

10. Kononov Yu.G., Peizel V.M. *Izvestiya vuzov. Technicheskiye nauki (Severo-Kavkazskii region) – in Russ. (News of Higher Education Institutions. Technical sciences (North-Caucasian region))*, 2008, No. 3, pp. 63–69.
11. Stepanov A.S., Kalina R.A., Stepanova A.A. *Elektrotehnika – in Russ. (Power Engineering)*, 2016, No. 7, pp. 30–34.
12. Pazderin A.V. *Promyshlennaya energetika (Industrial Power Engineering)*, 2004, No. 9, pp.6–20.
13. Bartolomei P.I., Yegorov A.O., Mashalov Ye.V., Pazderin A.V. *Elektrichestvo (Electricity)*, 2007, No. 2, pp. 8–13.
14. Pazderin A.V., Kokin S.E., Egorov A.O., Kochneva E.S. Solution of energy flow problem using state estimation technique. – Proc. (Industrial Electronics Conference) 35th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2009). University of Porto, Universidade Novade Lisboa. Porto, 2009, pp. 1736–1741.
15. Bartolomei P.I., Pazderin A.V. *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki. – in Russ. (News of Higher Education Institutions. Energy problems)*, 2004, No. 9–10, pp. 24–33.
16. Yegorov A.O., Kochneva Ye.S., Pazderin A.V., Sherstobitov Ye.V. *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki (News of Higher Education Institutions. Energy problems)*, 2008, No. 7–8, pp. 53–59.
17. Pazderin A.V., Egorov A.O., Eroshenko S.A. Echeenergy meters location in electric systems on the basis of observability theory. – Proc. of 9th Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC 2010). Prague, 2010, pp. 167–170.
18. Yegorov A.O., Kochneva Ye.S., Pazderin A.V., Skvortsov P.G. *Elektricheskiye stantsii – in Russ. (Power plants)*, 2011, No. 11, pp. 42–46.
19. Pazderin A.V. *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki – in Russ. (News of Higher Education Institutions. Energy problems)*, 2004, No. 11–12, pp. 76–85.
20. Pazderin A.V., Yegorov A.O., Kochneva Ye.S., Samoilenko V.O. *Elektrichestvo (Electricity)*, 2014, No. 10, pp. 12–21.
21. Plesniaev E.A., Pazderin A.V. Data acquisiti on system faults detection. – Proc. of the IEEE Conference on Control Applications, 2003. p. 1390.
22. Zaslavets B.I., Malafeyev A.V., Yagol'nikova Ye.B. *Vestnik MGTU im. G.I. Nosova – in Russ. (Bulletin of MGTU named G.I. Nosov)*, 2013, No. 2, pp. 75–79.
23. Gol'dberg F.L. *Energetik – in Russ. (Power Engineering Specialist)*, 2008, No. 4, pp. 7–11.
24. *Prikaz Federal'noi sluzhby po tarifam ot 24.12. 2014 g. No 2390-э.* (Order of the Federal Tariff Service DSTED December 24, 2014 No. 2390-e).
25. Idel'chik V.I. *Raschety ustanovivshikhsya rezhimov elektricheskikh sistem/Pod red. V.A. Venikova* (Calculations of steady state regimes of electrical systems/Edit. by V.A. Venikov). Moscow, Publ. «Energia», 1977, 192 p.

[07.03.2017]

* * *

Электричество, 2017, № 7, с. 12–19

DOI:10.24160/0013-5380-2017-7-12-19

Проблемы оценки вклада потребителя в искажение качества электроэнергии

ДВОРКИН Д.В., СИЛАЕВ М.А., ТУЛЬСКИЙ В.Н., ПАЛИС Ш.

Описаны группы методов оценки фактического вклада потребителя в искажение качества электрической энергии в точке общего присоединения. Дана качественная оценка методов с точки зрения их применимости в современных условиях снабжения потребителей: сформулированы их основные достоинства и недостатки. Проведено разделение методов на две группы согласно их базовым положениям. В ходе анализа оценены погрешности методов, связанные с их обоснованием и предложены шаги по устранению их недостатков. Рассмотрен подход к выбору мест установки средств измерения и оценены связанные с этим трудности в формировании эквивалентной электрической цепи рассматриваемой энергосистемы.

Ключевые слова: качество электроэнергии, потребители, точка общего присоединения, оценка вклада потребителя

В настоящее время проблема обеспечения требуемого качества электроэнергии (КЭЭ) является нерешенной. Высокая цена низкого КЭЭ очевидна [1], а глобальная актуальность проблемы подтверждена большим числом современных научно-исследовательских, методических и учебных работ по данной тематике [2–6], несмотря на то, что исследование данного вопроса было актуально еще в XIX в. [7]. Глобальная проблема обеспечения требуемого КЭЭ включает в себя широкий спектр подзадач, связанных с методологией, нормированием и технической реализацией. В части методо-

логии остро стоит вопрос определения долевого участия – фактического вклада (ФВ) отдельного потребителя в искажении КЭЭ в точке общего присоединения (ТОП). На сегодняшний день существует несколько десятков методов оценки ФВ [8–18], однако, все они разработаны исходя из ряда допущений, которые либо ограничивают область применения методов, либо подразумевают наличие широкого базиса исходных данных для анализа, что на практике не всегда возможно. Таким образом, современный исследователь сталкивается с парадоксальной ситуацией, когда негаран-

тированность получения необходимых исходных данных для анализа накладывается на ограниченность получаемых результатов при наличии широкого многообразия методов.

В статье рассматриваются существующие методы оценки ФВ и выявление наиболее перспективных из них, в первую очередь, в части универсальности и минимума требуемых данных для анализа.

Существующие методы формально можно поделить на две группы. К первой группе относятся расчетные методы, основанные на вычислении вклада отдельного потребителя, представленного в виде функции параметров топологии энергосистемы (ЭС) и параметров режима работы нагрузки. Вторая группа — эмпирические методы, основанные на оценке корреляции параметров режима ЭС в узлах нагрузки и ТОП без учета данных о её топологии.

Первая группа методов получила широкое распространение в отечественных и зарубежных изданиях и базируется на представлении распределительного пункта потребления (РПП) согласно рис. 1,а. Потребители и питающая сеть разделяются на две подсистемы: S_2 — нагрузка, ФВ которой в ТОП следует определить; S_1 — все остальные нагрузки и питающая сеть. Таким образом, исследуемую ЭС относительно ТОП можно представить в виде эквивалентной электрической цепи Нортона на рис. 1,б.

Ее рассмотрение на частотах высших гармоник или последовательностей в полной мере позволяет оценить влияние потребителей и питающей сети на ухудшение КЭЭ в ТОП.

При необходимости схему на рис. 1,б можно преобразовать в эквивалентную схему Тевина, представленную на рис. 2 (обозначения на схеме соответствуют принятым рис. 1,б).

Из преобразования электрической схемы видно, что в каждый момент времени или на интервале усреднения измеренных значений справедливы выражения:

$$\bar{I}_{S1ТОП} = \frac{\bar{Z}_{S1}}{\bar{Z}_{S1} + \bar{Z}_{S2}} \bar{I}_{S1}; \quad (1)$$

$$\bar{I}_{S2ТОП} = \frac{\bar{Z}_{S2}}{\bar{Z}_{S1} + \bar{Z}_{S2}} \bar{I}_{S2}. \quad (2)$$

Далее проводится аналитический вывод параметра режима работы ЭС для оценки ФВ подсистем. При этом ФВ может характеризоваться как параметрами режима ЭС (ток или напряжение), так и параметрами ее топологии — через активные и реактивные элементы цепи Нортона.

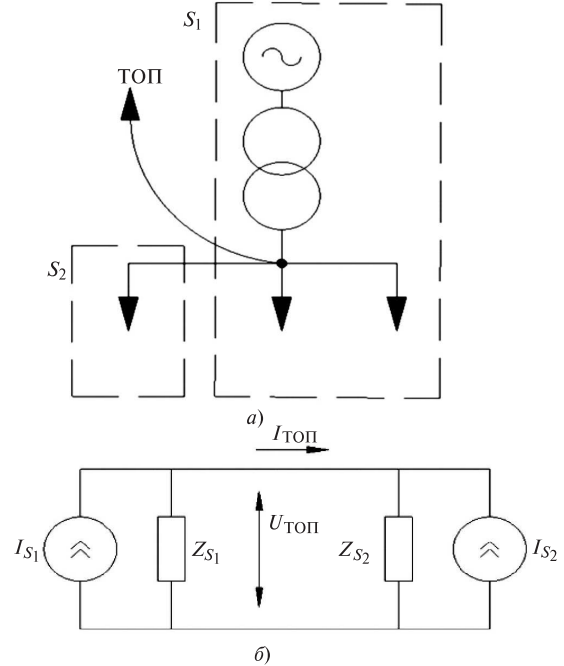


Рис. 1. Схема тестовой сети: а — схема РПП; б — эквивалентная электрическая цепь Нортона рассматриваемой РПП; I_{S2} — эквивалентный ток гармоники порядка n или последовательности порядка m исследуемого потребителя; I_{S1} — эквивалентный ток гармоники порядка n или последовательности порядка m остальных потребителей и внешней сети; Z_{S2} — эквивалентное на частоте гармоники порядка n или последовательности порядка m исследуемого потребителя; Z_{S1} — эквивалентное сопротивление на частоте гармоники порядка n или последовательности порядка m остальных потребителей и внешней сети

В качестве выходного результата для RLC-метода приводятся скалярные значения вкладов по току и напряжению:

$$I_{S1ТОП} = |\bar{I}_{S1ТОП}| \cos(\varphi_{S1ТОП} - \varphi_{ТОП}); \quad (3)$$

$$I_{S2ТОП} = |\bar{I}_{S2ТОП}| \cos(\varphi_{S2ТОП} - \varphi_{ТОП}); \quad (4)$$

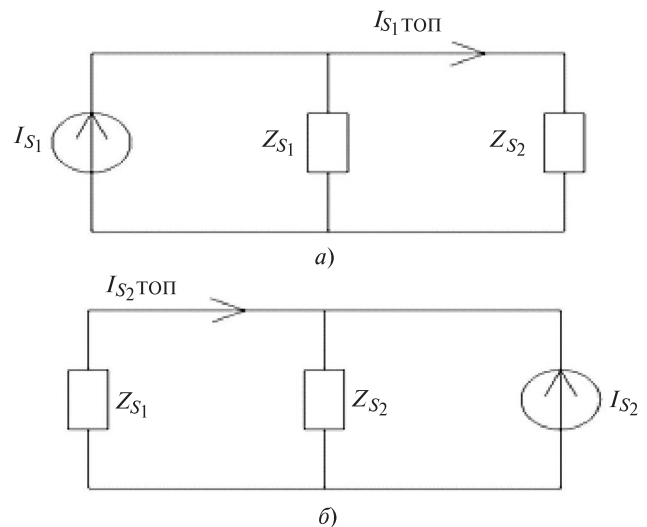


Рис. 2. Преобразованная схема Нортона в эквивалентную схему Тевина для РПП; $I_{S2ТОП}$ и $I_{S1ТОП}$ — эквивалентные вклады по току гармоники порядка n или последовательности порядка m в ТОП от исследуемого потребителя и внешней сети с остальными потребителями соответственно

$$U_{S1\text{ТОП}} = |\bar{U}_{S1\text{ТОП}}| \cos(\varphi_{S1\text{ТОП}} - \varphi'_{\text{ТОП}}); \quad (5)$$

$$U_{S2\text{ТОП}} = |\bar{U}_{S2\text{ТОП}}| \cos(\varphi_{S2\text{ТОП}} - \varphi'_{\text{ТОП}}), \quad (6)$$

где $\varphi_{S1\text{ТОП}}$, $\varphi'_{S1\text{ТОП}}$, $\varphi_{S2\text{ТОП}}$, $\varphi'_{S2\text{ТОП}}$ – углы токов и напряжений соответствующих подсистем на частоте гармоники порядка n или последовательности m .

При этом метод учитывает возможность изменения режима работы потребителя и внешней сети путем представления параметров потребителя:

$$R = \frac{U_{\text{ТОП}}}{I_{\text{ТОП}} \cos(\varphi)} \geq 0; \quad (7)$$

$$C = \frac{I_{VLI} \sin(-\varphi)}{\varphi U_{\text{ТОП}}} \geq 0; \quad (8)$$

$$L = \frac{1}{\omega I_1 \sin(-\varphi)} \geq 0, \quad (9)$$

где

$$I_{CLI} = I_{\text{ТОП}} \frac{U_{\text{ТОП}}}{R}; \quad (10)$$

$$I_{LI} = I_{CLI} \frac{U_{\text{ТОП}}}{X_C}; \quad (11)$$

$$I_I = I_{LI} \frac{U_{\text{ТОП}}}{X_L}. \quad (12)$$

Если неравенства (7)–(9) выполняются, а в ТОП происходит изменение тока и(или) напряжения на исследуемой частоте, то делается вывод об изменении вклада внешней сети или – потребителя.

Допуская, что на интервале усреднения результатов измерений изменяется режим работы только одного потребителя, а топология сети неизменна, можно применить метод приращений напряжения и тока в ТОП. Согласно этому методу на каждом интервале измерений напряжение в ТОП

$$U_{\text{ТОП}} = \bar{Z}_{S1} (\bar{I}_{S1} - \bar{I}_{\text{ТОП}}) = \bar{Z}_{S2} (\bar{I}_{S2} - \bar{I}_{\text{ТОП}}). \quad (13)$$

Изменение напряжения в ТОП

$$\Delta U_{\text{ТОП}} + U_{\text{ТОП}} = \bar{Z}_{S2} (\bar{I}_{S2} + \bar{I}_{\text{ТОП}} + \overline{\Delta I}_{\text{ТОП}}),$$

тогда для исследуемого потребителя

$$\bar{Z}_{S2} = \frac{\overline{\Delta U}_{\text{ТОП}}}{\overline{\Delta I}_{\text{ТОП}}}. \quad (14)$$

При изменении режима работы исследуемого потребителя импеданс внешней сети

$$\bar{Z}_{S1} = - \frac{\overline{\Delta U}_{\text{ТОП}}}{\overline{\Delta I}_{\text{ТОП}}}. \quad (15)$$

В общем виде на каждом интервале усреднения при изменении напряжения в ТОП фиксируется некоторое значение импеданса:

$$\bar{Z}_i = \frac{\overline{\Delta U}_{\text{ТОП}i}}{\overline{\Delta I}_{\text{ТОП}i}}.$$

Анализируя вещественную часть комплексного сопротивления, можно сделать вывод о том, какая подсистема является источником изменения напряжения и(или) тока на частоте гармоники порядка n . Отрицательному значению соответствует изменение режима работы внешней сети, а положительному – исследуемого потребителя.

Определяющим фактором для данного метода является минимум требуемых параметров для его применения, так как он реализуем при измерениях только в ТОП. Принятые допущения накладывают ограничения, поскольку на практике ситуация, когда на каждом интервале усреднения изменяются параметры режима только одного потребителя в условиях неизменности топологии всей сети, не гарантирована.

Метод оценки напряжения искажений диктует определение ФВ по выражениям (1) и (2). Полагая, что значения эквивалентных импедансов подсистем схемы Нортон известны из расчета режима короткого замыкания исследуемой сети, определяются ФВ на частоте гармоники порядка n или последовательности m :

$$K_{2US2} = \frac{U_{2S2}}{U_1} 100\%; \quad (16)$$

$$K_{0US2} = \frac{U_{0S2}}{U_1} 100\%. \quad (17)$$

Для определения ФВ потребителя по напряжению обратной и нулевой последовательности в ТОП существует метод оценки проводимости искажений. Эквивалентная проводимость для обратной и нулевой последовательности исследуемой схемы узла эквивалентной электрической цепи Нортон соответствующего ТОП определяется как

$$\bar{y}_{2\text{ЭКВ}} = \sum \bar{y}_{2i} \cdot \bar{y}_{2i} = \frac{1}{3} (\bar{y}_{Ai} + \bar{y}_{Bi} + a^2 \bar{y}_{Ci}); \quad (18)$$

$$\bar{y}_{0\text{ЭКВ}} = \sum \bar{y}_{0i} \cdot \bar{y}_{0i} = \frac{1}{3} (\bar{y}_{Ai} + a^2 \bar{y}_{Bi} + a \bar{y}_{Ci}), \quad (19)$$

где $a = e^{j120}$ – оператор поворота; y_{2i} и y_{0i} – взаимные трехфазные проводимости обратной и нулевой

последовательности между ТОП и узлом потребителя, y_{Ai} , y_{Bi} и y_{Ci} – их фазные составляющие.

Тогда ФВ исследуемого потребителя для последовательности порядка m , ФВ $_{mi}$ можно определить как

$$\text{ФВ}_{mi} = \frac{|y_{mi}|}{|y_{m\text{ЭКВ}}|} 100\%, \quad (20)$$

где $y_{m\text{ЭКВ}}$ – собственная проводимость узла электрической цепи Нортон, соответствующего ТОП последовательности порядка m ; y_{mi} – взаимная проводимость между узлами эквивалентной электрической цепи Нортон, соответствующими ТОП и узлу подключения исследуемого потребителя последовательности порядка m .

Преимущество описанных методов заключается в их точности и однозначности полученных результатов, но их практическое применение ограничено, так как не всегда возможно получить полный набор параметров для цепи Нортон. Решение этой задачи возможно в неявном виде (рис. 3).

На основе измерений в ТОП определяется входной импеданс эквивалентной электрической цепи относительно земли:

$$\bar{Z}_{\text{ВХ}} = \frac{\bar{U}_{\text{ТОП}}}{I_{\text{ТОП}}}. \quad (21)$$

На основе результатов измерений на шине исследуемого потребителя определяется импеданс нагрузки:

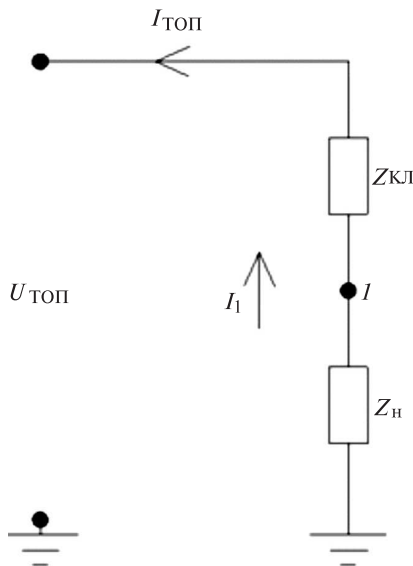


Рис. 3. Схема формирования эквивалентной цепи Нортон для исследуемого потребителя: I_1 – эквивалентный ток гармоники порядка n или последовательности порядка m исследуемого потребителя; $Z_{\text{КЛ}}$ – эквивалентный импеданс на частоте гармоники порядка n или последовательности порядка m КЛ между ТОП и шиной исследуемого потребителя; $Z_{\text{П}}$ – эквивалентный импеданс исследуемого потребителя на частоте гармоники порядка n или последовательности порядка m исследуемого потребителя

$$\bar{Z}_{\text{Н}} = \frac{\bar{U}_1}{I_1}, \quad (22)$$

где U_1 – напряжение гармоники порядка n или последовательности порядка m исследуемого потребителя.

Тогда эквивалентный импеданс ветви связи между ними

$$\bar{Z}_{\text{КЛ}} = \frac{\bar{U}_{\text{ТОП}} - \bar{U}_1}{I_1}. \quad (23)$$

Тогда эквивалентный импеданс подсистемы S_2

$$\bar{Z}_{S_2} = \bar{Z}_{\text{Н}} + \bar{Z}_{\text{КЛ}}. \quad (24)$$

В свою очередь, эквивалентный импеданс подсистемы S_1

$$\bar{Z}_{S_1} = \frac{\bar{Z}_{S_2} \bar{Z}_{\text{ВХ}}}{\bar{Z}_{S_2} - \bar{Z}_{\text{ВХ}}}. \quad (25)$$

Ключевой недостаток такого построения эквивалентной электрической цепи Нортон заключается в том, что для определения ФВ каждого потребителя требуется построение своей схемы замещения. На практике это означает, что необходимым и достаточным условием является получение результатов измерений в ТОП и на шинах $(l-1)$ потребителей, где l – число потребителей.

Напротив, в том случае, если требуется оценка вклада конкретного потребителя, представленные методы являются крайне эффективными, однако существует проблема выбора мест установки средств измерения (СИ). Очевидно, что одно СИ должно быть установлено в ТОП. Место установки второго СИ требует подробного рассмотрения. Формирование эквивалентной электрической цепи Нортон по рис. 3 справедливо в том случае, если вся нагрузка исследуемого потребителя подключена к одному питающему фидеру РПП. В этом случае на основании результатов измерений после применения одного из предложенных методов справедливо говорить о ФВ в искажение КЭЭ в ТОП целого субъекта рынка ЭЭ, например завода. На практике один завод может снабжаться группой фидеров. Тогда эквивалентную электрическую цепь Нортон следует модифицировать по рис. 4. При этом структура цепи различна для случаев, когда второе СИ устанавливается на шине кабельного ввода завода (метод 1, рис. 4,а) и когда оно устанавливается на шине отдельного электроприемника (ЭП) завода (метод 2, рис. 4,б).

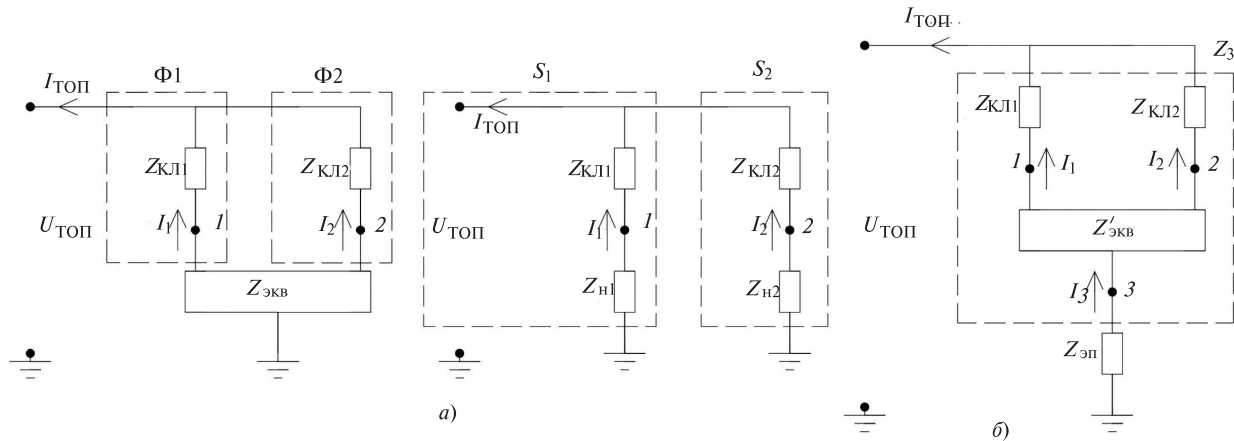


Рис. 4. Формирование эквивалентной цепи Нортона для потребителя, питаемого от нескольких фидеров РПП: *а* – второе СИ на шине кабельного ввода завода; *б* – то же на шине ЭП: I_1 и I_2 – токи гармоник порядка n или последовательности порядка m 1-го и 2-го фидеров, питающих завод (Ф1 и Ф2 соответственно); I_3 – ток гармоники порядка n или последовательности порядка m ЭП; $Z_{КЛ1}$ и $Z_{КЛ2}$ – эквивалентные импедансы КЛ на частоте гармоники порядка n или последовательности порядка m фидеров Ф1 и Ф2; $Z_{ЭКВ}$ и $Z'_{ЭКВ}$ – эквивалентный импеданс на частоте гармоники порядка n или последовательности порядка m рассматриваемого завода, питаемого от Ф1 и Ф2, с и без учета эквивалентного импеданса ЭП, $Z_{ЭП}$; $Z_{н1}$ и $Z_{н2}$ – эквивалентные импедансы нагрузок Ф1 и Ф2

При установке второго СИ на шине кабельного ввода завода со стороны фидера Ф2 (узел 2 эквивалентной электрической цепи) его эквивалентная нагрузка $Z_{н2}$ может быть рассчитана по (22), эквивалентный импеданс КЛ этого фидера $Z_{КЛ2}$ – по (23). Из (24) определяется эквивалентный импеданс подсистемы S_2 . При этом эквивалентный импеданс Ф1 в цепи Нортона на основании измерений в двух точках будет отнесен в эквивалентный импеданс подсистемы S_1 . Таким образом, недостатком подобной установки СИ является то, что в данном случае судить возможно лишь о фактическом вкладе отдельного фидера, питающего завод, а не о вкладе целого завода как субъекта рынка электроэнергии. Очевидно, что проблема может быть решена установкой СИ, число которых соответствует числу питающих завод фидеров k . Ключевое преимущество подобной установки – отсутствие необходимости эквивалентного импеданса завода $Z_{ЭКВ}$, отражающего кабельную сеть завода и его отдельных потребителей, для формирования электрической цепи Нортона.

При установке СИ непосредственно на шинах ЭП в узле 3 (рис. 4,б) эквивалентной электрической цепи его собственный импеданс также определяется по выражению (22). По (23) определяется некоторый эквивалентный импеданс КЛ обоих фидеров ($Z_{КЛ1}$ и $Z_{КЛ2}$) кабельной сети завода и эквивалентные импедансы отдельных ЭП завода ($Z'_{ЭКВ}$), Z_3 . Их сумма по выражению (24) составит эквивалентный импеданс подсистемы S -й цепи Нортона. Согласно рис. 4,б можно ошибочно сделать вывод о том, что установка одного СИ на заводе позволяет сделать суждение о ФВ в искажение КЭЭ всего завода в целом. Такое возможно только в том случае, если все отдельные ЭП завода имеют

между собой электрическую связь через его кабельную сеть, что может неоднозначно соответствовать реальной ситуации. Поэтому установка СИ на шинах отдельного ЭП позволяет оценить ФВ только отдельного ЭП или группы ЭП, имеющих между собой электрическую связь. Для гарантированного определения ФВ всего завода требуется установка СИ на шинах $(p-1)$ ЭП, где p – число ЭП завода с искажающим характером потребления.

Сравнивая два этих метода выбора места установки СИ, полагая, что на одном заводе число ЭП больше, чем фидеров, питающих этот завод, следует заключить:

число СИ для реализации 1-го метода k меньше, чем при реализации 2-го метода p ;

при реализации 1-го метода отсутствует необходимость оценки топологии кабельной сети завода через определение $Z_{ЭКВ}$.

Таким образом, для применения расчетных методов оценки ФВ отдельного фидера в искажение качество электроэнергии в ТОП на этапе выбора мест установки СИ целесообразно воспользоваться 1-м методом и оценивать ФВ отдельных фидеров РПП.

Альтернативой расчетным методам являются эмпирические методы оценки ФВ, основанные на установлении корреляции между параметрами режима работы ЭС и не требующие детальной информации о топологии исследуемой сети

Для их применения для отдельного потребителя на координатной плоскости строится зависимость тока и(или) напряжения в ТОП на частоте гармоники порядка n или последовательности m и соответствующего тока на шине потребителя (рис. 5).

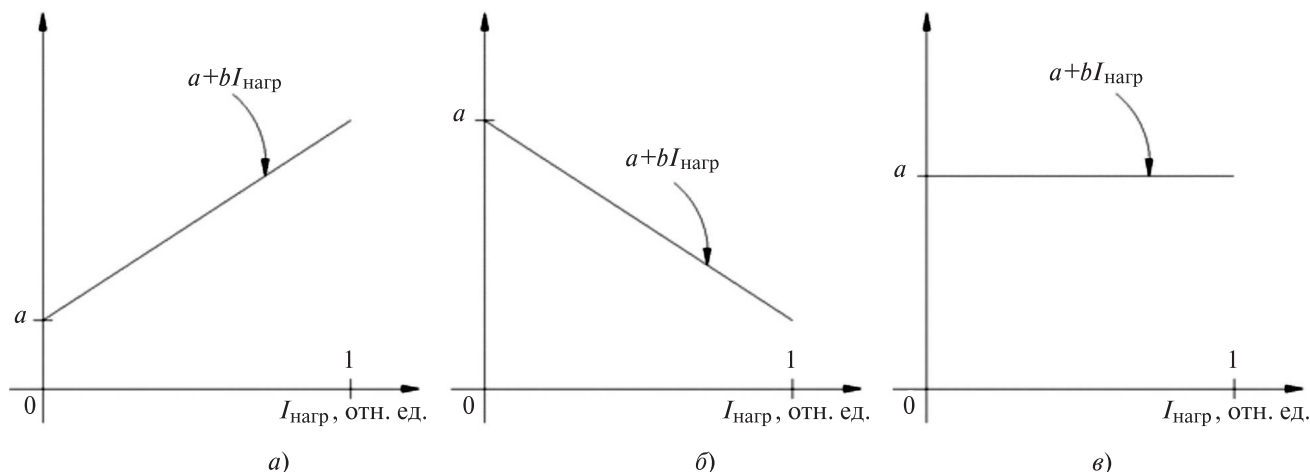


Рис. 5. Типовые случаи корреляции ρ между параметрами режима в ТОП и на шине потребителя: $a - \rho \rightarrow 1$; $b - \rho \rightarrow -1$; $v - \rho \rightarrow 0$

Из графиков рис. 5 видно, что для любой корреляции при значении тока исследуемого потребителя, равного нулю, существует величина a , соответствующая значению ФВ внешней сети, т.е. для этого потребителя является «фоном» системы. Частным случаем данного метода является метод последовательного отключения потребителя, но его применение в действующих сетях не всегда возможно. Исходя из рис. 5 ФВ исследуемого потребителя можно определить в каждый момент времени или для каждого i -го интервала усреднения измерений по выражениям:

$$\text{ФВ}_{\text{ТОП}i} = U_{\text{ТОП}i} - a. \quad (26)$$

Точное определение «фона» системы возможно только в том случае, если за период проведения измерений удалось получить данные при отключенном потребителе. В ином случае следует определить некоторый аппроксимированный «фон» системы. Решение этой задачи сводится к двум подходам 2:

Аналитическое решение. Определение характера эквивалентного импеданса между узлом нагрузки, где проводится измерение, и узлом ТОП. Тогда на каждом интервале усреднения измерений ФВ по выражению (26) принимает вид:

$$Z_{\text{экв}} I_{\text{нагр}} = U_{\text{ТОП}i} - a. \quad (27)$$

Проблема заключается в том, что с течением времени изменение может происходить не по линейному закону, так как топология сети может изменяться, и в зависимости от частоты в ней могут наблюдаться резонансные явления. Таким образом, линейное уравнение (27) является нестационарным, что вносит погрешность в аппроксимацию «фона» системы. Значение этой погрешности зависит от качества решения задачи описания этого эквивалентного импеданса, что по трудоемкости со-

поставимо с формированием эквивалентной цепи Нортона для расчетных методов.

Статистическое решение [19]. На основе достаточно большого числа измерений в широком диапазоне изменения тока нагрузки возможно регрессивно определить «фон» системы. В данном случае также вносится погрешность аппроксимации, которая напрямую зависит от числа измерений и выбранного регрессионного метода для построения зависимости в точке, соответствующей нулевому току нагрузки.

Таким образом, эмпирические методы оценки ФВ не требуют в явном виде параметры топологии исследуемой энергосистемы, но в отличие от расчетной группы методов вносимая при их применении погрешность неоднозначна и требует отдельного подробного рассмотрения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чэпмэн Д. Цена низкого КЭ. — Энергосбережение, 2004, № 1, с. 66—69.
2. Каргашев И.И., Тульский В.Н., Шамонов Р.Г., Шаров Ю.В., Воробьев А.Ю. Управление качеством электроэнергии/Под ред. Ю.В. Шарова. 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Издат. дом МЭИ, 2017, 347 с.
3. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электропитания предприятий. 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1984, 160 с.
4. Moreno Mucos A. Power Quality: Mitigation Technologies in a Distributed Environment (2007) — London: Springer, 2007, 444 p.
5. Chattopadhyay S., Madhuhanda M., Sengupta S. Electric Power Quality Dordrecht: Springer Science+Business Media B.V.—Netherlands: Springer, 2011, 182 p.
6. Gregory J. Porter, Andrew Van Sciver. Power quality solutions: case studies for troubleshooters. Lilburn, Ga: Fairmont Press, 1999, 277 p.
7. Башкиров О.В., Першенков П.П., Тюрин Е.А. Определение вклада потребителя в изменение показателей качества электроэнергии. — Труды Международного симпозиума «Надежность и качество», Пенза (Россия), 2015, т. 2, 2 с.
8. Pfajfar T., Blazic B., Papic I. Harmonic Contributions Evaluation With the Harmonic Current Vector Method. — IEEE Transactions on Power Delivery, 2008, vol. 23, No. pp. 425—433.

9. Mazumdar J., Harley R., Lamber F., G. K. Venayagamoorthy «Change in Voltage Distortion Predictions at the PCC Due to Changing Nonlinear Load Current Profile Using Plant Startup Data». — IEEE Transactions on Power Delivery, 2007, pp. 1657—1664.

10. Jong-Hoon Han, Kyebyung Lee, Chong Suk Song, Gilsoo Jang, Gilsung Byeon, Chang-Hyun Park. A New Assessment for the Total Harmonic Contributions at the Point of Common Coupling. — J Electr. Eng. Technol, 2013, vol. 8, pp. 742—750.

11. Гамазин С.И., Пётрович В.А. — Определение фактического вклада потребителя в искажение параметров качества электрической энергии.— Промышленная энергетика, 2003, № 1, с. 32—38.

12. Саенко Ю.Л., Каложный Д.Н. Анализ методов определения фактических вкладов в понижение качества электрической энергии по несимметрии и несинусоидальности напряжения — Электрификация транспорта, 2015, № 9, с. 123—133.

13. Майер В.Я. Методика определения долевых вкладов потребителя и энергоснабжающей организации в ухудшении качества электроэнергии. — Электричество, 1994, № 49, с. 19—24.

14. Сендерович Г.А. Определение действительного вклада потребителя в создание несимметрии на сборных шинах.— Вісник Національного технічного університету «Харківський Політехнічний інститут», 2004, № 47, с.136—139.

15. Pi Ming K, Hieyong Ha S, Lee S.W. Transmission loss allocation algorithm using path integral based on transaction strategy. — IEEE Transaction on Power Systems, 2010, vol. 25, No. 1, pp. 195—205.

16. Enslin J. H. R., Heskes M.P.J. Harmonic Interaction between a Large Number of Distributed Power Inverters and the Distribution Network.— IEEE Transactions on Power Electronics, 2004, vol. 19, No. 6, pp. 1586—1593.

17. Тульский В.Н. Развитие методики определения фактического вклада при оценке качества электрической энергии в точке общего присоединения: Дисс... канд. техн. наук. — М.: МЭИ (ТУ), 2004, 134 с.

18. Магнус Я.Р., Катышев П.К., Пересецкий А.А. Эконометрика. Учебник, 6-е изд., перераб. И доп. — М.: Дело, 2004, 576 с.

[22.03.2017]

А в т о р ы: **Дворкин Дмитрий Валентинович** окончил магистратуру «Национального исследовательского университета «Московский энергетический институт» («НИУ «МЭИ») в 2014 г. Научный работник Университета имени Отто фон Герике (Магдебург, Германия). Аспирант Института электроэнергетики «НИУ «МЭИ».

Силаев Максим Андреевич окончил магистратуру «НИУ «МЭИ» в 2015 г. Ведущий инженер, аспирант Института электроэнергетики «НИУ «МЭИ».

Тульский Владимир Николаевич окончил «НИУ «МЭИ» в 2001 г. В 2004 г. защитил кандидатскую диссертацию «Развитие методики определения физического вклада при оценке качества электрической энергии в точке общего присоединения». Доцент кафедры «Электроэнергетические системы» «НИУ «МЭИ».

Штефан Палис — профессор кафедры FEIT Университета имени Отто фон Герике (Магдебург, Германия).

Elektrichestvo (Electricity), 2017, No. 7, pp. 12–19

DOI:10.24160/0013-5380-2017-7-12-19

Problems of the Estimation of the Consumer's Contribution to the Power Quality Distortion in the Point of Common Coupling

DVORKIN Dmitrii V. (*University named Otto fon Guericke, Magdeburg, Germany*) — *Scientist*
SILAYEV Maxim A. (*«National Research University «Moscow Power Engineering Institute» («NRU «MPEI», Moscow, Russia)*) — *Leading Engineer*
TUL'SKII Vladimir N. (*«NRU «MPEI», Moscow, Russia*) — *Associate Professor, Cand. Sci. (Eng.)*
PALIS Stefan (*University named Otto fon Guericke, Magdeburg, Germany*) — *Professor, Dr. - Ing.*

Methods of the consumer's contribution to the power distortions in the point of common coupling are described. There is given a qualitative assessment of the methods from the point of view of their applicability in the current conditions of supplying consumers: main advantages and disadvantages of these methods are considered. These methods have been divided to 2 different groups according its basic thesis. Qualitative estimation of any errors associated with these methods performing are provided. An approach to the selection of the buses for measurement device planting is describe, also problems associated with this selection in case of a power system equivalent forming are considered.

Key words: power quality, actual consumer's contribution, point of common coupling, methods of actual consumer's contribution estimation

REFERENCES

1. Chapman D. *Energoberezheniye — in Russ. (Energy Saving)*, 2004, No. 1, pp. 66—69.
 2. Kartashev I.I. Tul'skii V.N., Shamanov R.G., Sharov Yu.V., Vorob'yev A.Yu. *Upravleniye kachestvom elektroenergii/Pod red. Yu.Sharova. 2-ye izd. (Power Quality Management/Edit. by Yu.V. Sharov. 2nd edit. Moscow, Publ. House «MPEI», 2008, 347 p.*

3. Zhezhenko I.V. *Vysshiyе garmoniki v sistemakh elektrosnabzheniya prompredpriyatii. 2-ye izd. (Higher harmonics in power supply systems for industrial enterprises. 2nd edit.)*. Moscow, Energoatomizdat, 1984, 160 p.
 4. Moreno Mucos A. *Power Quality: Mitigation Technologies in a Distributed Environment (2007)* — London: Springer, 2007, 444 p.

5. **Chattopadhyay S., Madhuhanda M., Sengupta S.** Electric Power Quality Dordrecht: Springer Science+Business Media B.V. Netherlands, Springer, 2011, 182 p.
6. **Porter G.J., Van Sciver Andrew.** Power quality solutions: case studies for troubleshooters. Lilburn, Ga : Fairmont Press, 1999, 277 p.
7. **Bashkirov O.V., Pershenkov P.P., Tyurin Ye.A.** *Trudy Mezhdunarodnogo simpoziuma «Nadezhnost' i kachestvo»* (Proc. of the International Symposium «Reliability and Quality»), 2009, vol. 2, 2 p.
8. **Pfajfar T., Blazic B., Papic I.** Harmonic Contributions Evaluation with the Harmonic Current Vector Method. — IEEE Transactions on Power Delivery, 2008, vol. 23, No. 1, pp. 425–433.
9. **Mazumdar J., Harley R., Lamber F., G.K.** Venayagamoorthy «Change in Voltage Distortion Predictions at the PCC Due to Changing Nonlinear Load Current Profile Using Plant Startup Data». — IEEE Transactions on Power Delivery, 2007, pp. 1657–1664.
10. **Jong-Hoon Han, Kyebyung Lee, Chong Suk Song, Gilsoo Jang, Gilsung Byeon, Chang-Hyun Park.** A New Assessment for the Total Harmonic Contributions at the Point of Common Coupling. — J Electr. Eng. Technol, 2013, vol. 8, pp. 742–750.
11. **Gamazin S.I., Petrovich V.A.** *Promyshlennaya energetika – in Russ. (Industrial Power Engineering)*, 2003, No. 1, pp. 32–38.
12. **Saenko Yu.L., Kalyuzhnyi D.N.** *Elektrifikatsiya transporta – in Russ. (Electrification of transport)*, 2015, No. 9, pp. 123–133.
13. **Maiyer V.Ya., Zeniya.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 1994, No. 49, pp. 19–24.
14. **Senderovich G.A.** Visnik Natsional'nogo tekhnichnogo universitetu «Kharkivskii Politekhnichnii institut», 2004, No. 47, pp.136–139.
15. **Il Ming K, Hieyong Ha S, Lee S.W.** Transmission loss allocation algorithm using path integral based on transaction strategy. — IEEE Transaction on Power Systems, 2010, vol. 25, No. 1, pp. 195–205.
16. **Enslin J.H.R., Heskes P.J.M.** Harmonic Interaction between a Large Number of Distributed Power In-verters and the Distribution Network.— IEEE Transactions on Power Electronics, 2004, vol. 19, No. 6, pp. 1586–1593.
17. **Tul'skii V.N.** *Razvitiye metodiki opredeleniya fakticheskogo vklada pri otsenke kachestva elektricheskoi energii v tochke obshchego prisoyedineniya* (Development of the methodology for determining the actual contribution in assessing the quality of electrical energy at the point of general connection). Diss. for the Degree of Cand. Sci. (Eng.). Moscow, 2004, 134 p.
18. **Magnus Ya.R., Katyshev P.K., Peresetskii A.A.** *Ekonometrika. Uchebnik* (Econometrics. School-book). 6th edit., Moscow, Publ. «Delo» 2007, 504 p.

[22.03.2017]

* * *

Уважаемые авторы!

Редакция публикует при каждой статье краткие сведения об авторах. В связи с этим просим вас при направлении статьи в редакцию сообщать (желательно и на английском языке):

- полные имена и отчества всех авторов;
- какой факультет, какого вуза и когда закончил;
- когда получил ученую степень, где и по какой тематике (теме) была защита;
- место работы и должность.

Кроме того, напоминаем, что на каждую статью следует представлять реферат (не менее 100 слов) на русском и английском языках (включая название), а также ключевые слова.