

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ ЗА СЧЕТ НЕПРЕРЫВНОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Большее влияние на надежность работы электроэнергетических систем (ЭЭС) оказывает возникновение повреждений электрооборудования и дальнейшее развитие аварийных ситуаций. Доля повреждений, обусловленных моральным и физическим износом оборудования, продолжает увеличиваться. Результаты эксплуатации электрооборудования АЭС показывают, что только 25% нарушений возникает на турбогенераторах и их вспомогательных системах, а почти половина всех повреждений приходится на электродвигатели собственных нужд (с.н.) 6 кВ (37%) и кабели (7,5%) [1].

Одним из путей повышения не только надежности, но и экономичности работы ТЭС, является управление техническим состоянием оборудования [1]. Основывается такое управление на технической диагностике. Учитывая то, что на ТЭС значительная часть повреждений происходит в системе с.н., можно сделать вывод о возможности повышения надежности работы ЭЭС на использовании результатов непрерывной диагностики системы с.н. ТЭС.

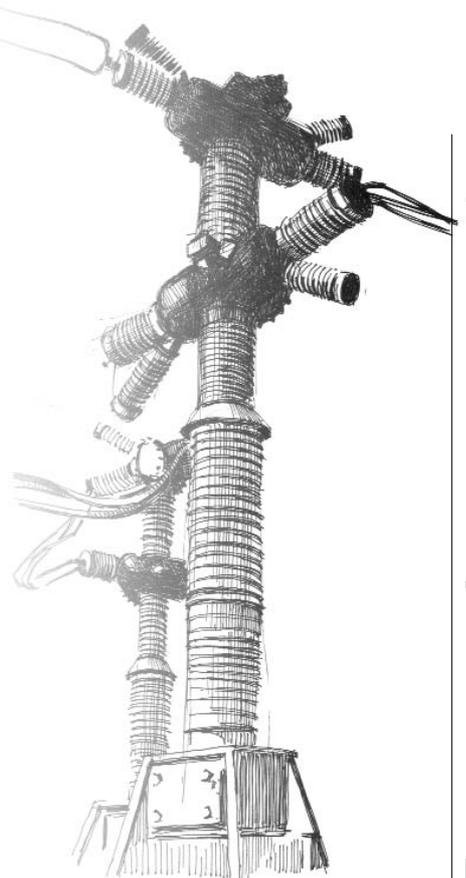
Однако, следует отметить, что средства диагностирования требуют больших финансовых затрат. Ограниченность средств вынуждает искать компромис-

сные пути решения проблемы. По одному из таких путей уже более десяти лет в Донецком национальном техническом университете проводятся исследования и разработка средств диагностирования «среднего класса», т.е. средств, не требующих больших затрат, но позволяющих предотвращать возникновение многих повреждений (руководитель д.т.н. Н.В. Гребченко). В первую очередь, эти средства ориентированы на непрерывную оценку состояния изоляции системы собственных нужд ТЭС.

В общем случае методы выявления места и степени развития дефектов электрической изоляции разделяются на методы, которые применяются на отключенном электрооборудовании и методы, применяемые в рабочих режимах электрооборудования [2]. Несмотря на целый ряд недостатков, методы на отключенном оборудовании в настоящее время получили большее развитие, что связано в основном с лучшими возможностями их практической реализации [2]. В то же время методы, не требующие отключения оборудования, имеют ряд существенных преимуществ. К основным преимуществам оперативных методов оценки состояния изоляции относятся: выявление дефектов на начальной стадии развития, когда имеется возможность предотвратить разви-

А.А. Сидоренко, инженер,

Мироновская ТЭС, ВАТ
„Донецкоблэнерго”



тие и переход в повреждение; значительное сокращение объемов профилактических работ; уменьшение времени отыскания места возникновения дефектов. Поэтому актуальной является разработка относительно простого метода выявления дефектов изоляции без отключения оборудования и обеспечивающего приемлемую точность определения расстояния до точки замыкания на землю. Обычно в оперативных методах используется то, что возникновение дефектов изоляции связано с ее механическим повреждением, т.е. нарушением целостности и изменением геометрических размеров, или – с изменением ее диэлектрической проницаемости вследствие увлажнения, загрязнения или старения.

При разработке методов диагностирования электрооборудования в рабочих режимах возникли трудности, которые в основном обусловлены следующим:

- ограниченными возможностями подключения электрических, механических и других дат-

чиков, в первую очередь, из-за высокого уровня напряжения;

- незначительным уровнем аварийных сигналов по сравнению с параметрами рабочего режима;

- отсутствием прямого доступа к большей части элементов оборудования, т.е. доступ непосредственно к элементам диагностирования (например, обмотки статора и ротора электродвигателей).

Чтобы не усложнять практическую реализацию технологии выявления дефектов изоляции принято решение об использовании только параметров текущего режима электрооборудования. Эту информацию получают от имеющихся измерительных трансформаторов тока и напряжения.

В предлагаемой работе рассматривается метод определения параметров локальных дефектов изоляции присоединений с.н. 6 кВ кабель-двигатель, который базируется на выявлении изменений параметров рабочего режима, происходящих в результате воз-

никновения дефектов. Для его реализации используется персональный компьютер с дополнительно установленной платой аналого-цифрового преобразователя фазных токов каждого присоединения и напряжения секции 6 кВ.

Для разных объектов требуемая точность определения места возникновения локального дефекта изоляции различна. Для с.н., в первую очередь, необходимо определить присоединение с дефектом. При определении присоединения (i – номер присоединения), на котором возник дефект изоляции, используется известный способ сравнения величины тока нулевой последовательности соседних присоединений. Один из возможных алгоритмов, реализующих этот способ, представлен на рис.1.

В соответствии с алгоритмом периодически производится определение присоединения с максимальным значением тока нулевой последовательности $3I_{0i}$. Если ток $3I_{0i}$ этого присоединения превышает токи других присоединений на величину, которая больше заданной, то на этом присоединении фиксируется дефект изоляции.

После определения присоединения с дефектом, определяются параметры локального дефекта изоляции, т.е. фаза (А,В,С), а также где возник дефект: в кабеле или в двигателе. Если дефект возник в двигателе, то определение $I_{ДЕФ}$ позволяет рассчитать секцию обмотки статора с дефектом.

Определение $I_{ДЕФ}$ и $R_{ДЕФ}$ производится по методу [3], который основан на сравнении расчетного и действительного векторов тока нулевой последовательности. При этом используется следующая зависимость вектора тока нулевой последовательности, полученная в соответствии со схемой замещения, показанной на рис.2:

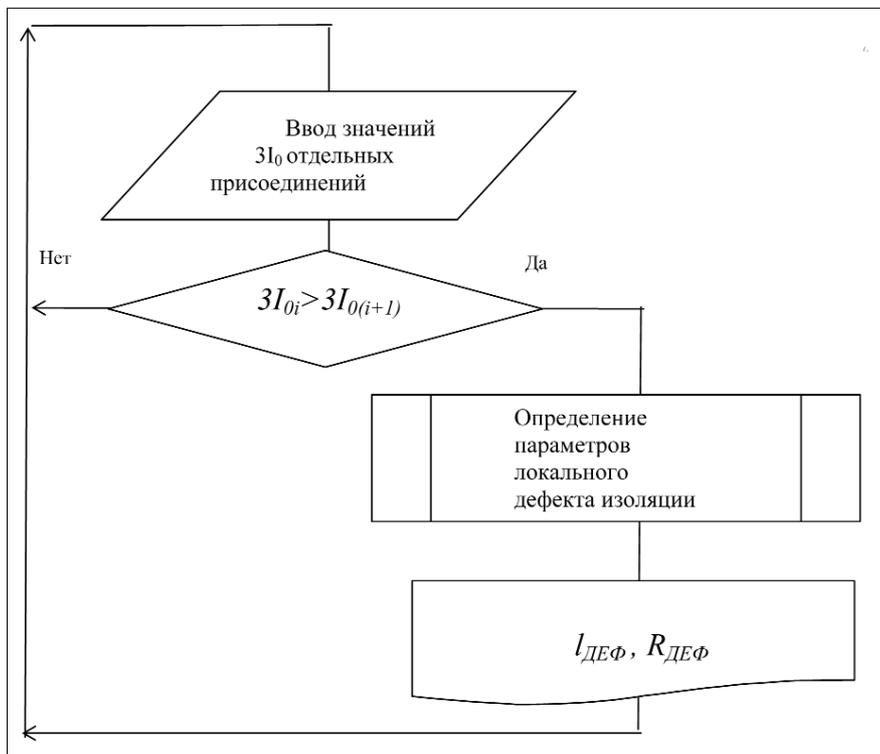


Рис.1. Алгоритм выявления присоединения, на котором возник локальный дефект изоляции

$$i_0 = \frac{(1 - l_{ДЕФ}) (\dot{U}_{CA} - \dot{U}_{BC})}{jX_c + l_{ДЕФ} (3 - 2l_{ДЕФ}) \cdot \underline{Z} + 3R_{ДЕФ}} \quad (1)$$

где $l_{ДЕФ}$ – расстояние до точки локального дефекта изоляции; $R_{ДЕФ}$ – активное сопротивление дефекта изоляции; \dot{U}_{CA} и \dot{U}_{BC} – векторы соответствующих междуфазных напряжений; X_c – емкостное сопротивление фазы всей сети; \underline{Z} – продольное комплексное сопротивление присоединения.

В алгоритме используется математическая модель узла электрической системы (на рис.2 упрощенный вариант), на которой выполняется моделирование предполагаемого дефекта. Получаемые параметры или связанные с ними параметры (вектор тока нулевой последовательности) сравниваются с соответствующими параметрами, которые определяются на работающем оборудовании. При совпадении расчетных и действительных значений параметров фиксируются значения расстояния до точки замыкания и величины сопротивления в месте замыкания, которые использовались на этом шаге расчета. Эти расчетные значения принимаются в качестве действительных параметров замыкания на землю. В алгоритме предусмотрен автоматический учет изменения конфигурации узла системы.

Определенным преимуществом по сравнению с известными способами является то, что определяется не только расстояние $l_{ДЕФ}$, но и сопротивление дефекта $R_{ДЕФ}$.

Выполнены исследования погрешности определения места возникновения замыкания на землю в зависимости от выбранного шага изменения предполагаемой проводимости дефекта изоляции и шага удаленности предполагаемой точки замыкания, а также от величины допустимого отклонения расчетного и действительного векторов тока нулевой последовательности.

В модифицированном методе выявления параметров дефектов изоляции из зависимости (1) вектора тока нулевой последовательности получено выражение для определения удаленности до точки замыкания, представляющее собой квадратное уравнение. Точное решение такого уравнения с комплексными переменными затруднительно. Поэтому приняты и обоснованы допущения, позволившие упростить решение уравнения. После упрощения из (1) получено

$$l_{ДЕФ} = \frac{(\dot{U}_{CA} - \dot{U}_{BC}) - i_0 (3\underline{Z}_{ДЕФ} + \underline{Z}_c)}{2i_0 \underline{Z} + (\dot{U}_{CA} - \dot{U}_{BC})} \quad (2)$$

При этом предварительно выполняется расчет сопротивления дефекта изоляции $\underline{Z}_{ДЕФ}$ в месте замыкания на землю. Для этого используется схема присоединения, представленная на рис.3 [4].

Для схемы замещения (рис.3) при равных значениях проводимостей фаз нагрузки записаны следующие уравнения состояния:

$$\dot{U}_A (\dot{U}_B - \dot{U}_N) \cdot \underline{Y}_{АН} - \dot{U}_B (\dot{U}_A - \dot{U}_N) \cdot \underline{Y}_{ВН} = i_A (\dot{U}_B - \dot{U}_N) - i_B (\dot{U}_A - \dot{U}_N) \quad (3)$$

$$\dot{U}_B (\dot{U}_C - \dot{U}_N) \cdot \underline{Y}_{ВН} - \dot{U}_C (\dot{U}_B - \dot{U}_N) \cdot \underline{Y}_{СН} = i_B (\dot{U}_C - \dot{U}_N) - i_C (\dot{U}_B - \dot{U}_N) \quad (4)$$

$$\dot{U}_A (\dot{U}_C - \dot{U}_N) \cdot \underline{Y}_{АН} - \dot{U}_C (\dot{U}_A - \dot{U}_N) \cdot \underline{Y}_{СН} = i_A (\dot{U}_C - \dot{U}_N) - i_C (\dot{U}_A - \dot{U}_N) \quad (5)$$

где $i_{АН}$, $i_{ВН}$, $i_{СН}$ – векторы токов фаз нагрузки присоединения; $i_{АИ}$, $i_{ВИ}$, $i_{СИ}$ – векторы

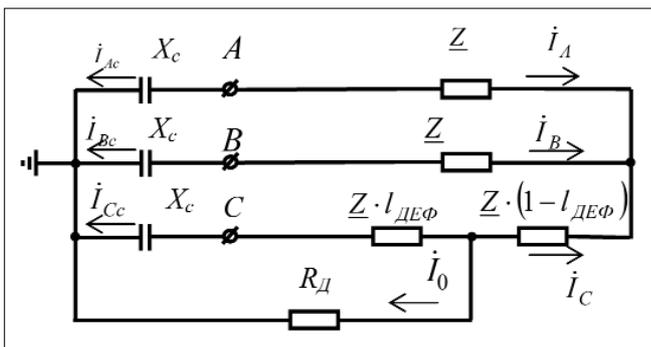


Рис. 2. Схема замещения участка сети и присоединения нагрузки

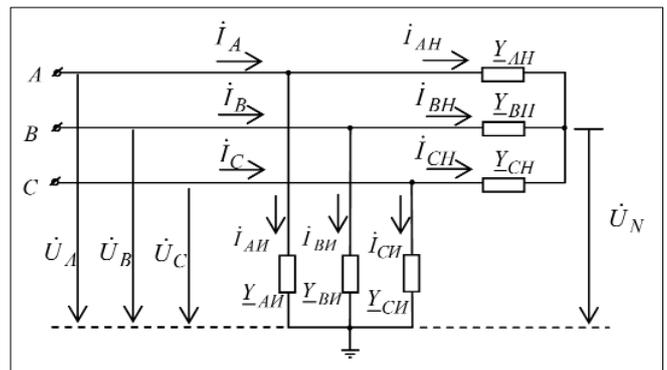


Рис. 3. Схема замещения присоединения нагрузки

токов через изоляцию фаз присоединения; \underline{Y}_{AI} , \underline{Y}_{BI} , \underline{Y}_{CI} – комплексные проводимости изоляции фаз по отношению к земле (диагональная матрица \underline{Y}_{II}); \underline{Y}_{AII} , \underline{Y}_{BII} , \underline{Y}_{CII} – фазные комплексные проводимости нагрузки присоединения (диагональная матрица \underline{Y}_{II}); \dot{U}_A , \dot{U}_B , \dot{U}_C – векторы напряжений фаз присоединения по отношению к земле; \dot{U}_N – напряжение нейтрали присоединения по отношению к земле,

$$\dot{U}_N = \frac{\dot{U}_A \cdot \underline{Y}_{AII} + \dot{U}_B \cdot \underline{Y}_{BII} + \dot{U}_C \cdot \underline{Y}_{CII}}{\underline{Y}_{AII} + \underline{Y}_{BII} + \underline{Y}_{CII}}.$$

В результате решения системы уравнений (3)–(5) определяются проводимости изоляции фаз по отношению к земле, а затем определяется $\underline{Z}_{ДЕФ}$. Найденное значение $\underline{Z}_{ДЕФ}$ совместно с текущими параметрами режима используются в выражении (2) для определения $l_{ДЕФ}$.

На рис.4 приведены расчетные данные о погрешности модифицированного метода определения расстояния до точки замыкания на землю Δl . Данные получены в результате выполнения серии расчетов на математической модели с.н.

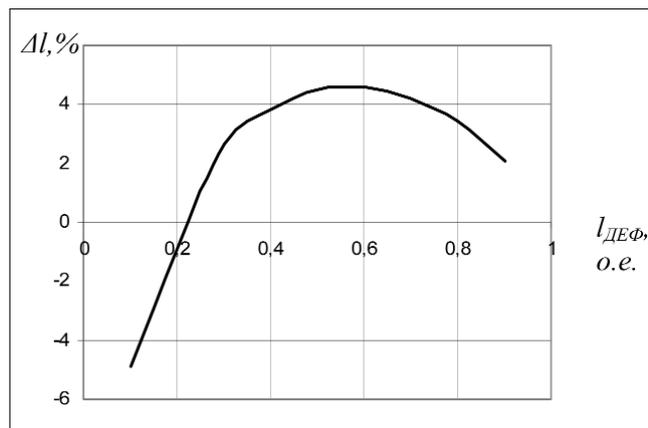


Рис. 4. Погрешность определения точки замыкания на землю в зависимости от действительной удаленности $l_{ДЕФ}$

Анализ данных, предоставленных на рис. 4, показывает, что предложенный метод определения расстояния до места локального дефекта имеет точность, достаточную для его практического применения.

ВЫВОДЫ

1. Предложенный метод непрерывного диагностирования присоединений с.н. 6 кВ ТЭС, при его практической реализации может быть отнесен к средствам «среднего класса». Внедрение таких средств на ТЭС позволит предотвратить возникновение большого количества повреждений и аварий, в первую очередь, связанных с локальными дефектами изоляции в кабелях и двигателях.

2. Рассмотренный итерационный метод может использоваться для определения расстояния до точки замыкания на землю без отключения присоединения нагрузки. Погрешность метода находится в пределах 5...7%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Савельев В.А., Мартынов В.А. Методы и средства управления техническим состоянием электрооборудования электростанций // Тезисы докладов 15-й НТК «Неразрушающий контроль и диагностика». – М.: РОНКТД, 1999. – С.56.

2. Гребченко Н.В., Сидоренко А.А., Полковниченко Д.В. Методы определения параметров дефектов электрической изоляции в рабочих режимах электрооборудования // Технічна електродинаміка: Тем. вип. «Проблеми сучасної електротехніки», ч. 2. – 2008. – С.119–122.

3. Пат. 83878 Україна, МКИ G 01 R 31/08. Спосіб визначення відстані до місця локального дефекту ізоляції та опору цього дефекту у розподільчих мережах / М.В.Гребченко, О.А.Сидоренко. – № а200606247; Заявл. 05.06.2006; Опубл. 26.08.2008, Бюл. 16. – 5 с.

4. Гребченко Н.В. Метод непрерывного определения комплексных проводимостей изоляции в рабочих режимах электрических присоединений 6–10 кВ // Электричество. – 2003. – №12. – С.24–29.