

ОПРЕДЕЛЯНЕ НА МАКСИМАЛНАТА МОЩНОСТ НА РАЗПРЕДЕЛЕНА ГЕНЕРАЦИЯ В МРЕЖИ 0,4 KV

Красимир Маринов Иванов^{1*}, Георги Цонев Велев¹, Тодор Тодоров²

¹Технически университет – Габрово, ул. Хаджи Димитър 4, Габрово, България

²Ей Си Енерджи ЕООД, Н.Габровски 1, София, България

*кореспондиращ автор: krmri@tugab.bg

DETERMINATION OF THE MAXIMUM POWER OF DISTRIBUTED GENERATION IN 0,4 KV NETWORKS

Krasimir Marinov Ivanov^{1*}, Georgi Tsonev Velevev¹, Todor Todorov²

¹Technical University of Gabrovo, 4 H. Dimitar Str., Gabrovo, Bulgaria

²ACDC Energy, N. Gabrovski Str.1, Sofia, Bulgaria

*Corresponding author: krmi@tugab.bg

Abstract

This paper inhere examines 0,4kV low voltage electrical power networks with connected distributed generation systems. The maximum power of the plants from renewable energy sources, which can be connected to a 0,4 kV low voltage power line, is determined depending on the nominal power of the power transformers, the cross-section of the lines cores of the overhead power line and the regulatory documents in our country.

Keywords: plants from renewable energy sources, low voltage, overhead network.

ВЪВЕДЕНИЕ

В мрежите ниско напрежение се присъединяват предимно фотоволтаични централи. У нас към края на 2024 година има инсталирана мощност от фотоволтаични централи (ФЕЦ) в размер на 4 568 MW, което с 47,7 % ръст спрямо предходната година. Възобновяемите енергийни източници (ВЕИ) продължават да покачват своя дял в произведената електрическа енергия изнесена към преносната и разпределителната мрежа. Общият дял на ФЕЦ в произведената електрическата енергия в електро-енергийната система на България за 2024 г. постига стойности от 5 220 293 MWh, което представлява 13,7 % от цялото произведено количество електро-енергия. Максималният относителен дял в

брутното дневно производство на електрическа енергия е отчетен на 07.06.2024 (петък) и той достига 30,13 %. Максималната мощност от ФЕЦ, присъединени към електроенергийната система на България достига 3001 MW и тя е произвела 26 367 MWh електрическа енергия на 01.08.2024 (четвъртък). Като дял в енергийното производство соларите имат около 19 % (за първите осем месеца на 2025 г.), при едва 4 % за същия период на 2022 г. С навлизането на системите за съхранение на електрическа енергия и новите инвестиции в сектора може да се прогнозира, че догодина слънчевата енергия ще надхвърли 25 % от енергийния микс на България. За сравнение, дялът на енергията от въглищни ТЕЦ се свива от над 45 % до под 25 % за същия

период. Голяма част от новите фотоволтаични централи са с голяма мощност (над 25 MW) и са присъединени към мрежата ВН, което вече не би могло да се нарече разпределена генерация. Това води до загуби на мощност и енергия при преноса и разпределението на произведената електрическа енергия от ФЕЦ с голяма мощност, тоест губи се едно от предимствата на разпределената генерация. В Германия, която стартира активното производство на електрическа енергия от ВЕ след 2002 година, инсталираните мощности на ФЕЦ в мрежата ниско напрежение са повече с 2000 MW от тези в мрежите СН, ВН и СВН. Това се дължи основно на структурата на немския Закон за възобновяемите енергийни източници (EEG) и на технологичните характеристики на фотоволтаиците. Малките фотоволтаични системи са почти толкова ефективни, колкото и големите системи. В Германия има пик при 30 kW ФЕЦ, което е резултат от регулацията. За ФЕЦ до 30 kW, точката на свързване към мрежата е същата като точката на свързване към сградата поради законови изисквания. По този начин разходите за свързване към мрежата за оператора на електрическата мрежа винаги са минимални.

Ниските експлоатационни разходи, правят слънцето особено привлекателен енергиен източник за инвеститорите [1]. Истина е, че електроенергията от вятъра и слънцето не може да бъде произвеждана по график, съобразно потребностите на електроенергийната система [5]. Но в това направление се работи като се правят центрове за прогнозиране, а оттам и на вероятностното количество произведена електроенергия [4]. По-голямата част от ветрогенераторите и фотоволтаичните централи се изграждат в райони с разширени електроразпределителни или преносни електрически мрежи и по този начин се свързват към електроенергийната система. Фотоволтаичните централи с мощност над 5 MWp генерират по-големи количества електрическа

енергия и затова се свързват към мрежи средно и високо напрежение. В някои паркове с мощности над 25 MWp предпочитително е помощните електрически мрежи да бъдат на напрежение 33 kV, т.к. мощността която може да се предаде по тях е значително по-голяма при по малки сечения на линиите.

ИЗЛОЖЕНИЕ

Фотоволтаичните електроцентрали са електрически генериращи системи, които се различават от традиционните директно свързани към мрежата синхронни генератори, използвани обикновено в конвенционалните електроцентрали. Поради своите различни характеристики тези генератори взаимодействат по различен начин с ЕЕС в сравнение със синхронните генератори. Това означава, че те могат да доведат до смущения, като например промяна в големината на напрежението и честотата в мястото на присъединяване или в първичния задвижващ източник по различен начин и че тяхната възможност да участват при регулирането и контрола на напрежението в мрежата може да бъде малка [4].

Докато делът на електроенергията произведена от централи на възобновяеми енергоизточници в общото производство е малък, режимът и поведението на ЕЕС продължава да се обуславя от синхронните турбо- и хидрогенератори, които все още генерират най-голямата част от консумираната електрическа енергия. Поради това поведението на такава система не се различава значително от електроенергийна система без генератори, задвижвани от ВЕИ. Въпреки това, когато голям брой фотоволтаични централи са присъединени към системата и те заменят значителна част от мощността, произвеждана от стандартните синхронни генератори, те започват да засягат различни аспекти на поведението на електроенергийната система. В момента балансът между генерирането на мощност и консумацията основно се поддържа чрез адаптиране на генерациите

към товара. Причината за това е, че включването на товар в балансирането на системата е трудно, тъй като консумацията на електро-енергия не е силно изменяща се и следователно товарът е по-скоро неизменящ се. Докато енергията, произвеждана в електроцентралите може да бъде контролирана, това не е главен проблем, макар и затруднявайки управлението на генераторните мощности, т.е. определяне кои електроцентрали трябва да работят за покриване на товарите най-ефективно и икономично, като се вземат предвид цената на горивата и техническите характеристики на електроцентралите. Въпреки това значителното участие на генератори, чиято изходна мощност не може да се регулира, представлява основен проблем за днешните процедури за балансиране на системата, т.к. като такива генератори не могат да допринесат за поддържането на системния баланс.

Генератори, чиято изходна мощност не се регулира, могат разбира се да покриват част от консумацията на електро-енергия, без да причиняват проблеми за баланса на системата [3], [5]. Нивото, до което генератори, чиято изходяща мощност не се регулира, могат да допринесат за покриването на товара без допълнителни мерки, както и естествено степента, при която трябва да бъдат предприети допълнителни мерки, за да се позволи по-нататъшно увеличаване на приноса на генерираните от тях мощности зависи от такива фактори като: товаровият график на системата; процента на съотношение между товара и наличността на първичен енергиен източник, използван от нерегулируемите генератори; характеристиките на останалите регулируеми централи и топологията на мрежата. Следователно не е възможно да се направи общо твърдение по отношение на количеството на нерегулируемата генерирана мощност, която може да бъде присъединена към електроенергийната система, без да се вземат допълнителни мерки, нито по отношение на точните

мерки, които трябва да бъдат взети с цел допълнително увеличаване на нивото им на прилагане. Все пак е ясно, че увеличаването на броя на нерегулируемите генератори, като например ветрогенераторите и фотоволтаичните централи, в крайна сметка води до проблеми при поддържането на системния баланс.

Експлоатационните изисквания за присъединяването на фотоволтаичните електрически централи (ФЕЦ) към електрическата мрежа в България са регламентирани. Ето някои от тях:

Генериращата система задължително трябва да преустанови генерацията на напрежение при отпадане на мрежовото напрежение. Включването на **разпределената генерация** в паралел към електрическата мрежа да се осъществява автоматично от 3 до 10 секунди след възстановяване на външното захранване. Да е изключена възможността за ръчно възстановяване на системата при отсъствие на мрежово напрежение. Всички метални конструкции на модулите, като инверторите и конверторите трябва да се заземят към общ заземителен контур, със специален собствен заземител, съгласно изискванията на фирмата производител. Трябва да се предвижда необходима комутационна апаратура за ръчно изключване на централата при аварийно-ремонтни работи. Допустимата обща стойност на висшите хармонични смущения в тока (THD), причинени от електрическата централа и измерени на/или до границата на собственост, не трябва да превишават 8% от ефективната стойност на съставлящата с основна честота (50 Hz). Допустимата несиметрия на напреженията, предизвикана от присъединената електрическа централа в точката на присъединяване към електроразпределителната мрежа е 2 %. Допустимите нива на интензивност на трептения (Flicker), причинени от присъединената електрическа централа и измерени на или до границата на собственост, са: $Pst = 0,9$ - краткотрайно; $Plt = 0,7$ - дълготрайно. Електрическата централа да работи с

фактор на мощността ($\cos \varphi$) в границите от 0,95 индуктивен до 0,98 капацитивен, измерен в точката на присъединяване към електроразпределителната мрежа, като за целта се монтират необходимите компенсиращи устройства. Електрическата централа да работи устойчиво при плавно изменение на напрежението в точката на присъединяването и към електроразпределителната мрежа в диапазона (0,9 - 1,1) U_N . Електрическата централа да работи устойчиво в честотния диапазон от 47,5 Hz до 50,3 Hz, като при честота извън този диапазон, тя трябва автоматично да се изключва с времезакъснение 0,5 s. Не се допуска автоматична ресинхронизация след автоматично изключване по честота. Работа на електрическата централа в "островен" режим не се допуска. При ограничения на пропускателната способност на съоръженията в подстанцията, както и в прилежащата преносна мрежа, оперативният персонал на ЕСО има право да ограничава генерираната мощност, включително и изключване на електрическата централа.

Продължителното изменение на напрежението се получава в резултат на постоянна работа на мощни консуматори и/или генератори от ВЕИ, както и при промяна на метеорологичните условия. То може да бъде определено, тъй като параметрите на захранващите мрежи, трансформатори и режимните параметри на дадения консуматор или генератор могат да бъдат дефинирани. Продължителното изменение на напрежението се разглежда в два аспекта:

- Понижаване на напрежението;
- Повишаване на напрежението.

При работата си генераторите от ВЕИ НН повишават напрежението U_i в точката на присъединяване. Винаги съществува загуба на напрежение ΔU по линията от тях до подстанцията. Ако мощността им е достатъчна, те захранват консуматорите по линията и връщат останалата електроенергия в разпределителната уредба на подстанцията. При спиране на

работата на генераторите от ВЕИ, консуматорите по линията започват да се захранват по нормална схема от подстанцията, като напрежението U_i се понижава според спада (загубата) на напрежение ΔU .

Някой от изискванията за присъединяване противоречат на европейският стандарт EN50160, в който се казва че изискванията към производителите на електрическа енергия в някои случаи са по-утежени. В Германия според предписанията за присъединяване на източници на генерираща мощност от 2008 г. [2] максималната мощност, която може да се присъедини към мрежите се оценява и от увеличението на напрежението в мястото на включването му съгласно следната формула:

$$\Delta U_{av} = \frac{S_{Wmax}}{S_k} \cdot \cos(\psi_k + \varphi), \quad (1)$$

където: S_k – мощност на късо съединение в точката на свързване; ψ_k – ъгъл на импеданса на късо съединение в точката на свързване; S_{Wmax} – максимална мощност на генериращия източник в точката на свързване; φ – ъгъл на дефазироване между напрежението и тока в точката на свързване.

Това увеличение на напрежението не би трябвало да надвишава 2 %.

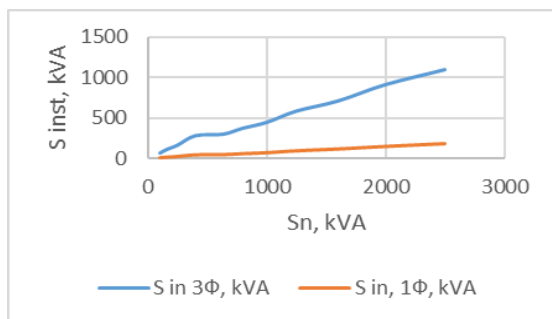
В българските предписания това максимално увеличение на напрежението може да достигне 5 %. Съгласно немските предписания [2] факторът на мощността може да е 0,95 (CAP)...1...0,95 (IND). По този начин би могло да се постигне допълнително увеличение на генериращата мощност и да тя да участва в регулирането на напрежението. Немските предписания допускат регулиране на активната мощност на вятърни и фотоволтаични централи и в определени случаи участие в регулиране на честотата на мрежа, при аварии в мрежата, които не изискват задължително изключване.

Използвайки израза (1), се извежда формула за определяне на максималната мощност на новоприсъединен генериращ източник при увеличаване на напреже-

нието в точката на присъединяване в рамките на 2 %.

$$S_{W \max} = \frac{0,02 \cdot S_{kV}}{\cos(\psi_k + \varphi)} \quad (2)$$

На фиг. 2 е представена изчислената максимално възможна инсталирана мощност на разпределена генерация (трифазна и монофазна) на шините на съвременен разпределителен трансформатор с различна мощност на страна 0,4 kV при допустимо отклонение на напрежението 2 %. Монофазната мощност е изчислена като 1/6 от възможната трифазна мощност.

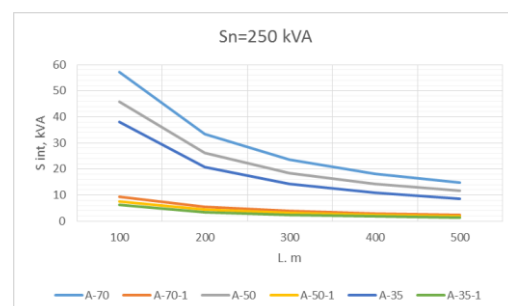


Фиг. 1 Изменение на максимално възможната мощност за присъединяване от ВЕИ в зависимост от номиналната мощност на силовия трансформатор в трафопоста.

Мрежите ниско напрежение у нас 0,4 kV като правило се захранват от трафопостове 20(10) kV/0,4 kV с различна мощност. Усреднената свръхпреходна мощност на късо съединение на страната 20 kV е в рамките на 400 MVA. Най-често броят на използваните трансформатори в тези трафопостове е един. Номиналната мощност на тези трансформатори може да бъде 100, 160, 250, 400, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000 и 2500 kVA. Ако имаме два трансформатора и ако работят в паралел на страна ниско напрежение се получават по-го-леми мощности на късо съединение. При работа на един трансформатор мощностите на к.с. са както следва 116.02, 180.65, 222.93, 280.04, 419.15, 512.195, 580.03 kVA. Разработен е модел на електрическа мрежа с присъединена централа от ВЕИ (възобновляем енерго

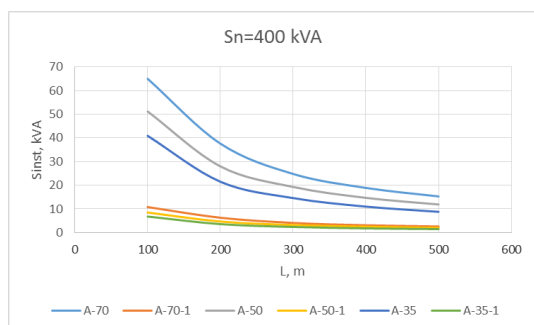
източник) към края на въздушен електропровод ниско напрежение. Централите от ВЕИ (фотоволтаични и вятърни) се моделират по мощност и се състоят от инвертор със съответната мощност, присъединен към електропровода. Определената максимална мощност на централите от ВЕИ, които могат да бъдат присъединени към електрическата мрежа е при условие, че се спазват изискванията за качество на напрежението и условието за не надвишаване на съотношението на генериращата мощност към мощността на к.с. от 0,02. Използвайки предписанията на ДКЕВР получените максимални мощности на вятърни електроцентрали, включени към шини 0,4 kV, в зависимост от номиналната мощност на силовите трансформатори са представени на графиката фиг. 1.

Изследвано е присъединяване на централа задвижвана от ВЕИ посредством електропровод ниско напрежение 0,4 kV с различна дължина и сечение на електропровода (въздушен и усукан изолиран проводник) в зависимост от начина на работа и мощността на силовите трансформатори. На фиг. 2 са представени кривите на изменение на максималната мощност на централа от ВЕИ, която може да се присъедини към въздушен електро-провод с алуминиево стоманен проводник със сечение от 35 до 70 mm² свързан към шините 0,4 kV на трафопост с трансформатор с номинална мощност 250 kVA.



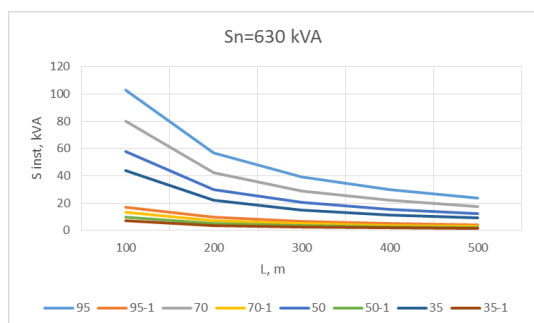
Фиг. 2. Изменение на максималната възможна инсталирана мощност в зависимост от дължината при трансформатор с мощност 250 kVA

На фиг. 3, 4, 5, 6, 7, 8 и 9 са представени кривите на изменение на максималната мощност на централи от ВЕИ, която може да се присъедини към въздушен електропровод с алуминиеви усукани изолирани проводници със сечение от 35 до 95 mm² свързан към шините 0,4 kV на трафопост 20 kV с трансформатор с номинални мощности 400, 630, 800, 1000, 1250, 1600 и 2000 kVA. Изчислени са два варианта на трифазна и монофазна централа от ВЕИ.

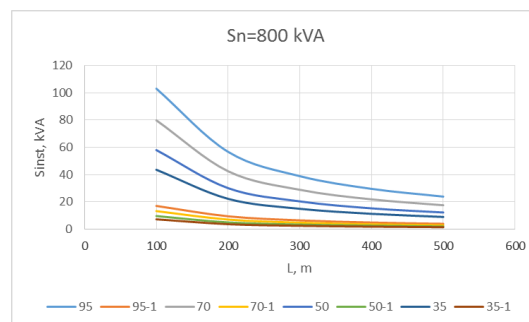


Фиг. 3. Изменение на максималната възможна инсталирана мощност в зависимост от дължината при трансформатор с мощност 400 kVA

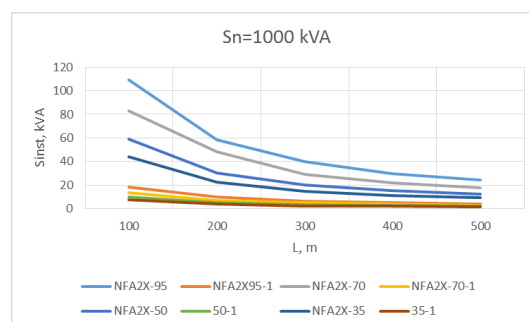
Тези криви биха могли да се използват за да се определя максималната инсталирана мощност на централа от ВЕИ и батерия присъединена към електропровод, свързан към трафопост средно напрежение с различни мощности на понижавачите трансформатори.



Фиг. 4. Изменение на максималната възможна инсталирана мощност в зависимост от дължината при трансформатор с мощност 630 kVA

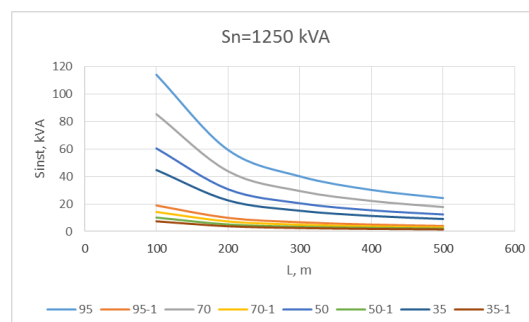


Фиг. 5. Изменение на максималната възможна инсталирана мощност в зависимост от дължината при трансформатор с мощност 800 kVA

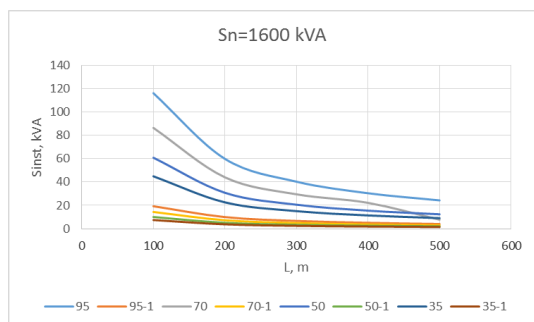


Фиг. 6. Изменение на максималната възможна инсталирана мощност в зависимост от дължината при трансформатор с мощност 1000 kVA

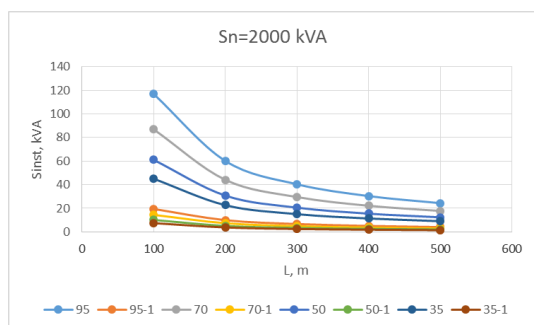
Загубата на напрежение в електропровода с централа от ВЕИ с максимална мощност, представена на графиките, не надвишава 2 % при приемане, че произвежданата мощност е изцяло активна. Продължителният ток на проводниците също не се надвишава.



Фиг. 7. Изменение на максималната възможна инсталирана мощност в зависимост от дължината при трансформатор с мощност 1250 kVA



Фиг. 8. Изменение на максималната възможна инсталирана мощност в зависимост от дължината при трансформатор с мощност 1600 kVA



Фиг. 9. Изменение на максималната възможна инсталирана мощност в зависимост от дължината при трансформатор с мощност 2000 kVA

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Определянето на максималните мощности на фотоволтаични електроцентрали, които се включват в края на еквивалентен електропровод 0,4 kV, е основна цел, която е постигната при изследва-

не на възможностите на трафопост средно (20 kV)/ниско напрежение със силов трансформатор с различна мощност при увеличаване на напрежението в точката на присъединяване в рамките на 2 %. Изследванията са осъществени и представени в графичен вид .

Източник на финансиране: проект НИП2025-16.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Gankova-Ivanova, Zwetelina, Renewable Energy Sources and Employment (Erneuerbare Energiequellen und Beschäftigung), Plenary talk, FDIBA Conference Proceedings, vol.2, 2018, S.1-10.
- [2] VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. VDE 10.2018.
- [3] EN IEC 62446- 2:2020, Photovoltaic (PV) systems — Requirements for testing, documentation and maintenance.
- [4] Christian Synwoldt: Dezentrale Energieversorgung mit regenerativen Energien Technik, Märkte, kommunale Perspektiven, Springer Vieweg, Mailborn.
- [5] Valov Boris: Handbuch Netzintegration Erneuerbarer Energien: Netzanschluss, Stromerzeugungsanlagen und Regelung, Springer Vieweg, Kassel, 2019.