

ЗАГУБИ В ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИТЕ МРЕЖИ С ПРИСЪЕДИ- НЕНИ ВЪЗОбНОВЯЕМИ ПРОИЗВОДИТЕЛИ

**Бончо Димитров, Христо Попов, Рад Станев, Никола Николов, Димо Стои-
лов.**

***Резюме:** В статията са разгледани въпросите за намаляване на загубите на енергия и за качеството на електроенергията в разпределителни мрежи с присъединени производители от възобновяеми източници.*

***Ключови думи:** загуби на мощност и енергия, електроразпределителни мрежи, качество на електроенергията, възобновяеми производители.*

LOSSES IN ELECTRICITY DISTRIBUTION NETWORKS WITH RENEW- ABLE PRODUCERS

Boncho Dimitrov, Hristo Popov, Rad Stanev, Nikola Nikolov, Dimo Stoilov

***Abstract:** The article considers the issues of reducing energy losses and the electric power quality in distribution networks with connected producers from renewable sources.*

***Keywords:** electric power and energy losses, electricity distribution networks, electric power quality, renewable producers.*

1. Въведение

В резултат на нарастващото потребление на електрическа енергия, изчерпването на изкопаемите горива и опасенията за състоянието на околната среда е от съществено значение да се обърне сериозно внимание на развитието на електропроизводството от възобновяеми източници - основно водни ресурси, вятър, слънчева енергия и биомаса. Тези технологии са вече усъвършенствани и широко използвани, поради достатъчната им наличност в природата на планетата.

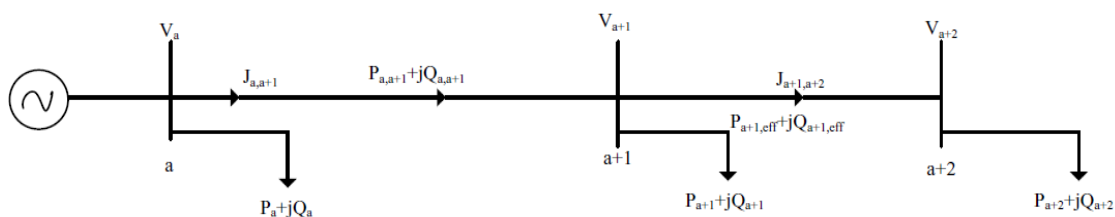
Обикновено загубите на мощност и енергия в електроразпределителната мрежа са доста по-високи в сравнение с електропреносните мрежи. Това е така основно поради много по-голямата им териториална разпространеност и по-ниските напрежения на предаване. Една възможност за намаляване на тези загуби, т.е. за подобряване ефективността на мрежата е разположението на генериращи мощности в електроразпределителната мрежа. Освен за намаляване на загубите, правилното разпределение на генериращи мощности подобрява и профила на напрежение за мрежата. Обратно - неправилното разпределение/разположение на производителите в разпределителната мрежа може да доведе до повишени загуби на мощност и енергия и до влошен профил на напреженията (недопустими отклонения в някои възли).

За решаване на задачата за оптималното разположение/разпределение на генериращи мощности в разпределителните мрежи с цел намаляване на загубите на мощност се използват различни методи: смесено целочислено линейно програмиране (MILP), динамично програмиране и подобрени аналитични методи (IA). Те са приложими в зависимост от определени предположения относно свойствата на целевата функция и ограниченията като непрекъснатост, диференцируемост и изпъкналост. Засега най-лесно решими са линейните оптимизационни модели. Задачата за определяне на оптималната мощност и място на присъединяване в разпределителната мрежа в действителност е дискретна и нелинейна. Затова методите за решаване на изпъкнали оптимизационни модели са трудно приложими и неефективни за получаване на решението на тази задача. Следователно е необходимо да се подберат и използват алгоритми за решаване на дискретни комбинаторни оптимизационни задачи, например евристични [1], генетични или съчетани евристично-генетични алгоритми [2], които да приемат загубите на мощност и енергия като основа на целевата функция. За съжаление времето за получаване (сходимост) на решението и необходимата оперативна памет при приложение на тези методи са значителни [3].

II. Подход на изследването

Един от методите за оптимално разположение на генериращите мощности се основава на поведението на „кукувицата“ [4]. Прилаган е с основна цел за оптимално присъединяване на вятърни генератори, което да доведе до намаляване на загубите на активна мощност в електроразпределителната мрежа. Резултатите от приложението на метода към конкретна мрежа се сравняват с тези получени от други методи – така се извършва проверка.

Примерна магистрална схема на електроразпределителна мрежа е показана на фиг.1 - показани са потоците на мощност. Останалите режимни параметри на мрежата (напреженията във възлите U_a, U_{a+1}, \dots , токовете във възлите I_a, I_{a+1}, \dots , токовете в участъците J_a, J_{a+1}, \dots , и загубата на мощност P_{loss} – по участъци и общо) се изчисляват чрез пряк подход на разпределение на противачия поток и се дават съответно чрез уравнения (1), (2), (3) и (4).



Фиг.1 Магистрална схема на електроразпределителна мрежа [4].

$$I_a = \left(\frac{P_a + jQ_a}{U_a} \right), A \quad (1)$$

$$J_{a,a+1} = I_{a+1} + I_{a+1,a+2}, A \quad (2)$$

$$V_{a+1} = V_a - J_{a,a+1}(R_{a,a+1} + jX_{a,a+1}), \text{ V} \quad (3)$$

$$P_{loss,(a,a+1)} = \left(\frac{P_{\bar{a},a+1}^2 + Q_{\bar{a},a+1}^2}{|U_a|^2} \right) R_{a,a+1}, \text{ MW} \quad (4)$$

Общата загуба на мощност се дава чрез израза:

$$P_{Totalloss} = \sum_{a=1}^n P_{loss,(a,a+1)}, \text{ MW} \quad (5)$$

Целева функция при приложения подход е да се минимизират загубите на енергия в електроразпределителната мрежа чрез оптимално разпределение на генериращите мощности в мрежата :

$$\text{ЦФ} = \min(P_{Totalloss}), \quad (6)$$

При тази минимизация следва да са удовлетворени съответните ограничения във връзка с нормалната експлоатация на електроразпределителната мрежа, ограниченията по баланс на активните и реактивните мощности (уравнения 7 и 8) и ограничението за доустими напрежения във възлите (уравнение 9).

$$\sum_{a=2}^n P_{G,a} \leq \sum_{a=2}^n P_a + \sum_{a=1}^n P_{loss a,a+1}, \quad (7)$$

$$\sum_{a=2}^n Q_{G,a} \leq \sum_{a=2}^n Q_a + \sum_{a=1}^n Q_{loss a,a+1}, \quad (8)$$

$$U_{a,min} \leq |U_a| \leq U_{a,max}, \quad (9)$$

Мощността, генерирана от разпределени източници (ние разглеждаме като пример ветрогенератори) зависи от вида и ресурсните данни на терена, като например скоростта и посоката на вятъра, метеорологични условия, надморска височина и др. Разбира се зависи и от конструкцията на използваната вятърна турбина. Моментната произвеждана електрическа мощност на вятърна турбина се определя чрез изразите (10).

$$P_w = \begin{cases} 0 & V_w < V_{cin} \text{ или } V_w > V_{cout} \\ P_{rated} \frac{V_w - V_{cin}}{V_N - V_{cin}} & V_{cin} \leq V_w \leq V_N \\ P_{rated} & V_N \leq V_w \leq V_{cout} \end{cases}, \quad (10)$$

където, V_{cin} , V_{cout} и V_N са съответно скоростите на вятъра, при които турбината се включва (cut in), изключва (cut out) и номинална (nominal, rated) , а P_{rated} е номиналната мощност на вятърната турбина и може да се определи от уравнение (11) [5].

$$P_{rated} = 0.5\rho AV_N^3 C_p, W \quad (11)$$

Недостатъците при използване на изкопаемите горива за целите на електропроизводството са принудили изследователите да търсят и усъвършенстват технологиите на новите източници.

Поради възобновяемия енергиен ресурс и силно усъвършенстваната и евтина технология, вятърната енергетика напоследък показва много бързо развитие в целия свят. Към нея е насочен интересът както на частни инвеститори, така и на правителствата на развитите страни, например Германия, Дания и много други [6].

Интегрирането на вятърната енергия в електроенергийните системи създава много нови предизвикателства пред, които са изправени операторите на електропредавателните и електроразпределителните мрежи. Както конвенционалните електроцентрали, така и ВЯЕЦ трябва да осигуряват необходимото качество на електроенергията, за да гарантират устойчивата и надеждна работа на електроенергийната система, където са присъединени. В разглежданата от нас постановка те трябва да не смущават работата на потребителите, присъединени към разпределителната мрежа.

Може да бъдат разгледани множество оперативни аспекти, които се отнасят до работата на вятърни електроцентрали. Тук се фокусираме върху качеството на електроенергията, която тези централи произвеждат. Това качество се определя от изкривяването на синусоидалната форма на сигнала, отклонението и колебанието на неговата честота и големината на ефективната стойност на напрежението. На качеството на електроенергията напоследък се обръща сериозно внимание, тъй като потреблението на електроенергия от устройства с нелинейни характеристики и неравномерно във времето натоварване се увеличава. Това води до силни изкривявания на токове и неравномерно натоварване на фазите.

Един от основните показатели за качество на електроенергията - изкривяването на синусоидалната форма на сигнала на напрежението и тока, се определя от количественото и качествено съдържание на хармоници. Стандартите за качество на електроенергията определят максимално допустимата граница на изкривяване на напрежението и тока при електрозахранване на потребители. Например стандарт IEEE 519-1992 и серия от стандарти IEC 61000, както и много насоки и препоръки свързани с тях, са определящи в това отношение. Индексите Total Harmonic Distortion (THD) и Total Demand Distortion (TDD) са използвани съответно за оценка на съдържанието на хармоници на напрежението и тока.

Нивото на тези и други индекси взети като общност определя качеството на услугата по електроснабдяване на потребителите, предоставяна от електроенергийната система.

Прилагат се няколко индекса за хармоничен анализ, като най-често използваните са общото хармонично изкривяване, съответно за напрежението (THD_V) и тока (THD_I) и общото хармонично изкривяване на натоварването (TDD). Ма-

тематически формулировки за (THD) и за (TDD) са дадени съответно с уравнения (12), (13) и (14).

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1}, \quad (12)$$

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1}, \quad (13)$$

Където V_1 и I_1 са ефективните стойности на първия хармоник, а V_h и I_h ефективните стойности на h -тия хармоник.

Общото хармонично изкривяване на натоварването (TDD) се определя от съотношението на ефективната стойността на сумата от отделните хармонични амплитуди спрямо максималния или номиналния ток на натоварване на потреблението I_L , както е показано в следния израз:

$$TDD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L}, \quad (14).$$

В стандарта IEEE-519 са дадени ограничения за нивото на допустимите хармоници на напрежението (Таблица 1) и допустимите хармоници на натоварването/тока (Таблица 2).

Допустимите стойности на хармонично изкривяване		
Ниво на напрежението	Изкривяване в индивидуален клон (THD)	Общо изкривяване на напрежението (THD)
До 70 kV	3 %	5 %
От 70 до 160 kV	1,5 %	2,5 %
Над 160 kV	1 %	1,5 %

Таблица 1. Допустими стойности на хармоничното изкривяване на напрежението (THD).

Допустими стойности на хармонично изкривяване на натоварване-то/тока в мрежи от 120 V до 70 kV						
Хармоник с най-голяма стойност на тока I_L и максимална стойност на тока на к.с. I_{SC}						
	Индивидуални хармоници h					
I_{SC}/I_L	<11	11<h<17	17<h<23	23<h<35	35<h	TDD
<20	4	2	1.5	0.6	0.3	5 %
20<50	7	3.5	2.5	1	0.5	8 %
50<100	10	4.5	4	1.5	0.7	12 %
100<1000	12	5.5	5	2	1	15 %
>1000	15	7	6	2.5	1.4	20 %

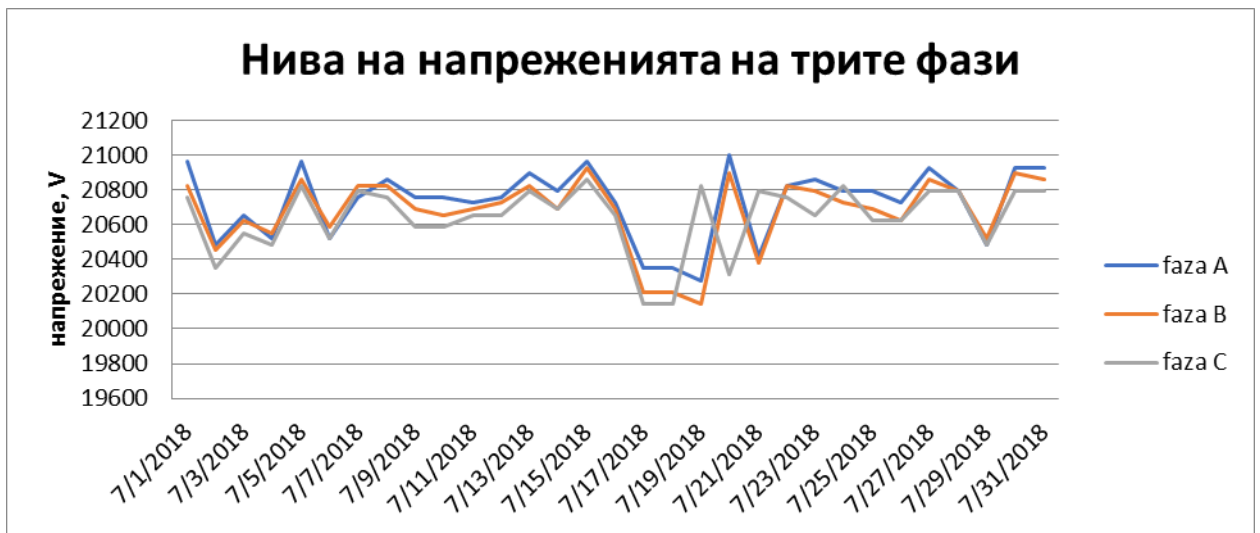
Таблица 2. Допустими стойности на хармониците на натоварване/ток (TDD).

Пример за оценка на загубите на мощност и качеството на енергията в електропровод с присъединени вятърни генератори

Вятърният парк „Вега“ се намира в североизточната част на България и е непосредствена близост до крайбрежната ивица на Черно море. Инсталирана мощност на парка е общо 10 MW. Вятърните турбини са с асинхронен генератор с накъсо съединен ротор. Всеки генератор на вятърна турбина има собствен трансформатор 0.69/20kV в схема звезда-триъгълник. Неутралната точка на трансформатора е заземена, за да се намали третия хармоник на напрежението.

Тези генератори са свързани към разпределителна уредба 20 kV и чрез собствен електропровод „Вега“ 20 kV са присъединени към подстанция Каварна 20/110 kV. Чрез подстанцията електрическата мощност, генерирана от вятъра, се въвежда в електропредавателната мрежа при напрежение от 110 kV и 50 Hz.

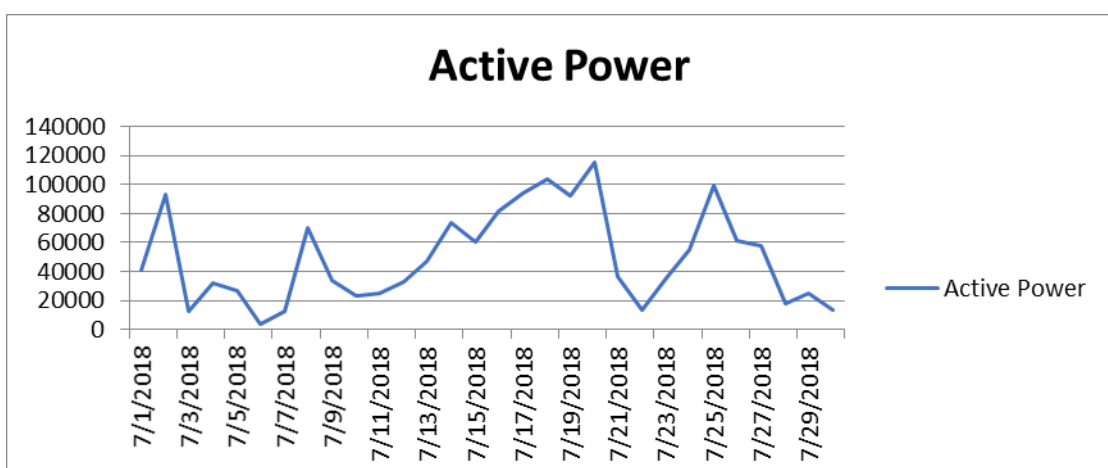
За целите на изследването са използвани регистрирани измервания на напрежението и активната мощност от контролните електромери в подстанцията и търговските електромери на производителя (ВяЕЦ Вега). Тези величини са регистрирани за всеки час в период от един месец (07.2018). Формата и нивата на напреженията на трите фази, измерени чрез измервателната група, когато всички вятърни турбини работят, са показани на Фиг.2.



Фиг. 2 Нива на напреженията на трите фази

Измерването на напрежението се извършва на извода средно напрежение в подстанцията 20/110 kV с помощта на еднофазни измервателни трансформатори.

През периода на измерване наблюдаваното изменение на напрежението на страна 20 kV не превишава границата на допустимото отклонение съгласно стандарта (IEEE Standard 519-1992, 1992). Както се вижда на фиг. 2, макар и с леки пулсации големината на напрежението е почти постоянна - около 20,6 kV. Реализираният производствен график на активната мощност на вятърния парк при работещи всички турбини е показан на фиг. 3. Турбините са идентични и може да се предположи, че работят с един и същ въртящ момент на вала. Параметрите на мощността са измерени и регистрирани от търговския електромер на вятърния парк.



Фиг. 3 Генерирана активна мощност от вятърния парк

Резултатите от измерването показват, че генерираната активна електроенергия е между 4000 и 120 000 kWh/ден. Промените в скоростта на вятъра водят до колебания на активната и реактивна мощност на вятърната турбина. Активната

мощност на изхода на генератора зависи от скоростта на вятъра и от ефективността на системата за преобразуване на механичната в електрическа енергия (gear box). Реактивната мощност зависи от системите за компенсация, като за минимизиране на загубите следва да се цели предаване на минимална реактивна мощност през разпределителната мрежа.

III. Заключение

В статията са разгледани въпросите за намаляване на загубите на енергия в присъединяващата разпределителна мрежа и за качеството на електроенергията, произведена от вятърните електроцентрали. Показан е математически модел, чрез който може да се направят сравнения и избор на подходящ възел за присъединяване на нови производствени мощности. Напрежението и активната мощност за съществуващ вятърен парк и разпределителен електропровод са анализирани и оценени въз основа на стандарта IEEE 519-1992. За конкретния пример отклоненията на напреженията са допустими. Когато денонощните абсолютни изменения на напреженията са високи, те може да причинят някои проблеми за потребителите. Авторският колектив ще продължи изследванията си в представените области.

Благодарности

Авторите благодарят на Министерството на Образованието и Науката и на Научно-Изследователския Сектор на Технически Университет – София за оказаната помощ чрез финансирането на научно-изследователски проекти в помощ на докторанти №№ 182ПД0018-01 и 182ПД0019-01.

ЛИТЕРАТУРА

- [1]. Borghetti, Alberto. "A mixed-integer linear programming approach for the computation of the minimum-losses radial configuration of electrical distribution networks." *Power Systems, IEEE Transactions on* 27.3 (2012): 1264-1273.
- [2]. López-Lezama, Jesús María, Javier Contreras, and Antonio Padilha-Feltrin. "Location and contract pricing of distributed generation using a genetic algorithm." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 36.1 (2012): 117-126.
- [3]. Wang, Caisheng, and M. Hashem Nehrir. "Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems." *Power Systems, IEEE Transactions on* 19.4 (2004): 2068-2076.
- [4]. Sureshkumar Sudabattula, Kowsalya M. "Optimal allocation of wind based distributed generators in distribution system using Cuckoo Search Algorithm." *Procedia Computer Science*, 92 (2016): 298-304.
- [5]. Gilbert Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, Wiley-IEEE Press, 2004.

[6]. Siegfried Heier, Nutzung der Windenergie, Fraunhofer IRB Verlag, 2012.

Автори:

Колектив от катедра Електроенергетика при ТУ – София: докторант Бончо Димитров, bonchesto@abv.bg; доц. д-р Рад Станев, rstanev@tu-sofia.bg; гл. ас. д-р Никола Николов, n_nikolov@tu-sofia.bg; доц. д-р Димо Стоилов, dstoilov@tu-sofia.bg.

Докторант Христо Попов, Факултет за френско обучение по електроинженерство, hristopopov66@yahoo.com.