

УДК 621.311

УТОЧНЕННЫЙ РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНЫХ ВЕЛИЧИН КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ И РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ ИСТОЧНИКОВ В ОСНОВНЫХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Печко А.С.

Научный руководитель - к.т.н, доцент Прокопенко В.Г.

Одним из важных мероприятий по повышению эффективности работы основных электрических сетей, является оптимизация их режимов работы по напряжению и реактивной мощности. Это мероприятие не связано с дополнительными капитальными затратами и относится к числу первоочередных, решаемых в энергосистемах.

Известные алгоритмы решения данной задачи формулируют её как

$$\min [\Delta P(K, Q) / K, Q \in R],$$

где ΔP суммарные потери активной мощности в расчетной схеме сети; K, Q векторы независимых переменных: коэффициентов трансформации автотрансформаторов связи и реактивных мощностей источников; R – область допустимых решений, ограниченная равенствами и неравенствами технических ограничений[1].

Основным режимным ограничением являются величины напряжений узлов расчетной схемы сети.

Для решения данной задачи применяется ряд оптимизационных методов, учитывающих дискретность и связанность изменения переменных. Алгоритмы предусматривают поочередное изменение векторов переменных, например, первым изменяется вектор K , а вторым – вектор Q или наоборот. В обоих случаях задача как-то решается: потери снижаются, но на разную величину и при этом напряжение в ряде узлов схемы сети достигают допустимых пределов.

Для более точного решения задачи разработан алгоритм на основе использования пошагового метода оптимизации с анализом предыстории[2].

Данный алгоритм позволяет на каждом шаге оптимизации сравнивать снижение потерь активной мощности в расчетной схеме сети, которое достигается за счет изменения коэффициента трансформации автотрансформатора связи в наибольшей степени уменьшающего потери мощности и от изменения реактивной мощности источника(ов) также в наибольшей степени уменьшающего(их) потери активной мощности. На основе сравнения величин снижения потерь мощности выбирается переменная, которую целесообразно изменить. Причем реактивная мощность источника подбирается таким образом, чтобы суммарные изменения напряжений узлов сети было равным суммарным изменениям напряжений от установки нового коэффициента трансформации. Новое значение переменной вносится в модель схемы сети и расчет повторяется.

Приведем пример реализации данного алгоритма на замкнутой электрической сети со следующими параметрами: номинальные напряжения 330, 220 и 110 кВ, число узлов-26, суммарная протяженность линий-1356 км, суммарная нагрузка потребителей- 1048+j462 МВА, генерация активной и реактивной мощности в 4 узлах - 100+j(0÷100), 50+j(0÷100), +j(0÷50), БУ, количество автотрансформаторов с РПН-5.

При расчете принималось, что разность изменения суммарных значений напряжений при выборе оптимального коэффициента трансформации трансформатора и при выборе оптимального значения генерируемой реактивной мощности в узле не превышал 1%. Допустимые значения напряжений в узлах составляли: в сети 330 кВ-355 кВ; в сети 220 кВ-242 кВ; в сети 110 кВ- 121 кВ.

Расчет режимов сети производился с помощью известной программы «RASTR», в исходном режиме расчетные мощности источников были равны нулю, коэффициенты трансформации имели номинальные ответвления, шаг изменения реактивной мощности источников составлял 5 Мвар. Характеристика исходного режима полностью удовлетворяет

заданным требованиям, а именно напряжения в узлах сети находятся ниже допустимых значений, при расчете режим сходится.

Суммарные потери активной мощности в сети в исходном режиме составляют 21.21 МВт.

1-ый цикл оптимизации.

Результаты расчетов выбора значения коэффициента трансформации на первом цикле оптимизационного расчета приведены в Таблице 1.

Таблица 1.

№ трансформатора	1	2	3	4	5
Значения коэффициента трансформации в исходном режиме	0,733	0,733	0,526	0,526	0,526
Значения коэффициента трансформации после оптимизации на ступень регулирования	0,748	0,748	0,536	0,536	0,536
Снижение потерь мощности относительно исходного значения, МВт	0,45	0,41	0,13	0,04	0,06

Из данных таблицы 1 следует, что к наибольшему снижению потерь мощности привело изменение величины коэффициента трансформации трансформатора 1. Потери мощности уменьшились на 0,45 МВт. Суммарное изменение напряжений узлов в сети составило 46,3 кВ.

В Таблице 2 приведены результаты расчетов оптимальных значений реактивных мощности источников на первом цикле оптимизационного расчета.

Таблица 2.

Значение источника реактивной мощности, МВА	200+j(0-150)	120+j(0-90)	100+j(0-80)
№ узла	1	2	3
Значение суммарных активных потерь в исходном режиме, МВт	21,21		
Значения реактивной мощности источника после оптимизации на ступень, Мвар	5	5	5
Снижение потерь активной мощности, МВт	0,17	0,28	0,37
Суммарные изменения напряжений узлов схемы сети, кВ	Не рассчитывалось	Не рассчитывалось	18,23
Величина реактивной мощности источника после изменения на ступень, Мвар	5	5	10
Значение суммарных активных потерь в исходном режиме, МВт	20,84		
Снижение потерь мощности, МВт	0,15	0,27	0,32
Суммарные изменения напряжений узлов схемы сети, кВ	Не рассчитывалось	Не рассчитывалось	35,98
Значение суммарных активных потерь в исходном режиме, МВт	20,52		
Значения реактивной мощности источника после оптимизации на первом шаге, Мвар	5	5	15
Снижение потерь мощности, МВт	0,16	0,26	0,29
Суммарные изменения напряжений, кВ	53,19		

Поскольку при реактивной мощности источника 2 - 15 Мвар суммарные изменения напряжений узлов сети превышают увеличение напряжений от изменения коэффициента трансформации трансформатора, то величина реактивной мощности была откорректирована на основе линейной функции напряжений узлов от реактивной мощности источников[3]. Коррекция осуществлялась следующим образом.

Рассчитывалось удельное увеличение напряжения узлов сети от изменения реактивной мощности источника на 1 Мвар :

$$\Delta U_{\Sigma y} = \frac{\Delta U_{\Sigma n} - \Delta U_{\Sigma(n-1)}}{\Delta Q}, \tag{1}$$

где $\Delta U_{\Sigma n}$ и $\Delta U_{\Sigma(n-1)}$ - соответственно, суммарное изменение величин напряжений узлов сети на последнем и предпоследнем шаге изменения реактивной мощности источника, кВ ;

ΔQ - шаг изменения реактивной мощности источников, Мвар .

Исходя из Таблицы 2 :

$$\Delta U_{\Sigma y} = \frac{35,98 - 18,23}{5} = 3,55 \frac{\text{кВ}}{\text{Мвар}},$$

Определялась реактивная мощность источника 3 на n+1 шаге её изменения при котором суммарное увеличение напряжений узлов сети будет такое же, как при применении коэффициента трансформации:

$$\Delta Q_{(n+1)} = \frac{\Delta U_{\Sigma k} - \Delta U_{\Sigma n}}{\Delta U_{\Sigma y}}, \tag{2}$$

где $\Delta U_{\Sigma k}$ суммарное увеличение напряжений узлов схемы сети при изменении коэффициента трансформации на ступень регулирования.

Исходя из данных 1 и 2 и округления $\Delta Q_{(n+1)}$ до целого числа получим :

$$\Delta Q_{(n+1)} = \frac{46,3 - 35,98}{3,55} \approx 3 \text{ Мвар},$$

Таким образом после первого цикла оптимизации расчета оказалось, что более эффективно изменить реактивную мощность источника на 13 Мвар. При этом снижение потерь активной мощности в схеме сети составило 20,23 МВт, что на 0,53 МВт превышает снижение потерь мощности от изменения коэффициента трансформации трансформатора 1.

Далее расчет повторяется и заканчивается после трёх циклов. На 4 цикле при изменении коэффициентов трансформатора 1 напряжение некоторых узлов схемы сети выходят за допустимые пределы. Поэтому сравнивались снижения потерь активной мощности попеременно при применении коэффициента трансформации трансформатора 2,3,4,5. И со снижениями потерь, полученных от изменения реактивной мощности источника.

Таблица 3. Результаты расчетов оптимального коэффициента трансформации и оптимального узла с источником реактивной мощности на последнем цикле оптимизации.

№ цикла	3	
№ выбранного оптимального трансформатора/источника	трансформатор 1	источники реактивной мощности в узлах 2 и 3
Снижение потерь мощности относительно исходного режима, МВт	0,39	0,58
Суммарные изменения напряжений, кВ	45,42	44,35
Новое значение переменной, о.е./Мвар	нет	27 Мвар –узел 3, 15 Мвар-узел 2

Таким образом в результате оптимизационного расчета для рассмотренной схемы сети оказалось, что большее снижение потерь мощности достигнуто за счет изменения

реактивной мощности источников в 2-ух узлах. Так же выявлена эффективность усовершенствованного метода оптимизации над методом пошагового спуска с анализом предыстории. Узел с источником реактивной мощности в сети 110 кВ является наиболее эффективным местом установки принятого значения реактивной мощности. Потери активной мощности снизились в случае усовершенствованного алгоритма на 1,44 МВт, в случае если бы оптимизация режима работы сети проводилась за счет изменения коэффициента трансформации потери активной мощности снизились бы на 1,03 МВт. Описанный алгоритм оптимизации полностью формализован и может быть реализован на ЭВМ.

Литература

1. Федин В.Т., Прокопенко В.Г. Планирование характерных режимов электрических сетей 110 – 750 кВ по напряжению и реактивной мощностью.- Электрические станции, 1977, №12.
2. Отчет о нир. Разработать концептуальные основы и эффективные методы и алгоритмы анализа и оптимизации режимов энергосистем по напряжению и реактивной мощности. № г.р. 19981125 / В.Г.Прокопенко, А.А. Золотой. Минск, БНТУ, 1998.
3. Федин В.Т., Прокопенко В.Г. Алгоритм и программа на ЭЦВМ определения оптимальной компенсации реактивных нагрузок узлов электрической сети – Минск :Энергетика, 1978, №12.