

ОПЕРАТИВНО УПРАВЛЕНИЕ – НОВИ ПРЕДИЗВИКАТЕЛСТВА

Камен Сейменлийски
Бургаски Свободен Университет

OPERATIONAL MANAGEMENT – NEW CHALLENGES

Kamen Seymenliyski
Burgas Free University

Abstract: *The dynamics of modern life logically leads to increased expectations in terms of reliability and quality of production and supply of electricity to consumers of energy and information services. At the same time, great efforts are being made to reduce energy losses and increase energy efficiency indicators. All this poses new challenges to Bulgaria's energy system and its operational management. At the same time, great efforts are being made to reduce energy losses and increase energy efficiency indicators. All this poses new challenges to the energy system of Bulgaria and its operational management, which is the subject of this publication.*

Key words: *power, plant, electricity, efficiency, renewable energy sources, future, tendencies, development.*

Въведение:

Динамиката на съвременния живот логично води до повишени очаквания по отношение на надеждността и качеството на производството и снабдяването с електрическата енергия на потребителите на енергийни и информационни услуги.

Увеличаващата се нужда от качествена зелена енергия, особено в страните от Европейския съюз, и постоянните мерки по повод глобалното затопляне, са основните двигатели на развитието на възобновяемите източници на енергия в много държави. Едновременно с това се полагат големи усилия за намаляване на загубите на енергия и повишаване показателите за енергийна ефективност. Всичко това поставя енергийната система на България и нейното оперативно управление пред нови предизвикателства.

I. ТЕНДЕНЦИИ В РАЗВИТИЕТО НА ОПЕРАТИВНОТО УПРАВЛЕНИЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА НА БЪЛГАРИЯ

Последните директиви на Европейския съюз налагат увеличаване на броя възобновяеми енергийни източници, присъединени в системата. Това на практика променя нейната структура. До края на миналия век тази структура беше силно централизирана. Преобладаваха крупните структуроопределящи енергийни мощности, като „АЕЦ Козлодуй“, „ТЕЦ Марица Изток“ 1, 2 и 3, „ТЕЦ Варна“, както и големите Водно-електрически централи, включително и „ПАВЕЦ Чаира“. След приемането на България в Европейския съюз, страната пое редица ангажименти за увеличаване на процента произведена енергия от възобновяеми енергийни източници до 16 %, което доведе до промяна на структурата на производство на електроенергия.

Техническите изискванията към електроразпределението и следователно изискванията към мрежите средно и ниско напрежение нарастват постоянно, поради необходимостта от присъединяване на различни възобновяеми енергийни източници [1,2,3].

Първоначалната тенденция беше в посока на присъединяване на сравнително големи мощности от фотоволтаични, вятърни и др. централи в отдалечени райони. Тази тенденция беше наложена от възможностите за използване на терени с по-ниска категория на земята, както и респективно, с по-ниска цена. Това създаде редица проблеми по отношение, както на загубите на енергия така и на оперативното управление на тези източници. Това наложи внедряването на съвременни системи за оперативно управление.

За преодоляването на тези негативни тенденции, се наложи, изработването на съответни инструменти за стимулиране изграждането на малки възобновяеми централи в непосредствена близост до консуматора [4,5,6].

Промяната на посоката на енергийните потоци, промяната на натоварването и колебанията на напрежението, които са резултат най-вече на бързо нарастващия брой непостоянни хранващи системи, като например фотоволтаични или биогазови инсталации и ветрогенераторни паркове, допълнително натоварват електропреносните и електроразпределителни мрежи и изменят силно тяхният режим на работа.

Увеличаващото се приложение на модерни енергоизточници, вариращите потоци на натоварване, дължащи се на децентрализираната електрозахранваща мрежа, която включва възобновяеми източници на енергия, увеличава и нуждата от съвременни средства за оперативно управление.

Дистанционните средства за мониторинг и управление могат значително да намалят времето, през което захранването е прекъснато, както и да минимизират разходите, причинени от повредата в системата, приспособявайки я към бързото ѝ адаптиране в условията на постоянно променящо се натоварване.

Докато нарастващата нужда от увеличаване товарите капацитети може да бъде покрита чрез разширяване на системата, ефектите, произлизащи от променливия характер на пренасяната енергия, колебанията на натоварването и ограничаваният диапазон на напрежението, могат да бъдат разрешени само с така наречените интелигентни решения.

II. ИНТЕЛИГЕНТНИ ЕНЕРГИЙНИ МРЕЖИ

Осъществяването и експлоатацията на интелигентните енергийни мрежи изискват използването на интелигентни компоненти на всяко ниво, които имат възможност да комуникират помежду си.

В реални условия, при експлоатацията на електроенергийните съоръжения (в т.ч. електроцентрали и подстанции), се обработват многомерни масиви от данни с размерност до няколко хиляди компоненти. Тези съвременни работни условия в енергетиката налагат приложението на също така съвременни технологии за следене, обработване и управление на енергийните мощности както във всеки отделен случай, така също и на мрежите от производствени мощности като цяло. Налага се внедряването на разпределени компютърни системи за диспечеризиране на работните процеси, по-специално – на SCADA системи [6,7,8].

Мониторингът и контролът на електрически параметри, отнасящи се до електрическите съоръжения в електроцентралите, включително енергийни блокове, генератори и трансформатори, които са звено от системата за високо напрежение, могат да

са част от основната разпределена система за контрол DCS или да бъдат наблюдавани от PLC – интегрирани с основната DCS система.

В рамките на енергийните системи, всички основни високоволтови и нисковолтови системни параметри се наблюдават в DCS – компютъризирана система за контрол на процесите, в която автономни контролери са разпределени в цялата система, но под централен операторски контрол. Диспечерската система (до известна степен подобна на PLC/DCS с някои важни различия), която събира и натрупва данни за един процес и изпраща управляващи команди за процеса, е част от по-голямата система за диспечерско управление и събиране на данни (Supervisory Control and Data Acquisition) или SCADA. Системите за интелигентно диспечерско управление (Intelligent Supervisory Control или ISC) се отнасят за управляващи системи, ползващи косвени измервания и алгоритми за трудно достъпната (или недостъпната) информация, която се предоставя чрез т.нар. софт-сенсинг програмно обезпечение.

Съкращението SCADA обикновено се отнася за централизираните системи следящи и управляващи изцяло състоянията на съоръженията, както и за комплекси разположени върху големи площи. Повечето управляващи действия се извършват в автоматичен режим от програмируеми логически контролери (Programmable Logic Controllers или PLCs) или от отдалечени терминали (Remote Terminal Units или RTUs), предаващи телеметрични данни към системата и/или променящи състоянието на обектите на основата на управляващи съобщения получени от системата. Управляващите функции на централния компютър обикновено се ограничават до отменяне или интервенция на диспечерско ниво. Събирането на данни започва на нивото на RTU или PLC и включва метрични зачитания и отчети за състоянието на оборудването, свързано със SCADA в съответствие с изискванията. След това данните се компилират и формират по такъв начин, че операторът в диспечерската централа, имащ достъп до човско-машинния интерфейс, може да вземе диспечерски решения, настройващи или променящи нормалните контролни точки на RTU или PLC. Данните могат да се подават и от натрупаната вече история на работните процеси, от системата с достъпна база данни с цел промяна или проверка на управлението.

Поради това че мрежите за електроразпределение стават все по-сложни в следствие на интеграцията на разпределени енергийни ресурси и съхранение, тези предизвикателства представляват възможности за преосмисляне управлението на разпределението на електроенергия. При интегрирането в разпределителната мрежа, интелигентните измервателни уреди, разпределението в комбинация с повишената автоматизация на мрежата, заливат системите за автоматизация с данни, които трябва да бъдат интелигентно управлявани и използвани за ефективна работа на разпределителната мрежа. В същото време комуналните услуги са изправени пред нарастващ регулаторен натиск и натиск от страна на клиентите, за да увеличат максимално ефективността на мрежата и да осигурят надеждно обслужване по всяко време. Новото предложение на Siemens, Spectrum Power ADMS – Advanced Distribution Management System (усъвършенствана система за управление на дистрибуцията), може да помогне на комуналните услуги като електроразпределителните дружества да наблюдават и управляват своите електроразпределителни мрежи по-добре от всякога. Тази система управлява няколко ключови процеса чрез един потребителски интерфейс:

- SCADA (надзорен контрол и събиране на данни)
- управление на прекъсвания
- анализ на неизправности и мрежи и други

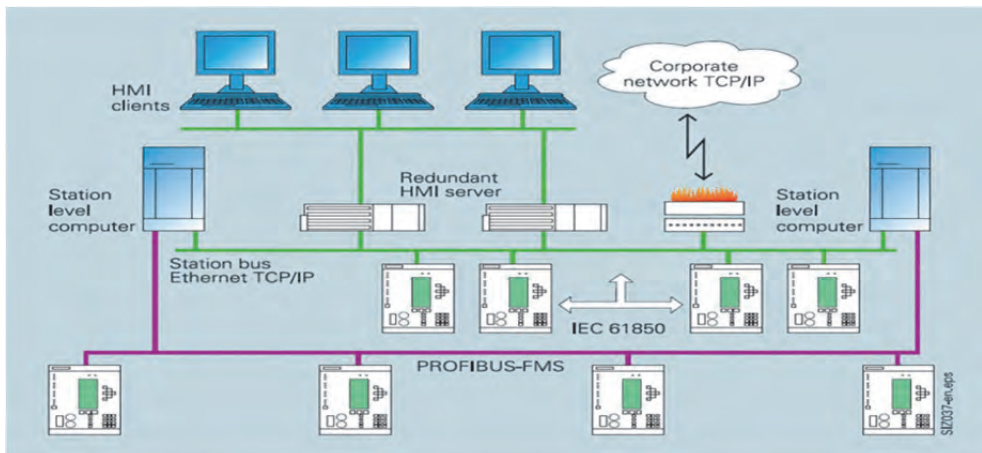
Spectrum Power се интегрира с всички съществуващи технологии, необходими за бързо възстановяване на захранването и активно адресиране на други проблеми в сложна среда. Spectrum Power опростява всички работни процеси и го прави чрез полесното въвеждане и актуализиране на данни, свързани с мрежата. Също така помага на мрежовите оператори да контролират и наблюдават своята разпределителна мрежа по-надеждно, както и да се справят по-ефективно с поддръжката и ремонта. Spectrum Power интелигентно използва данните на измервателни уреди за откриване и изчистване на грешки и за наблюдение и контрол на разпределеното генериране.

Един от модулите на електропреносните мрежи на бъдещето е интелигентната трансформаторна подстанция, която позволява бърза автоматизирана реакция на повредите, като по този начин допринася за управлението на активните товари в електропреносните системи.

Една интелигентна трансформаторна подстанция се разделя на 3 нива:

- Ниво 1 е наблюдението, което позволява по-висока разполагаемост на електрозахранването и по-бързо локализиране на повредите;
- На ниво 2 се намира дистанционното управление, което намалява времетраенето на повредите и позволява бързото им отстраняване;
- Ниво 3 представлява контрол на натоварването, който намалява загубите и позволява управление на децентрализирания запас от енергия.

SICAM SAS е системата за контрол и защита на подстанции, която предоставя системно решение за ефективна реализация на тези функции. Тя е замислена като отворена система, за да предоставя елементарни интерфейси основани на международни стандарти за интеграцията на различни IED (Intelligent End Devices) устройства или нови комуникационни протоколи, както и интерфейси за реализация на специфични автоматизационни функции (фиг. 1).



Фиг. 1. SICAM PAS CC конфигурация.

Главните прекъсвачи са основата на една интелигентна трансформаторна подстанция. В зависимост от крайната цел се използват различни компоненти за наблюдение и контрол:

- Системата за следене на напрежението показва дали захранващите линии работят.
- Индикаторите за късо съединение/повреда при заземяването сигнализират за повреди в съответствие със зададения праг на задействане. В зависимост от структурата на мрежата и от потока на енергията може да се наложи използването на устройства, които засичат посоката на енергията, като те ще се нуждаят от адекватна допълнителна информация за напрежението.
- За защита на трансформаторите се използват защитни системи, които предпазват от свръхтокове.
- Достъпни са и допълнителни преключватели, например за индикация на позицията, блокировки, изтичане, налягане на газа.
- Налични са и резервирани механизми, работещи със соленоиди, които могат дистанционно да бъдат отваряни и затваряни.
- Сензорите за напрежение и ток предават сигнала на напрежение и ток с цел контрол на натоварването. Тези сигнали се получават чрез стандартни токови или напрежителни трансформатори или модерни сензори.

III. ДОБРИ ПРАКТИКИ В БЪЛГАРИЯ

Няколко такива проекти се реализират понастоящем и в България от Електроенергийния системен оператор, ЕВН България, ЧЕЗ и др.

За да се осъществи такъв проект, първоначално е необходимо да се изгради съответната телекомуникационна инфраструктура. Такава телекомуникационна инфраструктура например е оптичната мрежа на Електроенергийния системен оператор. Тази инфраструктура е изградена основно върху съществуващата линейна инфраструктура на ЕЕС, по технология на вградени в мъниезащитното въже оптични влакна. За допълнение и при необходимост, към тази технология се добавят подземни оптични кабели и самоносещи оптични кабели. Така изградената пасивна телекомуникационна инфраструктура се характеризира с висока сигурност и надеждност, както и с осигуряване на достатъчна по обем преносна среда за телекомуникационна свързаност с високи експлоатационни възможности за нуждите на релейни защиты, системна автоматика и АСДУ.

Като пример за ефикасността на апаратурите използващи оптични влакна за пренос на информация, по отношение на тези, използващи класически технологии е времето за ускоряване на команда от релейна защита, което при класическите средства е около 40 ms, а при оптичните е 6÷9 ms. Това намалява значително щетите при протичане на нежелан процес, като позволява по-бързо задействане на релейни защиты и съкращаване времето на изключване на прекъсвачите, през които се захранва повредата. Наличието на достатъчно развита оптична мрежа предполага и възможност за въвеждане на неизползвани до сега в България средства за зонална защита и автоматика. Изграждането на нови комуникационни трасета се извършва чрез монтаж на мъниезащитно въже, с вградени оптични влакна при изграждане на нови електропреносни линии с напрежения над 110kV или при реконструкция и модернизация на съществуващи такива. Обуславящият фактор за по-интензивно развитие на телекомуникационната инфраструктура за периода, е изграждането и осигуряването на резервирана телекомуникационна свързаност на обекти, които да се управляват дистанционно, за подобряване селективността и бързодействието на релейните защиты и за осигуряване на резервирана свързаност с оптичния телекомуникационен ринг

на Електроенергийния системен оператор на обектите, които имат междусистемни електропроводи 400kV и големите производствени мощности от системно значение.

Развитието на автоматизираната система за диспечерско управление (АСДУ) е свързано с модернизация на изградените SCADA/EMS, телемеханични, телекомуникационни и хранящи системи и с изграждане на нови такива, чрез които ще се осигури по-добро управление на ЕЕС, намаляване на отказите, повишаване бързината на диагностициране на предаварийни ситуации и на времето за отстраняване на аварии.

В началото се търси европейско съфинансиране за модернизиране на SCADA на ЦДУ и доставка на нова SCADA система за опорен пункт „София Юг“. Също се предвижда подмяната на управляващата система на ЦДУ. Модернизация и развитие на телемеханични системи [9,10,11,12].

Ще бъдат телемеханизирани подстанции, с изграждане на системи за дистанционно управление на обекти без постоянен дежурен персонал, от опорните пунктове. Модернизация и развитие на телекомуникационни системи

Телекомуникационната мрежа със своето активно и пасивно оборудване осигурява:

- управление на ЕЕС в реално време от SCADA в ЦДУ и ТДУ;
- изграждане на центрове за управление на ЕЕС при аварийни или други екстремни ситуации;
- дистанционно управление на обекти, работещи без постоянен дежурен персонал;
- комуникация между надлъжно-диференциални защиты и между устройствата за предаване на команди генерирани от релейни защиты или други устройства от системната автоматика;
- комуникация между елементите за противоаварийната автоматика (ПАА);
- гласови комуникации за диспечерски нужди;
- високоскоростни връзки за обмен на информация в реално време с диспечерските пунктове на страните от ENTSO-E;
- пренос на административна и технологична информация между отделните звена на ЕСО.

Ще бъде обновена опорната телекомуникационна мрежа, като се даде възможност за високоскоростен пренос на по-голям обем информация през нея и при съблюдаване на съвременните изисквания за кибер-сигурност. С това ще се осигури необходимото качество на телекомуникационните линии между диспечерските центрове на ЕСО, към разчетните центрове на ENTSO-e и към обектите от ЕЕС. Развитието на телекомуникационните системи ще осигурява резервирани комуникационни линии с обекти, които ще се управляват от опорни пунктове.

Електроенергийният системен оператор е в процес на промяна в начина на управление на подстанциите, които експлоатира.

Традиционната организация с 24-часово дежурство в обектите от дежурни оператори, които извършват оперативни превключвания, разпоредени им по телефон, постепенно се променя. Предвижда се, част от подстанциите 110/ср.н., поетапно да останат само с по един оперативен дежурен, който да бъде на редовна смяна в работни дни. Този оперативен дежурен ще извършва обезопасяване и допускане до работа, в съответствие с изискванията на действащите в страната правилници и наредби. Оперативните превключвания в тези обекти ще се извършват дистанционно, от „опорни“ пунктове, които ще имат 24-часово дежурство. Дежурните оператори в „опорен“

пункт ще имат правата и задълженията на оперативните дежурни в подстанциите, но ще могат да извършват превключвания в няколко обекта на ЕЕС.

Подобени проект на ниво електроразпределителна мрежа изгражда и EVN България Електроразпределение. Първоначално такива съоръжения са въведени в експлоатация, като мобилни електроразпределителни подстанции 110/20 kV - 16,5 MVA, а по-късно е реализирана и първата стационарна автоматизирана 110/20 kV електрическа подстанция „Царацово“. Съоръжението се намира в село Царацово, област Пловдив. Мощността му е 32,5 MVA. Изграждането на подстанцията е свързано с интензивното развитие на района на север от Пловдив. В подстанцията „Царацово“ е монтирана дигитална техника за управление, контрол, наблюдение и автоматизиране на разпределителните уредби. Чрез тази система управлението на новата подстанция се извършва дистанционно от диспечерския център на EVN България.

IV. ИЗВОДИ

Преминаването към режим на работа, без постоянен дежурен персонал ще доведе до оптимизиране на режима на работа на ЕЕС в съответните региони, чрез увеличаване на броя наблюдавани в системата на АСДУ обекти и подобряване на възможността за оперативно планиране и управление и постигане на оптимални режими на работа, както на отделните съоръжения, така и на ЕЕС в тези райони.

Реализацията на тези проекти ще повиши енергийната ефективност на електропреносната мрежа, ще намали технологичните разходи и ще даде възможност за постигане конкурентни цени на електроенергията, поради подобряване на условията за търговия. Повишената преносна способност на мрежата ще даде възможност за присъединяване на инсталации за децентрализирано производство на електроенергия. Работните напрежения ще могат да бъдат регулирани в допустимите граници, с наличните технически средства, при всички режими на работа на ЕЕС.

ЛИТЕРАТУРА:

- [1]. Jiyuan Fan, Xiaoling Zhang, „Feeder Automation within the Scope of Substation”, Proceedings of Power Systems Conference and Exposition, 2006 PSCE '06. 2006 IEEE PES, Atlanta, GA, ISBN: 1-4244-0177-1', pp 607-61.
- [2]. P. J. Ramadge and W. M. Wonham: Supervisory control of a class of discrete event processes, SIAM J. Control and Optimization, Vol. 25, No. 1, pp. 206-230, 1987.
- [3]. Съобщение на комисията до Европейския парламент, Съвета, Европейския икономически и социален комитет и Комитета на регионите – Стратегия на ЕС за използване на потенциала на енергията от възобновяеми източници в морето за неутрално по отношение на климата бъдеще, {SWD(2020) 273 final}
- [4]. Радослав Симионов, Здравко Караджов, Бъдещи перспективи за развитие на PV централи в България и ЕС – политика на Европейският съюз, БСУ - Годишник, Том XLI, ISSN: 1311-221X, 2020, стр. 86-94.
- [5]. Здравко Караджов, Радослав Симионов, Бъдещи перспективи за развитие на PV централи в България и ЕС – технически фактори, БСУ – Годишник, Том XLI, ISSN: 1311-221X, 2020, стр. 368-376.

-
-
- [6]. С. Лецковска, Ст. Моллова, П. Рахнев, Възможности за модифициране на действащите тарифи за заплащане на електрическата енергия, Годишник БСУ, 2012. ISSN: 1311-221-X, том XXVII, стр. 256-264, Печат: ЕКС-ПРЕСООД – Габрово
- [7]. Елдар Заеров, Изследване на потенциала за производство на водород с фотоволтаична централа и горивна клетка, БСУ – Годишник, Том XXXI, ISSN: 1311-221X, 2015, стр. 36-40.
- [8]. Развитие към Smart Grid, Част II: Управление на мрежата и средства за автоматизация, сп.Енергия, бр. 2, април 2012.
- [9]. http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-transmission/Transformers/Distribution%20Transformers/fitformer-reg/intelligent-transformer-substation_en.pdf.
- [10]. Акад. В.Сгурев, н.с. Ст. Койнов. Интелигентно диспечерско управление на енергийните мощности - съвременни тенденции. Институт по информационни технологии – БАН, 2008.Nguyen Dang Anh Thi, The evolution of floating solar photovoltaics, 2017, <https://www.researchgate.net/>.
- [11]. План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2020-2029 г. СОФИЯ, 2020.
- [12]. Мишо Мацанков, Стоян Петров, Study of voltage in the nodes for one-contour network with decentralized sources, БСУ – Годишник, Том XLI, ISSN: 1311-221X, 2020, стр. 75-79.