН извода припадајућег СН острва (Острво 2) и напојних трансформатора, на којима су приказана мерења са SCADA система са резолуцијом мерења од 15 минута. Са приложених дијаграма није могуће јасно уочити реаговања секвенци напредне аутоматизације, већ само промене оптерећења након извршења свих секвенци напредне аутоматизације СН ЕД мреже.



Слика 13. Временски ток прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају квара на првој деоници – Варијанта А



а) Дијаграми оптерећења СН извода

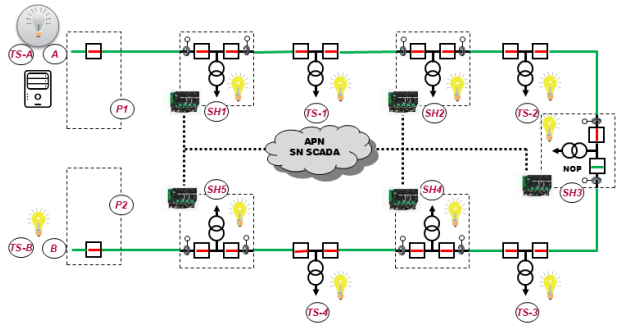


б) Дијаграми оптерећења напојних трансформатора

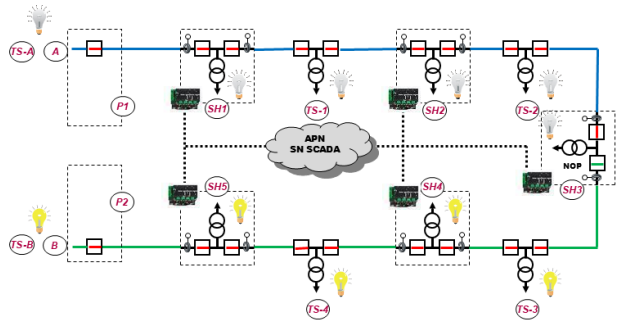
Слика 14. Дијаграми оптерећења СН извода и напојних трансформатора током прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају квара на првој деоници – Варијанта А

На Слици 15 приказан је пример рада напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају испада напојног вода или трансформатора снаге у напојној трансформаторској станици ВН/СН или СН/СН. Случај се своди практично на претходни, уз чињеницу да није било квара у мрежи, што је довело до значајно брже прораде реализоване напредне аутоматизације, у укупном трајању од 8 секунди.

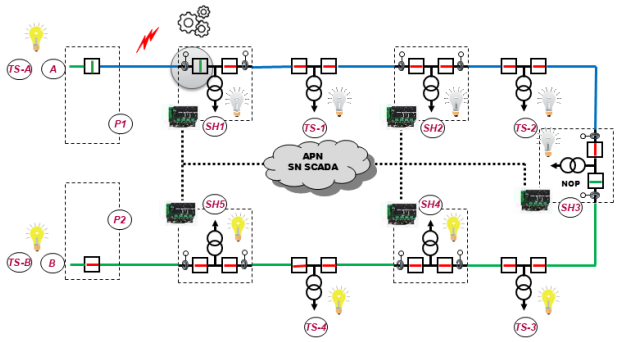
© ЕПС АД Београд All rights reserved



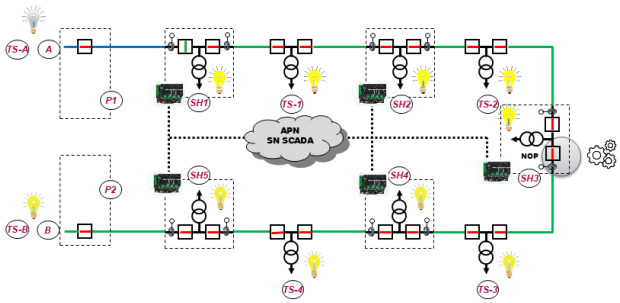
а) Испад (напојног вода или трансформатора снаге)



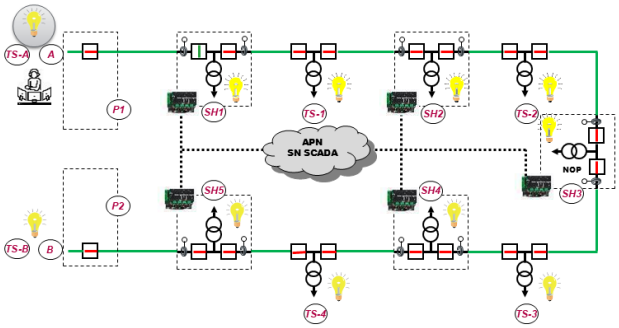
б) Нестанак напајања



в) Изолација прве деонице



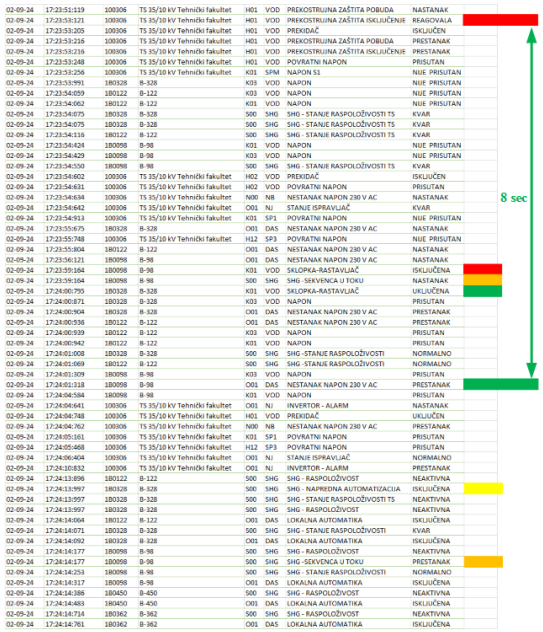
г) Рестаурација напајања



д) Укључење напојног вода или трансформатора

Слика 15. Пример рада напредне аутоматизације у случају испада напојног вода или трансформатора – Варијанта А

На Слици 16 приказана је листа догађаја са SCADA система у случају испада напојног вода или трансформатора за Варијанту А.

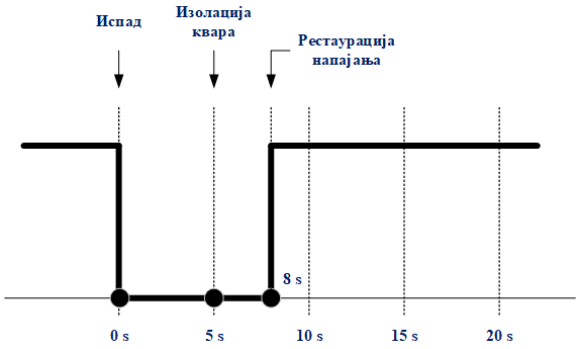


02-09-24	17:23:51:119	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H01	VOD	PREKOSTRUJNA ZAŠTITA POBUDA	NASTANAK
02-09-24	17:23:53:121	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H01	VOD	PREKOSTRUJNA ZAŠTITA ISKLJUČENJE	REAGOVALA
02-09-24	17:23:53:205	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H01	VOD	PREKIDAČ	ISKLJUČEN
02-09-24	17:23:53:216	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H01	VOD	PREKOSTRUJNA ZAŠTITA POBUDA	PRESTANAK
02-09-24	17:23:53:216	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H01	VOD	PREKOSTRUJNA ZAŠTITA ISKLJUČENJE	PRESTANAK
02-09-24	17:23:53:248	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H01	VOD	POVRATNI NAPON	PRISUTAN
02-09-24	17:23:53:256	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	K01	SPM	NAPON S1	NIJE PRISUTAN
02-09-24	17:23:53:991	1B0328	B-328	K03	VOD	NAPON	NIJE PRISUTAN
02-09-24	17:23:54:059	1B0122	B-122	K03	VOD	NAPON	NIJE PRISUTAN
02-09-24	17:23:54:062	1B0122	B-122	K01	VOD	NAPON	NIJE PRISUTAN
02-09-24	17:23:54:075	1B0328	B-328	S00	SHG	SHG - STANJE RASPOLOŽIVOSTI TS	KVAR
02-09-24	17:23:54:075	1B0328	B-328	S00	SHG	SHG - STANJE RASPOLOŽIVOSTI TS	KVAR
02-09-24	17:23:54:116	1B0122	B-122	S00	SHG	SHG - STANJE RASPOLOŽIVOSTI TS	KVAR
02-09-24	17:23:54:424	1B0098	B-98	K01	VOD	NAPON	NIJE PRISUTAN
02-09-24	17:23:54:429	1B0098	B-98	K03	VOD	NAPON	NIJE PRISUTAN
02-09-24	17:23:54:550	1B0098	B-98	S00	SHG	SHG - STANJE RASPOLOŽIVOSTI TS	KVAR
02-09-24	17:23:54:602	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H02	VOD	PREKIDAČ	ISKLJUČEN
02-09-24	17:23:54:631	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H02	VOD	POVRATNI NAPON	PRISUTAN
02-09-24	17:23:54:634	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	N00	N8	NESTANAK NAPON 230 V AC	NASTANAK
02-09-24	17:23:54:642	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	O01	NJ	STANJE ISPRAVLJAČ	KVAR
02-09-24	17:23:54:913	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	K01	SP1	POVRATNI NAPON	NIJE PRISUTAN
02-09-24	17:23:55:675	1B0328	B-328	O01	DAS	NESTANAK NAPON 230 V AC	NASTANAK
02-09-24	17:23:55:748	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H12	SP3	POVRATNI NAPON	NIJE PRISUTAN
02-09-24	17:23:55:804	1B0122	B-122	O01	DAS	NESTANAK NAPON 230 V AC	NASTANAK
02-09-24	17:23:56:121	1B0098	B-98	O01	DAS	NESTANAK NAPON 230 V AC	NASTANAK
02-09-24	17:23:59:164	1B0098	B-98	K01	VOD	SKLOPKA-RASTAVLJAČ	ISKLJUČENA
02-09-24	17:23:59:164	1B0098	B-98	S00	SHG	SHG - SEKVENCA U TOKU	NASTANAK
02-09-24	17:24:00:795	1B0328	B-328	K01	VOD	SKLOPKA-RASTAVLJAČ	UKLJUČENA
02-09-24	17:24:00:871	1B0328	B-328	K03	VOD	NAPON	PRISUTAN
02-09-24	17:24:00:904	1B0328	B-328	O01	DAS	NESTANAK NAPON 230 V AC	PRESTANAK
02-09-24	17:24:00:936	1B0122	B-122	O01	DAS	NESTANAK NAPON 230 V AC	PRESTANAK
02-09-24	17:24:00:939	1B0122	B-122	K03	VOD	NAPON	PRISUTAN
02-09-24	17:24:00:942	1B0122	B-122	K01	VOD	NAPON	PRISUTAN
02-09-24	17:24:01:008	1B0328	B-328	S00	SHG	SHG - STANJE RASPOLOŽIVOSTI	NORMALNO
02-09-24	17:24:01:069	1B0122	B-122	S00	SHG	SHG - STANJE RASPOLOŽIVOSTI	NORMALNO
02-09-24	17:24:01:309	1B0098	B-98	K03	VOD	NAPON	PRISUTAN
02-09-24	17:24:01:318	1B0098	B-98	O01	DAS	NESTANAK NAPON 230 V AC	PRESTANAK
02-09-24	17:24:04:584	1B0098	B-98	K01	VOD	NAPON	PRISUTAN
02-09-24	17:24:04:641	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	O01	NJ	INVERTOR - ALARM	NASTANAK
02-09-24	17:24:04:748	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H01	VOD	PREKIDAČ	UKLJUČEN
02-09-24	17:24:04:762	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	N00	N8	NESTANAK NAPON 230 V AC	PRESTANAK
02-09-24	17:24:05:161	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	K01	SP1	POVRATNI NAPON	PRISUTAN
02-09-24	17:24:05:468	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H12	SP3	POVRATNI NAPON	PRISUTAN
02-09-24	17:24:06:404	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	O01	NJ	STANJE ISPRAVLJAČ	NORMALNO
02-09-24	17:24:10:832	103306	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	O01	NJ	INVERTOR - ALARM	PRESTANAK
02-09-24	17:24:13:896	1B0122	B-122	S00	SHG	SHG - RASPOLOŽIVOST	NEAKTIVNA
02-09-24	17:24:13:997	1B0328	B-328	S00	SHG	SHG - NAPREDNA AUTOMATIZACIJA	ISKLJUČENA
02-09-24	17:24:13:997	1B0328	B-328	S00	SHG	SHG - STANJE RASPOLOŽIVOSTI TS	NEAKTIVNA
02-09-24	17:24:13:997	1B0328	B-328	S00	SHG	SHG - RASPOLOŽIVOST	NEAKTIVNA
02-09-24	17:24:14:064	1B0122	B-122	O01	DAS	LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENA
02-09-24	17:24:14:071	1B0328	B-328	S00	SHG	SHG - STANJE RASPOLOŽIVOSTI	KVAR
02-09-24	17:24:14:092	1B0328	B-328	O01	DAS	LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENA
02-09-24	17:24:14:177	1B0098	B-98	S00	SHG	SHG - RASPOLOŽIVOST	NEAKTIVNA
02-09-24	17:24:14:177	1B0098	B-98	S00	SHG	SHG - SEKVENCA U TOKU	PRESTANAK
02-09-24	17:24:14:253	1B0098	B-98	S00	SHG	SHG - STANJE RASPOLOŽIVOSTI	NORMALNO
02-09-24	17:24:14:317	1B0098	B-98	O01	DAS	LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENA
02-09-24	17:24:14:386	1B0450	B-450	S00	SHG	SHG - RASPOLOŽIVOST	NEAKTIVNA
02-09-24	17:24:14:483	1B0450	B-450	O01	DAS	LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENA
02-09-24	17:24:14:714	1B0362	B-362	S00	SHG	SHG - RASPOLOŽIVOST	NEAKTIVNA
02-09-24	17:24:14:761	1B0362	B-362	O01	DAS	LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENA

Слика 16. Листа догађаја за прораду напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају испада напојног вода или трансформатора – Варијанта А

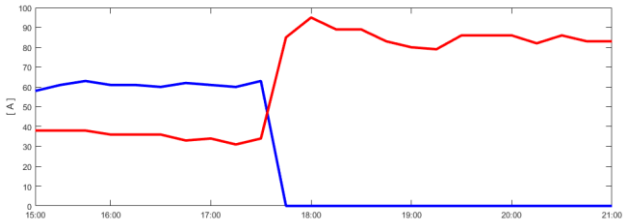
На листи се уочавају кључни догађаји (означени посебним бојама) који су довели до правовремене прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже. Као што се може видети из листе догађаја, у овом сценарију напредне аутоматизације СН ЕД мреже реализовани систем је извршио реконфигурацију мреже у циљу рестаурације напајања за 8 секунди, што је далеко краће од случаја када је квар био на првој деоници. Важно је напоменути да у листи није било сигнала прораде идентификације проласка струје квара, будући да у овом случају није било квара на СН изводу. Временски ток прораде напредне аутоматизације приказан је на Слици 17.

© ЕПС АД Београд All rights reserved

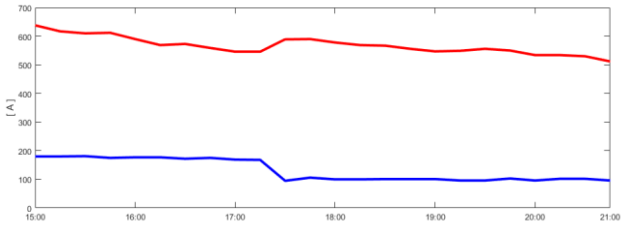


Слика 17. Временски ток прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају испада напојног вода или трансформатора – Варијанта А

На Слици 18 дати су дијаграми оптерећења СН извода припадајућег СН острва (Острво 2) и напојних трансформатора, на којима су приказана мерења са SCADA система са резолуцијом мерења од 15 минута. И са ових приложених дијаграма није могуће јасно уочити реаговања секвенци напредне аутоматизације, већ само промене оптерећења након извршења свих секвенци напредне аутоматизације СН ЕД мреже, будући да се догађај одиграо веома брзо.



а) Дијаграми оптерећења СН извода

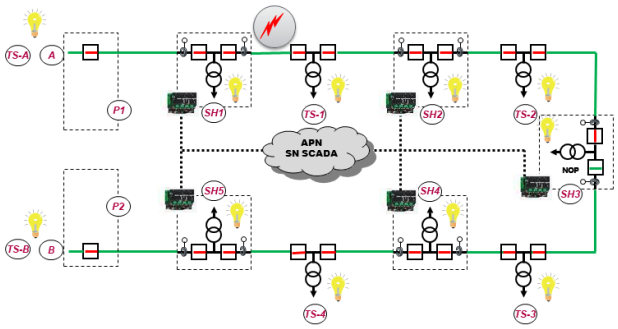


б) Дијаграми оптерећења напојних трансформатора

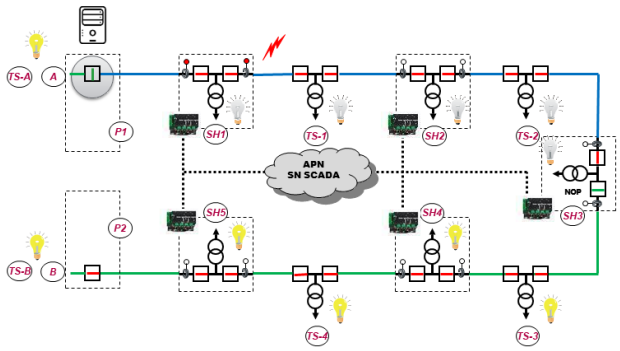
Слика 18. Дијаграми оптерећења СН извода и напојних трансформатора током прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају испада напојног вода или трансформатора – Варијанта А

С обзиром на то да је био у питању неселективан испад услед паралелисања напојних СН водова, узрок испада је релативно брзо отклоњен, за време мање од 3 минута. Реаговање напредне аутоматике је и у овом случају довело до тога да су у веома кратком временском периоду напојени сви крајњи корисници дуж СН вода. Такође, важно је напоменути да услед рада напредне аутоматике нису значајно преоптерећени резервни правци напајања, као ни трансформатори који преузимају додатно оптерећење услед реконфигурације мреже. Овај случај је мање критичан него претходни, будући да је додатно оптерећење преузимао трансформатор ВН/СН веће инсталисане снаге. За потребе анализе догађаја преузети су и регистровани записи прелазних појава током испада СН елемената са одређених МПЗУ, али због обима рада није их могуће презентовати. Извршене анализе испада недвосмислено указују да је неопходно вршити и анализу прелазних појава.

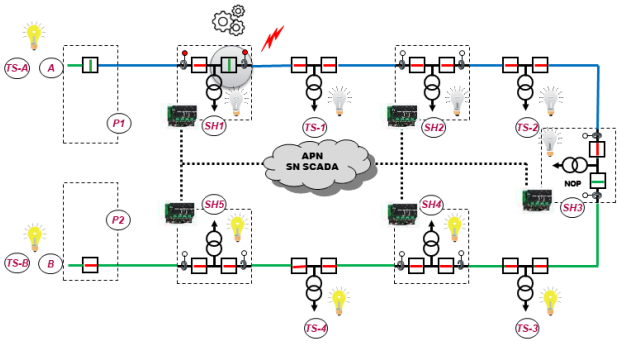
На Слици 19 приказан је сценарио рада напредне аутоматике СН ЕД мреже у случају квара на другој деоници у оквиру решења заснованог на Варијанти А. Код ове прораде решења напредне аутоматизације СН ДМ мреже имамо практично пет корака (секвенци). Такође, у циљу добијања комплетног увида у целокупан поступак лоцирања квара и рестаурације напајања свих крајњих корисника, приказани су сви кораци поступка.



а) Појава квара

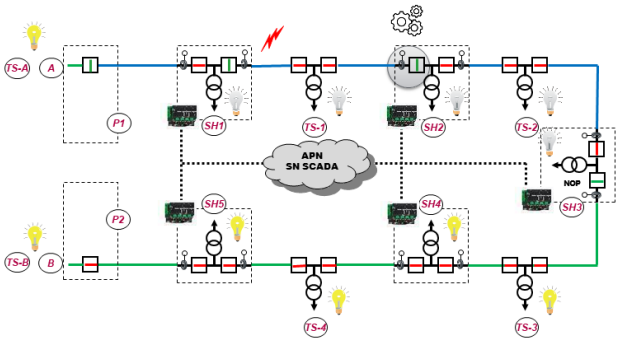


б) Реаговање заштите

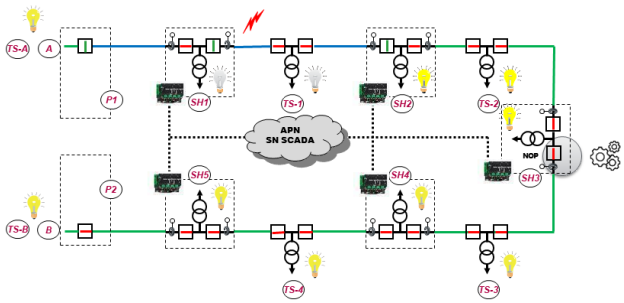


в) Прорада аутоматике – искључење дела мреже

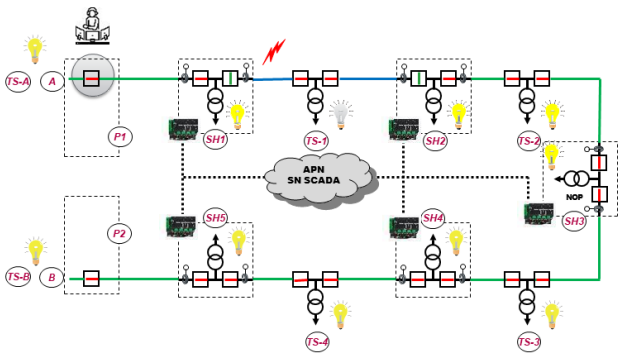
© ЕПС АД Београд All rights reserved



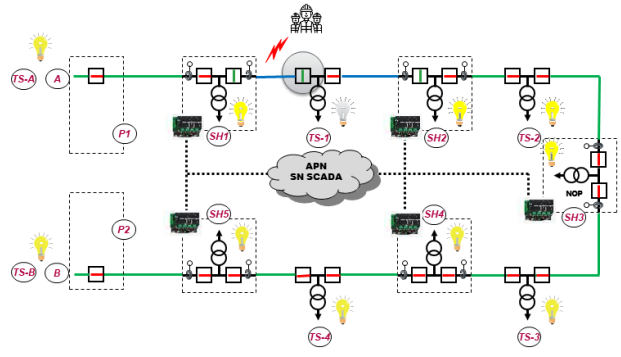
г) Прорада аутоматике – изолација друге деонице



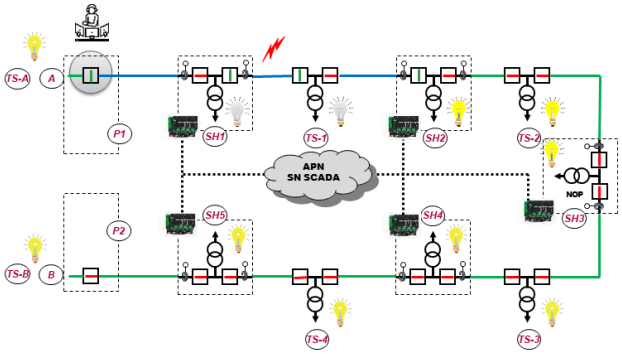
д) Рестаурација напајања дела СН извода



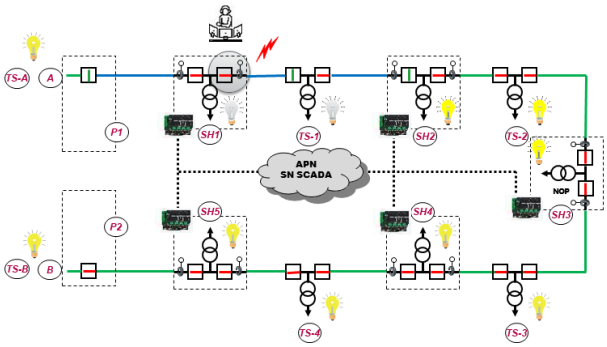
ђ) Укључење прве ТС СН/НН од стране диспечера



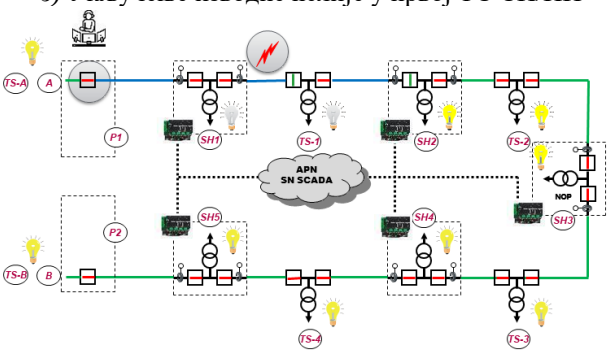
е) Искључење деонице од стране диспечерске екипе



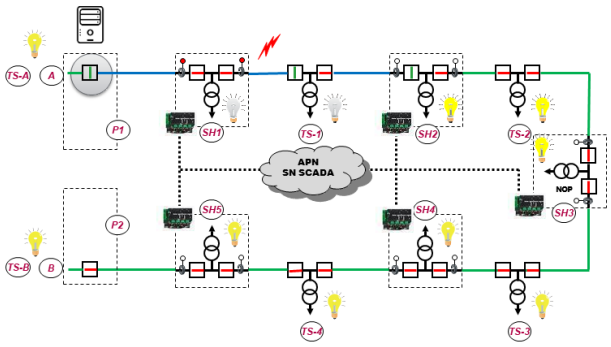
ж) Искључење напојене прве ТС СН/НН



з) Укључење изводне ћелије у првој ТС СН/НН

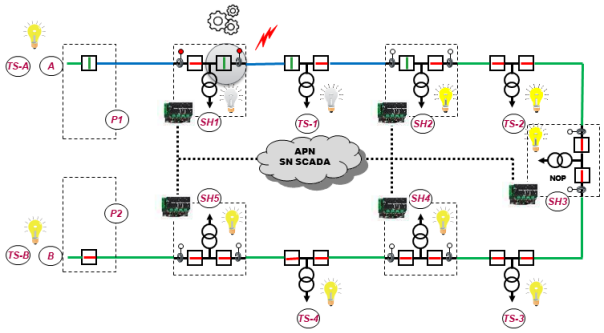


и) Укључење „на квар“ од стране диспечера

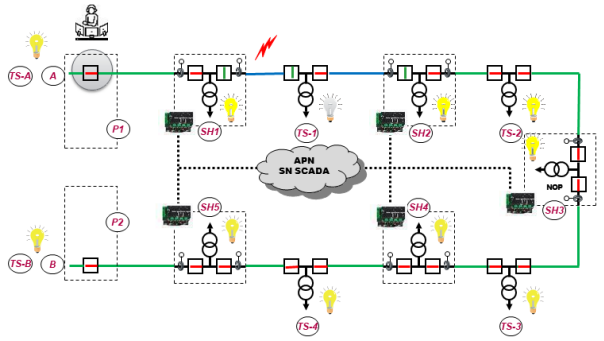


ј) Прорада заштите

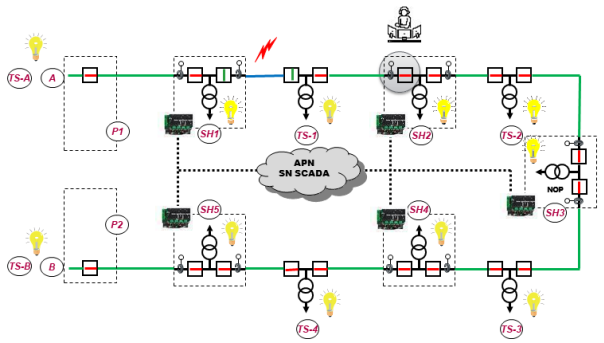
© ЕПС АД Београд All rights reserved



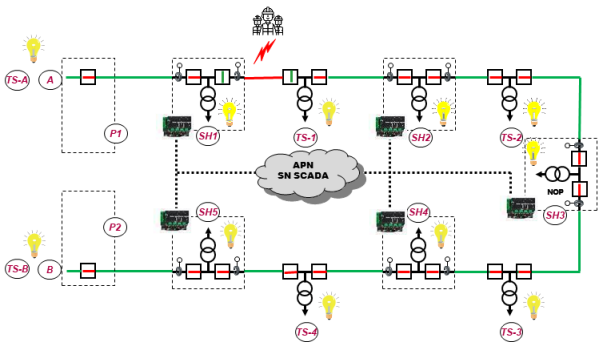
к) Прорада аутоматике – искључење дела мреже



л) Укључење прве ТС СН/НН од стране диспечера



љ) Укључење прве ТС СН/НН од стране диспечера

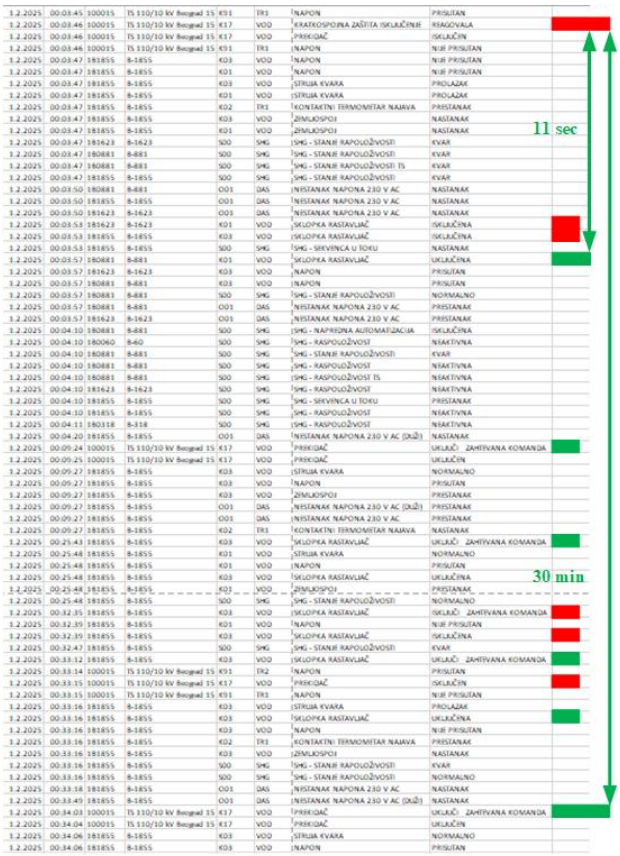


м) Припрема радова на СН деоници у квару

Слика 19. Пример рада напредне аутоматизације у случају квара на другој деоници СН извода – Варијанта А

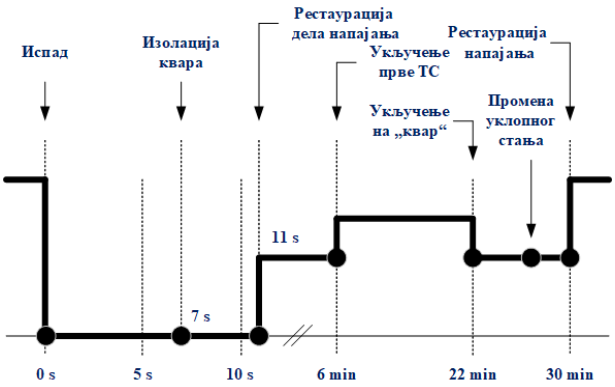
На Слици 20 приказана је листа догађаја са SCADA система у случају квара на другој деоници за Варијанту А. На листи се уочавају кључни догађаји (означени посебним бојама) који су довели до правовремене прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже. Као што се може видети из листе догађаја, у овом сценарију напредне аутоматизације СН ЕД мреже, реализовани систем је извршио реконфигурацију мреже у циљу рестаурације дела напајања за 11 секунди, али и да је даљи поступак лоцирања квара и рестаурације напајања остатку крајњих купаца потрајао још додатних 30 минута. Временски ток прораде напредне аутоматизације приказан је на Слици 21.

На Слици 22 дати су дијаграми оптерећења СН извода припадајућег СН острва (Острво 2) и напојних трансформатора, на којима су приказана мерења са SCADA система са резолуцијом мерења од 15 минута.

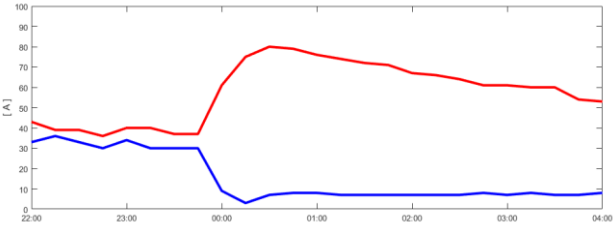


Слика 20. Листа догађаја за прораду напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају квара на другој деоници СН извода – Варијанта А

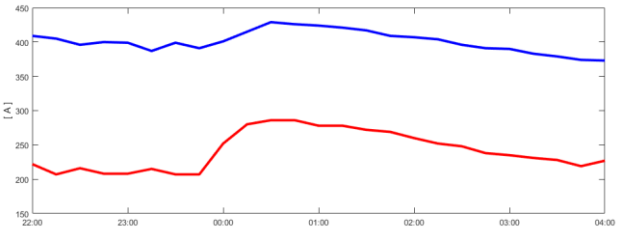
© ЕПС АД Београд All rights reserved



Слика 21. Временски ток прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају квара на другој деоници СН извода – Варијанта А



а) Дијаграми оптерећења СН извода



б) Дијаграми оптерећења напојних трансформатора

Слика 22. Дијаграми оптерећења СН извода и напојних трансформатора током прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају квара на другој деоници СН извода – Варијанта А

И са ових приложених дијаграма није могуће јасно уочити реаговања секвенци напредне аутоматизације, већ само промене оптерећења након извршења акција од стране диспечера у надређеном центру и диспечерских екипа на терену у циљу лоцирања деонице у кварy и рестаурације напајања преосталих крајњих купаца који су били погођени кваром.

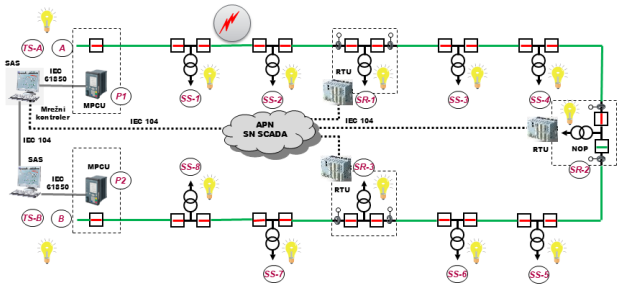
У претходним делу приказана су три карактеристична случаја прораде реализованог решења напредне аутоматике Варијанте А, која се заснива на унапређеном концепту аутоматизације СН ЕД мреже, са већим степеном аутоматизације СН вода. Већи степен аутоматизације СН вода омогућава да се СН вод сегментира на више контролабилних деоница, што доводи до ефикасније изолације места квара, као и рестаурације напајања крајњим купцима погођених испадом. Као што је приказано, у случају квара на првој деоници, могуће је да се за релативно кратко време изврши ефикасна изолација деонице погођене кваром, али и потпуна рестаурација напајања свим крајњим купцима погођених тим испадом. Будући да је број испада на првим деоницама значајно велики у односу на кварове на осталим деоницама, пре свега због већег оптерећења којем су оне изложене, самим тим и успешност прораде са потпуним очекиваним ефектима је далеко већа.

Када се примени решење напредне аутоматизације заснованог на Варијанти Б, тада се ово решење примењује на основном концепту аутоматизације СН ЕД мреже, али са значајно унапређеном комуникационом шемом и реализацијом надређеног мрежног контролера који контролише одређени део СН ЕД мреже.

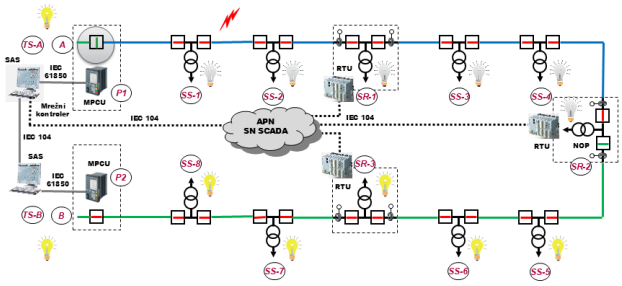
Основни концепт аутоматизације СН ЕД мреже има више већих сегмената који обухватају већи број СН деоница са расклопним елементима ТС СН/НН који нису контролабилни. Овако сегментиран СН вод не омогућава у великој мери ефикасну рестаурацију напајања крајњим купцима који су погођени кваром, будући да се изолација деонице у кварy и реконфигурација мреже у смислу потпуне рестаурације постиже радом диспечерских екипа на терену. Због оваквог начина рада време рестаурације је краће него у случају без решења аутоматизације СН ЕД мреже, али далеко од постављених циљева реконфигурације да се она изврши за неколико десетина секунди. Са становишта рада напредне аутоматике, уочавају се идентичне секвенце рада алгоритама реализованих у обе варијанте. Такође, уочава се да се реализовани систем у Варијанти Б заснива на далеко сложенијој комуникацији између компоненти реализованог решења, што је претходно напоменуто, на више места у раду.

На Слици 23 приказане су само секвенце рада реализованог решења напредне аутоматизације Варијанте Б, закључно са секвенцом изолације СН сегмента (више деоница) у кварy, док друге секвенце које се односе на изолацију циљне СН деонице погођене кваром нису приказане из разлога обимности и присутне варијабилности у погледу која је деоница у оквиру СН сегмента погођена кваром.

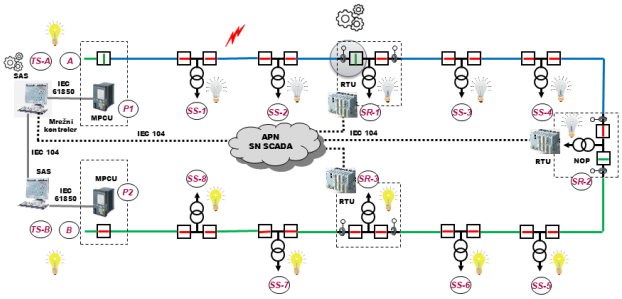
© ЕПС АД Београд All rights reserved



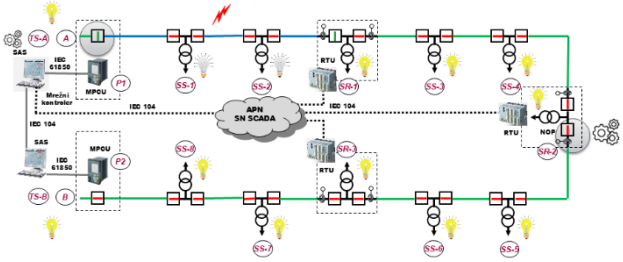
а) Појава квара



б) Реаговање заштите



в) Изолација квара (СН сегмента)



г) Реастурација напајања дела погођених купаца

Слика 23. Пример рада напредне аутоматизације у случају квара на првом СН сегменту – Варијанта Б

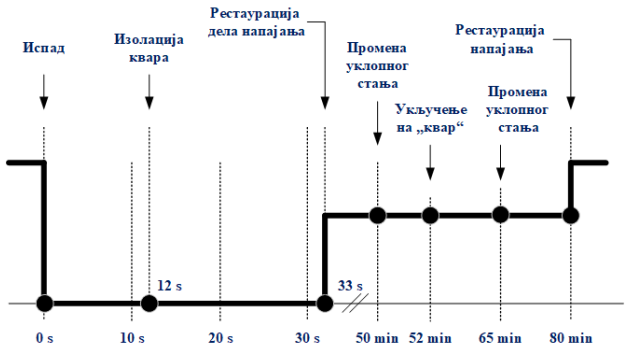
На Слици 24 приказана је листа догађаја са SCADA система у случају квара на првом СН сегменту мреже за Варијанту Б. На листи се уочавају кључни догађаји у листи (означени посебним бојама) који су довели до правовремене прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже, при чему у листи не постоје у овом решењу сигнали који се односе на међусобну комуникацију између даљинских станица, јер је алгоритам напредне аутоматизације реализован у надређеном мрежном контролеру. Са друге стране, у листи догађаја постоји већи скуп процесних информација, будући да је у овом случају напојна трансформаторска станица ВН/СН реализована са интегрисаним системом заштите и управљања са MPCU уређајима.

19.3.2025	11:07:17	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	PREKOSTRUJNA ZAŠTITA POBUDA	NASTANAK	
19.3.2025	11:07:17	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	TERMIČKA ZAŠTITA POBUDA	PRESTANAK	
19.3.2025	11:07:17	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	ZEMLJOSPOJNA ZAŠTITA POBUDA	PRESTANAK	
19.3.2025	11:07:17	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	TERMIČKA ZAŠTITA POBUDA	NASTANAK	
19.3.2025	11:07:17	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	ZEMLJOSPOJNA ZAŠTITA POBUDA	NASTANAK	
19.3.2025	11:07:17	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	KRATKOSPOJNA ZAŠTITA ISKLJUČENJE	REAGOVALA	
19.3.2025	11:07:17	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	PREKIDAČ	ISKLJUČEN	
19.3.2025	11:07:17	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	POVRATNI NAPON	NIJE PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:19	120595	Z-595	K02	VOD	NAPON	NIJE PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:29	120626	Z-626	K01	VOD	NAPON	NIJE PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:29	120626	Z-626	K02	TR1	NAPON	NIJE PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:29	120626	Z-626	K02	VOD	NAPON	NIJE PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:33	120626	Z-626	NJ	DAS	NESTANAK NAPONA 24 V DC	NASTANAK	
19.3.2025	11:07:33	120626	Z-626	NJ	DAS	KVAR BATERIJE	NASTANAK	
19.3.2025	11:07:40	120626	Z-626	K01	VOD	SKLOPKA RASTAVLJAČ	ISKLJUČENA	
19.3.2025	11:07:50	120626	Z-626	K02	VOD	NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	120626	Z-626	K03	TR1	NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	120595	Z-595	K02	VOD	NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	120595	Z-595	K02	VOD	SKLOPKA RASTAVLJAČ	UKLJUČENA	
19.3.2025	11:07:50	120626	Z-626	NJ	DAS	KVAR BATERIJE	PRESTANAK	
19.3.2025	11:07:50	120626	Z-626	NJ	DAS	NESTANAK NAPONA 24 V DC	PRESTANAK	
19.3.2025	11:07:09	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	PREKIDAČ	UKLJUČI ZAHTEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:57:10	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	PREKIDAČ	UKLJUČEN	
19.3.2025	11:57:24	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	PREKIDAČ	ISKLJUČI ZAHTEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:57:25	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	PREKIDAČ	ISKLJUČEN	
19.3.2025	11:57:25	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	POVRATNI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:57:26	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	POVRATNI NAPON	NIJE PRISUTAN	
19.3.2025	12:11:28	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	PREKIDAČ	UKLJUČI ZAHTEVANA KOMANDA	
19.3.2025	12:11:29	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	PREKIDAČ	ISKLJUČEN	
19.3.2025	12:11:29	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	POVRATNI NAPON	NIJE PRISUTAN	
19.3.2025	12:11:29	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	TERMIČKA ZAŠTITA POBUDA	PRESTANAK	
19.3.2025	12:11:29	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	KRATKOSPOJNA ZAŠTITA ISKLJUČENJE	PRESTANAK	
19.3.2025	12:11:29	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	PREKOSTRUJNA ZAŠTITA POBUDA	PRESTANAK	
19.3.2025	12:11:29	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	ZEMLJOSPOJNA ZAŠTITA POBUDA	PRESTANAK	
19.3.2025	12:11:29	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	PREKIDAČ	UKLJUČEN	
19.3.2025	12:11:29	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	POVRATNI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	12:11:29	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	KRATKOSPOJNA ZAŠTITA ISKLJUČENJE	REAGOVALA	
19.3.2025	12:11:29	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	TERMIČKA ZAŠTITA POBUDA	NASTANAK	
19.3.2025	12:11:29	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	PREKOSTRUJNA ZAŠTITA POBUDA	NASTANAK	
19.3.2025	12:11:29	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	ZEMLJOSPOJNA ZAŠTITA POBUDA	NASTANAK	
19.3.2025	12:12:04	120626	Z-626			SKLOPKA RASTAVLJAČ	UKLJUČI ZAHTEVANA KOMANDA	
19.3.2025	12:12:12	120626	Z-626			NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	12:12:12	120626	Z-626			SKLOPKA RASTAVLJAČ	UKLJUČENA	
19.3.2025	12:27:45	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	PREKIDAČ	UKLJUČI ZAHTEVANA KOMANDA	
19.3.2025	12:27:47	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	TERMIČKA ZAŠTITA POBUDA	PRESTANAK	
19.3.2025	12:27:47	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	PREKOSTRUJNA ZAŠTITA POBUDA	PRESTANAK	
19.3.2025	12:27:47	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	PREKIDAČ	UKLJUČEN	
19.3.2025	12:27:47	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	PREKOSTRUJNA ZAŠTITA POBUDA	NASTANAK	
19.3.2025	12:27:47	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	K15	VOD	TERMIČKA ZAŠTITA POBUDA	NASTANAK	
19.3.2025	12:27:48	100041	TS 110/10 kv Beograd 41	S00	SoG	NAPREDNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENA	

Слика 24. Листа догађаја за прораду напредне аутоматизације СН ЕД мреже – Варијанта Б

Са приказане листе догађаја може се утврдити да је у овом сценарију напредне аутоматизације СН ЕД мреже реализовани систем извршио реконфигурацију мреже за 33 секунде, што приближно одговара постављеном циљу од 30 секунди. Изузетно је важно напоменути да је у овом алгоритму уведено временско кашњење за сваку манипулацију од 10 секунди, што ће се у наредном периоду елиминисати, тако да ће се алгоритам у овом случају очекивано извршити за око 10 секунди, што одговара прорадама решења напредне аутоматизације у примерима Варијанте А.

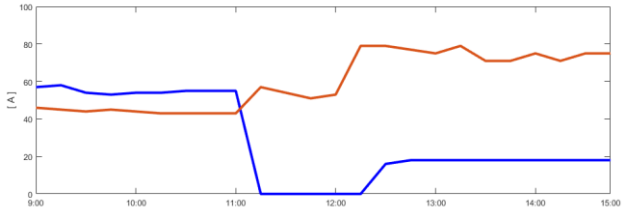
Као што се са Слике 25 може уочити, реаговање решења напредне аутоматизације успешно је спровело изолацију погођеног СН сегмента кваром и делимично извршило напајање крајњих купца који се напајају преко другог сегмента СН извода, али је укупно време за комплетну рестаурацију напајања чак и веће од просечног показатеља CAIDI за посматрани део СН мреже.



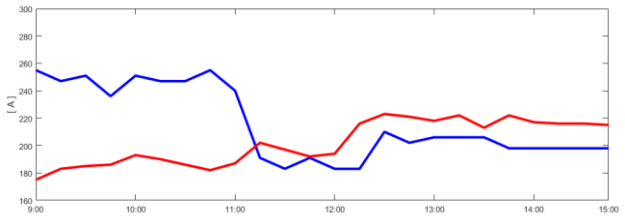
Слика 25. Временски ток прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају квара на првом сегменту СН извода – Варијанта Б

© ЕПС АД Београд All rights reserved

На Слици 26 дати су дијаграми оптерећења СН извода припадајућег СН острва (Острво 2) и напојних трансформатора, на којима су приказана мерења са SCADA система са резолуцијом мерења од 15 минута. И са ових приложених дијаграма није могуће јасно уочити реаговања секвенци напредне аутоматизације, идентично као и у претходним случајевима, као и покушаји укључења СН извода од стране диспечера у центру управљања или диспечерских екипа на терену. Могуће је уочити само крајње промене оптерећења након извршења акција на микролокацији квара од стране диспечера у надређеном центру и диспечерских екипа на терену, у циљу лоцирања деонице у кварy и рестаурације напајања преосталих крајњих купаца који су били погођени кваром.



а) Дијаграми оптерећења СН извода



б) Дијаграми оптерећења напојних трансформатора

Слика 26. Дијаграми оптерећења СН извода и напојних трансформатора током прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају квара на првом сегменту СН извода – Варијанта Б

Изабрани пример веома реално приказује све проблеме при спровођењу процеса рестаурације и реконфигурације мреже у случају појаве квара на сегменту мреже који није аутоматизован, где решење напредне аутоматизације само делимично обави посао, док се коначно окончање процеса завршава ангажовањем екипа на терену, које је у значајној мери зависно од ситуације на терену (проблем саобраћаја, приступа објектима итд.).

7. ЗАКЉУЧАК

Напредна аутоматизација СН ЕД мреже је, кроз имплементацију два решења, базирана на различитим концептима водећих светских произвођача система и опреме за аутоматизацију СН ЕД мреже, показала сву своју супериорност у односу на решења аутоматизације претходних генерација. Иако је основни концепт аутоматизације кабловске СН ЕД мреже био у примени скоро две деценије, примењеним решењем недвомислено је показано да концепт аутоматизације треба унапредити кроз повећање степена аутоматизације СН извода, а пре свега уградњом аутоматизованих ТС СН/НН на месту прве ТС на изводу, без обзира на то да ли је примењено решење интегрисаног система заштите и управљања у напојној трансформаторској станици. Примењена решења прокрчила су пут даљој еволуцији решења аутоматизације према крајњем циљу – концепту централизованог решења. У раду су приказани само карактеристични случајеви прораде решења напредне аутоматизације и даље праћење рада реализованих решења омогућиће даље побољшање рада примењених решења. Приказана решења по обухвату мреже су тренутно референтна у светским размерама, те добијени резултати свако представљају својеврстан „*benchmark*“ резултата који се постижу приликом рада система за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Вукотић, Д., Чоловић, Н., 2022, 3.01 – „Напредна аутоматизација СН ЕД мреже”, 13. Саветовање CIRED СРБИЈА 2022, Копаоник, Србија.

[2] Elkadeem, M. R., Alaam M. A., and Azmy A. M., „Reliability Improvement of Power Distribution Systems using Advanced Distribution Automation”, *Renewable Energy and Sustainable Development* (RESD), Volume 3 Issue 1, Special Issue, March 2017, DOI:10.13140/RG.2.2.28065.81763/1

[3] Sudhakar T. D., and Srinivas K. N., „Restoration of power network – a bibliographic survey”, *European Transactions on Electrical Power*, 21(1), pages: 635 – 655, January 2011, DOI:10.1002/etep.467

[4] Uluski, R. W., „The Role of Advanced Distribution Automation in the Smart Grid“, IEEE PES General Meeting, July 2010, DOI:10.1109/PES.2010.5590075

[5] Shahin, M. A., „Smart Grids Self-Healing Implementation for Underground Distribution Networks”, 2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia), DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2013.6698702

[6] Kuru, J., Ihonen, T., Haikonen, J., „Control-Centre-Based Automatic Fault Isolation and Restoration System for Rural Medium Voltage Networks”, 22nd International Conference on Electricity Distribution – CIRED, Paper 1012, DOI: 10.1049/cp.2013.1035

[7] Chollot, Y., Wild, J., Berry, T., Jourdan, A., Raison, B., Marguet, R., Houssin, J., Joubert, R., „Decentralized Self Healing Solution Tested in the Framework of GreenLys Smart Grid Project”, 2013 IEEE Grenoble Conference, DOI: 10.1109/PTC.2013.6652289

[8] Gomes, D., Colunga, R., Gupta P., Balasubramanian, A., „Distribution Automation Case Study: Rapid Fault Detection, Isolation, and Power Restoration for a Reliable Underground Distribution System”, 2015 68th Annual Conference for Protective Relay Engineers, DOI: 10.1109/CPRE.2015.7102176

[9] Madani, V., Das, R., Aminifar, F., McDonald, J., Venkata S. S., Novosel, D., Bose, A., Shahidehpour, M., „Distribution Automation Strategies Challenges

© ЕПС АД Београд All rights reserved

and Opportunities in a Changing Landscape", *IEEE Transactions on Smart Grid*,Volume 6, Issue 4, July 2015, DOI: 10.1109/TSG.2014.2368382

[10] Das, R., Madani, V., Aminifar, F., McDonald, J., Venkata, S. S., Novosel, D., Bose, A., Shahidehpour, M., „Distribution Automation Strategies: Evolution of Technologies and the Business Case", 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286018

[11] Siirto, O., Kuru, J., Lehtonen, M., „Fault Location, Isolation and Restoration in a City Distribution Network", 2014 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ), DOI: 10.1109/PQ.2014.6866843

[12] Gong, Y., Guzmán, A., „Integrated Fault Location System for Power Distribution Feeders", *IEEE Transactions on Industry Applications*, Volume 49, Issue 3, May-June 2013, DOI: 10.1109/TIA.2013.2252596

[13] Subban, P. P., Awodele, K. O., „Reliability Impact of Different Smart Grid Techniques on a Power Distribution System", 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), DOI: 10.1109/ISGT-LA.2013.6554467

[14] Произвођачка документација, 2021, Елаборат система за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже – SoG, Siemens

[15] Произвођачка документација, 2021, Елаборат система за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже – SHG, Schneider Electric

БИОГРАФИЈЕ

Душан Вукотић је рођен 1968. године у Београду. Дипломирао је на Електротехничком факултету у Београду 1993. године. На истом факултету је 1999. године магистрирао из области естимације стања електродистрибутивне мреже. Запослен је од 1994. године у „Електродистрибуцији Београд", која се се сада организационо налази у оквиру „Електродистрибуције Србије" д. о. о. Београд. Тренутно обавља послове вишег аналитичара за пословне процесе управљања електродистрибутивним системом. Од 2001. године интензивно се бави аутоматизацијом СН ДМ мреже. ORCID: 0009-0005-3084-126X.

Божидар Ћирић је рођен 1970. године у Београду. Дипломирао је на Електротехничком факултету у Београду 1999. године. Запослен је од 2000. године у „Електродистрибуцији Србије" д. о. о. Београд, где и данас ради у Центру за ИКТ на радном месту главног стручног сарадника за SCADA и процесну технику.

Стојан Шишкоски је рођен 1969. године у Београду. Мастер студије завршио је на Техничком Факултету „Михајло Пупин" Универзетита у Новом Саду 2013. године. Запослен је у „Електродистрибуцији Србије" д. о. о. Београд у Служби за SCADA и процесну технику за ДП Београд на радном месту шефа Службе. ORCID: 0009-0002-9935-1187.

© ЕПС АД Београд All rights reserved

UDC: 621.316.012

D. Vukotić[1], B. Ćirić[1], S. Šiškoski[1]

Evolution of the Concept of Automation of Underground Medium Voltage Electric Distribution Networks

[1]„Elektrodistribucija Srbije“ Ltd. Belgrade, Serbia

Professional article

Highlights

- Automation of the MV electric distribution network is the backbone of "Smart Grids".
- The need to significantly improve the previously applied concept of automation of the MV electric distribution network.
- The improved concept of automation of the MV electric distribution network enables efficient restoration of power supply to end users after a fault occurs.

Abstract

More than two decades ago, the concept of automation of the MV electricity distribution network was adopted for the electric distribution area of the city of Belgrade, which was the initial basis for further intensive automation of the MV electric distribution network. The concept of the MV electric distribution network was primarily based on a decentralized concept, where a large number of elements were planned for integration into the SCADA system, with the possibility of activating standard predefined local automation functions. As there has been a significant functional improvement of the equipment for automation of the MV electric distribution network during the last decade due to intensive digitalization, further directions in terms of improving the existing automation concept, where a large number of automated points within the MV electric distribution network would need to be redefined. Additionally, the requirements regarding the increasing reliability of the MV electric distribution network have led to a situation where it is necessary to increase the degree of automation of the MV electric distribution network, but also to ensure a much higher degree of coordination between the embedded equipment for the automation of the MV electric distribution network. For the above reasons, it was necessary to start implementing new modern concepts of advanced automation of the MV electric distribution network, which were supported by the latest generation of equipment and solutions from the world's largest equipment manufacturers. One solution included the implementation of a semi-decentralized concept with network controllers, while the other solution included the implementation of a solution without a network controller with a predefined application algorithm within the embedded and integrated equipment for the automation of the MV power distribution network.

Keywords

Advanced Automation, Smart Grids, MV Network

Received: February 24th, 2025 Reviewed: June 3rd, 2025
Modified: July 9th, 2025 Accepted: July 18th, 2025
[1] Corresponding author: Dušan Vukotić, +381 64 834 2210
E - mail: dusan.vukotic@es.rs

Note:
This article represents an expanded, improved and additionally peer-reviewed version of the paper "*Comparative Analysis of the Implementation of Advanced MV Electric Distribution Network Automation Solutions*", awarded by Expert Committee EC-3 *Protection and Control in Distribution Networks* at the 14th CIRED Serbia Conference, Kopaonik, September 16-20, 2024

© ЕПС АД Београд All rights reserved