

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЗАДАЧ МОДЕЛИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ СЭС В УСЛОВИЯХ РЕФОРМИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

ЧАСТЬ 3. ПРИНЦИПЫ УЧЕТА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ НАГРУЗОК В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

V. POPOV, E. IARMOLIUK, SLIED BANRAGARD, A. ZHURAVLOV

PRINCIPLES OF THE CONSIDERATION OF THE INITIAL INFORMATION UNCERTAINLY FOR LOADS MODELLING IN DISTRIBUTION NETWORKS

Анотация. Коректне ураховання чинника невизначеності вихідної інформації є важливим питанням при вирішенні широкого кола задач управління функціонуванням і розвитком сучасних електропостачальних систем. Актуальність зазначеної задачі не зникне і у процесі подальшого формування інтегрованих електропостачальних систем, оскільки неминучий розвиток інформаційної бази до певної міри буде компенсуватися додатковою невизначеністю, що вноситься активним впровадженням альтернативних джерел енергії. У зв'язку з цим у статті запропонований підхід, що дозволяє оптимальним чином використовувати всю наявну в енергетичних компаніях пряму та непряму інформацію відносно електричних навантажень. Розроблені алгоритми дають змогу формувати узагальнені оцінки навантажень і характеристик джерел розосередженої генерації на основі агрегації різномірних ретроспективних даних. Для реалізації поставленої задачі використовується математичний апарат теорії нечітких множин.

Ключові слова: режими електричних мереж, групові графіки навантаження, узагальнені оцінки навантаження, джерела розподіленої генерації.

Анотация. Корректный учет фактора неопределенности исходной информации является важным вопросом при решении широкого круга задач управления функционированием и развитием современных систем электроснабжения. Актуальность данной задачи не исчезнет в процессе дальнейшего формирования интегрированных систем электроснабжения, поскольку неизбежное развитие информационной базы в определенной мере будет компенсироваться дополнительной неопределенностью, вносимой активным внедрением альтернативных источников энергии. В связи с этим в статье предложен подход, позволяющий оптимальным образом использовать всю имеющуюся в энергетических компаниях прямую и косвенную информацию относительно электрических нагрузок. Разработанные алгоритмы позволяют формировать обобщенные оценки нагрузок и характеристик источников распределенной генерации на основе агрегации разнородных ретроспективных данных. Для реализации поставленной задачи используется математический аппарат теории нечетких множеств.

Ключевые слова: режимы электрических сетей, групповые графики нагрузки, обобщенные оценки нагрузки, источники распределенной генерации.

Annotation. The correct taking into consideration the uncertainty of the initial information is an important element in the process of decision of a wide range of problems of operational control and planning in the modern distribution systems. The actuality of the mentioned problem will not disappear in the course of the further formation of the integrated power systems. Inevitable development of information base in a certain measure will be compensated by the additional uncertainty, brought by active implementation of alternative energy sources. In this connection, the approach, allowing one to use in the optimal form the all available in power company's direct and indirect information related to electrical loads, is offered in this article. The developed algorithms allow forming the generalized estimates of loads and certain characteristics of energy sources of the distributed generation on the basis of aggregation of the diverse retrospective data. To realize this problem the mathematical approach of the fuzzy sets theory is used.

Key words: regimes of electric networks, group graphics loads, aggregate estimates of loads, sources of distributed generation.

Введение

В процессе эксплуатации электрических сетей в соответствующих службах распределительных энергокомпаний могут аккумулироваться определенные ретроспективные данные, связанные с результатами прямых или косвенных измерений нагрузок. Говоря о периодических измерениях токовой нагрузки (или мощности) на низковольтных линиях или в узлах распределительных сетей, речь идет о

сохранении результатов замеров за ряд предшествующих лет. Естественно, что для возможности их совместного анализа все эти измерения должны относиться к одному и тому же сезону года и дню недели, которым соответствуют единые типовые графики характерных нагрузок. При рассмотрении месячного потребления электроэнергии можно принимать в расчет как данные за 1...2 месяца, предшествующих расчетному периоду (при условии, что эти месяцы относятся к одному сезону года в соответствии с принятой классификацией типовых графиков нагрузки), так и ретроспективные данные аналогичного месяца за ряд предшествующих лет. В любом случае обязательным условием возможности использования ретроспективной информации является неизменность состава потребителей анализируемого узла нагрузки системы электроснабжения (СЭС). Таким образом, появляется задача, как наиболее эффективно и, вместе с тем, корректно задействовать всю имеющуюся информацию для целей моделирования электрических нагрузок в распределительных сетях.

1 Построение групповых графиков нагрузки

При традиционных подходах [1] групповые графики нагрузки формируются на основе типовых (которые являются неизменными для конкретного типа потребителей в пределах определенного сезона года и характерного дня недели) и результатов измерений нагрузки (отражающих «вес» каждого типа нагрузки в суммарной нагрузке элемента СЭС в определенный период времени). Таким образом, учет ретроспективных измерений приводит к получению семейства групповых графиков, каждый из которых соответствует определенной композиции «типовых» нагрузок, определяемой результатами конкретных измерений. В этом случае возникает задача получения некоторого обобщенного графика нагрузки или выделения из сформированного множества наиболее представительного графика.

Вместе с тем интерпретация ретроспективных данных зависит от применяемой в расчетах модели электрических нагрузок. При ориентации на детерминированную модель очевидно, что простейшее решение заключается в усреднении значений ординат всех сформированных частных групповых графиков. Альтернативный подход связан с выделением наиболее представительного графика из сформированного множества (объемом K) частных групповых графиков, что может быть реализовано на основе следующей процедуры.

Для оценки меры различия двух элементов некоторого множества данных используется идея, предложенная в работе [2]. Например, применительно к графикам нагрузки по активной мощности, мера отличия элементов (значений некоторой ординаты графика) друг от друга определяется по формуле:

$$f_{ij} = \left(1 + (P_{ii}^* - P_{ij}^*)^2 \right)^{-1}, \quad i = 1, \dots, K, \quad j = 1, \dots, K, \quad i \neq j, \quad (1)$$

где P_{ii}^* , P_{ij}^* – пронормированные значения t -ой ординаты i -го и j -го частных групповых графиков нагрузки.

При этом в (1) значение P_j^* должно оцениваться относительно каждой величины P_i^* . Для нормирования ординат графиков нагрузки в данном случае используется следующее выражение:

$$P_{ij}^* = \frac{P_{ij} - P_{cp}}{S},$$

где P_{cp} , S – соответственно среднее значение и среднеквадратичное отклонение, вычисленные на основании анализа всего массива ($K \times T$) данных.

Таким образом, интегральная мера различия между двумя детерминированными графиками i и j определится следующим образом:

$$F_{ij} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{1}{K} \sum_{j=1}^K \left(1 + (P_{ii}^* - P_{ij}^*)^2 \right)^{-1}, \quad i = 1, \dots, K, \quad i \neq j. \quad (2)$$

В результате выполнения указанных операций среди K частных групповых графиков нагрузки можно определить один, который имеет максимальную степень сходства (наименьшее значение показателя F_{ij}) со всеми остальными. При этом он не будет создан искусственно (например, в результате осреднения значений отдельных ординат), а представляется фактическим графиком, что является важным фактором, учитывая, что между значениями отдельных ординат существует определенная корреляционная связь.

При ориентации на интервальные типовые графики нагрузок [3] соответственно и каждый

полученный частный групповой график нагрузки будет являться интервальным. В этом случае обобщенный групповой график может быть получен, например, в процессе объединения частных графиков, когда каждая из ординат графика будет задана минимальным и максимальным значениями из рассматриваемого множества. Однако, как показывает опыт практических расчетов, такое решение приводит к неоправданному увеличению уровня неопределенности формируемого графика нагрузки.

С другой стороны, выбор наиболее представительного группового графика нагрузки также может быть реализован по аналогии с представленным выше подходом. Однако в этом случае нормирование ординат графиков осуществляется следующим образом:

$$\underline{P}_{ij}^* = \left(\frac{\underline{P}_{ij} - P_{cp}}{S} - G \right) \left(\frac{1}{H - G} \right), \quad \bar{P}_{ij}^* = \left(\frac{\bar{P}_{ij} - P_{cp}}{S} - H \right) \left(\frac{1}{H - G} \right),$$

$$\text{где } P_{cp} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{1}{K} \sum_{j=1}^K \frac{\underline{P}_{tj} + \bar{P}_{tj}}{2},$$

$$S = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{1}{K} \sum_{j=1}^K \frac{(\underline{P}_{tj} - P_{cp})^2 + (\bar{P}_{tj} - P_{cp})^2 + (\underline{P}_{tj} - P_{cp})(\bar{P}_{tj} - P_{cp})}{3}},$$

$$G = \min_{t,j} \frac{\underline{P}_{tj} - P_{cp}}{S}, \quad H = \max_{t,j} \frac{\bar{P}_{tj} - P_{cp}}{S}, \quad t = 1, \dots, T, \quad j = 1, \dots, K.$$

Для определения интегральной степени различия между двумя графиками вместо (2) предлагается использовать выражение:

$$F_{ij} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{1}{2K} \sum_{j=1}^K \left\{ \left[1 + (\underline{P}_{ti}^* - \underline{P}_{tj}^*)^2 \right]^{-1} + \left[1 + (\bar{P}_{ti}^* - \bar{P}_{tj}^*)^2 \right]^{-1} \right\}.$$

2 Формирование обобщенных оценок нагрузки

Как демонстрирует практика расчетов, наиболее адекватной формой использования ретроспективных данных является совместный учет всех соответствующих измерений путем формирования обобщенной оценки нагрузки. Как уже указывалось, при использовании интервальных типовых графиков каждое измерение нагрузки (полученное непосредственно либо путем пересчета данных о месячном электропотреблении) трансформируется в интервальные оценки отдельных ординат графика нагрузки, например, вида P_{kmin}, P_{kmax} , $k \in K, t = 1, \dots, T$, где K – объем ретроспективных данных. В дальнейшем для построения обобщенной оценки нагрузки используется процедура, предложенная в [4] и включающая следующие шаги.

Для каждой t -ой ординаты графика определяется последовательность, формируемая из нижних и верхних границ полученных интервальных оценок нагрузки:

$$\{\ell_z, \ell_{z+1} | \ell_z = P_{kmin}, \ell_{z+1} = P_{kmax}\}, k \in K, z = 1, 3, \dots, 2K - 1.$$

Данная последовательность перестраивается в порядке возрастания элементов, попутно удаляя из нее возможно имеющиеся одинаковые члены.

Из соседних элементов последовательности (размерностью R элементов) формируем двойные неравенства:

$$\{\underline{P}_v \leq P_v \leq \bar{P}_v | \underline{P}_v = \ell_v, \bar{P}_v = \ell_{v+1}\}, v = 1, \dots, R - 1.$$

Вычисляем:

$$\mu_v(P) = \alpha_n \sum_{k \in K} \varphi_{v,k}(P), \quad (3)$$

$$\text{где } \varphi_{v,k}(P) = \begin{cases} 1, & \text{если } [\underline{P}_v, \bar{P}_v] \cap [P_{kmin}, P_{kmax}] \neq \emptyset, \\ 0, & \text{если } [\underline{P}_v, \bar{P}_v] \cap [P_{kmin}, P_{kmax}] = \emptyset, \end{cases} \quad v = 1, \dots, R - 1;$$

α_n – коэффициент нормализации;

K – объем ретроспективных данных.

Полученная характеристика $\mu_v(P)$ (рис. 1) при $\sup_{1 \leq v \leq R-1} \mu_v(P) \leq 1$ может рассматриваться в

качестве функции принадлежности (в терминах теории нечетких множеств) оценки нагрузки, соответствующей определенной ординате графика и сформированной по ретроспективным данным. Для удобства дальнейших расчетов данные оценки удобно представлять трапецевидными функциями принадлежности (рис. 1).

Введенный в (3) коэффициент нормализации отражает, по сути, степень доверия к конкретному виду информации, учитывая, в общем случае, как характер источника, так и объем ретроспективных данных.

В частности, применительно к периодическим измерениям нагрузки коэффициент α_n в [4] предлагалось определять на основе следующих формальных соображений. Исходим из того, что для получения числовых характеристик одно- и двухпараметрических законов распределения с погрешностью, не превышающей 5%, необходимо порядка 50...60 измерений [5]. Это в полной мере относится и к показателям режима систем электроснабжения. Таким образом, поставив указанному объему измерений (K_0) значение функции принадлежности и, соответственно, коэффициента нормализации равно единице для произвольного объема используемых данных, получим:

$$\alpha = \alpha_0 \sqrt{\frac{K}{K_0}} \tag{4}$$

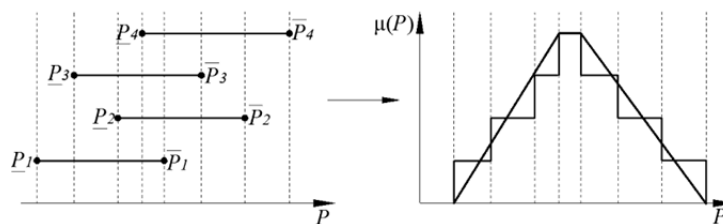


Рис. 1. Формирование функции принадлежности нечеткой оценки нагрузки по ретроспективным данным

Правомочность применения выражения (4) вытекает из рекомендаций [6], где показано, что относительная погрешность измерений приблизительно может быть определена следующим образом:

$$\varepsilon = t\sqrt{K} \tag{5}$$

где t – аргумент функции Лапласа, конкретная величина которого, как будет показано ниже, не имеет значения.

Полагая, что определенному объему измерений K_0 соответствует коэффициент нормализации α_0 , для произвольного количества данных K определим $\alpha = \alpha_0 \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon}$, что с учетом (5) и может служить обоснованием выражения (4).

Представленная выше процедура формирования обобщенных оценок нагрузок носит достаточно универсальный характер и может быть также применена для построения функций принадлежности на основе агрегирования информации, поступающей из различных источников. В этом случае для каждого типа данных (периодические измерения нагрузок, данные об электропотреблении и т.п.) в соответствии с представленным выше алгоритмом вычисляются частные функции принадлежности: $\mu_{v_1}(P), \mu_{v_2}(P), \dots$, соотношение между которыми определяется за счет введения коэффициентов согласования. В качестве последних могут выступать соответствующие коэффициенты нормализации $\alpha_{v_i}, i=1, 2, \dots$. После этого обобщенная оценка отдельных ординат графика нагрузки формируется следующим образом:

$$\mu(P) = \mu_{v_1}(P) \vee \mu_{v_2}(P) \vee \dots$$

Представленный алгоритм может найти применение и в тех случаях, когда для моделирования нагрузок применяются детерминированные типовые графики. Однако в этом случае необходимо в несколько иной форме интерпретировать результаты измерений нагрузки.

Подавляющее большинство нагрузочных узлов в СЭС общего назначения имеют нагрузки, подчиняющиеся нормальному закону распределения [5]. Известно, что в этом случае с приемлемой для практических расчетов доверительной вероятностью 0,95 оцениваемый параметр будет находиться в диапазоне, ориентировочно определяемом границами:

$$I_{cp} \pm 2\sigma_I = I_{cp} \pm 2\gamma_I I_{cp}, \text{ или } P_{cp} \pm 2\sigma_P = P_{cp} \pm 2\gamma_P P_{cp}, \tag{6}$$

где γ – коэффициент вариации нагрузки.

Поскольку в качестве расчетной величины нас интересует среднее (в пределах некоторой ординаты графика нагрузки) значение нагрузки, которое должно быть найдено по результату

разового измерения (I_m или P_m), то для его оценки необходимо рассмотреть две предельных ситуации, принимая, что измеренные величины соответствуют границам интервала (6). В этом случае получаем следующую интервальную оценку нагрузки:

$$\underline{I}_t = \frac{I_m}{1+2\gamma_1}, \quad \bar{I}_t = \frac{I_m}{1-2\gamma_1} \quad \text{или} \quad \underline{P}_t = \frac{P_m}{1+2\gamma_p}, \quad \bar{P}_t = \frac{P_m}{1-2\gamma_p}. \quad (7)$$

Коэффициенты вариации в (7) для групповых графиков нагрузки могут быть найдены в процессе их формирования, используя соответствующие характеристики, полученные при построении базы типовых графиков нагрузки, либо определены на основании имеющегося опыта. Во многих публикациях показано, что на участках стационарности коэффициенты вариации нагрузок узлов распределительной сети являются достаточно стабильной величиной.

Помимо указанных факторов, при «размытии» результатов измерений возможно принять во внимание ряд дополнительных характеристик. Например, это может быть учет погрешности измерений, фактор «возраста» информации и т.д.

В принципе безразлично, накладывается данная («размытая») оценка измеренной нагрузки на детерминированный или на интервальный типовой график [3]. Однако во втором случае все расчеты, связанные, например, с построением интегрального графика нагрузки узла сети, должны выполняться с учетом соответствующих правил интервальной арифметики.

3 Учет фактора неопределенности при определении параметров источников распределенной генерации

Режимы работы ряда источников распределенной генерации, в первую очередь альтернативных, также зависят от влияния многих случайных факторов, которые достаточно трудно поддаются точному учету. По аналогии с рассмотренным выше подходом могут формироваться и характеристики генерирующих источников, например ветрогенераторов. Известно, что мощность, генерируемая ветрогенератором, зависит, в том числе, от скорости ветра и плотности воздуха. В [3] было показано, как изменение скорости ветра в течение характерных суток может быть представлено интервальным (типовым для данного региона, сезона года и условий применения) графиком. Вместе с тем, известно, что плотность воздуха ρ вычисляется в соответствии с конкретными условиями работы ветрогенератора (прежде всего, учитывая атмосферное давление и температуру воздуха) [7]:

$$\rho_t = 1,2929 \frac{273p}{T760},$$

где p – атмосферное давление в мм рт. ст.;
 T – температура по шкале Кельвина.

Помимо этого, если существуют измерения скорости ветра (V_x) на высоте (h_x), отличной от точки установки ветрогенератора (h_y), то скорость ветра на данной высоте может быть ориентировочно оценена следующим образом [8]:

$$V_y = V_x \left(\frac{h_y}{h_x} \right)^{0,2}.$$

Следовательно, рассчитав для некоторого периода суток (определенной интервальной ординаты графика изменения скорости ветра) мощность ветрогенератора при усредненных величинах температуры и давления, максимальном значении температуры и минимальном значении давления, а также при минимальном значении температуры и максимальной величине давления, получим три интервальных оценки. После этого, используя описанный выше алгоритм, для любого периода суток оценка мощности ветрогенератора может быть описана трапециевидной функцией принадлежности, аналогичной представленной на рис. 1. Полученные результаты, принимая дополнительно во внимание значения стартовой и предельной скорости ветра для рассматриваемого типа ветрогенератора, позволяют определить суточный график генерируемой им мощности с учетом фактора неопределенности условий его функционирования.

Выводы

Анализ существующего в СЭС информационного обеспечения и ближайших перспектив его развития убедительно свидетельствует, что учет неопределенности информации остается одним из определяющих факторов, обеспечивающих получение максимально объективных оценок параметров режимов электрических сетей и принятия адекватных решений на основе их анализа.

В полной мере это касается и параметров многих типов генерирующих источников, активно интегрируемых сегодня в распределительные сети. Для реализации данной задачи предлагается подход к формированию оценок нагрузок путем агрегирования информации (ретроспективной, получаемой из различных источников), учета фактической неопределенности различных групп используемых исходных данных, влияния трудно формализуемых внешних факторов. Полученные результаты служат для моделирования режимов, определения их технических характеристик, принятия решений, связанных с повышением эффективности функционирования СЭС.

Литература

1. Маркушевич Н.С. Автоматизированное управление режимами электросетей 6–20 кВ/ Н.С.Маркушевич. – Москва: Энергия, 1980. – 208 с.
 2. Вайнберг Л.И. Процедура изменения качества в условиях неопределенности / Л.И. Вайнберг, М.В. Сигодин // Автоматика и телемеханика / Науч. журнал. – Москва: Академиздатцентр «Наука» РАН, 1984. – № 4. – С. 169 – 176.
 3. Попов В.А. Пути повышения эффективности моделирования электрических нагрузок в современных системах электроснабжения / В.А. Попов, А.А. Журавлев, В.Н. Сидоренко, В.И. Степанова // Енергетика: економіка, технології, екологія / Наук. журнал. – Київ: НТУУ «КПІ», 2010. – № 2. – С. 97 – 103.
 4. Popov V.A. Heuristic procedures and fuzzy set theory in modelling loads of electrical distribution systems / V.A Popov, P.Y. Ekel and F. Farret // In Proceedings of the International Simposium of Artificial Intelligence. – Monterray, Mexico, 1995. – P. 185 – 192.
 5. Фокин Ю.А. Экспериментальное исследование нагрузок крупных городских подстанций с комплексным составом потребителей / Ю.А. Фокин, И.И. Арсамаков // Электричество / Ежемес. теорет. и научно-практ. журнал. – 1972. – № 10. – С. 23 – 28.
 6. Вентцель Е.С. Теория вероятностей / Е.С. Вентцель. – Москва: Наука, 1969. – 576 с. – Библиогр.: с. 573.
 7. Farret F.A. Integration of alternative sources of energy / F.A. Farret, Godoy M. Simoes. – A. John Wiley and Sons, Inc., Publication, 2006. – 471 p.
 8. Праховник А.В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах электроснабжения / А.В. Праховник – Киев: Освіта України, 2007. – 462 с.
-
-
-